

AVALIAÇÃO DE CRITÉRIOS DE DISTRIBUIÇÃO E DE UTILIZAÇÃO DE
RECURSOS DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NO BRASIL

Carlos Augusto Góes Pacheco

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Giovani Vitória Machado, D.Sc.

Prof. Maurício Cardoso Arouca, D.Sc.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Dr. Ricardo Gorini de Oliveira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO DE 2007

PACHECO, CARLOS AUGUSTO GÓES

Avaliação de Critérios de Distribuição e de Utilização de Recursos das Participações Governamentais no Brasil. [Rio de Janeiro] 2007.

XV, 321 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2007)

Dissertação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Participações Governamentais
2. Renda Mineral
3. Políticas Energéticas

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

DEDICATÓRIA

*“No exemplo ainda está a maior
força no mundo”*. Esta dissertação é
dedicada a Júlio Góes (*in
memorian*).

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço com especial apreço ao Prof. Dr. Giovani Vitória Machado, pelo apoio, paciência e compreensão dispensados na orientação desta dissertação, além da confiança em mim depositada em todos os momentos;

Ao Prof. Dr. Maurício Arouca, pela gentileza de ter-me recebido como seu co-orientado e pela condução do trabalho para a conclusão do mesmo;

Ao Prof. Dr. Alexandre Salem Szklo e ao Dr. Ricardo Gorini de Oliveira pela gentileza e disposição para participar como membros da banca examinadora. Sou-lhes grato pelas orientações e recomendações para a melhoria do trabalho;

Agradeço a ajuda incondicional dos grandes amigos, Marcelo Cavalcanti, Fernanda Delgado, Raquel Souza, Daniel Stilpen, Gustavo Paulino e Henrique Paulino, que me acompanharam vivamente neste trabalho, compartilhando avanços e retrocessos, durante todo o seu desenvolvimento;

Agradeço a todo corpo docente e discente do Programa de Planejamento Energético (PPE) da COPPE/UFRJ, pelas trocas de experiências e idéias que contribuíram para meu aperfeiçoamento intelectual, profissional e pessoal. Reconheço e agradeço, também, a equipe da secretaria acadêmica do PPE pela prontidão e eficiência com a qual tanto me auxiliaram, assim como as bibliotecárias, que sempre me atenderam com delicadeza, respeito e atenção;

Agradeço a todos os integrantes da Superintendência de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em especial a Gelson Serva, Geraldo Rodrigues e Aloysio Vasconcelos, pela receptividade e colaboração à realização deste trabalho;

Agradeço à minha mãe, Leila, pelo amor, atenção e carinho nas horas mais difíceis, e à minha namorada, Priscilla, pela força, o carinho e a compreensão pelos momentos, que não foram poucos, de ausência, tensão e, mesmo, mau humor ao longo do caminho;

Ao PRH-ANP, em especial ao Programa de Ensino: Economia, Planejamento Energético e Engenharia de Produção na Indústria do Petróleo (PRH-21), pelo suporte financeiro que proporcionou condições para a elaboração desta dissertação de mestrado;

A Deus, por tudo.

“Os dados materiais de uma nação podem ser contados e medidos (superfície, população, exércitos, riquezas materiais); mas o que não se pode medir é, às vezes, mais importante: o espírito, a alma, a vontade de orientar-se para um objetivo definido”.

(Francis Bacon)

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AVALIAÇÃO DE CRITÉRIOS DE DISTRIBUIÇÃO E DE UTILIZAÇÃO DE RECURSOS DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NO BRASIL

Carlos Augusto Góes Pacheco

Junho / 2007

Orientadores: Giovani Vitória Machado
Maurício Cardoso Arouca

Programa: Planejamento Energético

A partir da Lei n.º 9.478/97 verificou-se um extraordinário crescimento nas receitas de *royalties* e participações especiais, resultantes de compensações financeiras, devidas pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural. Tendo em vista a relevância deste novo cenário, este estudo analisa em que medida os critérios utilizados para o estabelecimento metodológico das regras de distribuição e uso das Participações Governamentais carecem, ou não, de fundamentos econômicos, e avalia o atual sistema vis-à-vis às experiências internacionais. A metodologia adotada envolveu levantamento e análise de dados, relativos aos *royalties* e participações especiais, bem como experiências internacionais para fins de comparação com o sistema brasileiro. Entre os principais resultados, depreende-se que a estrutura institucional de distribuição dos *royalties* no Brasil é compatível com o conceito teórico de *royalties* (renda de escassez). Contudo, no que se refere à utilização dos *royalties*, não há um direcionamento específico para a promoção da justiça intergeracional, através de projetos sustentáveis, capazes de perpetuar os benefícios advindos das rendas petrolíferas para as gerações futuras.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

EVALUATION OF CRITERIONS OF DISTRIBUTION AND UTILIZATION OF
THE GOVERNMENT TAKE UNDER THE PETROLEUM LAW'S RESOURCES IN
BRAZIL

Carlos Augusto Góes Pacheco

June / 2007

Advisors: Giovani Vitória Machado
Maurício Cardoso Arouca

Department of Energy Planning

From the Law n.º 9.478/97, it could be verified an extraordinary growth of royalties and special petroleum tax, resultants from financial compensations, which have to be paid by the concessionaires of exploration and production of oil and natural gas. Due to the relevance of this new scene, this study analyzes whether the criteria adopted for the methodological establishment of the distribution rules and use of the Governmental Participation under the Petroleum Law has economic fundamental, and also to evaluate the current system vis-a-vis the international experiences. The adopted methodology involved survey and data analysis, relative to royalties and special participation tax, as well as international experiences for comparison with the Brazilian system. Between the main results, it was inferred that the institutional structure of distribution of royalties in Brazil is compatible with the theoretical concept of royalties (scarcity rent). However, in relation to the royalties' utilization, it does not have a specific aiming for the promotion of intergenerational equity, through projects sustainable, capable to perpetuate the benefits of the petroliferous incomes for the future generations.

SUMÁRIO

Capítulo I – Introdução.....	1
Capítulo II – Princípios de Economia dos Recursos Naturais: um panorama das abordagens teóricas	10
II.1 O Conceito de Desenvolvimento Sustentável.....	10
II.1.1 Desenvolvimento Sustentável: perspectiva histórica.....	11
II.1.2 Desenvolvimento Sustentável: perspectiva teórica.....	15
II.1.2.1 A Economia do Meio Ambiente	16
II.1.2.2 A Economia Ecológica	18
II.2 Princípios Econômicos para o Pagamento de Participações Governamentais na Indústria do Petróleo e Gás Natural.....	21
II.2.1 O Conceito de Renda Econômica	23
II.2.2 Sobre a Renda Mineral	26
II.2.2.1 A Regra de Hotelling	28
II.2.3 O <i>Royalty</i> como Instrumento de Diversificação Econômica e Promotor de Justiça Intergeracional	37
II.2.3.1 <i>Royalties</i> como instrumento de captura de rendas extraordinárias.....	39
II.2.3.2 <i>Royalties</i> como receita de alienação de patrimônio público.....	41
II.2.3.3 <i>Royalties</i> como compensação aos impactos territoriais de adensamento	42
II.3 Considerações Finais do Capítulo.....	44
Capítulo III – Instrumentos Legais das Participações Governamentais no Brasil e no Mundo	48
III.1 Breve Introdução sobre a Análise das Participações Governamentais no Brasil	48
III.2 Evolução do Marco Legal das Participações Governamentais no Brasil (anteriores à Lei 9.478/97).....	50
III.3 A Reforma Institucional do Setor Petrolífero Brasileiro e as Mudanças Instituídas com a Lei n.º 9.478/97	58
III.3.1 O Bônus de Assinatura e o Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área	61
III.3.2 – Os <i>Royalties</i>	62
III.3.2.1 – Razões do Incremento dos <i>Royalties</i>	64
III.3.3 – As Participações Especiais	72
III.4 Comparações Internacionais sobre os Critérios de Arrecadação de Recursos das Participações Governamentais.....	76
III.4.1 Os Sistemas Internacionais de Tributação na Cadeia do Petróleo e Gás Natural	77
III.4.2 Estruturação dos Sistemas Fiscais Internacionais	86
III.4.2.1 Sistemas de Concessão	87
III.4.2.2 Sistemas Contratuais	89
III.4.2.3 <i>Joint Ventures</i>	93
III.5 Os <i>Royalties</i> e demais Participações Governamentais como Instrumentos de Políticas Fiscal e Econômica	94

III.5.1 Incentivos Fiscais e Sistemas de Flexibilização de Alíquotas (<i>Royalty Relief</i>)	97
III.6 Considerações Finais do Capítulo	101
Capítulo IV – Avaliação dos Critérios de Distribuição das Participações Governamentais no Brasil e no Mundo	106
IV.1 Características da Exploração dos Hidrocarbonetos e seus Impactos na Distribuição de Receitas Petrolíferas	107
IV.2 – Considerações sobre o Pagamento de <i>Royalties</i> e Participações Especiais à Estados, Territórios e Municípios Brasileiros	110
IV.2.1 – O Debate sobre a Concentração Espacial das Rendas Petrolíferas e o Critério Físico Presente nas Regras de Rateio	115
IV.2.2 – Propostas de Alteração da Legislação Referente às Metodologias de Repasse das Participações Governamentais	125
IV.3 Experiências Internacionais de Distribuição das Receitas Petrolíferas	133
IV.3.1 Estados Unidos	133
IV.3.1.1 Repartição e Aplicação dos <i>Royalties</i> nos Estados Unidos	136
IV.3.2 América do Sul (Bacia Sub-Andina)	140
IV.3.2.1 O Panorama do Setor Petrolífero	140
IV.3.2.2 O Processo de Descentralização Fiscal	142
IV.3.2.3 A Arrecadação da Renda Petrolífera	143
IV.3.2.4 A Distribuição da Renda Petrolífera entre os Países da Bacia Sub-Andina	145
IV.3.3 Nigéria	152
IV.3.4 Canadá	158
IV.4 Reflexões Gerais sobre os Critérios de Distribuição de Recursos das Rendas Petrolíferas	160
IV.5 Considerações Finais do Capítulo	163
Capítulo V – Análise sobre a Utilização dos Recursos das Participações Governamentais no Brasil e no Mundo	167
V.1 – Aplicação e Fiscalização das Participações Governamentais à Luz da Legislação Brasileira	167
V.1.1 Fiscalização dos Recursos dos <i>Royalties</i>	171
V.2 Análise da Utilização das Participações Governamentais Repassadas à União	174
V.2.1 Os Repasses para o Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT)	179
V.3 Análise da Utilização das Participações Governamentais Repassadas ao Estado do Rio de Janeiro	183
V.3.1 O Emprego dos <i>Royalties</i> Petrolíferos na Renegociação da Dívida do Estado do Rio de Janeiro com a União	187
V.3.2 O Fundo Especial de Conservação Ambiental e Desenvolvimento Urbano - FECAM	192
V.4 Análise da Utilização das Participações Governamentais Repassadas às Esferas Municipais de Governo	196
V.4.1 A Relação das Participações Governamentais com os Investimentos Municipais Realizados	205
V.4.2 – Direcionamento dos Recursos Petrolíferos nos Gastos Municipais	208
V.5 Experiências Internacionais de Utilização de <i>Royalties</i> e demais Rendas Petrolíferas	219
V.6 Considerações sobre a Necessidade de uma Eficiente Gestão dos Recursos Petrolíferos	225

V.6.1 – A Lei de Responsabilidade Fiscal.....	229
V.6.2 – O Orçamento Participativo como Instrumento de Gestão no Uso das Participações Governamentais.....	232
V.7 Recursos Petrolíferos: Volatilidade, Incerteza e a Necessidade de Políticas de Planejamento de Médio e Longo Prazo.....	235
V.8 Fundos Petrolíferos: Conceitos e Experiências Internacionais.....	238
V.8.1 O Fundo Permanente do Alasca (<i>Alaska Permanent Fund</i>).....	240
V.8.2 Fundo Petrolífero Estatal da Noruega (<i>Norwegian State Petroleum Fund – NSPF</i>).....	244
V.8.3 O Fundo Petrolífero de Alberta (Canadá).....	246
V.8.4 Experiências de Fundos Petrolíferos no Oriente Médio.....	248
V.8.5 Experiências de Fundos Petrolíferos no Azerbaijão e Cazaquistão.....	249
V.8.6 Avaliações das Experiências de Fundos Petrolíferos Internacionais.....	250
V.9 Considerações Finais do Capítulo.....	253
Capítulo VI – CONCLUSÃO.....	261
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	277
ANEXOS.....	311
ANEXO I – Distribuição da Parcela de 30% aos Municípios da Bacia de Campos, segundo Zonas de Produção.....	311
ANEXO II – Alíquotas Médias dos <i>Royalties</i> nas Bacias Brasileiras.....	313
ANEXO III – Distribuição da Arrecadação dos <i>Royalties</i> entre Beneficiários.....	314
ANEXO IV – Distribuição da Arrecadação das Participações Especiais entre Beneficiários.....	315
ANEXO V – Características Gerais de Regimes Fiscais Petrolíferos em Países em Desenvolvimento Selecionados.....	316
ANEXO VI – Indicador de Esforço Tributário Próprio dos Municípios e Regiões de Governo do Estado do Rio de Janeiro (2000-2005).....	318
ANEXO VII – Investimentos per capita dos Municípios e Regiões de Governo do Estado do Rio de Janeiro (1997-2005).....	319
ANEXO VIII – Indicador do Grau de Investimento dos Municípios e Regiões de Governo do Estado do Rio de Janeiro (1997-2005).....	320
ANEXO IX – Investimentos dos municípios e Regiões de Governo e Relação Investimentos / <i>Royalties</i> (2005).....	321

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1– Condição de eficiência no mercado de um recurso natural não-renovável.	30
Figura 3.1 – Evolução da distribuição de <i>royalties</i> sobre a produção de petróleo e gás natural, segundo beneficiários (1994-2005)	65
Figura 3.2 – Evolução da produção de petróleo e gás natural no Brasil (1993 – 2005).	66
Figura 3.3 – Preços médios de referência do gás natural no Brasil: 1999-2005 (US\$/mil m ³)	69
Figura 3.4 – Preços médios do petróleo brasileiro em comparação com o <i>Brent</i> (1996 – 2005).....	70
Figura 3.5 – Arrecadação total de <i>royalties</i> e a taxa de câmbio (1994 – 2005)	71
Figura 3.6 - Fluxo de pagamento dos <i>royalties</i> no Brasil – estrutura atual	75
Figura 3.7 – Sistemas Ficais: conceitos básicos	84
Figura 3.8 – Esquema simplificado do Regime Fiscal no Brasil.....	86
Figura 3.9 – Classificação dos Sistemas Fiscais Petrolíferos.....	87
Figura 4.1 – Bacia de Campos e a extensão dos Limites Municipais (ortogonais e paralelas).....	120
Figura 4.2 – Bolívia: distribuição dos <i>royalties</i> entre os Departamentos (1998 – 2003)	147
Figura 4.3 – Nigéria: distribuição das receitas petrolíferas entre beneficiários	156
Figura 5.1 – Distribuição dos <i>royalties</i> e participações especiais entre os órgãos beneficiários da Administração Federal - 1997 a 2005 (em milhões R\$)	175
Figura 5.2 – Arrecadação e limite de desempenho dos Fundos Setoriais (1999-2005)	181
Figura 5.3 – Evolução da arrecadação de <i>royalties</i> e participações especiais pelo estado do Rio de Janeiro (1997 -2006), em R\$ milhões.....	185
Figura 5.4 – Arrecadação de ICMS e Participações Governamentais do estado do Rio de Janeiro (1999 - 2005) em R\$ milhões	186
Figura 5.5 – Composição das Participações Governamentais na Receita Corrente do Estado do Rio de Janeiro 1999-2005	186
Figura 5.6 – Investimentos médios <i>per capita</i> dos Municípios e Regiões de Governo do Estado do Rio de Janeiro, 1997 a 1999; 2000 a 2002; 2003 a 2005 (R\$)	205
Figura 5.7 – Indicador médio do Grau de investimento dos Municípios e Regiões de Governo do Estado do Rio de Janeiro, 1997 a 1999; 2000 a 2002; 2003 a 2005 (%)	207
Figura 5.8 – Colômbia: distribuição dos <i>royalties</i> segundo beneficiários	221
Figura 5.9 – Arrecadação das Participações Governamentais para os Municípios do Rio de Janeiro, Niterói e São João da Barra 1998-2005 (mil R\$).....	237
Figura 5.10 – Valores dos dividendos <i>per capita</i> do Fundo Permanente do Alasca distribuídos anualmente.....	242

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 4.1 – Síntese dos Critérios de Arrecadação e Distribuição de Rendas Petrolíferas	164
Quadro 5.1 – Síntese da Legislação e Finalidade das Participações Governamentais Distribuídas entre os Órgãos da União	175
Quadro 5.2 – Síntese dos Critérios de Direcionamento dos Recursos de Rendas Petrolíferas.....	255

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 - Limites de isenção das participações especiais (em milhares de m ³ de equivalente-petróleo)	74
Tabela 3.2 – Comparação das modalidades de tributos, segundo critério de avaliação. 83	
Tabela 3.3 - Comparação entre o Regime de <i>Royalties</i> e o Regime de Partilha de Produção.....	89
Tabela 4.1– Repartição dos <i>royalties</i> entre beneficiários (produção <i>onshore</i>)	115
Tabela 4.2 – Repartição dos <i>royalties</i> entre beneficiários (produção <i>offshore</i>)	116
Tabela 4.3 – Valores totais de <i>royalties</i> e participações especiais arrecadados pelos Municípios Confrontantes da Bacia de Campos.....	117
Tabela 4.4 – Distribuição das Participações Governamentais (<i>Royalties</i> + Participação Especial)	119
Tabela 4.5 – Coeficientes individuais de participação dos municípios.....	124
Tabela 4.6 – Projetos de lei com propostas de alteração nas regras de rateio e aplicação das Participações Governamentais, segundo os objetivos da proposta.	127
Tabela 4.7 – Repartição do <i>Oil and Gas Gross Production Tax</i> entre estados e governos locais.....	139
Tabela 4.8 – Importância do Setor Petrolífero nas Economias dos Países da Bacia Sub-Andina (2002).....	140
Tabela 4.9 – Base Constitucional e/ou Legal dos <i>royalties</i>	144
Tabela 4.10 – Média das Rendas Petrolíferas arrecadadas por país (1998-2002).....	145
Tabela 4.11 – Estrutura de distribuição das rendas petrolíferas na Bolívia (1998-2002)	146
Tabela 4.12 – Colômbia: distribuição das rendas e <i>royalties</i> petrolíferos entre beneficiários.....	148
Tabela 4.13 – Equador: distribuição das receitas petrolíferas, em US\$ milhões, segundo beneficiários (1998-2002).....	150
Tabela 4.14 – Peru: distribuição das receitas petrolíferas (do setor <i>upstream</i>), em US\$ milhões	151
Tabela 5.1 – Valores das participações governamentais destinados aos Órgãos da União e o montante efetivamente aplicado - 2001 (R\$ milhões).....	177
Tabela 5.2 – Estimativas do PIB, a preços de mercado e taxa de crescimento anual da indústria extrativa mineral do estado do Rio de Janeiro (1996-2005).....	184
Tabela 5.3 – Impacto da dívida fundada do Estado do Rio de Janeiro em função da renegociação da dívida com a União, em 31/12/1999 (R\$ bilhões).....	188
Tabela 5.4 –Valores de <i>royalties</i> e participações especiais comprometidos com a garantia de renegociação da dívida do estado do Rio de Janeiro com a União (R\$ milhões)	189
Tabela 5.5– Total da receita arrecadada pelo FECAM - 2005 (em R\$).....	193
Tabela 5.6 – Arrecadação de <i>royalties</i> e participações especiais <i>per capita</i> , segundo municípios e Regiões de Governo do estado do Rio de Janeiro 1998-2005 (em R\$)	198
Tabela 5.7 – Porcentagem das Participações Governamentais nas Receitas Totais dos municípios da Zona de Produção Principal e Regiões de Governo do estado do Rio de Janeiro 1998-2005	199
Tabela 5.8 – Receitas municipais <i>versus royalties</i> e participações especiais dos municípios da Zona de Produção Principal e Regiões de Governo do estado do Rio de Janeiro (2000-2005).....	200

Tabela 5.9 – Composição das receitas correntes municipais dos municípios da Zona de Produção Principal e Regiões de Governo do estado do Rio de Janeiro (1997) ..	202
Tabela 5.10 – Composição das receitas correntes municipais dos municípios da Zona de Produção Principal e Regiões de Governo do estado do Rio de Janeiro (2005) ..	203
Tabela 5.11 – Evolução dos indicadores de desenvolvimento socioeconômico – IDH-M (1991/2000)	209
Tabela 5.12 – Evolução dos indicadores do Índice de Qualidade dos Municípios – IDH-M (1991/2000).....	211

Capítulo I – Introdução

O setor petrolífero, constituído por uma cadeia de atividades que vai desde a prospecção de jazidas de hidrocarbonetos até a distribuição de derivados ao consumidor, apresenta forte influência na economia, seja pelo seu impacto multiplicador sobre as demais cadeias produtivas, seja por seus efeitos sobre o balanço de pagamentos e as contas públicas. Tal segmento industrial demonstra não somente um potencial de indução de progresso tecnológico em importantes setores da indústria, mas também uma grande capacidade para a multiplicação do emprego e da renda.

As rendas originárias da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural representam uma parte substancial do Produto Interno Bruto (PIB), dos ingressos de capital e de divisas em muitos países produtores de hidrocarbonetos no mundo. No Brasil, a contribuição média do setor petróleo, em termos relativos, como proporção do PIB foi de: 2,44% (década de 1960); 2,79% (década 1970); 4,20% (década 1980); 3,36% (1990/1997); 4,94% (1998/2003); e 8,11% (2004) (ARAGÃO, 2005).

Analisando o caso específico do estado do Rio de Janeiro, principal produtor de petróleo e gás natural no Brasil, verificou-se que a indústria extrativa e de transformação foi uma das atividades que mais cresceu: somente entre 1996 e 2004, o aumento total foi de 395,9% (crescimento médio anual de 22,16%). Dentro deste setor, a extração do petróleo e gás se constituiu a atividade mais significativa, sendo responsável, em 2004, por 50,23% do total gerado pela indústria extrativa e de transformação, e de 19,43% do PIB estadual total (CIDE, 2006a).

A expansão das atividades da indústria petrolífera gera um impacto econômico positivo nas economias mundiais, devido ao surgimento de novas oportunidades empresariais, abertura de empregos diretos e indiretos e crescimento do mercado consumidor local onde ocorrem estas atividades. Há também um impacto financeiro associado ao pagamento de impostos, contribuições sociais e taxas (federais, estaduais e municipais), além de compensações financeiras sobre o valor da produção de petróleo e gás natural aos municípios e estados pertencentes às zonas exploratórias/produtoras (além da União). Estas compensações financeiras estão promovendo um rápido crescimento das receitas orçamentárias dos beneficiários. No Brasil, o destaque maior fica por conta dos

royalties e participações especiais, que fazem parte das Participações Governamentais¹: pagamentos a serem realizados pelos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, nos termos dos artigos 45 a 51, da Lei nº. 9.478 de 1997. Compõem as Participações Governamentais o bônus de assinatura, a taxa por ocupação ou retenção de área, os *royalties* e as participações especiais.

Entretanto, apesar de impactos econômicos positivos, as rendas petrolíferas, incluindo os *royalties*, têm sido descritas, por algumas abordagens de especialistas no setor, mais como uma maldição² do que uma bênção (GARY e KARL, 2003; TSALIK, 2003; STEVENS, 2006; BACON e TORDO, 2006). Estes autores têm mostrado que alguns países em desenvolvimento ricos em recursos naturais e movidos por tais recursos, estão entre os que tiveram os mais fracos desempenhos quanto ao crescimento, apesar de possuírem grande capacidade de investimentos e importação. Tal fato demonstra que o gerenciamento de rendas petrolíferas é uma questão complexa, onde diferentes fatores se inter-relacionam: a arrecadação, a distribuição e o uso desta riqueza.

Um exemplo de impacto econômico das rendas petrolíferas, resultante de um rápido e inesperado crescimento das exportações de hidrocarbonetos, e ocorrendo mais comumente em países produtores em desenvolvimento, é a Doença Holandesa (ou *Dutch Disease*), termo originado na Holanda, após a descoberta de gás no Mar do Norte (HAUSMANN e RIGOBON, 2003).

Basicamente, o fenômeno da Doença Holandesa ocorre da seguinte forma: fundos estrangeiros provenientes da venda de recursos naturais são convertidos em moeda local, fazendo com que a moeda local seja valorizada em relação a moedas estrangeiras. Isto, por sua vez, aumenta o preço dos bens nacionais em relação aos bens estrangeiros. Também faz com que as exportações do país fiquem menos competitivas no mercado global. Os produtos agrícolas locais, os produtos industrializados e outros itens sofrem um declínio, resultando em perda de emprego e renda para a população, e uma maior

¹ Segundo GUTMAN (2007), a tradução para o inglês, adotada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), das Participações Governamentais é *Government Take under the Petroleum Law*.

² Em sua forma mais restrita, a maldição dos recursos naturais se refere à relação inversa entre a elevada dependência do recurso natural e as taxas de crescimento econômico (TSALIK, 2003).

dependência do setor de petróleo, gás natural e mineração para a obtenção de receitas públicas (HAUSMANN e RIGOBON, 2003).

Um dos problemas relacionados com a existência de rendas oriundas de recursos não-renováveis, como o petróleo e o gás natural, é o fato de que, mesmo proporcionando considerável volume de recursos para as economias dos países beneficiários, elas são temporárias, uma vez que são obtidas através da exploração de recursos naturais não-renováveis e, desta maneira, não se pode estimar ao certo até quando as jazidas minerais poderão ser exploradas.

A grande dificuldade para se estimar o futuro da produção de petróleo consiste em conhecer a totalidade do petróleo recuperável. De fato, a dificuldade de acesso à informações das indústrias petrolíferas, a eficácia das diversas metodologias e os aspectos tecnológicos e econômicos (preço do petróleo e custos de produção – inclusive as Participações Governamentais) afetam este montante (BRANDT, 2007). Ademais, há recursos ainda não descobertos, devido às incertezas geológicas e assimetrias de informação, que poderão ser incorporados às reservas e produzidos no futuro (SZKLO *et al.*, 2005). Não obstante, individualmente, os campos estão sujeitos ao progressivo esgotamento³.

Outro problema relacionado à renda de recursos não-renováveis é a questão da volatilidade do preço dos recursos e a variabilidade dos volumes produzidos, que podem afetar diretamente a disponibilidade dos recursos públicos, em um curto espaço de tempo. O mercado mundial de petróleo é um dos mais voláteis do mundo, e as mudanças repentinas de preço, assim como os subseqüentes ciclos econômicos de crescimento súbito e colapso são difíceis para os planejadores administrarem de maneira eficaz (JOHNSTON, 1994). A volatilidade dos preços exerce um forte efeito negativo

³ Entretanto, com o desenvolvimento de pesquisas e inovações tecnológicas na indústria petrolífera, está se tornando possível obter melhores resultados nas operações de recuperação secundária e suplementar de petróleo e gás natural. Na recuperação secundária, a extração de volumes adicionais de hidrocarbonetos líquidos ou gás ocorre através de sistemas de manutenção de pressão no reservatório, tais como injeção de água ou de gás. A recuperação suplementar (ou *Enhanced Oil Recovery* – EOR) é caracterizada pela injeção de materiais normalmente estranhos aos presentes no reservatório. Com pequenas exceções, os métodos de EOR podem ser classificados em três categorias: químicos, solventes ou térmicos. Entre os químicos, pode-se citar a injeção de polímeros, surfactantes e de produtos alcalinos. A injeção de solventes engloba os casos de hidrocarboneto miscível, CO₂ miscível e imiscível, nitrogênio e gás combustível. Os métodos térmicos incluem a injeção de vapor, água quente e combustão *in situ* (GOWDY e JULIA, 2005; THOMAS, 2001).

na disciplina orçamentária, no controle das finanças públicas, assim como nos esforços de planejamento. Ela também afeta negativamente os investimentos efetivos, melhor distribuição de renda e redução da pobreza.

No Brasil, os números expressivos de recursos oriundos dos *royalties* petrolíferos que vêm sendo registrado nos últimos anos resultaram de uma conjunção de fatores, iniciados com a instituição da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, que flexibilizou o monopólio do petróleo no País. A nova legislação elevou a alíquota de cálculo dos *royalties* de 5% para 10%, ao mesmo tempo em que se introduziram modificações quanto ao preço de referência para o cálculo dos *royalties*: o preço fixo das refinarias foi substituído pela cotação do petróleo no mercado internacional. Soma-se a este fato, a alta no preço do petróleo, bem como do crescimento da produção nacional de hidrocarbonetos (que atingiu, em 2006, a marca de 1,71 milhão de barris de petróleo diários e de 40,2 milhões de m³ de gás natural diários) (ANP, 2007).

Isto gerou um crescimento espetacular das receitas de *royalties* auferidas, passando de R\$ 190 milhões, em 1997, para R\$ 7,70 bilhões em 2006. Caso se considerem as participações especiais, esta quanta alcança a cifra de R\$ 16,54 bilhões, correspondendo a 93,2% do montante total de Participações Governamentais arrecadadas no Brasil no referido ano (ANP, 2007).

A problemática em relação à este cenário diz respeito ao processo de arrecadação, distribuição e emprego destas verbas, uma vez que deixaram de ser insignificantes dentro do fluxo de recursos públicos. Embora a Lei.º 9.478/97 estabeleça o modo de partilha dos *royalties* e participações especiais, não especifica os setores nos quais estes recursos devam ser empregados pelos estados e municípios. É justamente neste cenário de falta de transparência na utilização desta renda petrolífera que reside a fragilidade da questão. Soma-se a isto a expectativa de alta destes recursos nos próximos anos, formando os componentes necessários para o surgimento de desconfianças quanto ao uso indevido e má utilização desses recursos.

Apesar de enorme capacidade de investimento proporcionada pelas indenizações do petróleo, as condições locais de saúde, saneamento e infra-estrutura em geral são, em muitas localidades, deficientes. Ademais, alguns municípios brasileiros apresentam um

elevado grau de dependência entre suas receitas municipais e os *royalties*, situação esta que origina um conjunto de preocupações de caráter econômico-financeiro e social, pois o petróleo é um recurso natural não-renovável e, com o decorrer das atividades de exploração, tende a exaurir-se (ou de tornar-se economicamente inviável de ser extraído). Desta maneira, caso essas localidades venham a ser tornar dependentes destes recursos, sem aplicá-los em projetos que conduzam a um desenvolvimento local sustentável, conjugado a uma diversificação de suas bases produtivas, poderão surgir problemas sócio-econômicos no longo prazo.

O objetivo desta dissertação é analisar em que medida os critérios utilizados para o estabelecimento metodológico das regras de arrecadação, distribuição e uso das Participações Governamentais no Brasil carecem (ou não) de fundamentos econômicos, e avaliar o atual sistema vis-à-vis às experiências internacionais.

Em outras palavras, trata-se de responder as seguintes perguntas: a estrutura institucional de distribuição dos *royalties* no Brasil é compatível com o conceito teórico de *royalties*? E como a legislação brasileira se encaixa no contexto internacional? Além disto, a legislação sobre a utilização de *royalties* no Brasil é compatível com o conceito teórico de *royalties*? E como a legislação brasileira se encaixa no contexto internacional?

Serão realizadas considerações a partir de estudos das estruturas institucionais de distribuição, assim como a legislação sobre o uso, das Participações Governamentais em outras regiões produtoras de petróleo e gás natural no mundo, comparando-as com o modelo nacional e avaliando em que medida a legislação brasileira se encaixa no contexto internacional. Procurar-se-á, também, averiguar como estes recursos, oriundos da exploração de recursos naturais não-renováveis, podem ser utilizados na promoção do desenvolvimento sustentável.

Para fins deste estudo, será considerado o conceito de desenvolvimento sustentável adotado pela Organização das Nações Unidas e descrito, no *Relatório Brundtland*, como “o desenvolvimento que atende as necessidades do presente sem prejudicar a capacidade das gerações futuras de atender as suas próprias necessidades” (WCED, 1987). Em outras palavras, o processo de desenvolvimento envolve uma melhoria do

bem-estar das gerações presentes, através do crescimento com distribuição de renda e melhoria social, e do bem-estar das gerações futuras, através da garantia de sustentabilidade econômica, social e ambiental (NOVAES *et al.*, 2000).

Pensar o desenvolvimento local baseado na exploração do petróleo e gás natural é pensar num ambiente de participação de todas as esferas sociais (Poder Local, Prefeituras Municipais, universidades, empresas, comunidade, etc.) que exercem uma influência decisiva na criação de potencialidades para o desenvolvimento. Estas potencialidades podem ser tanto já existentes (recursos naturais), como criadas, na forma de capital físico ou capital humano.

O conceito de desenvolvimento não é avaliado unicamente à base da expansão da riqueza material, que é condição necessária, mas não suficiente, para o desenvolvimento econômico. Pensar em desenvolvimento é compatibilizar crescimento econômico com outras metas. Numa perspectiva de desenvolvimento que considera os benefícios repassados para gerações futuras, ou seja, um foco de pensamento de longo prazo, a disponibilidade dos recursos naturais é um assunto a ser levado em consideração.

Segundo Celso Furtado (FURTADO, 1983, p.90) o verdadeiro desenvolvimento é, sobretudo, um processo social e cultural, e apenas secundariamente econômico. Para BUARQUE (2002), o desenvolvimento está ligado tanto à exploração das potencialidades locais para contribuir socialmente, quanto à eficiente utilização dos recursos naturais, e pensá-lo requer: valorizar os enraizamentos social, econômico e cultural da sociedade local, indo além de análises estritamente econômicas; priorizar as instituições públicas locais, a autonomia das finanças públicas e o investimento em excedentes em setores sociais estratégicos. Estes objetivos são alcançados num horizonte temporal dinâmico, normalmente de longo prazo. Trata-se, *per se*, de um conceito que prevê planejamento, execução e eficiência na alocação de recursos.

As possibilidades dos recursos não-renováveis em gerar efeitos multiplicadores dizem respeito ao uso e destino que as administrações estaduais e municipais dão aos *royalties* e participações especiais que, com raras exceções, não têm sido utilizadas em planos, programas ou projetos de fomento das atividades econômicas capazes de produzir impacto qualitativo no recorrente padrão de desenvolvimento regional. O fato de a

principal riqueza de algumas localidades ser um recurso esgotável torna o planejamento do desenvolvimento algo absolutamente imprescindível para a busca por sustentabilidade.

Os desafios ao desenvolvimento local sustentável são múltiplos, e a saída para a atual dependência dos municípios aos *royalties* depende de um esforço articulado entre os diversos atores que atuam na região: empresas, instituições de governo (nos âmbitos municipal, estadual e federal), instituições de pesquisa e capacitação, bem como outras instituições locais. As iniciativas de fortalecimento e diversificação das atividades produtivas devem ser planejadas tendo o desenvolvimento sustentável da região como meta, superando as diferenças e as necessidades específicas dos municípios.

De modo a melhor realizar os objetivos propostos nesse trabalho, esta dissertação divide-se, além da introdução e conclusão, em quatro capítulos. No capítulo 2, a seguir, analisa-se como a Teoria Econômica busca tratar, através de suas formulações, a questão do Desenvolvimento Sustentável, destacando-se a apresentação de um panorama sobre o conceito de renda na literatura econômica, bem como tratar das especificidades da renda dos recursos minerais não renováveis. Ao se incorporar a dimensão temporal (caracterizada pelo caráter finito dos hidrocarbonetos) na análise do desenvolvimento sustentável, surge a oportunidade de interpretar as Participações Governamentais do petróleo e gás natural, especialmente no caso dos *royalties* petrolíferos, como mecanismos capazes de promover uma justiça intergeracional.

No capítulo 3, realizar-se-á um estudo sobre o sistema de Participações Governamentais no Brasil, determinadas pela Lei do Petróleo (Lei n.º 9.478/97), com enfoque nos *royalties* e participações especiais, bem como as mudanças ocorridas nas formas de arrecadação e distribuição dos mesmos e as mudanças metodológicas na ponderação dos *royalties* do petróleo para fins de indenização. Com o intuito de tecer algumas considerações e avaliações sobre a pertinência do modelo nacional, analisar-se-á o funcionamento dos sistemas internacionais, utilizando-se, para isto, uma objetiva revisão dos sistemas tributários, sistemas contratuais e de concessão, existentes nas atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural.

Neste ponto, é pertinente uma breve explanação. Apesar de o capítulo apresentar uma objetiva análise de sistemas tributários (internacionais e nacional), é fundamental destacar que as Participações Governamentais não se constituem tributos⁴ (impostos, taxas, contribuições de melhoria e tributos propriamente ditos), mas sim compensações financeiras. Conforme será visto posteriormente, a justificativa para o pagamento dos *royalties* reside no fato de que estes pagamentos decorrem da extração de um recurso natural não-renovável, onde há embutido, um custo de oportunidade. Assim, não se considera o *royalty* como um tributo, mas um pagamento ou participação baseado nos direitos de produção⁵.

Conforme explicação de GUTMAN (2007), os *royalties* possuem fundamento constitucional (art. 20, §1º), sendo receitas próprias dos seus beneficiários (União, Estados e Municípios), devendo a União obrigatoriamente repassá-los a título de compensação financeira, dado que não se trata de repasse voluntário. Ainda de acordo com GUTMAN (2007, p.15): “*em suma, os royalties não são tributos, e sim compensações financeiras, até mesmo porque os tributos são numerus clausus previstos no Capítulo I (do Sistema Tributário Nacional) do Título VI (da Tributação e Orçamento) da Constituição Federal de 1988 (arts. 145 a 162)*”. Todavia, no Brasil, assim como os tributos, os *royalties* têm destinação pública e são cobrados mediante atividade administrativa plenamente vinculada (GUTMAN, 2007), sendo esta desempenhada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Desta maneira optou-se por utilizar, quando necessário, o neologismo “*quasi-tributo*”, ao se referir às Participações Governamentais e, em especial aos *royalties*, quando da avaliação e/ou comparação direta destes com tributos existentes nos diversos sistemas

⁴ Tributo, segundo o Código Tributário Nacional (CTN, Lei n.º 5.172/66, art. 3º) é uma prestação pecuniária compulsória, que não constitui sanção de ato ilícito, instituída em lei e cobrada mediante atividade administrativa plenamente vinculada. Caracteriza-se o tributo pela compulsoriedade, pelo pagamento em dinheiro, ou valor equivalente, pelo seu caráter não punitivo, pela previsão legal e pela cobrança vinculada, sem margem de discricionariedade (BORBA, 2004; MACHADO, 1999).

⁵ RIBEIRO (2003, p.379) esclarece que, “*por terem sua receita destinada a entes da administração pública direta e indireta, e por serem estipuladas por lei, as participações governamentais muito se aproximam dos tributos, mas com estes não se confundem*”.

fiscais internacionais, incidentes sobre as atividades da indústria petrolífera, para que não se incorra em uma interpretação equivocada das Participações Governamentais⁶.

O capítulo 4 analisa o sistema de distribuição e repasse das Participações Governamentais entre as esferas de governo brasileiras, tanto pela repartição vertical (entre os três níveis de governo), quanto pela horizontal (entre os agentes de um mesmo nível de governo), comparando-os aos sistemas internacionais para verificar a adequação do sistema nacional.

No capítulo 5, analisa-se a maneira como os *royalties* e participações especiais estão sendo utilizados no Brasil e expõe princípios para uma boa gestão e transparente administração destes recursos, utilizando-se, para tal, experiências internacionais.

Finalmente, no capítulo 6, derivam-se as conclusões deste estudo, ressaltando-se as estratégias de investimento dos recursos dos *royalties* e participações especiais na promoção do desenvolvimento local sustentável.

⁶ A exemplo das Participações Governamentais, as contribuições sociais, com características de parafiscalidade, não devem ser consideradas tributos, apesar de se assemelharem à este pelo caráter compulsório de pagamento e pela forma indireta de incidência. De um modo geral, as contribuições têm um caráter parafiscal no sentido de que sua função não é de suprir os cofres públicos de recursos para despesas em geral, mas sim de custear atividades que, em princípio, não são atribuições do Estado, mas que este as desenvolve através de órgãos oficiais ou semi-oficiais (REZENDE e SILVA, 1987).

Capítulo II – Princípios de Economia dos Recursos Naturais: um panorama das abordagens teóricas

O objetivo deste capítulo é abordar as formulações da Teoria Econômica sobre o Desenvolvimento Sustentável. Paralelamente ao conceito de sustentabilidade, buscar-se-á traçar um panorama sobre a evolução do conceito de renda econômica na literatura especializada, bem como tratar das especificidades da renda dos recursos minerais não-renováveis. Ao se incorporar a dimensão temporal (caracterizada pelo caráter finito dos hidrocarbonetos) na análise do desenvolvimento sustentável, surge a oportunidade de interpretar as Participações Governamentais do petróleo e gás natural, especialmente no caso dos *royalties*⁷ petrolíferos, como mecanismos capazes de promover uma justiça intergeracional.

Decerto que este capítulo não pretende esgotar todas as questões e controvérsias que permeiam a ciência econômica e a economia dos recursos naturais. A abordagem restringiu-se àquelas questões básicas que facilitam o entendimento do quadro teórico e conceitual dos princípios econômicos, os quais justificam o pagamento das Participações Governamentais na Indústria de Petróleo e Gás Natural.

II.1 O Conceito de Desenvolvimento Sustentável

Para ser sustentável, o desenvolvimento deve compatibilizar a crescente satisfação das necessidades da geração presente com a garantia de manutenção da capacidade de produção de riquezas das gerações futuras, a fim de atender às suas necessidades. O problema em questão diz respeito ao crescimento econômico das nações, o qual vêm exigindo o emprego crescente de recursos naturais, alguns não-renováveis e outros que possuem taxas de regeneração inferiores às taxas atuais de utilização (Novaes *et al.*, 2000).

⁷ A expressão *royalties* usualmente designa o fluxo de pagamentos ao proprietário de um ativo não-renovável que o cede para ser explorado, usado ou comercializado por outras empresas ou indivíduos. Por *royalties petrolíferos* entendam-se as espécies de *quasi*-tributos que incidem sobre o valor da produção (tributos *ad valorem*) do petróleo e do gás natural. Em muitos países, em diferentes épocas, tributos com estas características foram denominados de forma diferenciada. No Brasil, por exemplo, o que a legislação define hoje como *royalty*, já recebeu o nome de indenização e, posteriormente, compensação financeira pela extração de petróleo e gás natural. Um estudo mais aprofundado sobre as Participações Governamentais e, em especial, dos *royalties* petrolíferos, será realizado no Capítulo III deste trabalho.

O dilema atual é o de encontrar estratégias factíveis que compatibilizem a manutenção e o aumento dos níveis de qualidade de vida do mundo desenvolvido, com o necessário crescimento dos países em desenvolvimento, assegurando as opções de sobrevivência, progresso e sustentabilidade de gerações futuras.

II.1.1 Desenvolvimento Sustentável: perspectiva histórica

A definição de desenvolvimento sustentável é um conceito intergeracional, ou seja, implica em opções feitas no presente, mas que apresentam conseqüências no futuro. Segundo a Organização das Nações Unidas (ONU), desenvolvimento sustentável “*é aquele que atende as necessidades do presente sem comprometer as possibilidades de as gerações futuras atenderem a suas próprias necessidades*” (NOVAES *et al.*, 2000).

O desenvolvimento sustentável é um conceito normativo que surgiu com o nome de *ecodesenvolvimento* no início da década de 1970, em um contexto de controvérsia sobre as relações entre crescimento econômico e meio ambiente (ROMEIRO, 2003). De acordo com a abordagem de ROMEIRO (2003), este conceito emerge como uma proposição conciliadora, na qual se reconhece que o progresso técnico efetivamente relativiza os limites ambientais, mas não os elimina, e que o crescimento econômico é condição necessária, mas não suficiente para a eliminação da pobreza e das disparidades sociais.

A partir do final da década de 1960, a crítica ambientalista ao padrão de desenvolvimento sócio-econômico em marcha, que até então se mantinha nos marcos da esfera científica, adquire uma dimensão social e política de expressão crescente, caracterizando, assim, a temática que passou a ser denominada Questão Ambiental (LEMOS, 1996).

Durante a década de 1970, a questão central girava em torno da escassez dos recursos naturais. O debate originou-se das teorias de Thomas Malthus⁸, incorporadas e aplicadas nos relatórios do Clube de Roma que, entre outros aspectos do contexto mundial da

⁸ Para Malthus, o crescimento da população obedecia a uma progressão geométrica, enquanto que o crescimento dos suprimentos alimentícios se dava de acordo com uma progressão aritmética, o que acarretaria uma crise de escassez de alimentos (MARGULIS, 1990).

época, refletiam as possíveis causas e conseqüências dos choques dos preços do petróleo entre 1973 e 1979 (TILTON, 1996). Segundo LODI (1989), o aparecimento das teses neomalthusianas, no início dos anos 1970, e daquelas defendidas pelo Clube de Roma, advogando a imposição de limites ao crescimento e ao estímulo à adoção de medidas conservacionistas, sob a pena de a humanidade passar por uma era de privações, reacenderam o interesse pelo estudo da exauribilidade dos recursos naturais.

Com a Reunião de Estocolmo de 1972, polarizaram-se tais posições neomalthusianas, com a posição de “direito ao crescimento” defendida pelos países do Terceiro Mundo. Como alternativa a tal polarização, é elaborado, na reunião, o conceito de Ecodesenvolvimento, segundo o qual não é apenas possível, como necessário, que o desenvolvimento econômico ocorra de maneira compatível com a preservação do meio-ambiente (LEMOS, 1996).

A capacidade de recomposição de um recurso no horizonte de tempo humano tem sido o principal critério para a classificação dos recursos naturais que podem ser renováveis, (ou reprodutíveis), e não-renováveis (SILVA, 2003). Os minérios em geral e os combustíveis fósseis (como o petróleo e o gás natural) são classificados como não-renováveis, uma vez que são necessárias eras geológicas para a sua formação. É importante, entretanto, que se considere a possibilidade de esgotamento de recursos renováveis e do não-esgotamento dos recursos exauríveis. Para estes últimos, a possibilidade de se tornarem não-exauríveis cresce na medida dos avanços tecnológicos e do uso eficiente dos recursos (SILVA, 2003).

Neste ponto, é oportuno estabelecer uma breve consideração sobre a questão dos recursos renováveis e exauríveis. Para MARGULIS (1990), os recursos renováveis possivelmente tornam-se exauríveis, e estes, apesar de não se tornarem renováveis, podem ao menos ser considerados não-exauríveis. Isto dependerá, entre outros fatores, do horizonte de planejamento, no nível de utilização do recurso, dos custos de

exploração, da taxa de desconto, etc⁹. Outros fatores, como a descoberta de novas jazidas, aprimoramento de tecnologias de recuperação de reservas e fatores de risco e incerteza, podem levar à diferentes interpretações sobre a natureza renovável ou não-renovável de um recurso.

A introdução de uma dimensão temporal na análise torna-se necessária, já que a reprodução física dos recursos não-renováveis não está assegurada e, localmente, eles se esgotam, tornando indisponível no futuro o que está sendo extraído no presente. Por ser finito, o uso destes recursos envolve decisões intertemporais, as quais implicam em opções feitas no presente, mas que apresentam conseqüências posteriores. Desta maneira, o conceito de desenvolvimento sustentável, entre outros aspectos, visa refletir esta relação de causalidade entre o presente e o futuro.

A partir de 1982, entretanto, a questão dos problemas ambientais globais entrou no topo da agenda internacional com propostas do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), e com o relatório *Our Common Future* (Nosso Futuro Comum) (WCED, 1987). Constatava-se que o nível das atividades humanas já estava excedendo, em algumas áreas, a capacidade de assimilação da biosfera, sendo que alguns resíduos das atividades humanas já ultrapassavam a capacidade natural de autodepuração de ecossistemas locais e estavam se acumulando no ar, águas e solos, ou provocando degradação ambiental em velocidade superior à absorção e/ou regeneração natural (como, por exemplo, o efeito estufa e a degradação da camada de ozônio) (WWF, 2002). Por conseguinte, à preocupação com o esgotamento das fontes de recursos naturais se somava à inquietação com os limites de absorção dos resíduos das atividades humanas, mais árdua e complicada de se controlar.

Atendendo a uma proposta do PNUMA, em 1983, a Assembléia Geral das Nações Unidas criou a Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento¹⁰, conhecida como Comissão Brundtland. Esta comissão analisou diversos aspectos da

⁹ MARGULIS (1990) exemplifica esta situação com o petróleo, tipicamente não-renovável, pois o tempo de sua formação é contado em milhões de anos. O urânio também é não renovável, porém, dificilmente haveria no mundo uma escassez devido à maior demanda deste recurso por usinas atômicas, passando a ser, neste sentido, um recurso não exaurível. Uma floresta, recurso tipicamente renovável, pode se tornar exaurível se durante sua exploração forem destruídas as condições ecológicas que permitem sua regeneração natural.

¹⁰ (*World Commission on Environment and Development – WCED*).

relação entre o meio ambiente e desenvolvimento (como o crescimento populacional, o conseqüente agravamento da crise urbana, a pobreza, a desigualdade social e a disparidades nos níveis de consumo de recursos entre os Países), resultando, em 1987, no relatório *Our Common Future*, apresentando pela primeira vez a descrição do conceito de Desenvolvimento Sustentável da forma que ele é divulgado atualmente, ou seja, a satisfação das necessidades atuais da sociedade sem comprometer a possibilidade de atendimento das necessidades das gerações futuras (WCED, 1987).

O objetivo primário do relatório da Comissão Brundtland foi de sinalizar aspectos relevantes que deveriam ser observados na definição de estratégias de ação e nas tomadas de decisão, visando alcançar a sustentabilidade (WCED, 1987). Apenas em 1992, na Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, realizada na cidade do Rio de Janeiro, que se formalizou a discussão sobre a sustentabilidade do desenvolvimento econômico dos países. Os aspectos mais relevantes a serem observados na definição das diretrizes e estratégias de transição para o desenvolvimento sustentável, foram organizados na “Declaração do Rio de Janeiro sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento – Carta da Terra”, elaborada durante a mencionada conferência¹¹.

O conceito de Desenvolvimento Sustentável é bastante complexo, abrigando um amplo conjunto de questões e problemas. Entretanto, de um modo geral, pode-se dizer que a idéia de Desenvolvimento Sustentável possui sua força sócio-política derivada do fato de ser associada à motivação natural que há em desejar-se a perpetuação da vida em geral (NUNES, 2005). Para tal, são necessárias mudanças fundamentais na forma de pensar, viver, produzir e consumir de todo o planeta; cada nação com suas peculiaridades, mas todas objetivando satisfazer as necessidades presentes de maneira a não comprometer o atendimento das gerações futuras.

Desta forma, assumindo o caráter intergeracional, a questão do desenvolvimento sustentável relaciona-se à temática das Participações Governamentais, oriundas das

¹¹ Na “Declaração do Rio de Janeiro sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento” encontram-se listados 27 princípios gerais que devem ser seguidos na busca do desenvolvimento sustentável. Outros documentos também foram aprovados durante a conferência, como a “Declaração sobre Florestas”, a “Convenção sobre a Diversidade Biológica”, a “Convenção-quadro sobre Mudanças Climáticas” e a “Agenda 21”, sendo, esta última, um programa de ação com a finalidade de determinar a aplicação dos princípios declarados na “Carta da Terra” pelos Governos e outros agentes envolvidos (NUNES, 2005).

atividades petrolíferas, no sentido de que se trata de uma estratégia de longo prazo, procurando-se transformar as rendas petrolíferas em instrumentos de alcance da sustentabilidade energética, promovendo a transição de economias estruturadas em um recurso natural não renovável para economias economicamente sustentáveis, baseadas em recursos renováveis.

É possível apontar quatro dimensões de atuação para o desenvolvimento de uma política energética voltada para o desenvolvimento sustentável, a partir do setor do petróleo: a dimensão econômica; a dimensão social; a dimensão; e a dimensão institucional (IAEA, 2002).

II.1.2 Desenvolvimento Sustentável: perspectiva teórica

De acordo com CAVALCANTI (1995), sustentabilidade significa a possibilidade de se obter, continuamente, condições iguais ou superiores de vida para um grupo de pessoas e seus sucessores em dado ecossistema. Enquanto uma abordagem econômica da questão, para a Teoria Econômica, o problema do Desenvolvimento Sustentável está em determinar-se o que viria a ser “uso sustentável” dos recursos e quais as condições necessárias para atingi-lo.

As formulações da Teoria Econômica e Ortodoxa sobre a questão ambiental (também conhecidas como Economia do Meio Ambiente) têm seus desenvolvimentos construídos sobre os fundamentos do Utilitarismo, que caracteriza a tradição Neoclássica. Ou seja, fundamentam-se na racionalidade das escolhas dos agentes econômicos, que buscam otimizar benefícios e custos associados às decisões – maximizar utilidade (consumidor) ou lucro (produtor), sujeito à custos ou restrições orçamentárias. O tratamento para a questão ambiental, pela Economia do Meio Ambiente, condizentemente, também está baseado nesta mesma racionalidade. Entretanto, esta racionalidade nem sempre guarda compromisso com a racionalidade subjacente à idéia de Sustentabilidade (PERMAN *et al.*, 1999). O “uso ótimo” e o “uso sustentável” são categorias que atendem a critérios distintos, o de eficiência e o de equidade respectivamente (PEARCE e ATKINSON, 1995). A questão fundamental, que então se coloca para a Economia do Meio Ambiente,

é como compatibilizar “otimalidade” com “sustentabilidade”, que é buscado através da internalização dos custos ambientais (externalidades).

Todavia, no debate acadêmico em economia sobre o meio ambiente existem duas diferentes correntes de interpretação de Desenvolvimento Sustentável: a economia do Meio Ambiente e a economia ecológica.

II.1.2.1 A Economia do Meio Ambiente

A Economia do Meio Ambiente considera que os recursos naturais (como fonte de insumos e como capacidade de assimilação de impactos dos ecossistemas) não representam, a longo prazo, um limite absoluto à expansão da economia. Inicialmente, os recursos não eram considerados explicitamente nas representações analíticas da realidade econômica (SOLOW, 1956, 1974; STIGLITZ, 1997).

Com o tempo, os recursos naturais passaram a ser incluídos na representação de função de produção, mas mantendo sua forma multiplicativa. Isto significava uma substituíbilidade perfeita entre capital, trabalho e recursos naturais e, portanto, a suposição que os limites impostos pela disponibilidade de recursos naturais poderia ser compensados pelo progresso técnico, que os substitui por capital ou por trabalho. Desta forma, o sistema econômico é visto como suficientemente grande, de tal maneira que a disponibilidade de recursos naturais se torne uma restrição apenas relativa, superável indefinidamente pelo progresso tecnológico e científico (ROMEIRO, 2003). Esta concepção ficou conhecida por meio do conceito Sustentabilidade Fraca (PEARCE e ATKINSON, 1995).

Nesta corrente, os mecanismos através dos quais ocorre a ampliação dos limites ambientais ao crescimento econômico devem ser, principalmente, mecanismos de mercado, de maneira que a escassez crescente de um determinado bem seria traduzida na elevação de seu preço, induzindo à introdução de tecnologias para poupá-lo e substituindo por outro recurso mais abundante. Para correção desta falha é necessário uma intervenção, a fim de que a disposição a pagar por estes serviços ambientais possa se expressar à medida que sua escassez aumenta.

As soluções para esta questão seriam aquelas que, de algum modo, criassem condições para o livre funcionamento dos mecanismos de mercado: seja diretamente, eliminando o caráter de bem público destes bens e serviços pela definição de direito de propriedade sobre eles; ou indiretamente, pela valoração econômica da degradação destes bens e da imposição desses valores, pelo Estado, através de taxas. Esta segunda opção pressupõe ser possível calcular esses valores a partir de uma curva marginal de degradação ambiental. Assim, segundo ROMEIRO (2003), seria criado para o agente econômico um *trade off* entre seus custos marginais de controle da poluição e os custos marginais dos impactos ambientais (externalidades) provocadas por sua atividade produtiva, os quais seriam internalizados através do pagamento das taxas correspondentes.

A abordagem da sustentabilidade fraca tem sido criticada, de acordo com YOUNG *et al.* (2000), em termos de hipótese assumida (crítica externa) e inconsistência metodológica (crítica interna). A crítica externa argumenta que o enfoque da sustentabilidade fraca falha em reconhecer as características únicas de certos recursos naturais que, por não serem produzidos, não podem ser substituídos pela ação humana. Por conseguinte, o consumo de Capital Natural pode ser irreversível, e a agregação simples com o capital produzido pode não ter sentido.

A crítica interna refere-se à inconsistência na valoração do capital. Como o objetivo da abordagem da sustentabilidade fraca é obter uma agregação combinando Capital Natural e produzido, torna-se necessário estabelecer um numerário comum, uma função atribuída ao sistema de preços correntes. Entretanto, argumenta-se que o numerário não deveria basear-se no sistema de preços vigentes porque ele não é capaz de captar inúmeros aspectos ambientais. Um sistema de preços apropriado deveria considerar como cada bem seria afetado se todas as funções ambientais fossem monetizadas, mas isto só é possível se o sistema de preços for conhecido (YOUNG *et al.*, 2000).

II.1.2.2 A Economia Ecológica

Em decorrência do reconhecimento da insuficiência do critério de Sustentabilidade Fraca, mais especificamente pela descrença nas possibilidades de substituição necessárias, é desenvolvido pelo ponto de vista neoclássico a proposição do critério de economia ecológica, que vê o sistema econômico contido em um maior, impondo uma restrição absoluta à sua expansão, e onde o Capital (construído) e Capital Natural (recursos naturais) são essencialmente complementares (DASGUPTA e MALER, 1995). Esta concepção tornou-se conhecida por meio do conceito de Sustentabilidade Forte.

Entendendo-se que o critério de justiça intergeracional fundamentado em um Capital Total constante é inadequado, segundo a Sustentabilidade Forte esta justiça deveria ocorrer com base na transferência de um estoque de Capital Natural constante entre as gerações. Ou seja, o elemento a ser mantido constante refere-se ao primeiro elo da cadeia produtiva, o que faz com que este seja um critério de natureza mais restritiva que o anterior.

Contudo, a questão central que se coloca neste critério de Sustentabilidade Forte, é de que maneira seria possível manter um Capital Natural constante, uma vez que se trata de recursos exauríveis. Ora, se os recursos são exauridos ao serem utilizados e se não existe (ou não é limitada a possibilidade de sua reutilização), simplesmente existe neste ponto uma impossibilidade lógica da manutenção de um estoque constante de capital natural. Isto torna o conceito de Sustentabilidade Forte sujeito a inconsistências.

A elaboração de indicadores de sustentabilidade forte visa identificar e medir o capital “crítico”, de modo que toda depreciação positiva se tornaria um sinal de não-sustentabilidade. O Capital natural “crítico” seria delineado pelo trabalho científico interdisciplinar, incorporando aspectos como a definição de padrões mínimos segurança e capacidade máxima de suporte¹² (YOUNG *et al.*, 2000). Contudo, existe uma

¹² A capacidade de suporte, aqui definida, é a capacidade que um sistema ecológico possui em manter sua funcionalidade e suas relações com um sistema sócio-econômico de modo sustentável ao longo do tempo.

distância entre os princípios por trás da Sustentabilidade Forte e a elaboração de indicadores que possam ser usados consistentemente com o arcabouço macroeconômico existente, principalmente no que diz respeito às incompatibilidades entre procedimentos ecológicos e os conceitos econômicos tradicionais.

Na verdade, as duas perspectivas aparentam possuir diferentes interpretações do conceito de capital. A visão de Sustentabilidade Forte está focada, principalmente, com a substitutibilidade dos ativos em termos físicos (isto é, se o ativo pode ser reproduzido, ou não, pela ação humana), enquanto que a teoria econômica convencional enfatiza a propriedade do capital como reserva de valor, no sentido que pode ser trocado por outro ativo que seja socialmente considerado como seu equivalente, independentemente da forma pela qual estes ativos foram obtidos inicialmente¹³ (YOUNG *et al.*,2000).

Uma formulação mais consistente para a idéia de Sustentabilidade Forte, entretanto, pode ser feita não simplesmente adotando-se um Capital Natural constante, mas propondo-se que o total de Capital Natural seja mantido constante (e não cada Capital Natural individual).

Para isto, à semelhança da Sustentabilidade Fraca¹⁴, na Sustentabilidade Forte pode-se assumir as possibilidades de substituição interiormente ao Capital Natural, entre recursos não-renováveis e renováveis. Assumindo-se estas possibilidades de substituição que BARBIER e MARKANDYA (1990, p.659) propõem um modelo de otimização intertemporal onde os “*recursos exauríveis são extraídos à taxa em que os renováveis podem substituí-los (o que, no longo, prazo implica uma taxa de exaustão zero do recurso ‘composto’)*”.

Este pressuposto, como será visto posteriormente, fornece a sustentação teórica para a utilização dos *royalties* e participações especiais, originadas das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, na formulação, por exemplo, de políticas de eficiência energética e para o desenvolvimento dos biocombustíveis, em especial, do álcool automotivo, produzido a partir da cana-de-açúcar. Ou seja, a partir

¹³ O capital é baseado em valores sociais, ao invés de conceitos físicos ou biológicos.

¹⁴ Na qual a manutenção do Capital total é dada sobre o suposto de perfeita substituição entre recursos naturais exauríveis e capital (ou trabalho).

da exploração de recursos não-renováveis (petróleo e gás natural), são gerados instrumentos (rendas e políticas) capazes de promover concomitantemente a produção de recursos renováveis (biocombustíveis), que se constituem energéticos alternativos aos combustíveis fósseis.

Finalmente, cabe colocar a questão referente à incompatibilidade deste critério de Sustentabilidade com a otimização neoclássica. A conceituação de Sustentabilidade Forte, enquanto manutenção do Capital Natural constante, conduz necessariamente a uma incompatibilização entre estoque “ótimo” e estoque “sustentável”. No caso de recursos renováveis, a concepção de Capital Natural constante pode ser vista como uma restrição a ser incluída no cálculo de otimização: dada esta restrição, diferentes taxas de extração do recurso são possíveis, e a maximização de utilidades irá determinar a taxa ótima. Em se tratando, porém, de recursos não-renováveis, esta regra implica que o estoque a ser mantido é o existente, não restando espaço para a determinação de algum estoque ótimo a partir de preferências individuais.

Assim, o debate apresentado entre as escolas econômicas é pertinente para situar a questão da utilização das rendas petrolíferas no processo de desenvolvimento sustentável, especialmente quando se considera a abordagem da conceituação da Sustentabilidade Fraca, cujo critério traz importantes reflexões a respeito de dois pontos fundamentais: a possibilidade de substituição do Capital Natural exaurível (petróleo e gás natural) por outras formas de Capital Reprodutível (biocombustíveis, por exemplo) e o progresso técnico (utilização de *royalties* e participações especiais para capacitação e formação de capital humano)¹⁵.

A idéia central é de que a geração atual, além de atender suas necessidades atuais, aplique os recursos petrolíferos em capital reprodutível, humano ou físico, de maneira a permitir às gerações futuras a capacidade de satisfazer suas próprias necessidades com os recursos existentes. É a teoria econômica definindo os *royalties* como um instrumento de justiça intergeracional.

¹⁵ Neste conceito de Sustentabilidade Fraca, o que é posto como elemento a ser “sustentado”, ou seja, transmitido às gerações futuras, é a capacidade de produzir da economia, e não qualquer componente específico do capital (PEARCE e ATKINSON, 1995).

II.2 Princípios Econômicos para o Pagamento de Participações Governamentais na Indústria do Petróleo e Gás Natural

Uma derivação da Economia Neoclássica para a questão da exploração e uso dos recursos naturais é a denominada Economia dos Recursos Naturais. A abordagem da Economia dos Recursos Naturais lida com aspectos de extração e exaustão dos recursos naturais ao longo do tempo. A formulação básica da Economia dos Recursos Naturais, originária da proposição de Harold Hotelling, em seu artigo de 1931 “*The Economics of Exhaustible Resources*”, parte do entendimento que, uma vez que o estoque de recurso natural pode ser extraído hoje, ou preservado para a extração futura, a questão da utilização dos recursos naturais torna-se um problema de alocação intertemporal de sua extração (HOTELLING, 1931).

Esta alocação seria obtida através da maximização da utilidade com a inclusão do conceito de custo de oportunidade, e do problema do desconto dos valores ambientais futuros a valor presente, determinando-se assim um “nível ótimo” (ou “taxa ótima”) de extração. Com este procedimento de otimização intertemporal, argumenta-se que um recurso não-renovável terá sido utilizado, ao longo do tempo, da melhor forma socialmente possível. Devido à esta característica (de possuir uma análise intertemporal), a Economia dos Recursos Naturais fornece subsídios para a discussão da Sustentabilidade e da justiça intergeracional na Economia Neoclássica.

SOLOW (1974) descreve que a única maneira pela qual um depósito de recurso deixado no solo pode produzir um retorno corrente para seu proprietário é por sua apreciação em valor. Ainda de acordo com SOLOW (1974), como os depósitos de recursos naturais possuem a propriedade peculiar de não render dividendos enquanto estiverem no solo, em equilíbrio, o valor do depósito de um recurso deve estar crescendo à uma taxa igual à de juros.

Se a indústria mineradora é competitiva, o preço líquido é o preço de mercado menos o custo marginal de extração. Se a indústria é “*mais ou menos monopolista, como é freqüentemente o caso na indústria extrativa, será o lucro marginal (receita marginal menos o custo marginal) que deverá crescer, ou esperar crescer, proporcionalmente à*

taxa de juros” (SOLOW, 1974, p.2). Este custo de oportunidade intertemporal, correspondente às receitas líquidas, e que deve crescer a uma taxa igual à taxa de juros, é a renda de escassez.

Em outras palavras, com o aumento progressivo da escassez de um recurso, ocorre o aumento de seu preço. Se com isto espera-se que o valor deste estoque vá crescer, existe, desta forma, uma motivação para que este não seja extraído agora e sim em algum momento posterior. Dado que o valor deste estoque é o valor presente de suas vendas futuras, em equilíbrio intertemporal, a taxa de retorno segundo a qual este valor deve crescer é a taxa de juros e, portanto, com base no desconto a esta taxa, determinam-se, assim, as quantidades ótimas a serem extraídas a cada momento no tempo. Ou seja, determina-se a taxa ótima de extração, sendo este procedimento conhecido por Regra de Hotelling.

A mineração, incluindo a extração de hidrocarbonetos - que se constitui no foco de estudo deste trabalho, propicia benefícios aos proprietários de recursos naturais não-renováveis na forma de uma renda auferida do desenvolvimento da atividade. Embora a teoria econômica tenha lidado com conceitos de *renda* distintos ao longo de sua evolução, a noção de renda mineral apresenta especificidades que merecem atenção especial, já que sua natureza está ligada, basicamente, à exauribilidade de sua fonte geradora.

Nas seções a seguir, será apresentado um panorama sobre a evolução do conceito de renda na literatura econômica, bem como tratar das especificidades da renda dos recursos minerais não-renováveis. Ao se incorporar a dimensão temporal (caracterizada pelo caráter finito dos hidrocarbonetos) na análise desenvolvimento sustentável, surge a oportunidade de interpretar as Participações Governamentais do petróleo e gás natural, especialmente no caso dos *royalties* petrolíferos, como mecanismos capazes de promover uma justiça intergeracional¹⁶.

¹⁶ Uma parte das Participações Governamentais é renda ricardiana, e não custo de escassez: trata-se da participação especial.

II.2.1 O Conceito de Renda Econômica

O conceito de renda econômica assumiu diversas abordagens ao longo da história do pensamento econômico e esteve voltado, no início, para a propriedade da terra. Em termos clássicos, a renda pode ser definida como a parcela da receita total que excede o preço de oferta de todos os insumos necessários para o desenvolvimento da atividade agrícola, como o capital e o trabalho. Trata-se de um prêmio para o dono da terra pelo simples fato de ser proprietário de um recurso mais eficiente que a média (no caso em questão, mais fértil), não havendo qualquer esforço adicional para obtê-la (POSTALI, 2002).

Um dos pioneiros em uma análise mais detalhada das origens da renda da terra foi David Ricardo, baseando-se em princípios formulados pelos fisiocratas. Para Ricardo (RICARDO, 1982), a renda decorria do fato de as terras marginais menos férteis determinarem o preço do produto agrícola, implicando remunerações acima do custo de produção para os proprietários das terras mais férteis, que seriam, desta forma, premiados por as possuírem.

A renda da terra também foi objeto de estudo de Adam Smith, porém, diferentemente da interpretação de Ricardo, a renda paga ao proprietário da terra aumenta com a redução dos custos de produção, ou seja, aumenta em função da produção abundante e não devido à produção escassa.

Ricardo ressaltava que a renda não deveria ser confundida com lucros ou juros¹⁷. A noção de renda estava ligada à propriedade da terra: na medida em que as terras férteis estão presentes em quantidade limitada na natureza, o crescimento populacional e o conseqüente aumento da demanda de produtos agrícolas obrigariam à ocupação de terras menos férteis, classificadas, por Ricardo, como *marginais*. Nestas, haveria a necessidade de uma demanda de esforços adicionais para a obtenção de um mesmo volume de produção, o que determinaria, por conseguinte, o preço dos bens agrícolas. Desta forma, os proprietários das terras mais férteis (onde o custo de produção era

¹⁷ “(...) renda é a porção do produto da terra paga a seu proprietário pelo uso das forças originais e indestrutíveis do solo. A renda é freqüentemente confundida com os juros e com o lucro do capital e, na linguagem popular, o termo é aplicado a qualquer pagamento anual de um agricultor ao proprietário da terra em que trabalha” (RICARDO, 1982, p.65).

menor do que nas terras marginais) obteriam um ganho adicional. A esse ganho, Ricardo deu o nome de *renda diferencial*, que, posteriormente, ficou conhecida na literatura como *renda ricardiana*¹⁸.

De acordo com RICARDO (1982, p.75), “*as minas, como a terra, geram normalmente uma renda a seus proprietários, e essa renda, como a da terra, é o efeito e não a causa do elevado valor de seus produtos*”. Neste sentido, é possível estender o conceito ricardiano de renda para a propriedade das jazidas minerais, as quais possuiriam as mesmas características da terra fértil, no sentido de serem oferecidas pela natureza em quantidade fixa. Neste caso, a renda mineral constituiria-se uma espécie de prêmio para o proprietário da mina, que teria o direito de auferi-la como remuneração pela detenção de seus recursos.

Para os autores clássicos, dentre os quais Ricardo e Stuart Mill¹⁹, a renda se origina da presença de diferenças nos graus de fertilidade do solo, já que o crescimento populacional demandaria mais produtos agrícolas, elevando o preço destes produtos e, junto com ele, a renda dos proprietários das terras mais ricas, enquanto os proprietários das terras mais pobres apenas conseguiriam o suficiente para remunerar o capital e o trabalho empregados. Com o tempo, este conceito de renda passou a abranger também outras situações de excedente da receita sobre os custos de produção, ou mesmo de excedentes em termos mais gerais, que não estavam ligados à presença de insumo com quantidade fixa, como a terra.

A abordagem do conceito de renda da terra também foi realizada por Malthus, para o qual a renda é a parcela da produção que fica com o proprietário da terra, deduzidas as despesas, inclusive os lucros do capital empregado. A diferença na abordagem de Ricardo e Malthus sobre a renda da terra é que o primeiro justifica a causa da renda na escassez de terras férteis, enquanto que Malthus defende que, além da escassez, há o

¹⁸ Fica clara, portanto, que a noção de renda, *strictu sensu*, está ligada à propriedade de insumos cuja oferta seja fixa na natureza, como as terras férteis. Nesse sentido, segundo POSTALI (2002), os donos das propriedades agrícolas dotadas de alta produtividade seriam beneficiados por um certo montante de recursos acima de seus custos de produção.

¹⁹ STUART MILL (1982) também formula uma teoria da renda da terra, semelhante à de Ricardo, no sentido em que esta se origina da diferença de fertilidade entre as terras mais férteis e as menos férteis, que não pagam renda.

excedente na produção²⁰, o qual, segundo ele, é a causa principal de toda a renda (SERRA e PATRÃO. 2003). Karl Marx, outro economista clássico, também expressava uma visão da renda como fruto da posse de um bem monopolizável, aproximando tal conceito da renda de monopólio (MARX, 1983). É importante destacar que, para os economistas clássicos, o conceito de renda fundiária era extensível aos ganhos extraordinários auferidos pelos proprietários das minas:

“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 neste campo específico de produção. A esta soma de dinheiro se denomina renda fundiária, não se importando se é paga por terras cultiváveis, terrenos de construções, minas, pesqueiros, mata, etc. (MARX, 1983, p.86).

A teoria neoclássica trouxe uma posição diferenciada para o entendimento da renda econômica, desvinculando-a do fator terra e abrangendo outras situações de excesso de receita sobre os custos de produção. Nesta concepção, Alfred Marshall distinguiu os bens que tinham sua oferta fixa daqueles cuja oferta era insuficiente, porém com possibilidades de ajuste.

MARSHALL (1982) propôs a diferenciação entre a renda e uma categoria por ele criada, denominada de *quase-renda*. Para ele, a renda seria um excedente econômico derivado do uso de bens gratuitos e escassos da natureza, como a terra. Devido à sua oferta ser fixa, qualquer variação na sua procura irá refletir, obrigatoriamente, em seu preço, gerando um excedente sobre os custos de produção.

Esta renda conceituada por Marshall foi designada de *renda de escassez*, referindo-se aos rendimentos derivados dos bens gratuitos da natureza. De outro modo, o termo quase-renda serve para caracterizar os rendimentos originários de máquinas e equipamentos que, embora inelásticos no curto prazo, podem ter sua oferta ajustada no

²⁰ Para Malthus, as causas que elevam a renda da terra são: a acumulação de capital de forma a reduzir os lucros; inovações na agricultura, que proporcionam maior produtividade e, conseqüentemente, redução do número de trabalhadores; aumento na população, que reduz os salários; e aumento no preço da produção agrícola em conseqüência do aumento da demanda. Relacionado a esta posição de Malthus, Ricardo argumenta que o que pode existir é uma influência direta sobre a renda da terra (como no caso do aumento da produtividade), que eleva os lucros, levando ao cultivo de terras menos férteis, pela escassez de oferta de terras férteis (RICARDO, 1982; SERRA e PATRÃO, 2003).

longo prazo. Portanto, a quase-renda tenderia a desaparecer à medida que houvesse uma correção dos desequilíbrios entre a procura e oferta.

Marshall estabelece também uma categoria de benefícios que ficou conhecida como *renda econômica*. Nesta linha, conceitua o *excedente do consumidor*, definido como a diferença entre o que um agente está disposto a pagar por um bem e o preço efetivamente pago (POSTALI, 2002). Do ponto de vista do ofertante, existiria o excedente do produtor na diferença entre o preço a que o produto foi vendido e o mínimo que o agente estaria disposto a receber para oferecer o bem. O excedente da sociedade seria a soma de ambos.

Na visão de POSTALI (2002), a contribuição de Marshall para o conceito de renda, associando-o aos fatores naturais e de oferta inelástica, foi de fundamental importância para que trabalhos posteriores utilizassem o termo para caracterizar ganhos anormais originados de estrangulamentos da oferta. A idéia de renda deixou de ser uma exclusividade das atividades agrícolas (ou dos ramos onde o bem natural é monopolizável), passando a ser entendido como renda econômica, estando esta vinculada à um retorno obtido além do custo de capital empregado, compensando a realização de investimentos (SERRA e PATRÃO, 2003).

II.2.2 Sobre a Renda Mineral

Como visto anteriormente, o conceito de renda ricardiana pode ser estendida à propriedade dos recursos minerais, devido ao fato de as minas possuírem um estoque limitado de recursos. Desta maneira, o desenvolvimento econômico exigiria a exploração, cada vez maior, de jazidas com maior dificuldade de acesso e de menor produtividade. Isto beneficiaria os proprietários que possuísem minas com maior facilidade de acesso aos seus recursos. Tal benefício seria oriundo da diferença entre os preços e seus custos de produção.

Considerando a abordagem de Marshall, as rendas minerais poderiam ser consideradas quase-rendas, uma vez que se tratam de investimentos em atividades exploratórias de alto risco, características à pesquisa mineral (POSTALI, 2002).

Apesar de existirem diversas interpretações e peculiaridades para o conceito de renda, no caso dos recursos minerais não-renováveis (como o petróleo, o gás natural e metais), o conceito de renda econômica só se aplica quando a análise é efetuada ao longo do tempo, e não apenas em um curto período de tempo, como ocorre no caso da terra. Este fator temporal é um dos principais diferenciais entre os conceitos de renda mineral e renda da terra²¹.

Neste sentido, a diferenciação entre o conceito de renda econômica e renda mineral deve-se à condição de disponibilidade finita do recurso, gerando, desta forma, um custo de oportunidade, uma vez que a depleção das reservas reduz a disponibilidade do recurso para gerações futuras. Ligada ainda à existência deste custo de oportunidade, a renda mineral é um resultado necessário da atividade de exploração, diferente da renda econômica, só existente quando há excesso de receita total sobre os custos de produção (SERRA e PATRÃO, 2003).

Porém, o contrato entre o dono da mina e o arrendatário não inclui, somente o pagamento de *royalties*, mas também uma renda, esta idêntica à terra. Desta forma, na compreensão de Marshall, o preço marginal de um mineral (aquele preço que não gera lucro extraordinário, ou quase-renda) deve igualar-se às despesas marginais acrescidas de um pagamento de direitos.

Assim, criando uma diferenciação para o *royalty* da renda das minas, abre-se a possibilidade de visualizá-lo como componente do preço final. Tal fato implica em um tratamento econômico das minas diferente daquele proposto pelos economistas clássicos: de que as rendas, advindas do valor público das minas, estariam sujeitas à uma expropriação integral pela sociedade, ao passo que os *royalties* não o são, uma vez que se constituem compensações em favor do proprietário aos recursos exauridos, que se tornaram indisponíveis no futuro. No caso de a sociedade ser a proprietária dos

²¹ “*Em outros termos, a oferta dos produtos da agricultura e da pesca é uma corrente perene; as minas são como que reservatórios da Natureza. Quanto mais rápido um reservatório se exaure, maior o trabalho de esvaziá-lo; mas, se um homem o esgotasse em dez dias, dez homens o fariam em um dia, e uma vez esgotado, nada mais dará.*” (MARSHALL, 1982, p.156). Todavia, uma crítica a esta afirmação de Marshall refere-se ao fato de que existe um ritmo ótimo de extração de hidrocarbonetos dado pela pressão do depósito. Logo, o fator trabalho não pode, em tese, afetar este ritmo ótimo técnico.

recursos minerais, a ela caberia o recebimento dos *royalties* compensatórios (SERRA, 2005).

Se Marshall, ao incorporar a dimensão temporal à análise (inelasticidade temporária da oferta em relação ao preço), realiza uma modificação no conceito de renda econômica, é Harold Hotelling que desenvolve, de forma original, a microeconomia aplicada à exploração dos recursos naturais não-renováveis, precisando o conceito de renda mineral e formalizando uma resposta para a determinação de uma política ótima para a extração de recursos exauríveis (KRAUTKRAEMER, 1998 *apud* SERRA e PATRÃO, 2003).

II.2.2.1 A Regra de Hotelling²²

Os minerais, assim como o petróleo e o gás natural, são recursos naturais não-renováveis. Tal peculiaridade faz com que a extração presente destes recursos implique na impossibilidade de uma extração futura em períodos posteriores, gerando um custo de oportunidade que deve ser contabilizado, pois, diante da finitude do seu estoque na natureza, há uma tendência de elevação nos preços com o decorrer do tempo. Este custo corresponde ao valor que poderia ser obtido, em alguma época futura, da exploração do recurso em apreço.

Diante desta característica, POSTALI (2002, p.18) remete ao conceito de *custo de uso*, como um tipo particular de custo de oportunidade com características temporais, no qual a “*extração de um recurso não-renovável hoje acarreta um custo de oportunidade de extraí-lo amanhã*”. O custo de uso seria, então, a diferença entre o preço do recurso e seu custo marginal de produção, e faz parte da renda, que seria, desta forma, uma compensação ao proprietário da jazida pela redução de seu valor devido à extração dos

²² Apesar de o princípio ser denominado de Regra de Hotelling, usualmente se utiliza a denominação de Renda de Hotelling, uma vez que o fundamento da regra diz respeito ao conceito de renda de escassez.

seus recursos. Este componente da renda também é denominado de Renda de Hotelling²³.

O custo marginal de produção de um determinado produto corresponde a quanto irá custar produzir uma unidade adicional do mesmo; isto é, na hipótese de o produtor resolver aumentar sua produção, o custo desta unidade adicional será o custo marginal. Portanto, em uma situação ótima, de concorrência perfeita e de equilíbrio de mercado, o custo marginal tem que ser exatamente igual ao preço de venda do produto, o que significa dizer que o lucro do último produto produzido é nulo, pois seu custo é igual ao seu preço.

Entretanto, como o recurso em questão é não-renovável, para calcular seu preço final, torna-se necessário acrescentar ao custo marginal de produção, o custo de oportunidade (oportunidade esta de se explorar o recurso em algum tempo futuro que não hoje). Desta maneira, o preço do recurso não-renovável será expresso por:

$$P = CMg + CO_p \quad (2.1)$$

Onde **P** é o preço do recurso natural não-renovável; **CMg** o custo marginal de produção (exploração) do recurso natural não-renovável; e **CO_p** o custo de oportunidade de se produzir o recurso não-renovável em alguma data futura. A geometria simplificada destes custos (considerando uma situação estática) está representada na Figura 2.1.

²³ Harold Hotelling foi um autor pioneiro na sistematização dos conceitos da teoria econômica dos recursos exauríveis. Contudo, Lewis Cecil Gray (GRAY, 1914), alguns anos antes de Hotelling, fez a primeira análise neoclássica de conservação de recursos naturais. Uma das suas principais contribuições foi a de estabelecer que a análise estática padrão era imprópria para determinar a intensidade marginal de extração de recursos exauríveis. Gray também examinou o comportamento da oferta sobre o tempo de um extrator individual, que antecipava uma seqüência de preços reais, e tentava maximizar seus lucros descontados (SALANT, 1995). Por este motivo é comum encontrar, na literatura, a atribuição da teoria da exaustão pura à dupla GRAY-HOTELLING.

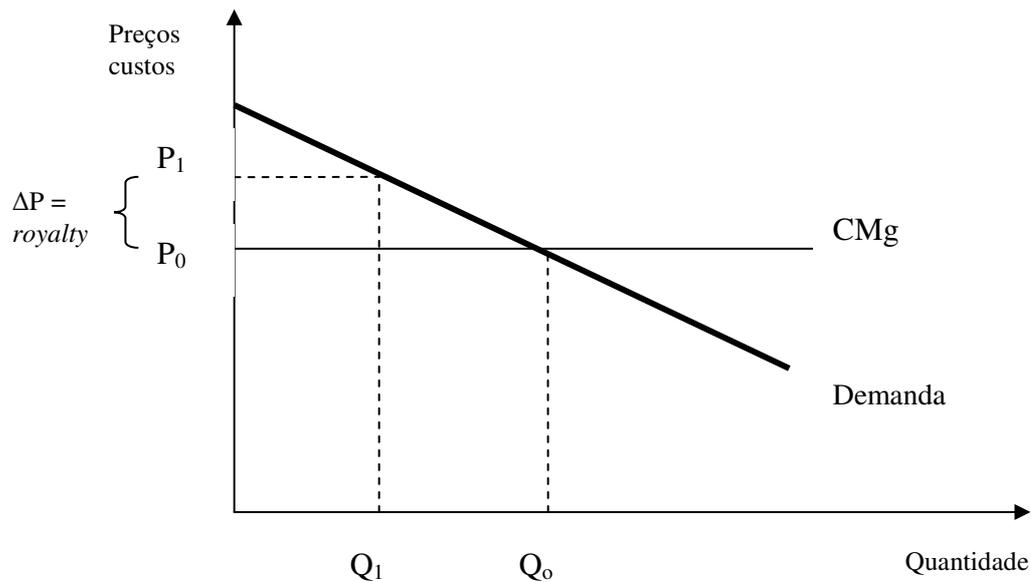


Figura 2.1– Condição de eficiência no mercado de um recurso natural não-renovável

Fonte: MARGULIS (1990).

A curva de demanda é tradicional, sendo inversamente relacionada com o preço. A curva de custo marginal de produção assume custo unitário de produção constante. Em concorrência perfeita, o custo marginal se iguala ao preço. Assim, na Figura 2.1, o equilíbrio competitivo se dá no nível de preços P_0 , com produção (e consumo) Q_0 . Uma vez que o recurso é exaurível, é necessário levar em conta o custo de oportunidade, que, no caso, corresponde a $P_1 - P_0$, passando o nível de produção e consumo a ser Q_1 . Este novo nível de quantidade produzida, Q_1 , é menor que Q_0 e seu preço (P_1) maior.

Conforme analisado anteriormente, o custo de oportunidade, no problema específico da exploração de recursos minerais, expressa a renda de Hotelling, que se iguala aos *royalties* pagos aos proprietários das jazidas minerais. Nesse caso, a eficiência econômica é obtida quando o preço do produto final se iguala aos custos marginais de produção acrescido do custo de oportunidade, que é o *royalty*. Assim, reescrevendo a expressão (2.1), obtém-se:

$$P = CMg + \textit{Royalty} \quad (2.2)$$

SILVA (2003) destaca que o preço de um recurso não-renovável pode ser desmembrado em diferentes componentes, tais como renda de monopólio, renda diferencial ou renda de escassez, resultando em uma dissociação entre o preço e o custo marginal. Desta

forma, nada pode ser dito, *a priori*, a respeito do comportamento do custo marginal, pois o mesmo pode ser crescente, decrescente ou constante. Na hipótese de um custo marginal nulo ou constante, considera-se que a taxa de crescimento do preço acompanha a taxa de *royalty* que, por sua vez, deve ser igual à taxa de juros.

A abordagem de Hotelling permite comprovar que, devido à particularidade da renda mineral, esta permanece existindo mesmo em situações competitivas, já que esta renda existe em função da condição de não reprodutividade do bem mineral, e não devido à uma posição monopolista do proprietário da jazida. Destarte, o preço dos recursos exauríveis será definido em um nível sempre superior ao custo marginal de produção. Neste sentido, a renda dos recursos minerais é conceitualmente distinta da renda ricardiana²⁴, da renda de escassez ou mesmo da renda econômica dos teóricos do *rent seeking* (POSTALI, 2002).

Para se definir o valor do *royalty*, é necessário analisar como o preço do mineral e o custo de oportunidade variam no tempo. Um proprietário de uma jazida mineral pode optar por explorar o recurso hoje (ou permitir que um terceiro o faça), ou manter sua jazida inexplorada, visando ganhos mais elevados no futuro.

Para um proprietário de uma jazida computar esta possibilidade de ganhos futuros, ele aplica uma taxa de desconto ao valor futuro do preço do mineral, trazendo este valor para o presente. Descontando-se o custo de produção deste valor futuro do mineral trazido para o presente, servirá como um parâmetro para o proprietário decidir-se sobre o momento da exploração, decisão esta que será tomada com base na comparação entre o valor presente das receitas líquidas esperadas com a exploração da jazida no futuro e a rentabilidade presente na mesma jazida. Como as receitas líquidas dos negócios capitalistas, em um mercado em equilíbrio, igualam-se às taxas de juros (para a classe de risco a que pertence o negócio da mineração), será esta taxa que o proprietário da

²⁴ Conforme afirma PERCEBOIS (1989, p. 207): “*La rente de Hotelling n’est donc pas un ensemble homogène, c’est une molécule de deux éléments dont le poids relatif varie à mesure que la ressource s’épuise. Une partie de la rente au sens large se justifie par la nécessité (ou la volonté) devant laquelle se trouve le producteur de ‘reconstituer’, temporairement du moins, ses réserves qui s’épuisent (c’est la justification théorique de la royalty); le reste de la rente (dite rente au sens strict) est un shadow price qui tient au fait que la demande de pétrole ou de gaz cumulée dans le temps sera nécessairement inférieure à la quantité de ressource disponible. C’est en quelque sorte le prix d’un arbitrage temporel effectué par le détenteur de la ressource. La rente strictu sensu au sens de Hotelling est donc une rente ‘dynamique’ et en cela elle diffère de la rente différentielle de Ricardo qui elle demeure une rente ‘statique’.*”

jazida tomará como parâmetro para a decisão de explorar o recurso no presente ou no futuro. No que se refere à variação do *royalty* no tempo, o modelo de Hotelling estabelece que o custo de uso (*royalty*), de um recurso não-renovável, varia a uma taxa igual à taxa de juros; igualdade esta obtida através da condição de eficiência dinâmica (SERRA e FERNANDES, 2005).

Caso a taxa de valorização deste custo fosse maior que taxa de juros do mercado, ocorreria um desequilíbrio, uma vez que seria mais vantajoso para o proprietário manter a jazida inexplorada no presente, e deixar para explorá-la no futuro, visando maiores ganhos.

Se o preço líquido do recurso cresce mais devagar do que a taxa de juros, toda produção postergada implica numa redução dos lucros atualizados e o proprietário deste recurso procura extrair e comercializar seu estoque no menor tempo possível, para investir os resultados em setores mais lucrativos. Assim, ocorre um aumento de oferta através do aumento da produção. Posteriormente, entretanto, isto levaria a uma queda dos preços, que seria seguida de uma redução da produção e, conseqüentemente, restabeleceria o equilíbrio do mercado.

Por outro lado, se o preço líquido cresce a uma taxa superior à taxa de juros, há um incentivo para reduzir a extração corrente do recurso, já que a melhor alternativa de investimento é deixá-lo na terra à espera de maiores lucros futuros. Isto acarretaria numa diminuição da oferta presente do recurso o que, por conseguinte, elevaria os preços e, posteriormente, restabeleceria o equilíbrio. Destarte, a única condição de se manter positivamente ao longo do tempo a produção de um recurso exaurível é que seu preço líquido cresça com a taxa de juros.

Como o modelo de Hotelling estabelece que o custo de uso de um recurso não-renovável cresce a uma taxa igual à taxa de desconto (obtido através da condição de eficiência dinâmica), a taxa de retorno esperada sobre os recursos inexplorados no solo deverá ser igual à taxa de retorno sobre outros bens pertencentes à mesma classe de

risco. Desta igualdade resulta ser indiferente extrair o recurso no presente, ou num período futuro ²⁵.

Pearce e Turner (PEARCE e TURNER, 1990, p. 272) apresentam o exposto no parágrafo anterior a partir de uma fórmula variante da Regra de Hotelling:

$$P_t = P_0 e^{st} \quad (2.3)$$

Ou seja, o preço do recurso em qualquer período t será equivalente ao preço no período inicial (P_0), composto por uma taxa de desconto s . Conforme visto anteriormente, para o proprietário do recurso deverá ser indiferente entre extrair uma quantidade de recurso ao preço P_0 no presente e extrair a mesma quantidade, ao preço $P_0 e^{st}$ em t anos.

Ao optar por preservar as reservas inexploradas, o proprietário dos recursos poderá obter ganhos futuros conforme aumenta o preço dos recursos no decorrer do tempo. Isto demonstra que, para a economia dos recursos naturais, os recursos inexplorados (*in the ground*) são tratados como bens de capital.

A Regra de Hotelling, em sua forma de apresentação mais simples, conforme apresentado por PEARCE e TURNER (1990), é dada pela equação (2.4), considerando-se os custos de extração constantes:

$$\frac{P_t}{(P_0 - C)} = s \quad (2.4)$$

Onde: P_t é o preço no período futuro (t); P_0 é o preço no período inicial; C representa os custos de produção (considerados constantes); s é a taxa de desconto. É importante observar que o termo $(P_0 - C)$ é comumente identificado como os *royalties*²⁶, pagos pela atividade de extração de recursos exauríveis. Desta forma, tem-se que R (*royalty*) = $(P_0 - C)$, ou seja, idêntico ao valor observado para o recurso *in the ground*. Isto equivale

²⁵ DASGUPTA (1993 *apud* SERRA e PATRÃO, 2003), ao discorrer sobre a regra de Hotelling, observa que o custo de uso e *royalty* conformam uma identidade econômica. Assim, o preço de venda final de uma unidade de minério extraído seria a renda no solo (ou *royalty*), mais os custos de extração, refino e transporte.

dizer que os *royalties* (ou Renda de Hotelling), conforme apresentado anteriormente, crescem a uma taxa igual à taxa de juros. Reescrevendo a equação (2.4) de outra maneira, tem-se:

$$\frac{P_t}{R} = s \quad (2.5)$$

Considerando-se a formulação de Hotelling, a questão que se apresenta é de alocação intertemporal de um recurso finito e não-renovável, dado 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 do tipo *backstop*²⁷ (SERRA e PATRÃO, 2003).

A existência deste tipo de tecnologia, que é a alternativa mais cara para se produzir um substituto do recurso em questão, na prática impede que o *royalty* cresça acima de um certo limite. Uma vez que o preço atinge o custo marginal desta alternativa, torna-se indiferente para o consumidor o uso de qualquer dos dois recursos. Decerto, o limite do preço do recurso original é o custo marginal de seu substituto.

Apesar de o modelo proposto por Hotelling ser o referencial para o estudo dos recursos naturais não-renováveis, este sofreu restrições quanto à comprovação dos seus fundamentos em estudos empíricos. Hotelling, no seu modelo básico, adota várias suposições não realistas, entre elas: a de que a curva de demanda é estacionária; o custo de extração é constante e independente do estoque restante; a tecnologia de extração é fixa; as expectativas de preços são perfeitas; não há descoberta de novas reservas (o estoque do recurso é finito e conhecido); não há restrições na capacidade de extração; o recurso é homogêneo (sua qualidade não varia com a exaustão do estoque); não há externalidades negativas ambientais ao bem-estar social, relacionadas à utilização do recurso; e não há imperfeições de mercado (SZKLO *et al.*, 2006a).

²⁶ O termo *royalty* é um anglicismo, cuja raiz “*royal*” significa “da realeza” ou “relativo ao rei”, referindo-se à contrapartida ao direito real. O direito real de uso significa direito sobre a “coisa”; neste caso, os recursos minerais.

²⁷ O conceito de tecnologia de *backstop* (tecnologia de fundo) foi criado por Nordhaus em 1973 (YANG, 1995). A idéia básica é a de que à medida que um recurso não-renovável vai se exaurindo, seu custo e seu preço vão aumentando até o ponto em que se torna maior que o custo da tecnologia de *backstop*; é quando esta entra no cenário econômico para garantir a continuidade do desenvolvimento sustentável.

A primeira grande limitação do Princípio Fundamental dos recursos naturais de Hotelling diz respeito à falha do princípio dos custos marginais crescentes, especialmente no caso do petróleo e gás natural. Segundo SZKLO *et al.* (2006b), as reservas petrolíferas não são exploradas conforme o princípio dos custos marginais crescentes, existindo rendas diferenciais (mineiras, de posição, qualidade, tecnológicas²⁸), que justificam tanto ao produtor de menor custo quanto ao de maior custo uma exploração “*não ideal*”. Ainda segundo estes autores (SZKLO *et al.*, 2006c, p.4) existem estratégias comerciais e questões geopolíticas: “*Reservas de custo maior podem ser exploradas antes das de custo inferior, por motivos de acesso, segurança energética, geração de receita, dinâmica das descobertas (o papel do acaso devido à ignorância geológica ou conhecimento imperfeito), e outros*”.

Outro fator importante é a incerteza dos produtores quanto à demanda futura. Se esta incerteza leva a um aumento de produção, a incerteza quanto aos resultados das explorações de novas reservas atua no sentido inverso. Para MARGULIS (1990), os produtores que investem nestas pesquisas podem temer pelo seu resultado negativo, tendendo a “segurar” os recursos, dilatando, portanto, o horizonte de exaustão. A questão do conhecimento das reservas, em um instante inicial, também se constitui uma limitação, uma vez que o preço afeta a definição de reservas²⁹, da mesma maneira que o conhecimento geológico é incerto e as reservas estão associadas a probabilidades.

Além da descoberta de novas jazidas minerais (que também atuam no sentido de prolongar o horizonte de exaustão) e das tecnologias de fundo (*backstop technologies*), há que destacar o papel do progresso tecnológico que atua no sentido de se produzir a

²⁸ Destacam-se quatro rendas diferenciais no setor de energia: as rendas minerais, de posição, de qualidade e tecnológicas. As rendas minerais se relacionam com as condições físicas de extração dos recursos, desfrutando de uma vantagem comparativa as jazidas localizadas em sítios menos profundos. As rendas de posição se relacionam com a proximidade dos centros consumidores, as jazidas próximas desfrutando de uma vantagem comparativa. As rendas de qualidade se relacionam com os atributos comerciais (rentabilidade) dos recursos, a exemplo dos óleos leves de petróleo. Finalmente, as rendas tecnológicas se relacionam com diferentes estágios de tecnologia empregados pelos diversos produtores, outorgando uma *vantagem competitiva* aos produtores que utilizam as tecnologias mais eficientes.

²⁹ Recurso é a quantidade total de recursos naturais finitos de hidrocarbonetos, descoberta ou não, recuperável ou não. É a ocorrência do hidrocarboneto numa forma reconhecida. Por sua vez, as reservas constituem a parte dos recursos que pode ser técnica e economicamente extraída ou produzida, no momento de sua determinação (SZKLO *et al.*, 2006c).

um custo menor, ou mesmo de se recuperarem recursos anteriormente considerados irrecuperáveis (técnica ou economicamente).

Outro questionamento ao modelo de Hotelling refere-se à consideração das gerações futuras, refletida parcialmente na taxa de desconto. Segundo SOLOW (1974, p.12), “*a distribuição da renda ou de bem-estar entre gerações depende da provisão que cada geração faz para as que a sucederão. A escolha da taxa de desconto social é, de fato, uma política de decisão sobre distribuição intergerações*”. Neste sentido, profundas discrepâncias entre as taxas de desconto social e de mercado (privadas) podem comprometer a possibilidade de se assegurar que os recursos sejam alocados de maneira compatível com a otimização do bem-estar social. Cabe ainda apontar, pautadas em questões éticas, a impossibilidade de mensurar o valor dado pelas gerações futuras aos recursos naturais³⁰.

A despeito das críticas apresentadas, a importância da teoria econômica dos recursos naturais é a atribuição à limitação física de um recurso a emergência de um dos componentes de sua renda. Seja a jazida do recurso natural pública ou privada, a concepção de que a extração de um recurso natural no presente possa impossibilitar o usufruto dos benefícios deste recurso por gerações futuras, traz à tona questões de justiça intergeracional e equidade. É necessário, então, que a renda mineral gerada seja utilizada de maneira a promover uma diversificação da base econômica produtiva das regiões atingidas pelas atividades extrativas dos seus recursos naturais, a fim de disponibilizar às gerações futuras, uma fonte de renda alternativa, quando ocorrer a exaustão do recurso.

³⁰ “(...) Afinal, por que existe a taxa de desconto? Por que tratar as gerações futuras diferentes de nós mesmos? Como não há representantes de nossos descendentes que ponderem sobre o ‘justo’ valor da taxa, então é apenas a nossa preocupação com nossos filhos, com os filhos destes e assim sucessivamente, que se espera consideração para com as gerações futuras” (MARGULIS, 1990, p.166).

II.2.3 O *Royalty* como Instrumento de Diversificação Econômica e Promotor de Justiça Intergeracional

Como visto, 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. Uma vez que a extração no presente impossibilita o usufruto dos benefícios do recurso para as gerações futuras, o ponto principal seria avaliar de que maneira a utilização da renda de Hotelling, obtida pelo proprietário do recurso, deveria ser utilizada, de forma a não prejudicar os futuros consumidores.

John Hartwick (HARTWICK, 1977), ao explorar este questionamento, demonstrou que, mesmo numa situação-limite hipotética em que um país apenas possua um recurso não-renovável, e sem fontes de recurso para investimento que não seja a renda dele obtida (considerando a inexistência de poupança originária de outros setores industriais), ainda assim é capaz de manter um nível de consumo *per capita* constante, indefinidamente. Para que isto seja possível, o país deveria investir uma parte da renda mineral total (Renda de Hotelling) em *capital reprodutível físico e humano*. Esta dedução ficou conhecida como Regra de Hartwick:

“(...) the current generation converts exhaustible resources into machines and ‘lives off’ current flows from machines and labor. Under such a program one might assume that in some sense the total stock of productive capital was never depleted since ultimately the exhaustible resource stock of machines and, given that machines are assumed not to depreciate, no stock either of machines or of exhaustible resources is ever consumed.” (HARTWICK, 1977, p.972).

Desta maneira, na visão de Hartwick, investindo uma parte da renda em capital físico, o país é capaz de manter seu estoque de capital³¹, natural e físico e, conseqüentemente, suas possibilidades de consumo. POSTALI (2002, p.21) elucida que, tomando por diretriz o propósito da Regra de Hartwick, um país deve utilizar a renda de seus recursos para financiar a diversificação da sua base econômica, na direção de atividades mais dependentes de capital físico e trabalho do que de recursos naturais.

³¹ Hartwick definiu capital reprodutível apenas como capital físico (máquinas, equipamentos e infraestrutura), não incluindo fatores como tecnologia, especialização e outras formas de capital humano. Considerou também a população e força de trabalho como constantes. Porém, seus resultados permanecem mesmo quando suas hipóteses são analisadas considerando-se crescimento populacional e progresso tecnológico (POSTALI, 2002).

A promoção destas compensações às gerações futuras deve ocorrer tanto em escala nacional, como também por Estados e Municípios (esferas subnacionais). Ao nível nacional, é pertinente que ocorra o ressarcimento da geração futura que não poderão se utilizar, na mesma magnitude, da riqueza mineral extraída hoje³². Já para as esferas subnacionais, a justiça intergeracional seria promovida através da diversificação produtiva que, de alguma maneira, minimize os efeitos depressivos sobre uma região que possua uma economia voltada à produção de hidrocarbonetos (estruturada principalmente por indústrias petrolíferas e para-petrolíferas), no momento em que as jazidas de petróleo e gás natural tornarem-se técnica e economicamente inviáveis de serem exploradas (SERRA e FERNADES, 2005).

Uma possibilidade de utilização desta renda, tanto nas esferas subnacionais quanto na esfera nacional, seria no sentido de desenvolver fontes alternativas de energia, de maneira a minimizar a dependência futura de um recurso finito. Este desenvolvimento energético sustentável, estruturado por uma diversificação da matriz energética nacional e pelo desenvolvimento regional, condiz com os conceitos de desenvolvimento sustentável, desenvolvidos no início deste capítulo.

É pertinente, pois, destacar a questão do biocombustível, uma vez que a expansão de sua utilização decorre da diminuição das reservas geológicas de petróleo e gás, o custo geopolítico da utilização destes bens como principal fonte de energia e a questão ambiental relacionada à indústria petrolífera.

Assim, vale ressaltar, mais uma vez, a identificação dos *royalties* com o conceito de renda de escassez (traduzindo-se pela compensação ao proprietário do recurso por seu uso no presente, ao invés de no futuro). Entretanto, apesar de este trabalho se basear no conceito de renda mineral (em privilegiar uma função para os *royalties* de garantir sustentabilidade às gerações futuras), ao interpretar a motivação da cobrança de *royalties* sobre a exploração do petróleo e gás natural, encontra-se, necessariamente,

³² “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, nos moldes propostos por Hartwick” (POSTALI, 2002, p.28).

uma pluralidade de objetivos e interpretações. Em função deste fato, buscar-se-á apresentar alguns argumentos econômicos, fiscais³³ e extrafiscais, para sua cobrança³⁴.

II.2.3.1 *Royalties* como instrumento de captura de rendas extraordinárias

A primeira citação formal sobre o conceito de *royalties* que se tem registro se deve a David Ricardo, na obra *The Principles of Political Economy and Taxation*, de 1817, em que o autor se refere à utilização da água para irrigação, retirada pelo subsolo pelos proprietários de terras (NAPOLEONI, 1985). Com o objetivo de capturar rendas “diferenciais”, em benefício de toda a sociedade, Ricardo afirmava que a utilização da água retirada dos poços deveria ser tributada. Por se tratar de um recurso hídrico subterrâneo cujo limite era indefinido, este deveria ser de propriedade do Estado, portanto, do Rei, de onde, provavelmente, originou-se a associação com o vocábulo *royal* (SCHIOZER, 2002).

Assim, a tributação do petróleo e gás natural foi concebida com objetivo de permitir ao Estado apropriar-se das rendas diferenciais que alguns produtores têm em razão dos menores custos, por estarem bem situados e possuírem as melhores reservas. Portanto, o objetivo dessas imposições é essencialmente fiscal, ou seja, “capturar” as rendas excedentes para benefício da sociedade como um todo (DUTRA e CECCHI, 1998).

Existem, segundo CHEVALIER (1977), pelo menos quatro diferentes fontes originárias das rendas “diferenciais”, auferidas pelas empresas do setor petrolífero, a saber: as rendas minerais diretamente ligadas ao volume e à disposição geológica da reserva; as rendas de qualidade relacionadas à composição do petróleo e do gás natural; as rendas de posição, essencialmente geográficas; e as rendas tecnológicas que envolvem, desde a imagem comercial da empresa, até as competências específicas de cada uma delas.

³³ Embora os *royalties* petrolíferos, na legislação brasileira, sejam considerados compensações financeiras (e não tributos), na contabilidade das firmas, o *royalty* aparece como uma imposição tributária, independentemente de recair sobre o faturamento, o valor adicionado, ou mesmo o lucro líquido da exploração mineral. Por este motivo, embora não esteja conceitualmente correto inserir o *royalty* no debate fiscal, freqüentemente encontra-se a análise do *royalty* em estudos tributários, nacionais e internacionais, do setor mineral.

³⁴ A elaboração desta seção inspirou-se no trabalho de José Agostinho Leal e Rodrigo Serra (LEAL e SERRA, 2003).

Além deste fato, as empresas petrolíferas possuem características econômicas e estruturais que funcionam como barreiras à entrada, garantidoras de uma tendência à cartelização e, conseqüentemente, à aferição de rendas extraordinárias pelas firmas do setor petrolífero. Trata-se de uma indústria capital-intensiva, com elevados investimentos e de longo prazo de maturação, e com barreiras à entrada que podem ser institucionais (como, por exemplo, os *royalties*, direitos de propriedade mineral e monopólios de empresas estatais) ou econômicas (destacando-se as economias de escala e de escopo); além do alto risco associado à atividade de exploração³⁵, do custo fixo inicial e da indivisibilidade dos investimentos que, como mencionado anteriormente, dificultam a entrada de novos concorrentes.

Desta maneira, através de diversos meios de tributação sobre o setor petrolífero, o Estado apropria-se de rendas diferenciais para benefício da sociedade. Com este objetivo, tradicionalmente, utilizam-se os *royalties* que, embora não sejam tributos, possuem um nítido objetivo fiscal quando são cobrados por governos, e não por proprietários privados.

Conforme visto previamente, a renda mineral não é originada da mesma maneira que a renda da terra. Todavia, uma vez que a renda mineral seja vista também como uma renda residual, ou simplesmente como extraordinária, é razoável defender que a cobrança de *royalties* pode ser, num primeiro momento, interpretado como instrumento de captura de rendas “diferenciais” da indústria petrolífera, em benefício da sociedade.

Além dos *royalties*, outros mecanismos são utilizados para a apropriação das rendas extras. Segundo DUTRA e CECCHI (1998, p.28), em diversos países o Estado também se utilizou: da venda de licenças e concessões de exploração e produção; da cobrança de bônus de abertura de negociações, de assinatura, de contrato e de início de operações; da arrecadação de compensações financeiras pela ocupação (aluguéis) e pela degradação dos solos (indenizações) durante toda a vida do campo; de impostos sobre os lucros extras e taxas relacionadas aos patamares de produção; da obrigatoriedade de venda do

³⁵ O risco existente na fase de exploração está ligado ao grande número de variáveis envolvidas na procura de hidrocarbonetos, destacando-se, além das incertezas geológicas dos reservatórios, a alta volatilidade dos preços, dos riscos políticos e as incertezas inerentes do mercado.

petróleo e seus derivados no mercado interno por preços pré-fixados; e dos contratos de partilha de produção.

Embora seja possível associar o *royalty* com a função de captura de ganhos extraordinários, certo é que as *participações especiais*³⁶ (instituídas pela Lei 9.478/97) cumprem mais diretamente este objetivo, pois, claramente, funcionam como um imposto adicional sobre os lucros excepcionais advindos da exploração de jazidas com elevados patamares de produção (LEAL e SERRA, 2003).

II.2.3.2 *Royalties* como receita de alienação de patrimônio público

Outra justificativa para se cobrar *royalties* das empresas petrolíferas depende do quadro institucional do país, ou seja, se a propriedade sobre os recursos minerais é pública ou privada. No caso de a propriedade dos recursos naturais do subsolo ser pública, os *royalties* podem ser compreendidos como o fluxo de pagamentos associado ao preço de venda de um bem do patrimônio público. Esta visão é compartilhada por SCHANTZ JR. (1994, *apud* LEAL e SERRA, 2003, p.168):

“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 i.e. the mineral rent.”

Baseado nesta proposição e, de acordo com o Artigo 176 da Constituição Federal³⁷, pode-se simplesmente classificar o fluxo de pagamentos decorrentes dos *royalties* como receita patrimonial da União. LEAL e SERRA (2003) ressaltam que, neste caso, a renda de Hotelling aparece como mais uma compensação devida ao Estado, pelas empresas que adquirem a concessão para a exploração do recurso.

³⁶ A Participação Especial, componente das Participações Governamentais, corresponde a uma parcela aplicada sobre a receita bruta da produção de petróleo e gás natural, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade. Um estudo mais aprofundado sobre as Participações Especiais será realizado no Capítulo III deste trabalho.

³⁷ “Art. 176. As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra” (BRASIL, 1988).

Segundo SERRA (2005), diferentemente da perspectiva que conceitua o *royalty* como a parte da renda mineral capturada pelo proprietário da jazida (seja este público ou privado), a interpretação do *royalty* como mecanismo compensatório à riqueza exaurido afasta-o das rendas minerais. Sob a hipótese de a propriedade de a jazida ser da União e, uma vez que as receitas dos *royalties* são seletivamente distribuídas entre apenas uma parcela dos entes federados, como no caso do Brasil, pressupõe-se que o uso dado a este instrumento não se limita ao aspecto compensatório.

II.2.3.3 *Royalties* como compensação aos impactos territoriais de adensamento

Como visto anteriormente, os recursos minerais no Brasil são de propriedade da União (Artigo 176, da Constituição Federal) e, por este motivo, não há uma justificativa para respaldar a aplicação das compensações financeiras, resultantes da exploração de petróleo e gás natural, especificamente nas localidades (Estados e Municípios) produtoras. Contudo, de acordo com LEAL e SERRA (2003), a introdução de um impacto territorial singular pode vir a justificar a aplicação de parte destes recursos nas regiões afetadas pelas atividades de exploração e produção de recursos minerais.

A implantação e o desenvolvimento de atividades petrolíferas provoca impactos significativos sobre a organização do espaço regional das localidades produtoras. Além de promover uma elevação no nível de renda e no aumento do número de empregos, as indústrias petrolíferas e para-petrolíferas promovem uma maior demanda por serviços públicos e infra-estrutura, uma vez que, em geral, há um grande deslocamento de mão-de-obra para estas regiões. Todavia, em diversos casos, esta mão-de-obra não atende às qualificações pré-exigidas para os postos de trabalho disponíveis, acabando por se instalar nestas áreas mesmo sem obter emprego, o que gera uma maior pressão sobre o governo local para atender às carências destes indivíduos.

Neste cenário, seria plausível afirmar que a aplicação das receitas dos *royalties* deveria ser destinada ao atendimento de uma demanda extraordinária por serviços públicos. Embora seja o conceito mais aceito para se justificar a aplicação dos recursos dos

royalties nas esferas subnacionais de governo, não fundamenta, de maneira adequada, o sentido econômico específico que justifica a aplicação nestas áreas³⁸.

Com o desenvolvimento das atividades de exploração e produção dos recursos, promove-se, conseqüentemente, uma maior arrecadação de receitas tributárias municipais e estaduais. Uma vez que isto não ocorre, a aplicação de uma parcela da receita dos *royalties* nas localidades produtoras tende a ser visto como uma tentativa de correção desta lacuna, procedimento este que carece de sentido econômico específico e torna-se parte do fluxo de receitas correntes de estados e municípios³⁹.

Neste sentido, Leal e Serra (LEAL e SERRA, 2003, p.170) deduzem que “*Não é, pois, 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 deste adensamento urbano*” (grifo nosso). Se o adensamento urbano fosse razão para o pagamento de *royalties*, todas as localidades que possuem grandes projetos industriais seriam beneficiárias destes recursos⁴⁰.

Em um determinado território onde existe atividade ligada à indústria petrolífera, são instaladas inúmeras estruturas industriais, equipamentos de infra-estrutura terrestre e portuária, empresas de prestação de serviços, dentre outras inúmeras atividades que são responsáveis pelo crescimento regional. É justamente esta qualidade finita destes impactos territoriais (devido ao fato que o petróleo pode tornar-se economicamente inviável de ser explorado), e não sua magnitude, que justifica a aplicação de parte dos recursos dos *royalties* nas regiões produtoras (LEAL e SERRA, 2003).

³⁸ Além deste motivo, outro ponto que é freqüentemente associado à cobrança dos *royalties* seria o de indenizar ou compensar os impactos sobre o meio-ambiente pelas atividades de mineração (LEAL e SERRA, 2003).

³⁹ No trabalho monográfico intitulado “*A Aplicação e o Impacto dos Royalties do Petróleo no Desenvolvimento Econômico dos Municípios Confrontantes da Bacia de Campos*” (PACHECO, 2003), verificou-se que, nos principais municípios beneficiários de *royalties* e participações especiais, confrontantes à Bacia de Campos, a repartição das receitas destes recursos era direcionada no sentido de prover os governos locais dos recursos necessários ao atendimento da demanda extraordinária por serviços públicos. Entretanto, poucos municípios apresentaram uma ação mais harmonizada, voltada para um projeto de sustentabilidade, de diversificação da base produtiva local e da geração de trabalho e renda fora da cadeia do petróleo.

⁴⁰ Dentro desta lógica, as atividades da indústria automobilística existentes no município fluminense de Porto Real deveriam pagar *royalties*, uma vez que contribuíram para um adensamento urbano no município e em localidades próximas.

Porém suas vidas úteis estão atreladas à existência da atividade petrolífera na região. Desta forma, uma vez extintas as atividades destas empresas petrolíferas na região (por motivos endógenos ou exógenos) ocorrerá um esvaziamento econômico, determinando, para as localidades atingidas pela exploração do recurso não-renovável, um período de fuga de capitais móveis e obsolescência do capital imobilizado. Ou seja, se uma região é intensamente impactada pela atividade petrolífera, maior será, *ceteris paribus*, seu esvaziamento econômico quando do fim das reservas.

Nesta análise do uso dos *royalties* como compensação aos impactos territoriais originados pela indústria de exploração e produção de minerais deve-se ressaltar a importância da valorização dos efeitos de longo prazo, decorrentes da presença de capitais atrelados à extração de um bem finito, em determinada localidade. A compensação deve promover alternativas de crescimento aos territórios que tenham sua dinâmica econômica atrelada às atividades petrolíferas. Caso considerem-se os *royalties* apenas como compensação ao adensamento causado pelas indústrias petrolíferas, não estará reconhecendo o seu principal papel, que é promover a justiça intergeracional.

II.3 Considerações Finais do Capítulo

Quando se utiliza o termo Desenvolvimento Sustentável, é necessário considerar não somente os aspectos materiais e econômicos inseridos em uma estratégia de longo prazo, mas o conjunto multidimensional que compõe o fenômeno do desenvolvimento: os seus aspectos físicos, políticos, sociais e culturais. A sustentabilidade do todo só pode repousar na sustentabilidade conjunta de suas partes. De acordo com STAHEL (1995), estes fatores, e os seus respectivos equilíbrios, repousam sobre fatores qualitativos, como o são os graus de coesão e harmonia social; questões como cidadania, alienação, valores éticos e morais, o grau de polarização social e política e os valores da sociedade.

Acompanhando a análise realizada sobre Desenvolvimento Sustentável, o estudo do conceito de renda mineral, apresentado no decorrer deste capítulo, ressaltou a característica do *royalty* de se constituir em um instrumento capaz de assegurar uma

sustentabilidade econômica às gerações futuras, e é sobre esta função que reside o foco deste estudo.

É importante notar que a existência de renda econômica na atividade mineradora deve-se, antes de tudo, à peculiaridade de os recursos minerais (petróleo, gás natural e minérios) não serem renováveis na natureza. Isto implica que a extração destes recursos em determinado período torna-os indisponíveis para os períodos posteriores. Mais precisamente, a extração de um recurso não-renovável no presente acarreta um custo de oportunidade em extraí-lo no futuro. Este custo pelo uso, conhecido como Renda de Hotelling, deveria representar a diferença entre o preço do recurso e seu custo marginal de produção, constituindo parte da renda mineral. Trata-se de uma compensação ao proprietário da jazida pela sua depleção, devido à extração dos recursos.

O conceito de *royalty* advém da evolução do conceito de renda econômica para o de renda mineral. Na visão dos economistas clássicos, como Ricardo, Malthus e Marx, a renda econômica está associada à produção agrícola, e é interpretada como fruto da posse de um bem monopolizável (a terra). Ainda para esta escola clássica, o conceito de renda fundiária poderia ser estendido aos ganhos extraordinários auferidos pelos proprietários das minas.

A teoria neoclássica desvinculou o conceito de renda econômica do fator terra e passou a abranger outros excessos de receita sobre os custos de produção. A “renda” deixa de ser exclusividade das atividades agrícolas e passa a ser vinculada a um retorno obtido além do custo de capital.

A diferença entre renda econômica e renda mineral está na disponibilidade finita ou não do recurso. A extração de um minério sugere implicitamente um custo de oportunidade, uma vez que ao explorar este recurso no presente, não é mais possível realizá-lo no futuro. Foi Alfred Marshall quem estabeleceu uma relação entre os recursos naturais e a inelasticidade de sua oferta e os ganhos desproporcionais. Contudo, Harold Hotelling foi quem precisou o conceito de renda mineral, estabelecendo que a questão em relação à exploração de um recurso mineral é a alocação intertemporal, justamente por este ser um recurso não-renovável.

Assim, é pertinente deixar claro que o *royalty* é renda de escassez. É a compensação ao proprietário de seu recurso (ou a sua ordem) por seu uso hoje, ao invés de no futuro. Destarte, o mecanismo de pagamento dos *royalties* deve ser considerado como um instrumento de promoção de políticas públicas capaz de promover a equidade intergeracional (conceito este que está intrinsecamente ligado ao de justiça social: possibilitar às futuras gerações as mesmas condições de sustentabilidade que foram dadas às atuais). Existe, portanto, um evidente princípio para que os recursos oriundos das Participações Governamentais, em especial, os *royalties* do petróleo e gás natural, sejam aplicados na diversificação da economia local, como forma de permitir à sociedade outras fontes de renda quando da extinção do petróleo e gás natural, economicamente viáveis de serem extraídos, da região.

A utilização de recursos dos *royalties*, oriundos da exploração de recursos naturais não-renováveis (petróleo e gás natural), na promoção de um desenvolvimento sustentável depende principalmente de instituições eficientes, investimentos em capital humano, conhecimento técnico e infra-estrutura. Experiências internacionais demonstraram que o sucesso de políticas de desenvolvimento baseadas em recursos naturais fundamentavam-se em torno da necessidade de gerar um alto nível de capital humano e de desenvolver uma capacidade de aprendizado e inovação nacional⁴¹ (FERRANTI *et al.*, 2002).

Ademais, os recursos dos *royalties*, dentro do conceito de desenvolvimento sustentável, podem, também ser utilizados na implementação de fontes energéticas alternativas. A promoção e produção do uso de fontes alternativas de energia requerem que estas fontes recebam, de alguma forma, apoio para poderem competir com o petróleo, que é a principal fonte de energia primária na atualidade. O processo de implementação do uso de fontes alternativas de energia, mesmo que gradativamente, representa a busca pela substituição do petróleo da mesma maneira que o petróleo substituiu o carvão no século passado, e como o carvão substituiu a lenha, no século XIX (SZKLO *et al.*, 2006b).

⁴¹ As indústrias Volvo e Saab, na Suécia, surgiram em parte como concatenações regressivas da indústria florestal. Mas talvez mais interessante seja o caso da Nokia, originalmente uma indústria de celulose e papel, que passou a ocupar um lugar de destaque global na indústria da telefonia celular. Os elementos essenciais foram as estruturas organizacionais, as redes de conhecimento e as políticas de formação de capital humano que, embora desenvolvidas em função do processamento de recursos naturais, eram transferíveis pra indústrias de alta tecnologia (FERRANTI *et al.*, 2002). Tal fato demonstra que quando bem administrados e situados na estrutura institucional adequada, os recursos naturais podem ser vitais para o desenvolvimento.

Esta concepção estabelece a hipótese de que fontes alternativas poderiam ser introduzidas através do petróleo, ao invés de se opondo a ele, sendo necessário transformar o petróleo num instrumento para o alcance da sustentabilidade energética e, desta forma, contribuir para o desenvolvimento sustentável das sociedades. Daí a importância da utilização das receitas de *royalties* para consorciar fontes alternativas (como os biocombustíveis) com o petróleo, instituindo *Sistemas Energéticos Alternativos*, que integram o petróleo a outras fontes energéticas e criam as condições para novos sistemas energéticos (SZKLO *et al.*, 2006b), produzindo vetores energéticos conforme estratégias baseadas na flexibilidade dos insumos e dos produtos energéticos⁴².

⁴² Segundo SZKLO *et al.* (2006a), “os *Sistemas Energéticos Alternativos* não mais serão fontes de energia que competem com o petróleo, no curto prazo, mas sim se constituiriam em uma reserva para *Sistemas Energéticos Alternativos*, complementando, num primeiro momento, para substituir o petróleo no longo prazo”.

Capítulo III – Instrumentos Legais das Participações Governamentais no Brasil e no Mundo

O objetivo deste capítulo será realizar um estudo sobre as receitas petrolíferas no País. Para tal, serão analisadas as novas participações governamentais, introduzidas pela Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, e pelo Decreto das Participações Governamentais (Decreto n.º 2.705 de 3 de agosto de 1998), com enfoque nos *royalties* e participações especiais, bem como as mudanças ocorridas na forma de arrecadação e distribuição dos mesmos e as mudanças metodológicas na ponderação dos *royalties* do petróleo para fins de indenização.

Embora as Participações Governamentais sejam formadas pelo Bônus de Assinatura, pela Taxa de Ocupação ou Retenção de Terra, pelos *Royalties*, e pela Participação Especial, apenas estes dois últimos receberão maior destaque nas análises e comparações efetuadas, opção esta justificada pelo volume daqueles recursos na arrecadação total das Participações Governamentais. Da mesma maneira, o estudo pretende abarcar todo o funcionamento de arrecadação de distribuição das Participações Governamentais no Brasil, porém, quando da necessidade de exemplos mais específicos, serão utilizados o Estado do Rio de Janeiro e seus respectivos municípios (especialmente aqueles que são os maiores beneficiários dos *royalties* e participações especiais).

Serão investigadas, também, algumas experiências de sistemas internacionais, quanto à questão da arrecadação dos recursos das rendas petrolíferas, em especial, os *royalties*, procurando-se avaliar suas particularidades em relação ao panorama nacional.

III.1 Breve Introdução sobre a Análise das Participações Governamentais no Brasil

Antes de abordar o tema sobre as Participações Governamentais no atual arcabouço regulatório e, em virtude da presença das compensações financeiras específicas das atividades de Exploração e Produção (E&P) no arcabouço legal brasileiro, é pertinente apresentar uma breve revisão histórica e algumas considerações conceituais sobre o tema.

As Participações Governamentais foram introduzidas na legislação brasileira pela Lei n.º 9.478 de 06 de agosto de 1997, conhecida como *Lei do Petróleo*, com exceção dos *royalties*, instituídos na Lei n.º 2.004, de 3 de outubro de 1953.

Considerando-se as Participações Governamentais como compensações financeiras pelo exercício das atividades de exploração e lavra de petróleo e gás natural, a existência das mesmas na história brasileira remonta a um tempo anterior aos citados anos de 1997 e 1953. Contudo, existiam sem uma definição ou denominação técnica específica, constando nos textos legais sob a denominação de taxas, selos, indenizações, quotas ou compensações financeiras⁴³.

No entanto, foi com a Lei n.º 9.478/97 que as compensações financeiras adquiriram a denominação específica de “*Participações Governamentais*”, como será demonstrado no decorrer deste capítulo.

Tal qual o Bônus de Assinatura, exigido pela Lei n.º 9.478/97, existiu a cobrança de taxa ou selo a ser pago para a assinatura da autorização ou concessão, desde o Decreto-Lei 4.265, de 15 de janeiro de 1921, chamado Código de Minas, e mantido pelo Decreto-Lei n.º 3.236, de 07 de maio de 1941 (documento legal específico para as atividades de petróleo). Desde 1921, o Decreto-Lei n.º 4.265 já determinava o pagamento de um imposto sobre a produção resultante da lavra de qualquer jazida mineral (incluindo o petróleo), tal qual o *royalty* e, em 1941, o Decreto-Lei n.º 3.236 previa o pagamento de uma quota de 10% calculada sobre a produção.

A citada Lei n.º 2.004/53 menciona, no seu art. 27, a obrigação da PETROBRAS em pagar indenização correspondente a 5% sobre o valor do óleo, xisto ou gás natural extraído. Desta maneira, ao considerar os *royalties* como indenizações, ou compensações financeiras, calculadas sobre a produção, o seu surgimento, no Brasil, é anterior à Lei n.º 2.004/53⁴⁴.

⁴³ Com exceção das Participações Especiais, estas sim, introduzidas pela Lei n.º 9.478/97.

⁴⁴ Já aparecendo no Decreto-Lei n.º 4.265, nos idos de 1921 (compensações financeiras sobre o produto da mina ou jazida); aparecendo no Decreto-Lei n.º 3.236, de 07 de maio de 1941, como pagamento calculado sobre a produção de petróleo; e, finalmente, com a denominação “*royalties*”, denominação esta introduzida pela Lei n.º 9.478/97.

O conhecimento do histórico das compensações financeiras, cobradas pelo exercício das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos é útil para ilustrar a intenção, sempre presente, de assegurar à sociedade uma compensação pelo uso de recursos naturais não-renováveis, considerando seu papel fundamental para o desenvolvimento econômico do país.

III.2 Evolução do Marco Legal das Participações Governamentais no Brasil (anteriores à Lei 9.478/97)

No entendimento da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), de acordo com o art. 11º do Decreto n.º 2.705/98, os *royalties* são uma compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural, a ser paga mensalmente pela empresa exploradora ao governo. Representam uma apropriação da sociedade de parcela da renda gerada pela exploração do petróleo e gás natural, recursos naturais não renováveis.

Em 1910 já se pagavam royalties por atividades de mineração, em libras esterlinas por tonelada. O termo *royalty* é um anglicismo, cuja raiz “*royal*” significa “da realeza” ou “relativo ao rei”, referindo-se à contrapartida ao direito real⁴⁵ para uso de minerais, concedido pelo soberano a uma pessoa ou corporação. Atualmente, nos países que não adotaram a monarquia, o Estado assumiu o papel de “rei” nesse particular (BARBOSA e BASTOS, 2000a).

Na história nacional da exploração dos recursos minerais, o primeiro fato digno de menção diz respeito à elaboração da Constituição de 1891. Esta, adotando o caráter liberal quanto à propriedade das minas, aboliu o regime dominial⁴⁶, para atribuir a propriedade do subsolo e de suas riquezas ao superficiário, como propriedade acessória (NUAN, 1970). Esta lei foi considerada como impeditiva do desenvolvimento da

⁴⁵ Direito real de uso significa direito sobre a “coisa” (no caso, os minerais).

⁴⁶ O sistema dominial (ou regaliano) refere-se ao exercício da soberania pelo Estado, que pode dar em concessão a sua exploração visando a utilização da riqueza em benefício da coletividade. O não-exercício do direito pelo proprietário da jazida pode fazê-la reverter à condição de “riqueza comum”. No caso brasileiro, anteriormente à proclamação da independência brasileira e à promulgação da Constituição Imperial de 1824, a prioridade das minas pertencia à Coroa Portuguesa e, a partir daqueles eventos, passou a pertencer ao Estado Brasileiro (RIBEIRO, 2003).

exploração dos recursos minerais existentes no País, uma vez que, de modo geral, o proprietário do solo (e subsolo) não dispunha dos recursos e de técnica necessárias à pesquisa e exploração das riquezas minerais.

Até o ano de 1930, a propriedade do solo e do subsolo era inseparável e os Estados possuíam a posse das terras devolutas e a regulamentação da mineração. Em 1931 o Governo Federal anulou a Constituição de 1891 e deu-se o direito de autorizar a pesquisa e a lavra dos recursos minerais em todo o território nacional e, em 1934, separou-se a propriedade do solo do subsolo. A Carta de 1937, que possuía um caráter nacionalista mais visível, exigiu que as sociedades organizadas para a exploração das minas fossem constituídas por acionistas brasileiros⁴⁷. A propriedade da União sobre os recursos estratégicos passíveis de exploração industrial foi o ponto de partida para a presença do estado-empresário nas áreas fundamentais para o desenvolvimento econômico (DRAIBE, 1985).

Com relação ao petróleo, o ano de 1938 foi marcante devido à nacionalização da indústria de refino (utilizando petróleo importado e nacional) e à criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP)⁴⁸. No ano de 1948, criou-se o Centro de Estudos do Petróleo, cujo objetivo primordial era organizar a campanha “*O Petróleo é Nosso*”, de cunho nacionalista. Desta maneira, o nacionalismo econômico revelou-se como uma manifestação da idéia de desenvolvimento, industrialização e independência, em face dos interesses econômicos dos países dominantes (IANNI, 1991).

Desde o princípio do século XX, o poder público passara a adotar diretrizes cada vez mais elaboradas para solucionar problemas econômicos, tais como: proteger ou estimular setores econômicos já instalados na economia nacional; formalizar o mercado de fatores de produção; e, também, controlar as relações sociais de produção. Deste modo, o poder público foi levado a participar de modo cada vez mais amplo e sistemático na economia do País (IANNI, 1991), transparecendo tais idéias nas Constituições de 1934 e 1937.

⁴⁷ O conteúdo nacionalizante da Carta de 1937 foi atenuado na Constituição de 1946.

⁴⁸ Decreto-Lei n.º 538/38.

O que se tentava estabelecer era uma estratégia política determinada para a realização do desenvolvimento econômico e a industrialização. Ou seja, a formulação de novas concepções sobre desenvolvimento, industrialização, planejamento, intervencionismo estatal, emancipação econômica, etc., implicou na elaboração de uma estratégia política para o desenvolvimento. Desta forma, a reelaboração da estrutura e das funções do Estado era a forma pela qual estava se constituindo a nova estratégia política destinada a organizar e dinamizar o sistema econômico emergente.

Entretanto, somente na década de 1950, devido às crises originárias da escassez de petróleo no mercado internacional, e após muita discussão, instituiu-se, em 03 outubro de 1953, no Governo Getúlio Vargas, a Lei n.º 2.004⁴⁹, criando a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), e estabelecendo-se o monopólio estatal do petróleo no Brasil⁵⁰.

A principal atribuição da referida Lei foi dispor acerca da Política Nacional do Petróleo, tendo, como ponto central, em linhas gerais, o monopólio da União sobre a pesquisa e a lavra de jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros, bem como sobre sua refinação e seu transporte marítimo, ou por meio de condutos (fosse este petróleo, tanto nacional como estrangeiro). Este monopólio seria exercido por intermédio do CNP, como órgão de orientação e fiscalização, e pela PETROBRAS e suas subsidiárias, como órgão de execução.

É importante ressaltar o caráter nacionalista da Lei n.º 2.004/53, motivada, principalmente, pelo poder exercido pelas grandes companhias de petróleo mundiais durante a primeira metade do século XX. Por este motivo a PETROBRAS, que possuía diversos privilégios, necessitava já nascer forte para competir com as *majors* petrolíferas. Além do propósito de resolver o problema do atendimento da demanda interna do País por derivados de petróleo, a criação da empresa tinha por objetivo produzir efeitos dinamizadores e encadeados, estimulando e respondendo à

⁴⁹ Conhecida como “Lei do Monopólio do Petróleo”.

⁵⁰ A PETROBRAS foi criada no intuito de impulsionar a indústria petrolífera nacional, estando destinada a empreender as atividades de pesquisa, desenvolvimento, exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. O desinteresse do setor privado em empreender uma atividade de alto risco, caracterizada por elevados investimentos e pesadas economias de escala, bem como as resistências políticas à abertura do setor ao capital estrangeiro, levaram a União a instituir o monopólio sobre as operações com recursos hidrocarbonetos líquidos (POSTALI, 2002). No entanto, o monopólio do petróleo somente seria incluído na Constituição de 1967: “Art. 162 – A pesquisa e a lavra de petróleo em todo o território nacional constituem monopólio da União, nos termos da lei”.

necessidades de setores já instalados. Para DRAIBE (1985), previam-se, também, estímulos a novas áreas de investimento, em particular a de equipamentos para a própria indústria, assim como a da indústria química e de sintéticos à base de petróleo e derivados. Destarte, se abririam novas áreas de inversões à empresa privada nacional, a partir do investimento público.

O art. 27, da Lei n.º 2.004/53, estabeleceu que nos Estados e Territórios onde se realizassem a lavra do petróleo, xisto betuminoso e a extração de gás natural, a PETROBRAS e suas subsidiárias eram obrigadas a pagar, trimestralmente, uma indenização de 5% sobre o valor destes recursos extraídos. Os valores (ou preços) destes minerais, por sua vez, eram fixados pelo CNP. O §3º deste mesmo artigo determinou ainda que os Estados e Territórios deveriam distribuir, proporcionalmente, 20% destes recursos aos seus Municípios produtores, de acordo com a produção de cada um. Portanto, é a partir desta Lei que é assegurada a participação dos Estados, Territórios e Municípios na arrecadação das indenizações provenientes da produção de hidrocarbonetos (de acordo com a produção de cada um), pois os mesmos não eram diretamente beneficiados de acordo com a legislação então existente.

Posteriormente, com a Lei n.º 3.257, de 02 de setembro de 1957, houve uma alteração na distribuição dos recursos: ficou estabelecido que uma parcela de 4% sobre o valor do petróleo e/ou do gás natural produzidos em terra pela PETROBRAS seriam pagas ao Estado e 1% seria destinada aos Municípios (sobre o valor de produção terrestre de petróleo e gás natural em seus territórios).

A Lei n.º 2.004/53 não mencionava pagamento das indenizações sobre o valor do óleo ou gás produzidos na plataforma continental, por não existir ainda a produção no mar. Mas a partir da Lei n.º 3.257/57 instituiu-se que, quando óleo e o gás fossem extraídos na plataforma continental, a indenização seria destinada ao Conselho Nacional do Petróleo para a formação de estoques de combustíveis, destinados a garantir a segurança e a regularidade da geração de energia elétrica. A partir de 1969, pelo Decreto-Lei n.º 523, ficou estabelecido que a indenização de 5%, sobre a produção de hidrocarbonetos na plataforma continental seria destinada, em partes iguais, ao Ministério das Minas e Energia (Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM), para a formação do Fundo Nacional de Mineração, e ao Ministério da Educação e Cultura (MEC), para o

incremento da pesquisa de ensino de nível superior no campo das geociências (SIMPÓSIO SOBRE ROYALTIES, 1986).

No final de 1973, devido ao primeiro choque do petróleo, o Governo reformulou esta distribuição. Pelo Decreto n.º 1.288, de 01 de novembro de 1973, destinou ao CNP os recursos provenientes da indenização sobre a lavra na plataforma para a formação de estoques de combustíveis com vistas a garantir a segurança e a regularidade da geração de energia elétrica e incentivar os investimentos em geração desta área (que, anteriormente, destinavam-se ao Ministério da Educação e ao Ministério das Minas e Energia). No entanto, em 1980, pelo Decreto-lei n.º 1.785, o Governo Federal resolveu suspender o pagamento das indenizações relativos à produção de petróleo na plataforma, dada à prioridade conferida pelo Governo à exploração de petróleo no País (SIMPÓSIO SOBRE ROYALTIES, 1986).

Em 1985, já em um contexto político de redemocratização do país, (e, talvez, até por este motivo, com uma necessidade de romper ou modificar as questões excessivamente centralizadas em vigor até então), tem-se uma nova lei que passa a prever a indenização diretamente às esferas subnacionais de governo (Estados, Territórios e municípios).

Assim, com a subsequente consolidação e crescimento da produção *offshore*, a Lei n.º 7.453, de 27 de dezembro de 1985, considerou também, novamente, sujeito a *royalties* o petróleo, xisto betuminoso e o gás natural extraídos na plataforma continental, no mesmo percentual de 5%. A distribuição do total arrecadado apresentava-se da seguinte forma: 1,5% aos Estados confrontantes⁵¹ com poços produtores; 1,5% aos Municípios confrontantes com estes poços e àqueles pertencentes às suas respectivas áreas geoeconômicas; 1% ao Ministério da Marinha, a fim de atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas marítimas produtoras e 1% para constituir um Fundo Especial⁵² a ser rateado entre todos Estados, Territórios e Municípios da região⁵³.

⁵¹ Consideram-se confrontantes com a plataforma continental, os Estados e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais, até a linha de limite da plataforma continental, onde estiver situado o campo produtor de petróleo e gás natural. As projeções são efetuadas pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (§2º, art.15, Decreto n.º 2.705/98).

⁵² Na visão do então Deputado Federal Bocaiúva Cunha, coordenador do Simpósio sobre *Royalties* (1986) realizado no Clube de Engenharia do Rio de Janeiro, em fevereiro de 1986, houve um erro de redação, porque esta parcela de 1%, destinada a um Fundo Especial, deveria ser direcionada ao Fundo de Participação dos Estados e Municípios, já existente na época.

Já a Lei n.º 7.525, de 22 de julho de 1986, apresentou, diferentemente da lei anterior, um conceito para Estados, Territórios e municípios confrontantes com poços de extração de óleo, xisto betuminoso ou gás da plataforma continental⁵⁴. Estes deveriam ser contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais, até a linha de limite da plataforma continental, onde estiverem situados os poços.

O conceito de área geoeconômica de um município confrontante (introduzido na Lei n.º 7.453/85, porém só explicada na Lei n.º 7.525/86), foi definida a partir de critérios concernentes às atividades de produção de uma dada área de produção petrolífera marítima e os impactos destas atividades sobre as áreas circunvizinhas. O IBGE adotou, como critério de identificação da área geoeconômica, a mesorregião homogênea, que vigorou de agosto de 1986 até dezembro de 1989; e, a partir daí, a mesorregião geográfica dos municípios integrantes da Zona de Produção Principal, resguardando os direitos das unidades territoriais beneficiadas com a aplicação do critério anterior.

Desta forma, os municípios que integravam tal área geoeconômica foram alocados em Zona de Produção Principal, Zona de Produção Secundária e Zona Limítrofe à Zona de Produção Principal⁵⁵, cabendo ao Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) a responsabilidade de traçar as linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados, Territórios e municípios confrontantes (de acordo com a linha geodésica ortogonal à costa ou segundo o paralelo até o ponto de sua interseção com os limites da plataforma continental), e também a incumbência de definir a abrangência destas áreas econômicas,

⁵³ A Lei n.º 7.453/85 estabeleceu também que “*os Estados, Territórios e municípios centrais, em cujos lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres se fizer a exploração de petróleo, xisto betuminoso ou gás, farão jus à indenização prevista no caput deste artigo*”.

⁵⁴ O objetivo da Lei n.º 7.525/86 foi complementar e explicar melhor alguns pontos da Lei n.º 7.453/85. Desta forma, permaneceu inalterada a alíquota básica de 5%.

⁵⁵ Considerou-se **Zona de Produção Principal** de uma certa área de produção marítima de petróleo, o município confrontante e os municípios onde estiverem localizadas três ou mais instalações dos seguintes tipos: instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, excluindo os dutos; e instalações relacionadas às atividades de apoio a exploração, produção e ao escoamento de petróleo e gás natural, tais como portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios. Como **Zona de Produção Secundária**, a Lei n.º 7.525/86 considerou “*os Municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos, incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, ligados diretamente ao escoamento da produção de uma dada área de produção marítima, ficando excluída, para fins de definição de área geoeconômica, os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades*”. Finalmente, fazem parte da **Zona Limítrofe à Zona de Produção Principal** os municípios contíguos aos municípios que integram e aqueles atingidos pelos efeitos sociais ou econômicos da produção ou exploração do petróleo e/ou gás natural.

assim como os municípios incluídos na Zona de Produção Principal, Secundária e Limítrofe.

Ainda no que se refere à distribuição, o Fundo Especial de 1% para Estados, Territórios e Municípios, previstos na Lei n.º 2.004/53 também sofreu alterações. A nova repartição passou a privilegiar mais os municípios, uma vez que estes passaram a receber 80% dos recursos, enquanto que os 20% restantes ficam para os Estados e Territórios.

A década de 1980 foi marcada, mormente, pelas duas grandes crises do petróleo (1973 e 1979), levando a uma maior afirmação do monopólio estatal no Brasil. Apesar das políticas de privatizações que passaram a ocorrer em todo o mundo, o petróleo continuou a ser entendido como bem estratégico para o desenvolvimento do país. Esta concepção de considerar o petróleo como bem estratégico foi mantida com a Constituição Federativa de 1988, sendo este pensamento, inclusive, reforçado, pois além do monopólio da União sobre a pesquisa e a lavra (que já haviam sido constitucionalizados na Carta de 1967), as atividades anteriormente reguladas pela Lei n.º 2.004/53 (refino, importação, extração e transporte de petróleo e seus derivados) foram incluídas como normas constitucionais. Este foi justamente o ponto diferenciador dessa Constituição.

A distribuição dos *royalties* novamente sofreu alterações, com a Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. A primeira alteração foi que a PETROBRAS e suas subsidiárias deveriam pagar uma **compensação financeira**, e não mais uma **indenização**, como vinha sendo tratado o tema. Porém, o percentual de compensação financeira permaneceu inalterado: 5% sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído, tanto nos territórios (produção *onshore*) de Estados, Distrito Federal e municípios, como na plataforma continental (produção *offshore*).

A segunda alteração referia-se à distribuição dos recursos entre os entes beneficiários da federação. O Decreto n.º 1, de 11 de janeiro de 1991, que regulamentou a Lei n.º 7.990/89, determinou a seguinte distribuição no caso da produção *onshore*⁵⁶: 70% para os Estados produtores; 20% para os municípios produtores; e 10% para os municípios

⁵⁶ Incluindo, além da produção em terra, a lavra em rios, lagos, ilhas fluviais e lacustres.

onde se localizam instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural. Para a produção *offshore*, a repartição ficou estabelecida da seguinte forma: i) 30% aos Estados e Distrito Federal; ii) 30% aos municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas (sendo que a distribuição destes 30% segue os critérios expostos na Lei n.º 7.525/86); iii) 10% aos municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque de óleo bruto ou gás natural, operadas pela PETROBRAS; iv) 20% ao Ministério da Marinha, a fim de atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das áreas em questão; e v) 10% para a constituição de um Fundo Especial⁵⁷, a ser distribuído entre Estados, Territórios e municípios⁵⁸.

Neste novo rateio, ficou instituído que os Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque⁵⁹ passariam a ser também beneficiados, sendo à eles destinada metade da alíquota anteriormente reservada ao Fundo Especial (que passou de 1% para 0,5%). Desta forma, em 2001, existiam 15 municípios (BARBOSA, 2001a) que atendiam às condições de embarque e desembarque de petróleo e gás produzidos na plataforma continental, os quais dividiam entre si, em proporções iguais, a alíquota de 0,5% incidente sobre toda a produção nacional *offshore*. O mesmo valia para o rateio entre os 57 municípios que atendiam à estas mesmas operações de embarque e desembarque de produção realizadas em terra (os quais dividiam entre si, em partes iguais, a alíquota de 0,5% incidente sobre a totalidade da produção nacional *onshore*) (BARBOSA, 2001a).

Ainda de acordo com esta Lei, a periodicidade de pagamento das compensações financeiras foi alterado, passando a ser efetuado mensalmente, e não trimestralmente como antes, até o último dia útil do mês subsequente ao do fato gerador.

⁵⁷ De acordo com o Decreto n.º1, de 11 de janeiro de 1991, que regulamentou a Lei n.º 7.990/89, a distribuição será consoante aos critérios estabelecidos para o rateio dos Fundos de Participação Especial dos Estados e municípios, isto é, 20% para os Estados e 80% para os municípios.

⁵⁸ O art. 9º da Lei n.º 7.990/89 previu, também, que os Estados deveriam transferir 25% da parcela da compensação financeira, que lhes é atribuída, aos seus municípios.

⁵⁹ Esta categoria de municípios é diferente daquela 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.

III.3 A Reforma Institucional do Setor Petrolífero Brasileiro e as Mudanças Instituídas com a Lei n.º 9.478/97

A trajetória da indústria do petróleo no Brasil, desde a década de 1950, deu-se em torno da PETROBRAS, braço executivo estatal, estratégico à formulação de políticas públicas. É possível afirmar que a história do petróleo no Brasil confunde-se com a da própria empresa.

A década de 1990 trouxe mudanças institucionais que modificaram este quadro, conseqüências de uma nova visão da atuação do Estado na economia. Acompanhando uma tendência verificada em diversos países, a adoção de políticas mais liberalizantes impactou e transformou a configuração da indústria petrolífera brasileira. Neste novo cenário, o monopólio das atividades de exploração e produção continuaria sendo do Estado, sendo que este estaria agora capacitado em realizar concessões à agentes privados⁶⁰. Verifica-se, de certa maneira, um deslocamento do papel do Estado de “*agente produtor para agente regulador*” (POSTALI, 2002, p.90).

O novo ambiente internacional, de maior abertura econômica, sobretudo nos setores de infra-estrutura, incitou os estados à agilizarem a legalização da maior participação do capital privado nas indústrias onde eles detinham a participação acionária, isto ocorreu nas mais variadas formas (privatizações, parcerias, contratos de risco, concessões, entre outras). Na década de 1990, este movimento sucedeu-se, sobretudo, nos países emergentes onde os governos visavam a redução das dívidas públicas, o aumento do investimento das indústrias de infra-estrutura locais e a geração de receitas para os cofres públicos (SIMÃO, 2001).

No Brasil, a abertura do mercado de petróleo começou a ganhar corpo no Governo do Presidente Fernando Collor de Mello, e se concretizou com a promulgação da Emenda Constitucional n.º 9. Posteriormente, este novo cenário institucional consolidou-se com

⁶⁰ Na visão de ALVEAL (2002, p.584), as reformas estruturais do Estado brasileiro, ocorridas nos anos 1990, objetivou tornar compatível o desenvolvimento do setor petrolífero com um novo padrão de desenvolvimento do país. “*Contudo, o sucesso da organização econômica anterior da indústria, sob o comando da estatal PETROBRAS, conduziu a decisão da coalizão política reformadora para uma opção peculiar e distinta daquela implementada para todas as outras indústrias de infra-estrutura. No setor petrolífero, a introdução de ‘pressões competitivas’ abdicou de um processo de privatização strictu sensu, sendo substituída por uma estratégia gradualista, implementada através do estímulo ao ingresso de agentes privados e à formação de parcerias entre a estatal e os agentes privados.*”

a Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997 que, segundo a previsão constitucional, deveria regulamentar a atividade petrolífera no Brasil, estabelecendo regras para seu funcionamento.

O monopólio da União na exploração e produção de petróleo e gás natural, no Brasil, foi exercido exclusivamente pela PETROBRAS, de outubro de 1953 (com a entrada em vigor da Lei n.º 2.004), até novembro de 1995, quando foi promulgada a Emenda Constitucional n.º 9. Esta, alterou o artigo 177 da Constituição Federal de 1988 e, mantendo a União com o controle do monopólio, permitiu que as atividades de exploração e produção (E&P) fossem executadas também por empresas privadas, mediante contratos de concessão celebrados com a União. Até então, apenas a distribuição era permitida à iniciativa privada. De acordo com POSTALI (2002), a emenda não revoga a propriedade exclusiva da União sobre todos os recursos minerais existentes no subsolo e na plataforma continental brasileira, mas autoriza a contratar empresas constituídas sob lei nacional para levar adiante as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e seus derivados no Brasil.

Com a regulamentação da Emenda Constitucional n.º 9, a Lei n.º 9.478/97 dispôs, em seu art. 1º, os objetivos da política nacional para o aproveitamento racional das fontes de energia: a preservação do interesse nacional, a promoção do desenvolvimento, a ampliação do mercado de trabalho e a valorização dos recursos energéticos. Além disso, ressaltou-se a preocupação com o direito do consumidor, em relação a preço, qualidade e oferta de produtos; à proteção ao meio ambiente e à promoção da conservação da energia; à promoção da livre concorrência e competitividade no país, dentre outros.

A Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, revogou a Lei n.º 2.004/53 e estabeleceu os termos e as condições segundo os quais o Estado permite às entidades privadas o exercício das atividades relativas ao monopólio do petróleo e do gás natural. Também foi responsável pela criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)⁶¹, cuja finalidade é destacada no art. 2º, da Lei n.º 2.455/98:

⁶¹ Na época, a ANP denominava-se apenas Agência Nacional do Petróleo. Porém, com o crescimento da importância do gás natural e biocombustíveis na matriz energética brasileira, alterou-se, posteriormente, o nome para Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Redação dada pela Lei n.º 11.097, de 2005).

“A ANP tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, de acordo com o estabelecido na legislação, nas diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e em conformidade com os interesses do País” (art. 2º, Lei n.º 2.455, de 14 de janeiro de 1998).

Desta maneira, o Brasil, seguindo uma tendência mundial na área de E&P, passou a adotar o monopólio estatal com o exercício aberto à iniciativa privada, através de contratos de concessão com a ANP, o órgão regulador governamental⁶². Algumas das razões que levaram à flexibilização do monopólio estatal na indústria petrolífera foram a promoção da livre concorrência e a atração de investimentos na produção de energia.

Segundo este novo padrão, o Estado, que é o detentor dos recursos minerais, transfere à terceiros a exploração, inclusive os respectivos ganhos e obtém uma remuneração através das participações governamentais, que são exigidas do concessionário. Assim, além de tributos federais, estaduais e municipais exigidos que qualquer empresa que opere sob a legislação brasileira, cabe aos concessionários das atividades de E&P o pagamento à sociedade de uma compensação financeira extraordinária.

A ANP passou a adotar novas metodologias para o cálculo destas participações, com base no Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998, a qual regulamentou a Lei n.º 9.478/97 nos seus aspectos relativos as participações governamentais. Estas, são tratadas pelos artigos 45 a 51, na seção VI, Capítulo V da Lei do Petróleo, que compreendem os *royalties*, as participações especiais, o bônus de assinatura e o pagamento pela ocupação ou retenção de área. Três destas participações foram introduzidas pela primeira vez na legislação com a Lei do Petróleo.

⁶² A criação de uma Agência Nacional do Petróleo, na década de 1990, enfrentou, no Brasil, a falta de tradição da administração pública brasileira em matéria de regulação, e o alto grau de protecionismo vigente. Preocupava-se com a captura do ente regulador nos momentos em que este deveria mitigar os conflitos entre empresas e governos; por isto, criou-se uma autarquia sob regime especial e com uma certa autonomia e independência, vinculada ao Ministério das Minas e Energia.

III.3.1 O Bônus de Assinatura e o Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área

O bônus de assinatura é um pagamento feito anteriormente ao início da exploração, com forte impacto econômico (redução na taxa interna de retorno), sendo o montante ofertado pela empresa vencedora da licitação para obtenção da concessão. O bônus tem o seu valor mínimo estabelecido no edital de licitação do bloco e destina-se, em parte, à ANP para custeio de suas necessidades operacionais, determinadas em seu orçamento aprovado. O valor ofertado na 7ª Rodada de Licitações (outubro de 2005) foi de R\$ 1,09 bilhão, sendo de aproximadamente R\$ 3,26 bilhões o total arrecadado com as sete rodadas realizadas (ANP, 2006).

O pagamento pela ocupação ou retenção de área é o valor a ser pago anualmente pelos concessionários, a partir da data de assinatura do contrato, disposto no edital de licitação e nas cláusulas contratuais, aos proprietários da terra em questão. As faixas de valores unitários por km², ou fração da área concedida, devem ser fixados em edital (definidas no Decreto n.º 2.705/98), sendo aplicáveis nas fases de exploração, desenvolvimento e produção.

Para fixação destes valores, dentro de cada faixa, a ANP leva em conta as características geológicas, a localização da Bacia Sedimentar em que o bloco, objeto da concessão, se situar, bem como outros fatores pertinentes⁶³. Nesta Participação Governamental, o custo da opção de prorrogação do período exploratório consiste em um aumento na taxa pela retenção de área. O valor cobrado é crescente em relação à fase em que o projeto se encontra, o que lhe confere características de imposto incondicional, pois, de acordo com POSTALI (2002), ao mesmo tempo em que se trata de um aluguel das terras em que se realizam os investimentos, seu valor cresce conforme o projeto ganha resultados.

Ainda no que se diz respeito a esta modalidade de Participação Governamental, consta, do contrato de concessão, cláusula que determina o pagamento aos proprietários de terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre 0,5% e

⁶³ Para a fixação desses valores unitários, que serão reajustados anualmente pelo Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI), a ANP obedecerá as seguintes faixas de valores: I) fase de exploração: R\$ 10,00 a R\$ 500,00 por km² ou fração; II) prorrogação da fase de exploração: 200% do valor fixado para a fase de exploração; III) período de desenvolvimento da fase de produção: R\$ 20,00 a R\$ 1.000,00 por km² ou fração; e IV) fase de produção: R\$ 100,00 a R\$ 5.000,00 por km² ou fração.

1% da produção de petróleo e gás natural, a critério da ANP. Por fim, o pagamento pela ocupação ou retenção de áreas será distribuído na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco.

Os recursos provenientes desta participação governamental, que atingiram o valor de R\$ 126,2 milhões em 2006 (ANP, 2007), destinam-se ao financiamento das despesas da ANP para o exercício das atividades que lhe são conferidas por lei.

III.3.2 – Os *Royalties*

A Lei do Petróleo, além de aumentar para 10% a alíquota básica dos *royalties*⁶⁴, manteve os critérios de distribuição aos Estados, Municípios e Ministérios para a parcela correspondente até 5%, e estabeleceu uma nova forma de distribuição para a parcela excedente a 5%⁶⁵, incluindo o Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) como novo beneficiário, recebendo 25% da parcela correspondente aos 5% dos *royalties* excedentes.

A distribuição dos *royalties* entre seus beneficiários se dá na forma do disposto nos artigos 48 e 49 da mesma lei, tal como demonstrado a seguir:

“Art. 48. A parcela do valor do royalty, previsto no contrato de concessão, que representar cinco por cento da produção, correspondente ao montante mínimo referido no §1º do artigo anterior, será distribuído segundo os critérios estipulados pela Lei n.º 7.990, de 28 de agosto de dezembro de 1989.” (art. 48, Lei n.º 9.478/97. Grifo nosso).

Os critérios a que se referem o artigo 48 são os que constam no art. 7º da Lei n.º 7.990/89, a saber:

⁶⁴ A alíquota dos *royalties* é prevista pela ANP no edital de licitação de cada bloco, no intervalo de 5% a 10%, em função do risco geológico, das expectativas de produção e de outros fatores pertinentes.

⁶⁵ De acordo com LEAL *et al.* (2003), possivelmente com o intuito de barrar resistências à sua aprovação, o texto da Lei n.º 9.478/97 criou novas regras para a repartição dos *royalties* excedentes, permanecendo intacta a regra válida para a alíquota mínima de 5%, evitando, assim, uma eventual oposição daqueles que interpretariam suas perdas como uma violação aos direitos adquiridos. Ademais, é plausível afirmar que essa elevação da alíquota serviu, parcialmente, como forma de ressarcir o poder público pela perda do monopólio de extração do petróleo, por meio da introdução de expectativas de aumento de receitas para todas as esferas de governo.

a) **Quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres:** 70% aos Estados produtores; 20% aos Municípios produtores e 10% aos Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

b) **Quando a lavra ocorrer na plataforma continental:** 30% aos Estados confrontantes com poços; 30% aos Municípios confrontantes com poços; 20% ao Comando da Marinha; 10% para o Fundo Especial (a ser distribuído entre todos os Estados e Municípios) e 10% para Municípios⁶⁶ com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

No que se refere à distribuição da parcela de 30% dos *royalties* aos Municípios confrontantes com poços produtores, estabeleceu-se o seguinte: 60% rateados entre os Municípios integrantes da Zona de Produção Principal⁶⁷ (garantindo-se, pelo menos, um terço ao Município que concentrar as instalações de processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás); 10% rateados entre os Municípios da Zona de Produção Secundária⁶⁸ e os 30% restantes para os Municípios limítrofes à Zona de Produção Principal⁶⁹. O Anexo I apresenta a repartição para os municípios localizados no estado do Rio de Janeiro.

Os *royalties* devido aos Municípios são calculados com base na produção do Estado do qual fazem parte, sendo que o rateio dos *royalties* devido aos Municípios pertencentes à uma mesma zona de produção será efetuado na razão direta de suas respectivas populações (BARBOSA, 2001a).

Em conformidade com o disposto no art. 49 da Lei n.º 9.478/97, a parcela do valor do *royalty* que exceder a 5% da produção terá a seguinte distribuição:

⁶⁶ Os municípios fluminenses afetados são: Angra dos Reis, Macaé, Mangaratiba, Parati e Rio de Janeiro (BARBOSA, 2001a).

⁶⁷ Conjunto dos municípios onde estiverem localizadas três ou mais instalações dos seguintes tipos: instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural (excluído os dutos) e instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e escoamento de gás natural, tais como portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, armazéns, etc. (BARBOSA, 2001a, p. 70).

⁶⁸ “Conjunto dos municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos (incluindo as estações de compressão e bombeio), destinados, **exclusivamente**, ao escoamento da produção de uma dada área de produção petrolífera marinha”. (BARBOSA, 2001a, p. 71. Grifo no original).

⁶⁹ Conjunto dos municípios contíguos àqueles que integram a Zona de Produção Principal, bem como os que sofram conseqüências sociais ou econômicas da produção ou exploração do petróleo ou gás natural (BARBOSA, 2001a).

- a) **Quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios ilhas fluviais e lacustres:** 52,5% aos Estados produtores; 25% ao Ministério de Ciência e Tecnologia (para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados na indústria petrolífera); 15% aos Municípios produtores e 7,5% aos Municípios que sejam afetados⁷⁰ por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critérios estabelecidos pela ANP.
- b) **Quando a lavra ocorrer na plataforma continental:** 22,5% aos Estados confrontantes com campos; 22,5% aos Municípios confrontantes com campos; 25% ao Ministério de Ciência e Tecnologia; 15% ao Comando da Marinha; 7,5% aos Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural e 7,5% para o Fundo Especial (Estados e municípios).

Com estas modificações, estabelecidas pela Lei n.º 9.478/97, pode-se averiguar, a princípio, que no cálculo geral, os *royalties* excedentes (parcela superior a 5%) são menos descentralizados, com o favorecimento da União através dos repasses ao Ministério da Ciência e Tecnologia e que, no interior dos municípios, opera-se uma maior concentração, retirando-se da condição de beneficiários os municípios localizados na zona limítrofe de produção, e aqueles cortados por dutos.

III.3.2.1 – Razões do Incremento dos *Royalties*

A alíquota dos *royalties* é prevista pela ANP no edital de licitação de cada bloco, entre 5% e 10%, em função do risco geológico, das expectativas de produção, entre outros fatores. Com a ampliação da alíquota básica, a Lei do Petróleo praticamente duplicou o percentual dos *royalties* nas bacias produtoras brasileiras (Anexo II). No ano de 2006, 10 Estados e 850 Municípios foram beneficiários da arrecadação dos *royalties*, cujo

⁷⁰É importante ressaltar que a categoria de municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, definida pelo Decreto n.º 1/91, assumiu outra interpretação na Lei n.º 9.478/97, passando a condição de municípios afetados pelas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural. Desta forma, para o rateio da alíquota mínima de 5%, tem-se como beneficiário o conjunto de municípios onde estão fixadas estas instalações. Já para o rateio dos *royalties* excedentes (parcela acima de 5%), um conjunto maior de municípios é beneficiado, pois este inclui aqueles afetados pelas referidas instalações.

valor total distribuído no Brasil atingiu aproximadamente R\$ 7,704 bilhões. Somente para o Estado do Rio de Janeiro, a arrecadação saltou de R\$ 39 milhões, em 1997, para R\$ 1,647 bilhão em 2006 (ANP, 2007).

Na Figura 3.1, abaixo, mostra-se claro o incremento da arrecadação a partir de 1998. A distribuição total de *royalties* do petróleo e gás natural, no Brasil, passou de cerca de R\$ 190,3 milhões em 1997, antes da nova regulamentação, para mais de R\$ 7,704 bilhões em 2006. A distribuição de *royalties* ao Estado do Rio de Janeiro e seus municípios passou de cerca de R\$ 80,6 milhões, em 1997, para mais de R\$ 3,468 bilhões em 2006.

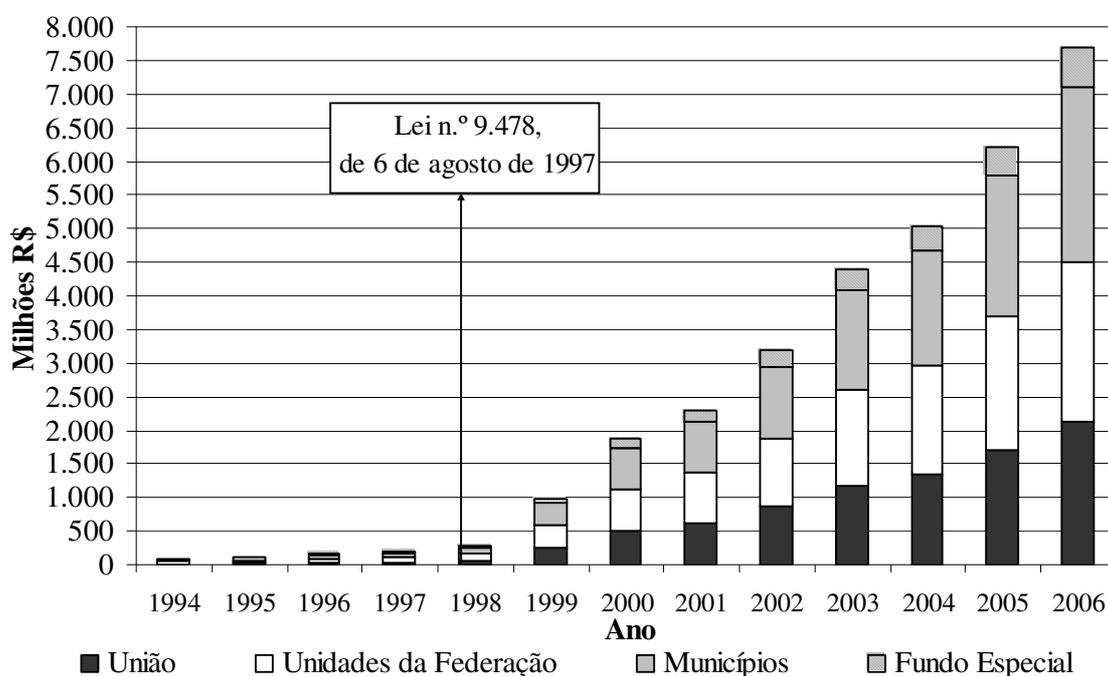


Figura 3.1 – Evolução da distribuição de *royalties* sobre a produção de petróleo e gás natural, segundo beneficiários (1994-2006)

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2007).

Não somente a alteração na lei, como também outras variáveis básicas exerceram influência no volume de *royalties* gerados, como a produção mensal de petróleo e gás natural⁷¹ de cada campo, seus respectivos preços e a taxa média mensal de câmbio.

⁷¹ Determinados volumes de gás natural são excluídos da incidência de *royalty*, a saber: gás utilizado para elevação artificial (*gas lift*); gás re-injetado no mesmo campo; gás queimado por razões de segurança e comprovada necessidade operacional, em ocasiões de emergências e/ou acidentes e em casos de produção de gás muito pequena (GUTMAN e LEITE., 2003). A Portaria 249/2000 dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas de gás em *flares* e perdas de gás natural.

A produção nacional de petróleo passou de 640,2 mil barris diários em 1993, para 1,78 milhões de barris diários em 2006, um crescimento de 178% ao longo dos últimos doze anos (ANP, 2007). O volume de gás natural extraído no Brasil passou de 20,2 milhões de m³/dia em 1993, para alcançar a marca de 48,5 milhões de m³/dia em 2006, registrando um aumento de 140% (ANP, 2007). Já para o Estado do Rio de Janeiro, a produção de petróleo passou de 419,4 mil barris diários em 1993, para 1,502 milhão de barris/dia em 2006 (aumento de 258%). O volume de gás natural extraído no mesmo Estado passou de 7,8 milhões de m³/dia em 1993, para alcançar, em 2006, a marca de 22,5 milhões de m³/dia, registrando um aumento de 189% (ANP, 2007).

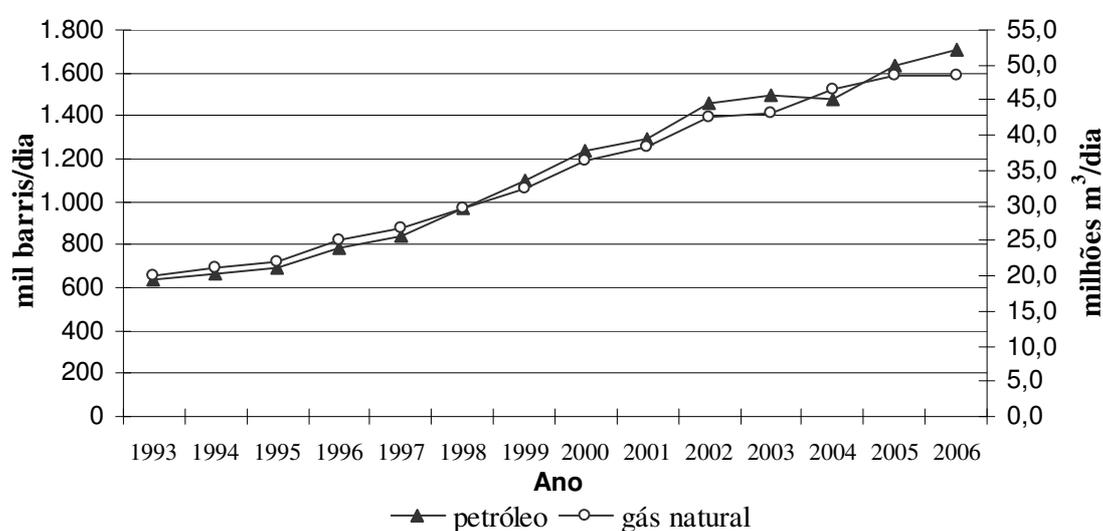


Figura 3.2 – Evolução da produção de petróleo e gás natural no Brasil (1993 – 2006)

Fonte: ANP (2007).

É importante destacar que, apesar de o Estado do Rio de Janeiro, em 2006, ser responsável por 84,2% do petróleo e 46,4% do gás natural produzidos no país, lhe foi conferido⁷² apenas 45,0% dos recursos oriundos dos *royalties* (vide Anexo III). Tal fato deve-se à Lei n.º 7.990/89, que definiu, além dos Estados e Municípios Produtores, as cidades vizinhas e com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás, e a União, como beneficiários, além da destinação de uma parcela para a criação de um Fundo Especial⁷³. Este é o motivo pela qual o percentual da compensação financeira paga ao Estado do Rio de Janeiro não é diretamente proporcional à sua produção de petróleo e gás natural.

⁷² Estado do Rio de Janeiro e Municípios Fluminenses

⁷³ A ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios.

Além da alteração na alíquota mínima para 10% e do crescimento da produção de petróleo e gás natural, outro fator relevante de mudança ocorrido no cálculo⁷⁴ dos *royalties* refere-se a preço do petróleo para fins de indenização. Antes da introdução da Lei n.º 9.478/97, a valoração do petróleo e do gás natural (GN) apresentava-se da seguinte maneira (SCHECHTMAN *apud* CASTELLAR, 2001):

i) Valoração do petróleo:

$P_{\text{óleo nac.}} = \text{Preço CIF}^{75} \text{ do Petróleo Importado} - \text{Custo Médio de Transporte do Petróleo Nacional}$

ii) Valoração do Gás Natural

$P_{\text{GN}} = \text{Preço equivalente de venda do GN} - \text{Custo Médio de Transporte do GN}$

Com a implementação da Lei n.º 9.478/97, adotou-se o seguinte padrão de valoração:

i) **Valoração do Petróleo:** O preço de referência a ser adotado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo, será igual à média ponderada de seus preços de venda, em condições de mercado, praticados pelo concessionário, ou a seu Preço Mínimo, estabelecido pela ANP⁷⁶, aplicando-se o que for maior. O petróleo transferido para as refinarias do produtor é valorado pelo Preço Mínimo. O Decreto n.º 2.705/98 estabelece que :

“§4º O preço mínimo do petróleo extraído de cada campo será fixado pela ANP com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional, nos termos deste artigo” (§ 5º, art. 7º, Capítulo IV, do Decreto n.º 2.705/98).

⁷⁴ Os *royalties* são calculados como um percentual do valor da produção de petróleo e gás natural: **Valor da Produção = Alíquota x [Volume Total de Petróleo Produzido (m³) x Preço de Referência do Petróleo (R\$/m³) + Volume Total de Gás Natural Produzido (m³) x Preço de Referência do Gás Natural (R\$/m³)]** (BARBOSA, 2001a, p.16).

⁷⁵ Iniciais das palavras inglesas *Cost, Insurance, Freight* (custo, seguro e frete), de curso internacional. Nome dado ao sistema de pagamento de mercadorias embarcadas quando os custos de seguro e do frete estão incluídos no preço.

⁷⁶ O concessionário deve informar à ANP, até o dia 15 do mês subsequente as quantidades vendidas e os preços de venda de petróleo – média ponderada dos preços de venda praticados pelo concessionário, livre de impostos e deduzidas as despesas de transporte, desde que explicitadas no contrato de venda.

O valor médio desta cesta-padrão considera para cálculo o valor do petróleo *Brent*⁷⁷, sendo aumentado ou reduzido de acordo com o diferencial de qualidade, baseado no perfil de refino. A cada mês, a ANP publica o Preço Mínimo do Petróleo⁷⁸ produzido em cada campo, no mês anterior, e é recalculado mensalmente a partir das cotações diárias publicadas no *Platts*.

ii) **Valoração do Gás Natural:** O preço de referência é a média ponderada dos preços de venda do gás natural, livre dos tributos incidentes sobre a venda, acordado nos contratos de fornecimento celebrados entre concessionários e compradores do gás natural produzido na área de concessão, sendo deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás, desde a saída da concessão até os pontos de entrega (*city gates*). Na inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão; na ausência de apresentação, pelo concessionário, de todas as informações requeridas pela ANP para a fixação do preço de referência do gás natural; ou quando os preços de venda ou as tarifas de transporte informados não refletirem as condições normais do mercado nacional, a ANP fixará o preço de referência para o gás natural, segundo seus próprios critérios⁷⁹.

⁷⁷Tecnicamente, é uma mistura de petróleos produzidos no Mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos *Brent e Ninian*, com grau API de 39,4° e teor de enxofre de 0,34%. A cotação *Brent (Brent Dated)* é publicada diariamente pela *Platts Crude Oil Marketwire*, adotada como padrão no mercado internacional, para a formação de preços de cargas de derivados (HORSNELL e MABRO, 1993; BARBOSA, 2001a).

⁷⁸ O Preço Mínimo do Petróleo é calculado a partir da seguinte fórmula: **PREÇO MÍNIMO (R\$/m³) = TC x 6,2896 x (BD – D)**, onde TC é a taxa média mensal do câmbio, para o respectivo mês; BD é o valor médio mensal de cotação do petróleo tipo *Brent* no mercado internacional; e D é um diferencial entre o preço do petróleo nacional produzido no referido campo e o valor do petróleo tipo *Brent*.

⁷⁹ A Portaria Interministerial n.º 3/2000 estabeleceu o preço máximo de venda do gás natural do produtor (concessionário) para a companhia estadual de distribuição de gás, a ser praticado no ponto de transferência de custódia (*city gate*), decompondo este preço em duas parcelas: o preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte e a tarifa de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás. Ademais, esta Portaria indexou o preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte ao preço internacional do óleo combustível (BARBOSA, 2001a).

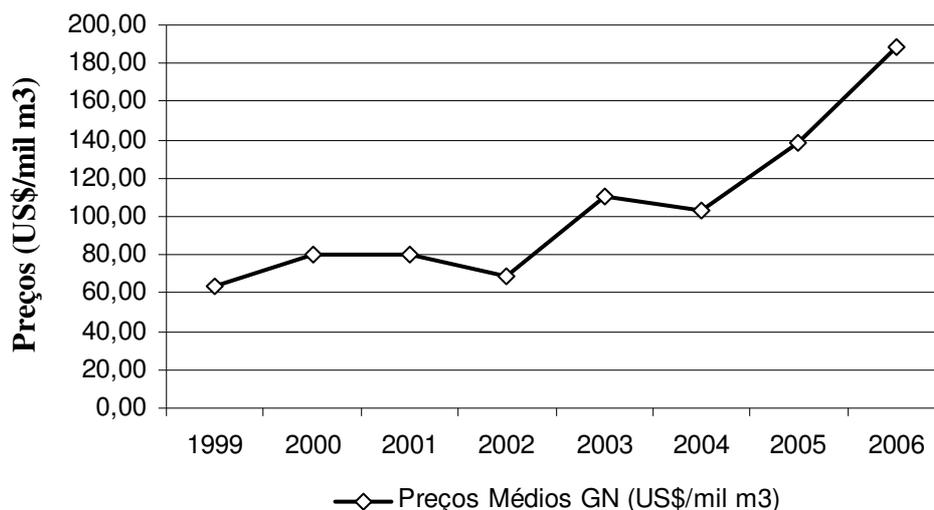


Figura 3.3 – Preços médios de referência do gás natural no Brasil: 1999-2006 (US\$/mil m³)

Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2007).

A Figura 3.3 apresenta os preços médios de referência do gás natural. Após um período de oscilação, compreendido entre os anos de 1999 e 2002, verificou-se um expressivo aumento, principalmente a partir de 2003 (variação de 194,1%, entre 1999 e 2006), contribuindo para o acréscimo da arrecadação dos *royalties* incidentes sobre a produção de gás natural.

É importante, neste contexto, que se destaque o papel da Portaria ANP n.º 155, de 21 de outubro de 1998, que estabeleceu um novo padrão para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, para o cálculo dos *royalties* e participações especiais. Esta metodologia estabelece valores para o petróleo brasileiro baseando-se no mercado internacional e adotando a cotação do petróleo *Brent Dated* como referência, o que não ocorria com a legislação vigente anteriormente à Lei n.º 9.478/97 e do Decreto n.º 2.705/98, como pode ser comprovado, pela Figura 3.4, a seguir:

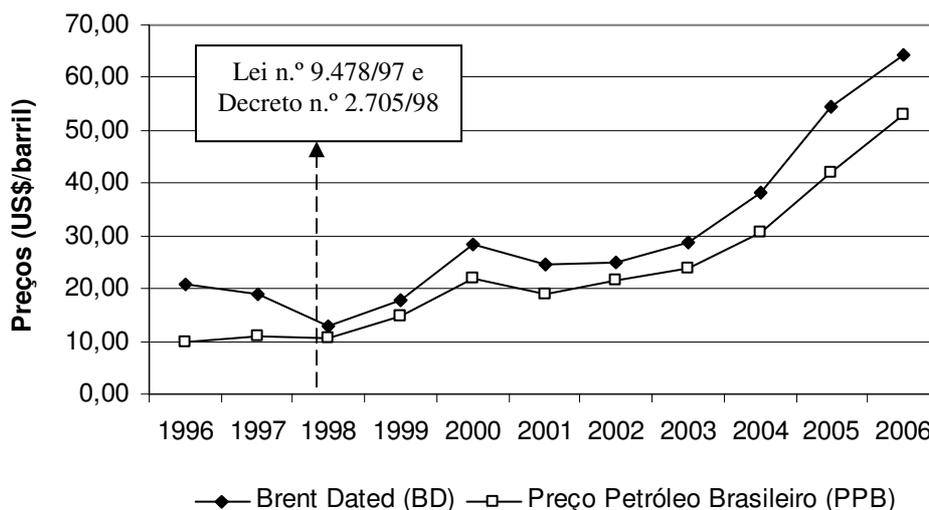


Figura 3.4 – Preços médios do petróleo brasileiro em comparação com o Brent (1996 – 2006)

Fonte: ANP (2007).

Antes desta regulamentação, havia uma defasagem entre os preços de referência nacionais e os preços internacionais de petróleo e de gás natural. Enquanto os preços internacionais variavam livremente, os preços nacionais de petróleo e gás natural eram estabelecidos pelo governo. Após a Portaria ANP n.º 155/98, os preços do petróleo nacional, para fins de indenização dos *royalties* e participações especiais, passaram a acompanhar os preços do petróleo internacional.

A razão entre o preço médio do petróleo nacional e o do petróleo *Brent Dated* oscilou entre 45% e 60%, até que, em 1999, com a nova metodologia de cálculo adotada, a razão manteve-se entre 80% e 90%⁸⁰. Esta mudança aumentou a arrecadação e, ao se tomar as razões médias entre o preço do petróleo brasileiro e o *Brent Dated*, de 1997 a 1999, observa-se que esta modificação representa um crescimento de quase 50%, mantidos os demais fatores que afetam os *royalties* (BARBOSA e BASTOS, 2000b).

⁸⁰ Desde meados de 2003, o preço internacional do petróleo abandonou o intervalo de preços entre US\$ 22 e US\$ 28 que, durante alguns anos, conferiu certo grau de tranquilidade para o mercado internacional. De acordo com PINTO JUNIOR *et al.* (2006), nos mercados de *commodities*, as tendências de alta de preços são acompanhadas, num primeiro momento, por aumento da volatilidade, até que seja atingido um novo patamar que sirva como referência para as tomadas de decisão dos agentes econômicos. No caso da indústria petrolífera, a instabilidade de preços continua a ser uma característica marcante. De fato, após os episódios de 11 de setembro de 2001, e do início da Guerra do Iraque (em 2003), as transformações no cenário geopolítico conduziram a um quadro maior de incerteza, elevando os preços e, simultaneamente, tornando seu comportamento mais volátil.

Desta forma, a apuração do valor dos *royalties* recolhidos a partir de agosto de 1998, indica a influência da nova metodologia no total repassado aos beneficiários, principalmente quando comparada à evolução dos preços internacionais do petróleo tipo *Brent* e à taxa de câmbio em relação à moeda norte-americana (vide Figura 3.5, a seguir).

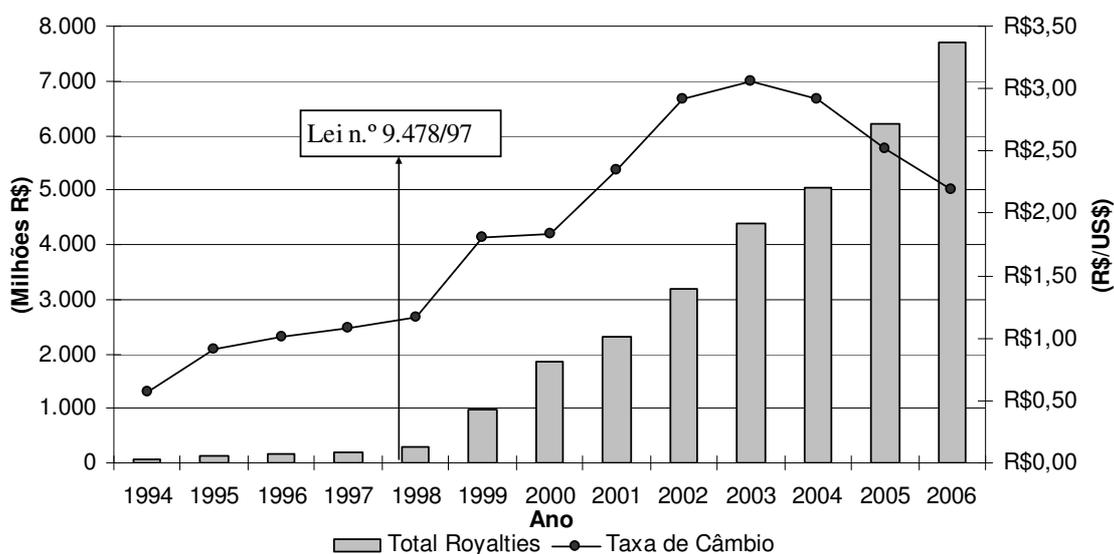


Figura 3.5 – Arrecadação total de *royalties* e a taxa de câmbio (1994 – 2006)

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2007) e Banco Central do Brasil (2007).

É indispensável ressaltar, também, que, em janeiro de 1999, o regime de câmbio fixo, que mantinha a paridade R\$/dólar próxima a R\$1 por US\$1, foi descartado pelo Governo Federal. Deste ano, até 2003, o dólar apresentou uma significativa valorização em relação ao real, atingindo patamares superiores a R\$3 por US\$1, sendo um dos fatores responsáveis pelo incremento nos repasses neste período. A partir de 2003, o real apresentou uma valorização em relação ao dólar; contudo, o aumento da produção nacional de petróleo e gás natural, juntamente com o considerável aumento do preço do petróleo internacional, mais do que compensaram esta valorização da moeda nacional em relação à estrangeira, o que explica o contínuo crescimento dos valores arrecadados de *royalties*.

III.3.3 – As Participações Especiais

As Participações Especiais, assim como o bônus de assinatura, foram introduzidas na legislação brasileira com a Lei do Petróleo. Trata-se de um pagamento a que estão sujeitos os campos com grande volume de produção ou grande rentabilidade, permitindo que sejam repassados à sociedade parte da renda oriunda das atividades petrolíferas nestes casos. Os conceitos de “grande volume” e de “grande rentabilidade” estão previstos no Decreto n.º 2.705/98 e variam de acordo com o número de anos de produção, a localização da área e o volume de produção (BARBOSA e BASTOS, 2000a).

De conformidade com o § 2º do art. 50 da Lei n.º 9.478/97, os recursos da Participação Especial são distribuídos na seguinte proporção: 40% ao Ministério de Minas e Energia, para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção do petróleo e gás natural, a serem promovidos pela ANP; 10% ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal (MMA), destinado ao desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e danos ambientais causados pelas atividades da indústria petrolífera; e, finalmente, 40% e 10%, respectivamente, para o Estado e Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção. O Anexo IV mostra os valores de participações especiais distribuídos aos beneficiários.

Das Unidades da Federação, o Estado do Rio de Janeiro é o principal beneficiário, sendo responsável, em 2006, por cerca de 96,7% do repasse aos Estados e de 39,1% do total arrecadado de participações especiais. Nota-se um rápido crescimento do montante total, se comparado com as receitas de *royalties*: enquanto que estas cresceram cerca de 24,13% em 2006 (com relação à 2005), as participações especiais, no mesmo período atingiram um aumento de 26,92%.

Ao contrário dos *royalties*, cuja base de cálculo é a receita bruta, a participação especial incide sobre o lucro da concessão⁸¹, sendo possível abater, no cálculo de tal lucro, as deduções previstas nas Portarias ANP n.º 10/99 e n.º 102/99.

A apuração das participações especiais será feita mediante aplicação de alíquotas progressivas sobre a receita líquida trimestral de cada campo, isto é, a receita bruta deduzidos os *royalties*, os investimentos exploratórios, os custos operacionais, a depreciação e os tributos legais. Tais alíquotas variam em função da localização da lavra, do número de anos de produção e do respectivo volume de produção trimestral fiscalizado. A apuração desta modalidade de Participação Governamental é feita pelo próprio concessionário, que deve encaminhar, à ANP, os demonstrativos de produção e os respectivos comprovantes de recolhimento.

O princípio da participação especial é, segundo POSTALI (2002), possibilitar ao governo obter uma parcela maior da renda dos projetos mais lucrativos. A apuração da participação especial é feita trimestralmente, mediante a aplicação sobre a base de cálculo (receita líquida) de alíquotas marginais (isento; 10%; 20%; 30%; 35%; e 40%), a partir de um volume limite de isenção. Este é definido admitindo-se três estruturas de custo, que são a lavra em terra, lavra em águas rasas (até 400 metros) e lavra em águas profundas (acima de 400 metros)⁸².

As faixas de isenção para o pagamento desta participação estão resumidas na Tabela 3.1, a seguir. A análise dos limites de produção para a isenção das participações especiais demonstra que quanto mais inóspito o local da produção, maior será o limite de isenção, uma vez que a extração será mais difícil de ser realizada. Um outro ponto a se destacar é a redução do limite de isenção com o decorrer do tempo, pois campos que operam por longos períodos representam um grande potencial de recursos e de lucratividade (POSTALI, 2002). Ademais, a ANP fornece uma faixa maior de isenção nos anos iniciais para que o investimento consiga diluir os gastos exploratórios realizados anteriormente à fase de produção. Caso a receita líquida de um campo, em

⁸¹ De acordo com BARBOSA (2001b, p.15), “a participação especial é uma espécie de imposto de renda adicional, com a diferença de que o imposto de renda consolida todas as operações da companhia, enquanto que a participação especial se dá campo a campo, dentro do conceito de ring fence, que não permite que se importem custos de outras áreas para a área de concessão.”

⁸² Maiores detalhes sobre a apuração das participações especiais podem ser encontrados no art. 22, Capítulo VII do Decreto n.º 2.705/98.

um determinado trimestre, tenha sido negativa, ela poderá ser compensada no cálculo da participação especial devida no mesmo campo, nos trimestres subsequentes.

Tabela 3.1 - Limites de isenção das participações especiais (em milhares de m³ de equivalente-petróleo)

BACIA	1º Ano	2º Ano	3º Ano	Após 3º Ano
Onshore	450	350	250	150
Offshore até 400m	900	750	500	300
Offshore acima de 400m	1.350	1.050	750	450

Fonte: POSTALI (2002), a partir do Decreto-Lei n.º 2.705/98.

Estão sujeitos à participação especial os campos em terra com produção acima de 10 mil bpd, os campos marítimos com profundidade batimétrica média até 400 metros e produção acima de 20 mil bpd e os campos marítimos com profundidade batimétrica média maior de 400 metros e produção acima de 31 mil bpd. O primeiro pagamento de participação especial, apesar de ter sido criada em 1997 com a Lei do Petróleo, só foi realizado em fevereiro de 2000 (referente à produção do 4º trimestre de 1999), quando se apurou lucro nos campos de Marlim (400 mil bpd) e Albacora (180 mil bpd) (BARBOSA e BASTOS, 2001a).

Esta modalidade de Participação Governamental possui fortes semelhanças com o que se convencionou denominar, segundo POSTALI (2002), de “*imposto sobre a renda do recurso*”, tributo este destinado a projetos de lucratividade elevada, identificados através do volume medido de produção. O imposto sobre a renda representa efeitos de neutralidade desejáveis, do ponto de vista de otimização do nível de investimentos, e, por incidir apenas sobre a parcela de faturamento que excede os custos de produção, não é capaz de inviabilizar um projeto lucrativo em sua ausência, embora altere a distribuição de riscos entre governo e concessionário (POSTALI, 2002).

Após a exposição das principais características das Participações Governamentais, determinadas pela Lei n.º 9.478/97, é oportuno observar o fluxo de pagamento e o fluxo documental entre os agentes envolvidos no processo, representado pela Figura 3.6, a seguir:

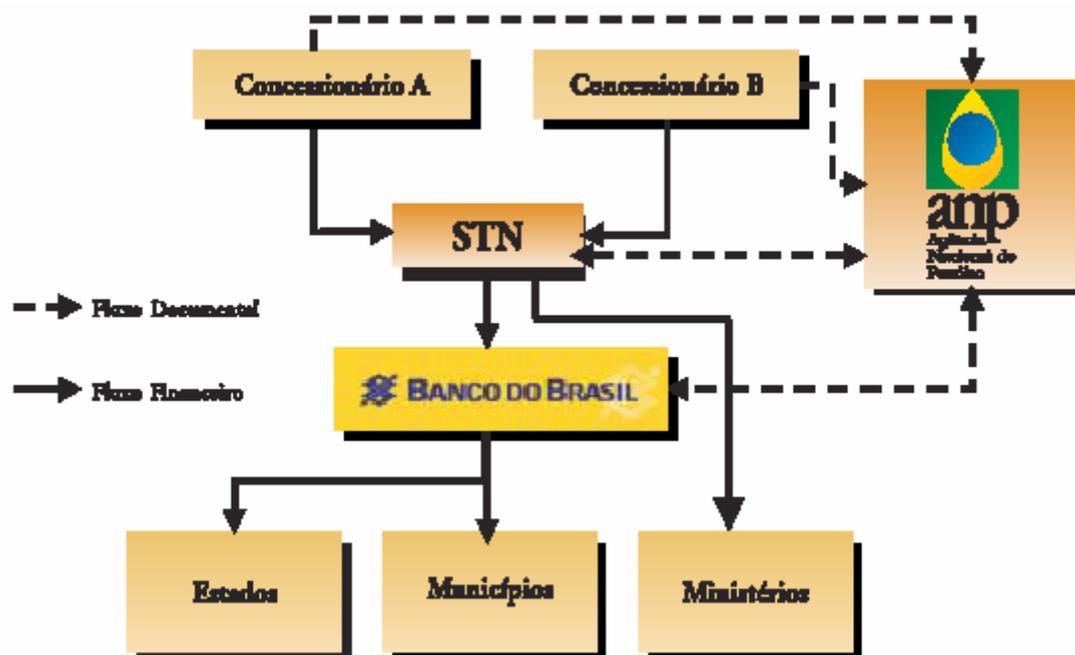


Figura 3.6 - Fluxo de pagamento dos royalties no Brasil – estrutura atual

Fonte: BARBOSA (2001a, p.40).

Os concessionários informam à ANP os dados que esta necessita para calcular os valores dos royalties a serem pagos⁸³. A ANP, por sua vez, deve informar à Secretaria de Tesouro Nacional (STN) o montante que deve ser pago pelos concessionários. Os royalties recolhidos pelos concessionários à STN são posteriormente creditados nas contas correntes que os estados e municípios beneficiários mantêm junto ao Banco do Brasil.

O repasse dos recursos provenientes dos royalties ao Comando da Marinha e ao MCT, também beneficiários dos royalties, é feito diretamente pela STN, sem transitar pelo Banco do Brasil. Tanto os créditos aos estados e municípios, quanto os valores repassados ao Comando da Marinha e ao MCT são feitos com base em cálculos realizados e fornecidos pela ANP, em consonância com a Lei do Petróleo.

⁸³ É importante ressaltar que, embora o processo de pagamento dos royalties seja feito pelo auto-recolhimento (pois o próprio concessionário apura o montante devido, de acordo com o volume produzido e os preços de referência), a ANP pode, a seu critério, requisitar ao concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo de apuração do imposto, bem como enviar equipes de auditoria e fiscalização (POSTALI, 2002).

III.4 Comparações Internacionais sobre os Critérios de Arrecadação de Recursos das Participações Governamentais

Foi exposto, na primeira parte deste capítulo, o sistema de arrecadação das Participações Governamentais no Brasil. Com o intuito de tecer algumas considerações e avaliações sobre a pertinência do modelo nacional, analisar-se-á o funcionamento dos sistemas internacionais, necessitando, para isto, uma sucinta revisão dos sistemas tributários, sistemas contratuais e de concessão, existentes nas atividades de E&P de petróleo e gás.

Segundo MARTINS (1997), a atividade de exploração e produção de petróleo é capaz de gerar uma renda econômica⁸⁴ substancial, cuja apropriação tem sido a essência dos acordos firmados entre os Governos e as empresas contratadas. É necessário, portanto, a busca de um ótimo entre a rentabilidade desejada pelo Governo e a remuneração do capital de risco das companhias licenciadas. Destarte, a questão da tributação e do estabelecimento de Participações Governamentais, especialmente dos *royalties*, nos acordos de E&P, assume uma importância estratégica para o estudo da viabilidade dos investimentos na indústria petrolífera. Ademais, o governo, através do controle dos impostos, taxas e compensações pode, de certa forma, exercer um certo gerenciamento dos seus recursos naturais.

As empresas de petróleo, normalmente, avaliam o Valor Presente Líquido (VPL) esperado de seus projetos de exploração, baseando-se nos respectivos fluxos de caixa, ponderados pela probabilidade de sucesso de cada área e, onde são considerados fatores como o risco geológico, o ambiente econômico mundial, riscos políticos do país hospedeiro, a natureza das operações *onshore* e *offshore*, e a taxa mínima de retorno aceitável pela companhia contratada. Já os governos de países produtores têm que competir internacionalmente para a atração de investimentos estrangeiros, visando, entre outros objetivos, elevar a produção doméstica de petróleo, arrecadar impostos, gerar empregos, desenvolver tecnologias, etc.

⁸⁴ Considera-se, neste caso, a renda econômica como o excedente da receita do investimento após a dedução dos custos totais.

Assim, para NAVARRO (2003), os *royalties* e os regimes fiscais ideais para um país hospedeiro de companhias de petróleo deve abarcar a seguinte conjectura: satisfazer os dispositivos legais do governo; maximizar o aproveitamento dos recursos naturais existentes; produzir ganhos econômicos aceitáveis para o país hospedeiro; e recuperar os custos iniciais dos investidores, proporcionando uma lucratividade atrativa para as companhias de petróleo contratadas. Alguns países produtores têm oferecido termos contratuais mais flexíveis, aumento dos limites de produção tributável, progressividade na taxação de impostos, isenção de bônus de assinatura, redução da participação governamental sobre a produção e revisões do arcabouço jurídico que rege os contratos petrolíferos.

Cabe lembrar que, conforme visto anteriormente, a justificativa para o pagamento dos *royalties* reside no fato de que estes pagamentos decorrem da extração de um recurso natural não-renovável, onde há embutido, um custo de oportunidade. Assim, não se considera o *royalty* (ou qualquer outra Participação Governamental) como um tributo, mas um pagamento ou participação baseado nos direitos de produção.

Antes de abordar as experiências de alguns sistemas internacionais, será realizado, na seção a seguir, uma concisa análise sobre os sistemas fiscais, participações governamentais e tributos e contribuições sociais presentes na atividade de E&P de petróleo e gás natural⁸⁵.

III.4.1 Os Sistemas Internacionais de Tributação na Cadeia do Petróleo e Gás Natural

Atualmente, considerando países, províncias, estados e territórios, existem no mundo mais de 250 jurisdições, cada uma delas com seu próprio regime fiscal aplicável à E&P de hidrocarbonetos. Além disto, dentro de uma mesma jurisdição, os governos podem adotar diferentes exigências fiscais, dependendo das condições geográficas, econômicas ou técnicas predominantes (VAN MEURS, 2000 *apud* BARBOSA e BASTOS, 2001).

⁸⁵ Conceitos adaptados a partir de BARBOSA e BASTOS. (2001) e JOHNSTON (1994).

A história dos contratos de concessão e dos tributos sobre as atividades de exploração e produção de petróleo inicia-se em 1901, com as concessões do então Xá da Pérsia, Muzaffar al-Din, cobrindo três quartos do território do país, ao minerador inglês Willian Knox D'Arcy, pelo prazo de 60 anos, em troca de um bônus de quarenta mil libras e mais 16% sobre os lucros líquidos anuais da companhia. Em 1925, outro importante acordo de concessão foi adquirido pela *Turkish Petroleum Company*, frente ao governo Iraquiano, o qual serviu como modelo para muitos acordos posteriores, sobretudo no Oriente Médio (SIMÃO, 2001). Este foi o primeiro instrumento formal que definia os direitos e obrigações das empresas, beneficiadas com concessões de exploração e produção de petróleo, entre 1925 e 1927.

De acordo com DUTRA e CECCHI (1998), tanto a antiga União Soviética (1917), como o México (1938), através de decisões políticas, nacionalizaram suas reservas, beneficiando-os em relação às multinacionais que possuíam atividades em seus territórios. Em 1948, o governo da Venezuela, por uma iniciativa política, impõe um sistema de divisão do excedente das jazidas de petróleo, que ficou conhecido como 50/50, ou *fifty-fifty*⁸⁶, procedendo da mesma maneira a Arábia Saudita, em 1950. O *fifty-fifty* desencadeou a reformulação dos modelos de concessão do Oriente Médio e Norte da África, introduziu a equidade nas partições das rendas petrolíferas e alterou as relações entre Estado e companhias. Dez anos mais tarde, da articulação entre Venezuela e Arábia Saudita, origina-se a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Neste ínterim, os contratos, as regras para as concessões e as imposições tornaram-se mais complexos e sofisticados, com vistas a aumentar a participação dos Estados na renda gerada pelo petróleo bruto.

O objetivo de um governo, que disponibiliza concessões para a exploração e produção, é o de maximizar a riqueza oriunda dos seus recursos naturais, através do fomento de apropriados níveis de exploração e desenvolvimento da atividade. Para alcançar tal objetivo, os governos devem desenvolver sistemas fiscais que ofereçam um retorno equânime tanto para o Estado, quanto para a indústria; evitar a especulação excessiva; limitar as altas cargas administrativas; e garantir condições para o funcionamento de um

⁸⁶ “De acordo com este conceito, as diversas taxas e os royalties poderiam ser aumentados até o ponto em que a parcela do governo se igualasse aos lucros líquidos das empresas na Venezuela. Ambas as partes seriam, na verdade, parceiras com os mesmos direitos, dividindo os rendimentos ao meio” (YERGIN, 1992, p.446).

mercado competitivo. Já para as petrolíferas, o objetivo consiste em maximizar seus ganhos, através da produção e exploração de jazidas de óleo e gás ao menor custo possível e com a maior taxa de lucro exequível. Contudo, as regiões nas quais há a possibilidade de existência de grandes reservas petrolíferas são justamente as que possuem os sistemas fiscais mais rígidos (JOHNSTON, 1994).

Ao determinar o modelo de regime fiscal aplicável em um dado país, os governos podem se valer de inúmeros instrumentos fiscais e contratuais conhecidos na indústria do petróleo, de modo a atingir os objetivos pretendidos, tais como: a atração de empresas estrangeiras; o favorecimento à implantação de empresas nacionais; o incentivo ao pequeno produtor ou à extração em águas profundas; o aumento da participação do conteúdo local na aquisição de bens e serviços de E&P, entre outros.

Neste sentido, para a elaboração de um sistema de participações (ou benefícios) governamentais capaz de contribuir para a otimização do nível de investimentos e a maximização das receitas da União, é necessário considerar, além dos riscos inerentes à atividade de E&P de hidrocarbonetos, quatro outros critérios dos tipos de tributos: *neutralidade, estabilidade, maximização de receitas e administração (ou implementação)* (POSTALI, 2002).

Um sistema tributário ótimo deve se caracterizar pela neutralidade, ou seja, ele não deve interferir em decisões de alocações de recursos produtivos. No caso específico da indústria petrolífera, a neutralidade está associada à não distorção do grau de risco percebido pelo investidor, de maneira que determinada carga fiscal não deve tornar inviável um investimento que, em outras circunstâncias, seria lucrativo. Por outro lado, a União, como proprietária legal dos recursos naturais presentes no subsolo, busca sempre a maximização das receitas decorrentes da tributação sobre o setor. Assim, conforme aponta POSTALI (2002), é necessário estabelecer um regime fiscal que otimize o nível de investimentos e maximize as rendas disponíveis para o governo.

Outro critério importante, ao qual os tributos devem atender, estabelece que o sistema tributário deve ser estável, ou seja, a probabilidades de ações unilaterais na carga fiscal deve ser nula, a fim de não criar um ambiente de risco político para o setor privado. Ademais, nem todos os tributos possuem a mesma facilidade de administração,

exigindo, nestes casos, um conjunto complexo de informações que acaba por inviabilizar ou sua prática, ou encarecer seu gerenciamento, uma vez que podem surgir dificuldades para fixar parâmetros apropriados ou mesmo resistências políticas à sua operação.

Apesar da grande diversidade de modalidades de tributos e *quasi*-tributos para a extração e apropriação da renda petrolífera na indústria extrativa mineral, pode-se classificá-las em três tipos básicos, segundo a condicionalidade⁸⁷ ou não dos pagamentos e da base de incidência: bônus fixo; os *royalties*; e o imposto sobre a renda do recurso (POSTALI, 2002). Trata-se de três categorias básicas, mas com a existência de variantes e peculiaridades de país para país.

O bônus fixo caracteriza-se pela venda, por parte do governo, dos direitos de exploração por uma soma monetária fixa, independentemente dos resultados do projeto, ou mesmo da existência do investimento. Porém, não se trata, necessariamente, de um pagamento *ex-ante*, já que pode ser realizado ao longo do tempo (POSTALI, 2002). O que caracteriza sua natureza fixa é a sua independência em relação aos resultados do projeto.

Como se trata de um pagamento incondicional, a carga de risco recai integralmente sobre o investidor. Este sistema só é adequado para situações que existe um elevado grau de certeza quanto ao poder produtivo do recurso, sobre a estabilidade política governamental e quando há certo grau de competição entre os agentes. Apesar de ser de fácil administração, o bônus fixo não é neutro, pois pode tornar inviáveis projetos lucrativos se o valor mínimo, fixado em edital, for inadequado ao potencial do campo.

No Brasil, como visto anteriormente, o bônus de assinatura é um pagamento efetuado no primeiro dia do fluxo de caixa, com forte impacto econômico (redução na taxa interna de retorno). É uma obrigação que condiciona a assinatura do contrato de E&P, podendo ser determinado por um processo de licitação (*bonus bidding*), pela via da negociação, ou pela legislação de um país (VAN MEURS, 2000 *apud* GUTMAN e LEITE, 2004). Tecnicamente, o valor máximo de bônus de assinatura a ser ofertado

⁸⁷ Quanto menor o grau de condicionalidade do tributo, menores os riscos governamentais com a arrecadação, contudo, será menor, também, o volume de investimentos, dada o aumento dos riscos para a empresa privada.

para a aquisição da concessão no Brasil equivale ao Valor Presente Líquido (VPL) do projeto (PFEIL, 1999 *apud* PEREIRA, Mariana, 2004).

Outra modalidade de bônus fixo, o bônus de produção visa à arrecadação de determinados montantes monetários em momentos previamente definidos no contrato, sendo tal espécie de bônus mais comum nos contratos de partilha de produção (PSC, ou *Production Sharing Contracts*), ou nos contratos de *joint venture* na Ásia e na África. Já os *rental fees* objetivam incentivar o abandono voluntário da área de concessão caso não exista, por parte do concessionário, interesse em devolvê-la ou em realizar os esforços exploratórios necessários⁸⁸.

O tributo *ad valorem*, comumente conhecido pelo *quasi*-tributo *royalties*, é uma das formas de compensações governamentais mais aplicadas pelos países sobre a indústria petrolífera, (dentre eles os Estados Unidos, o Reino Unido e o Brasil), e consiste no pagamento de uma parcela do valor bruto da produção de petróleo ou gás, à União, geralmente pela aplicação de uma determinada alíquota⁸⁹. Ao ser estabelecido o pagamento de *royalties*, este sempre será devido, independentemente do projeto ser rentável ou não, e independente de qualquer custo de extração ou investimento.

Cada país estabelece a sua própria alíquota de *royalty*⁹⁰ e, em alguns casos, podem coexistir várias alíquotas dentro de um mesmo país (como os EUA e o Canadá, onde existem alíquotas diferenciadas para a produção *onshore* e *offshore*). A alíquota pode variar, ainda, segundo a potencialidade da área, produtividade dos poços, técnicas utilizadas, profundidade (mar), ou ainda, ao longo do tempo.

⁸⁸ Segundo GUTMAN e LEITE (2004), o *rental fees* visa evitar que o concessionário “sente em cima da concessão”, não gerando emprego e nem receitas para o país, além de impossibilitar que o Estado venha a contratar tal área com outras empresas interessadas. Ou seja, “*este instrumento acaba também por beneficiar a concorrência*”.

⁸⁹ De acordo com POSTALI (2002, p. 109), o tributo *ad valorem* possui duas variantes: “*o imposto específico consiste em um pagamento fixo por unidade de recurso produzida. A sua análise e seus efeitos são idênticos aos do ad valorem. Outra variante é o production sharing, que consiste em entregar parte da produção ao governo. Seus impactos são análogos ao pagamento de royalties, mas sua aplicação não é muito difundida em sua forma pura, pois pode acarretar custos de administração de estoques à agência, além de outras dificuldades*”.

⁹⁰ Normalmente entre 12% e 20%, incidindo ou na “boca do poço”, ou no porto de embarque (DUTRA e CECCHI, 1998).

O Imposto sobre a Renda do Recurso (IRR) consiste em aplicar uma alíquota à parcela da receita que excede os custos totais, incluindo os investimentos exploratórios. Na prática, contudo, o IRR pode assumir diversas versões, dependendo das regras de apuração e dedução da base tributária. Vários destes impostos surgiram na época dos choques do petróleo, em face da plena diminuição da oferta. Alguns exemplos destes impostos especiais foram: *Petroleum Revenue Tax* (PRT), do Reino Unido; *Special Petroleum Tax* (SPT), da Noruega; *Petroleum Resource Rent Tax*, da Austrália; o *Canadian Frontier Royalties*, do Canadá; *Price Cap*, de Angola; *Windfall Profit Tax*, dos Estados Unidos.

Apesar de atualmente o *Windfall Profit Tax* encontrar-se extinto nos EUA, ele ainda é utilizado em países como a Tailândia e a Malásia, incidindo sobre parte da receita gerada com a negociação do petróleo. É calculado multiplicando-se a receita líquida pela diferença positiva entre o preço de mercado e o preço base definido em lei. Desta forma, quanto maior a receita líquida, ou maior a diferença entre o preço de mercado e o preço base, maior é o valor do *Windfall Profit Tax*.

O *Petroleum Revenue Tax* foi estabelecido no Reino Unido em 1975, e abolido em 1993 (para campos petrolíferos desenvolvidos após 1993). Tinha como base de cálculo a receita da produção comercializada, deduzindo os custos operacionais e de abandono, *royalties*, os investimentos na exploração e desenvolvimento, os custos operacionais e de abandono, a depreciação, os demais tributos incidentes na produção, e os investimentos em pesquisa e desenvolvimento.

O Brasil adotou, a partir da Lei n.º 9.478/97, a Participação Especial como uma cobrança incidente sobre o lucro da atividade de E&P de petróleo e gás natural, adicionalmente ao imposto de renda. Da mesma maneira que as participações especiais, a Noruega aplica a *Special Petroleum Tax* para capturar os ganhos extraordinários da indústria petrolífera, aplicando uma alíquota de 50% sobre o lucro líquido (descontadas algumas deduções permitidas em Lei, como, por exemplo, os custos operacionais e a depreciação). Além disto, a legislação norueguesa introduziu uma dedução especial denominada *uplift*⁹¹ (esta dedução equivale a 5% da depreciação considerada para a

⁹¹ O *Uplift* de investimentos é um incentivo utilizado em muitos países, em especial naqueles que adotam o *Production Sharing Contract* (contrato de partilha de produção) como forma geral de contrato

produção marítima, sendo válida por seis anos. No entanto, quando ela excede o lucro líquido, a diferença é descontada numa data futura) (BARROWS, 1991 *apud* SIMÃO, 2001).

Apesar de o Imposto sobre a Renda do Recurso apresentar um bom desempenho quanto ao critério da neutralidade, ele é de difícil gerenciamento, pois requer um grande conjunto de informações sobre os custos, os quais se encontram em posse da concessionária e nem sempre estão disponíveis para a agência reguladora. Além disto, o imposto em questão apresenta um baixo desempenho quanto ao Teste da Receita Máxima⁹², pois sua base de incidência requer a dedução dos custos e uma firma pode apresentar, deliberadamente, um desempenho ineficiente (altos custos), visando recolher menos impostos (POSTALI, 2002). A Tabela 3.2, abaixo, sintetiza a avaliação dos critérios apresentados das três principais modalidades de tributos.

Tabela 3.2 – Comparação das modalidades de tributos e *quasi*-tributos, segundo critério de avaliação

Critério *	Bônus Fixo	Royalties	Imposto sobre a Renda do Recurso
Neutralidade	-	-	+
Receita do Governo			
Teste da Receita Máxima	+	+	-
Risco do Investidor ¹	-	-	+
Risco do Governo	+	+	-
Administração	+	+	-

* Obs: + significa bom desempenho; - significa fraco desempenho.

1 – Um bom desempenho (+) significa um baixo risco para o investidor

Fonte: POSTALI (2002).

Existem, além destes três instrumentos fiscais principais, a partilha de produção e os tributos sobre a renda. A partilha de produção visa partilhar o lucro entre a empresa petrolífera e o governo, após aquela recuperar seus lucros, sendo utilizado nos países

exploratório. Seu efeito direto é a redução na fatia governamental anual dos projetos, por meio do aumento na parcela depreciável (dedutível da renda líquida, ou do lucro bruto).

⁹² O Teste da Receita Máxima consiste na capacidade de um tributo aumentar a receita do governo sem provocar desincentivos à eficiência por parte do concessionário. “*Ou seja, para que um imposto seja capaz de elevar a arrecadação da União à medida que sua alíquota é majorada, ele não deve reduzir os incentivos à minimização dos custos*” (POSTALI, 2002, p.67). Para maiores detalhes, queira ver GARNAUT, R., ROSS, A., “The neutrality of the resource rent tax”, *Economy Record*, V. 55, n.º 150, pp. 193-201, Sept., 1979.

que adotam o modelo contratual de partilha da produção⁹³. Os tributos sobre a renda não são específicos da indústria de petróleo, aplicando-se a todas as empresas (petrolíferas ou não) com atividades em um país. Em linhas gerais, incidem sobre o lucro auferido pela empresa em determinado período de apuração (geralmente o ano), sendo este calculado subtraindo-se, da receita bruta da empresa, determinados montantes.

A Figura 3.7, a seguir, demonstra, de forma esquemática, a alocação das receitas decorrentes da produção de óleo e gás entre os diferentes tipos de custo e a divisão de lucros. A parcela do governo (*Government Take*), na divisão dos lucros do empreendimento, compreende todas as exigibilidades impostas ao concessionário.

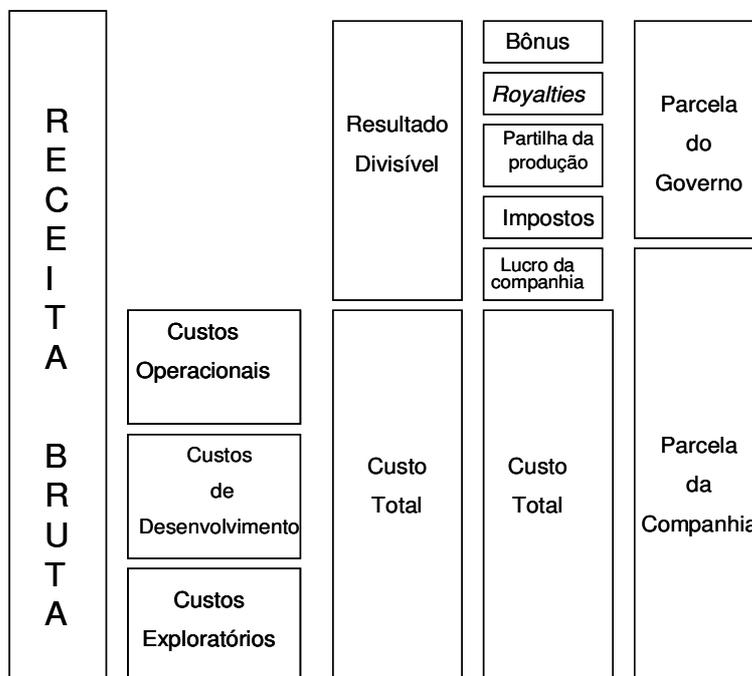


Figura 3.7 – Sistemas Fiscais: conceitos básicos

Fonte: DONOHUE (1999), adaptado por BARBOSA e BASTOS (2001).

No Brasil, a expressão *tributos* é um gênero de que são espécies: os *impostos* (*taxes*), as *taxas* (*fees* ou *user charges*) e as *contribuições de melhoria*⁹⁴. A exigibilidade dos

⁹³ A Indonésia foi o primeiro país a adotar tal instrumento, quando, em 1967, decidiu pela abertura de seu mercado de E&P ao investimento estrangeiro (VAN MEURS, 2000 *apud* GUTMAN e LEITE, 2004).

⁹⁴ Artigos 3º e 5º da Lei Complementar n.º 5.172, de 25 de outubro de 1966, do Código Tributário Nacional. A instituição e a cobrança de tributos no Brasil encontram-se sistematizadas na Constituição Federal, com um capítulo dedicado ao Sistema Tributário Nacional (artigos 145 a 162). Todavia, uma outra forma de cobrança, as contribuições sociais, é tratada no art. 195, fora do capítulo do Sistema Tributário. Assim, é comum referir-se a estas exigibilidades, todas elas compulsórias, por meio da expressão “*tributos e contribuições sociais*” (BARBOSA e BASTOS, 2001, p.48).

tributos e das contribuições sociais decorre de dispositivo legal, ou seja, são obrigações *ex lege*. Já as Participações Governamentais têm natureza diferente, pois sua exigibilidade decorre das vontades das partes signatárias de um contrato de concessão, sendo, portanto, obrigações *ex voluntate*.

Ao contrário da maioria dos países, no Brasil a Constituição confere competência para criar e exigir impostos às três esferas de governo União (seis impostos); Estados (três impostos) e municípios (três impostos). A criação de impostos e de contribuições sociais, bem como as alterações de suas alíquotas, somente é possível através de aparato legal.

A tributação dos não-residentes compreende, basicamente, o Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) e o Imposto sobre Operações Financeiras (IOF). São consideradas tributações típicas dos residentes o Imposto de Renda (IR), o custo de exploração e desenvolvimento, o bônus de assinatura, as contribuições sociais, o Imposto sobre Circulação de Serviços e Mercadoria (ICMS), o Imposto sobre Serviços (ISS) e o Regime Aduaneiro Especial para a Indústria do Petróleo (REPETRO)⁹⁵. Aplicam-se ainda, à atividade de E&P, os seguintes impostos: Imposto sobre Exportação (IE), Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), além da Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira (CPMF).

A tributação indireta refere-se aos impostos e contribuições sociais incidentes sobre bens e serviços utilizados pelas companhias de petróleo, que compreendem basicamente: ISS; ICMS; IRRF; Imposto sobre Importação (II); Programa de Integração Social (PIS); IPI; CPMF; Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL); e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

⁹⁵ O REPETRO, regime aduaneiro especial, que suspende a aplicação do Imposto de Importação (II) e do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), na importação temporária de bens destinados ao setor de petróleo e gás, foi estabelecido em 1999, como forma de incentivo à atividades de *upstream* e, no sentido de melhorar a capacidade da indústria local. A maioria dos estados brasileiros seguiu o movimento em nível federal, concedendo isenção do ICMS para a mesma categoria de equipamentos. Note-se que o único estado que não seguiu a mesma orientação foi o Rio de Janeiro, que impôs uma taxa de ICMS de 19% para bens importados sob o regime do REPETRO (Lei n.º 3.851/02, conhecida como Lei Valentim). No entanto, um decreto estadual isentou do ICMS a aquisição de equipamentos importados sob este regime, caso estes sejam destinados exclusivamente para a fase de exploração.

A Figura 3.8, a seguir, mostra, de forma simplificada, a incidência, no Brasil, da carga fiscal na receita do projeto, desagregando em custos, fatia governamental e fatia final retida pelo concessionário.

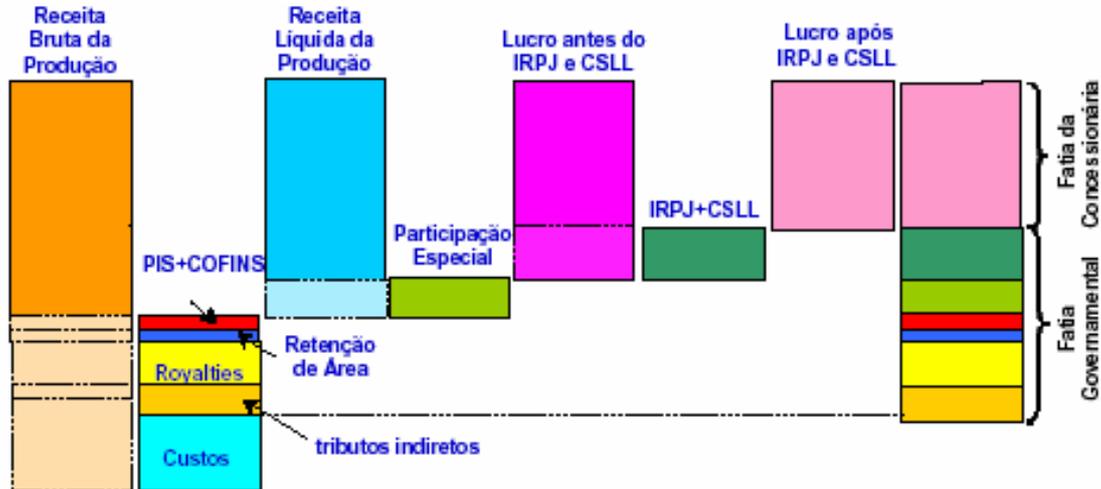


Figura 3.8 – Esquema simplificado do Regime Fiscal no Brasil

Fonte: GUTMAN e LEITE (2004).

No sistema fiscal brasileiro, além dos tributos e compensações sociais (de competência da União, dos estados e municípios), o *Government Take*, ou parcela do governo, também inclui as Participações Governamentais (*royalties*, participação especial, bônus de assinatura e pagamento por ocupação ou retenção de área). Outras exigibilidades decorrentes do contrato de concessão, como a aplicação de 1% da receita bruta em pesquisa e desenvolvimento, e o pagamento de participação ao proprietário de terra (lavras localizadas em terra), não são consideradas Participações Governamentais (BARBOSA, 2001a).

III.4.2 Estruturação dos Sistemas Fiscais Internacionais

Os governos e as companhias negociam seus interesses por meio de dois sistemas básicos: o sistema de concessão ou o sistema contratual, representados na Figura 3.9, a seguir. A diferença fundamental entre eles é a maneira pela qual os recursos são apropriados. No sistema de concessão, é permitida a propriedade privada dos recursos minerais, ao passo que, nos sistemas contratuais, o Estado retém a titularidade sobre tais recursos. Outra diferença entre os dois tipos de sistemas contratuais reside na

modalidade de pagamento: moeda (serviço), ou produto (partilha). A base para o pagamento dos contratos de serviço pode ser o lucro do empreendimento (risco), ou uma mera remuneração convencional (serviço puro).

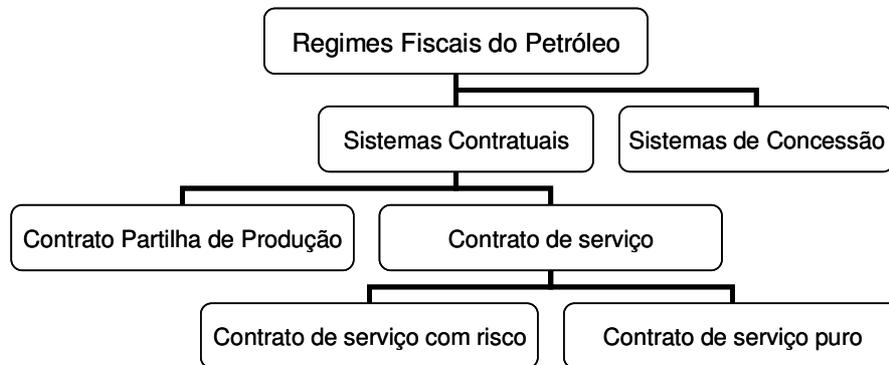


Figura 3.9 – Classificação dos Sistemas Fiscais Petrolíferos

Fonte: JOHNSTON (1994).

III.4.2.1 Sistemas de Concessão

O sistema de concessão (*concessionary system*), também conhecido como *license* ou *royalty & tax agreement*, admite a propriedade privada dos recursos minerais, originando-se dos conceitos de propriedade Anglo-Saxões e Franceses (JOHNSTON, 1994). Estes sistemas caracterizam-se por serem celebrados entre duas partes: o outorgante (que pode ser um presidente da república, um soberano, ou uma agência governamental destinada a este fim), e o outorgado (que pode ser um único investidor, ou um grupo – agindo como consórcio – interessado na exploração e produção de petróleo e/ou gás natural). Em diversos países, o governo detém a propriedade dos recursos minerais, mas, sob o sistema de concessão, ele a transfere à companhia que os produz. Em contrapartida, a companhia, além de assumir todos os riscos na produção e exploração de petróleo e gás natural, fica sujeita ao pagamento de *royalties* e tributos ao governo.

Os principais países que celebram este tipo de contrato são: o Reino Unido, a Argentina, a Noruega e os Estados Unidos. A Colômbia e a Bolívia⁹⁶ praticam variações destes contratos, denominados de *contratos de associação*. Apesar de cada país possuir o seu próprio regime de concessão, podem ser observadas características comuns entre eles. Tomando-se, como exemplo, quatro países e seus respectivos regimes, têm-se (LUCZYNSKI *et al.* 1999, p.434):

i) Estados Unidos (Regime de licenças): Quando a exploração se dá em terra, o proprietário da terra, que é dono dos direitos minerais, pode transferir os direitos de exploração (e não a posse) a outro, ou à uma companhia mineral, que por sua vez os repassa a uma companhia de petróleo. Tanto o proprietário da terra, quanto a companhia mineral têm direito a um *royalty* (12,5% e 11%, respectivamente). Quanto à exploração marinha em água rasa, deve-se *royalty* ao estado adjacente (16,67%), que concede exploração via bônus, através de licitação. Já em águas profundas, o *royalty* é federal, e perfaz 12,5%. A concessão igualmente se dá por licitação. Existem ainda impostos federais e estaduais sobre a receita líquida das companhias (34% e 6%, respectivamente).

ii) Reino Unido (Regime de licenças): taxa-se a renda das companhias em 33%. No entanto, não se cobra *royalties* desde 1982 (que até então era estabelecido em 12,5%).

iii) Noruega (Regime de licenças): este sistema cobra 28% da renda e também um imposto especial de 48% sobre o saldo tributável das companhias. Deste imposto são extraídas parcelas que correspondem a *royalties*, investimentos ou incentivos nacionais. O modelo norueguês prevê a participação de sua estatal (Statôil) como sócia em novos empreendimentos.

iv) Colômbia (Regime ou contrato de associação): cobram-se *royalties* de 20% e a renda é taxada em 30%. Quando da celebração de contratos, assume-se que a estatal (ECOPETROL) irá responder por 50% dos investimentos e receitas referentes à novas descobertas comerciais.

⁹⁶ Desde 2005 está em vigor na Bolívia a nova Lei de Hidrocarbonetos n.º 3.058, que estabelece entre outros pontos, uma maior carga tributária para as empresas do setor, através de uma porcentagem de 18% de *royalties* e de uma porcentagem de 32% do Imposto Direto sobre a Produção de Hidrocarbonetos.

No Brasil, a propriedade dos hidrocarbonetos passa para a esfera patrimonial do concessionário após a extração dos mesmos, conforme disposto no art. 26, da Lei n.º 9.478/97:

“Art.26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade destes bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.”

III.4.2.2 Sistemas Contratuais

Os sistemas contratuais (*contractual system*) são subdivididos em contratos de serviços (*service contracts*) e contratos de partilha de produção (*production sharing contracts - PSC*). A diferença entre eles depende da forma com que o pagamento é realizado: em moeda corrente (*cash*), no primeiro caso, ou em produto (*kind*), ou seja, petróleo, no segundo.

O Contrato de Partilha da Produção (PSC) resulta da associação de uma companhia internacional e uma estatal (ou mesmo o próprio governo de um país, quando este não possui uma companhia constituída). A companhia estrangeira, após definir em contrato um orçamento e um cronograma de execução do projeto, parte para a prospecção. A figura da estatal só irá surgir após uma descoberta comercial. Quando esta ocorre, o desenvolvimento e a produção ainda ficam a cargo da companhia estrangeira, mas a receita é assumida pela estatal, que procederá ao pagamento do governo e da companhia que encontrou petróleo.

Como característica geral, esses contratos apresentam o débito de *royalties* trimestrais ao governo, e pagamentos à companhia exploradora a título de reembolso por custos de produção e investimentos (em montantes que podem chegar ao máximo de 50%). Quando o reembolso não atinge este montante, o obtido pode ser automaticamente

reinvestido. O restante da receita também se destina à companhia estrangeira e à estatal, mas somente é revertido após o desconto de impostos federais.

Destacam LUCZYNSKI *et al.* (1999) que alguns contratos de partilha não apresentam pagamento de *royalties*, enquanto outros dispõem de impostos especiais (como um imposto sobre a renda, uso de propriedade, ou segundo o emprego de determinada tecnologia)⁹⁷. Ainda é possível que ocorra a partilha pura e simples da produção de petróleo, sem qualquer outro imposto, pagamento ou *royalty*. No entanto, este tipo de contrato tende a gerar lucros excessivos (quando se trata de reservas de grande apelo comercial), ou inviabilizar a exploração (quando as reservas descobertas possuem pouco valor comercial).

Já os contratos de serviços são celebrados entre uma companhia de petróleo estatal (*contratista* ou *contratador*) e outra, não necessariamente estrangeira (*contratado*). O contrato visa a exploração, ou operação, de um campo como forma de se incrementar a produção nacional. A companhia contratada não possui direito nem sobre as reservas e nem sobre a produção. Todavia, segundo o tipo de contrato celebrado, ela pode ser remunerada em petróleo (*kind*), ou em dinheiro (*cash*), conforme visto anteriormente. A apropriação de renda por parte do *contratista* se dá através da arrecadação de impostos e da partilha do incremento da produção (ou seja, um aumento de produção acima dos níveis previstos à época da licitação). Entretanto, se houver um volume muito superior ao anteriormente acordado, podem-se celebrar contratos semelhantes aos de partilha de produção (LUCZYNSKI *et al.*, 1999).

A diferenciação entre um contrato de serviço com cláusula de risco (*risk service contract*) e um contrato de serviço puro (*pure service contract* - sem risco) reside no fato de, no primeiro caso, o pagamento ser baseado no lucro do empreendimento, enquanto que no segundo caso, o pagamento convencionado independe de o empreendimento ser bem sucedido ou não. Nos sistemas contratuais de partilha de

⁹⁷ Uma alternativa para a utilização de *royalties* em PSC seria a imposição de um limite para o *cost oil* (volume de óleo necessário para a empresa recuperar seus investimentos) de, por exemplo, 60%, o que garantiria a existência do *profit oil* imediatamente no início da produção (*profit oil*, corresponde a parcela excedente, depois de descontado o *cost oil*, ou seja, a renda gerada do empreendimento, sendo repartido entre a empresa e o governo). Neste caso, a imposição de um limite na dedução do *cost oil* terá o mesmo impacto econômico que a utilização de uma alíquota de *royalty*, com o governo recebendo sua parcela da receita, assim que a produção tenha início (SUNLEY *et al.*, 2003).

produção, o governo retém a propriedade dos recursos minerais, cabendo às companhias de petróleo o direito de receber uma parcela da produção ou das receitas geradas pela venda do petróleo e do gás natural. Além disto, enquanto num contrato de concessão, a *tradição*, ou seja, a *transferência de custódia* do recurso mineral ocorre na cabeça do poço, num contrato de partilha de produção esta transferência de propriedade ocorre no ponto de exportação (BARBOSA e BASTOS, 2001; JOHNSTON, 1994).

Nos dois sistemas usuais descritos anteriormente, a lei define o que o governo arrecada, e a companhia de petróleo fica com o que sobrar, após cobrir seus custos. Entretanto, um novo tipo de sistema vem se desenvolvendo, no qual a lei define o que a companhia petrolífera irá receber, além de arcar com os custos de empreendimento, e o governo fica com o que sobrar.

Existem hoje no mundo dois conceitos básicos de contratos de serviços (*service fee systems*): no primeiro, o pagamento é feito em dinheiro (*cash concept*), enquanto que no segundo, o contrato é uma modalidade de empréstimo (*loan agreement*), em que a companhia de petróleo faz o papel do banco que empresta ao Estado (existem, atualmente, contratos desta natureza no Kuwait, Venezuela e Irã).

O motivo pelo qual os países adotam um determinado tipo de contrato está relacionado com a distribuição das atividades de fiscalização da produção e arrecadação dos tributos nos órgãos públicos. Nos países que utilizam o sistema de concessão (como no Brasil), o órgão responsável pelo controle das atividades de E&P (órgão que emite as licenças), não está vinculado ao órgão que arrecada os tributos (Ministério de Economia ou Finanças). Isto permite que o contrato seja menos rigoroso, quando comparado ao sistema de contratos de serviços, já que o governo tem maior controle sobre o processo. No caso dos países que celebram contratação de serviços, tanto a coleta dos tributos, quanto a fiscalização, são realizadas pelo próprio órgão responsável pela atividade de E&P, que pode ser a empresa estatal do país (PEREIRA, Mariana, 2004).

No aspecto funcional, um regime de PSC pode replicar os instrumentos fiscais de um sistema de impostos e *royalties* (*tax/royalty*), e vice-versa, não havendo uma razão intrínseca para a escolha de um ou outro. Destarte, a escolha entre a adoção de um regime de impostos e *royalties*, a um sistema de contrato de partilha de produção, fica a

cargo das expectativas de retorno do governo. Os dois sistemas em questão possuem instrumentos fiscais que permitem ao governo optar por um *trade-off* entre risco e retorno baixo, médio ou alto (Tabela 3.3).

Tabela 3.3 – Comparação entre o Regime de *Royalties* e o Regime de Partilha de Produção

<i>Trade-off</i> entre Risco/Retorno, para o Governo, resultante de instrumentos fiscais diversos	Regime de Impostos/<i>Royalties</i>	Regime de Partilha de Produção
Baixo Risco/ Baixo Retorno	<i>Royalty</i>	Pode haver uma alíquota explícita de <i>royalty</i> , ou um limite ao <i>cost oil</i> que funcione como uma alíquota implícita de <i>royalty</i>
Médio Risco/ Médio Retorno	Imposto de renda (<i>income tax</i>) aplicado a todas as empresas	Imposto de renda, aplicável a todas as companhias, o qual pode ser pago através da parcela do governo na produção
Alto Risco/ Alto Retorno	Imposto sobre a renda do recurso (IRR)	A determinação de uma alíquota altamente progressiva sobre o <i>profit oil</i> pode simular um IRR

Fonte: SUNLEY *et al.* (2003).

Partindo do princípio que não existe um modelo fiscal ótimo para taxar projetos petrolíferos, os países podem se utilizar de uma variedade de instrumentos tributários e não-tributários. Para ilustrar a extensão de regimes fiscais, o Anexo V apresenta uma visão geral dos sistemas de exploração de petróleo e gás em prática, de diversos países em desenvolvimento.

Percebe-se que a maioria dos países adota os *royalties* de maneira a assegurar o recebimento de uma parcela da receita logo ao início da produção e que, a princípio, países com maiores reservas provadas de petróleo, e com baixos custos de E&P, são capazes de adotar um sistema fiscal mais rígido, enquanto que países com reservas menores e elevados custos de E&P devem empregar sistemas fiscais mais brandos, a fim de atrair mais investimentos.

III.4.2.3 *Joint Ventures*

Segundo BARBOSA e BASTOS (2001), a expressão *Participações Governamentais* é utilizada na legislação brasileira para designar quatro tipos de compensações: bônus de assinatura; *royalties*, participação especial; e pagamento pela ocupação e retenção de área. Não se deve, contudo, traduzi-la por *Government Participation*⁹⁸, pois esta expressão é reservada para se referir às situações em que o governo participa diretamente do empreendimento, por meio de *joint ventures*.

Do ponto de vista legal e econômico, existem dois tipos de *joint ventures*: *Equity Joint Venture* e *Joint Operating Agreement* (JOA). No primeiro tipo, as empresas participantes formam uma nova companhia, em que ambas são acionistas. Na perspectiva das companhias de petróleo, este tipo de associação não é uma boa alternativa por apresentar dois inconvenientes: as companhias participantes estarão sempre juntas nos lucros e nos prejuízos; e elas acabam por construir, em torno de si mesmas, uma *ring fence*⁹⁹ para fins tributários.

Já nos JOA, cada companhia permanece como uma entidade em separado, sem perder a sua individualidade, podendo optar por não participar de um determinado empreendimento, se não for de seu interesse. Ademais, cada companhia pode tratar de seu fluxo de caixa de forma consolidada, para fins fiscais. O objetivo primário do JOA é o de permitir o compartilhamento, entre os sócios, dos riscos, investimentos e recursos. Sob este aspecto, o JOA é distinto de um contrato de exploração usual, embora estejam envolvidos componentes comuns aos dois tipos de contratos, como a empresa estatal e das formas de apropriação da renda.

No caso brasileiro, em havendo a parceria entre a PETROBRAS e uma empresa estrangeira, o acordo celebrado será do tipo JOA, consistindo em uma, ou mais, empresas internacionais e a empresa nacional – “*host company*” ou “*national oil company* (NOC)”. Este tipo de prática é mais comum nos Estados Unidos, Austrália, Canadá, Grã-Bretanha e Noruega. O JOA é uma forma de se preservar o interesse dos

⁹⁸ A tradução utilizada pela ANP é *Government Take Under the Petroleum Law* (GUTMAN, 2007).

⁹⁹ *Ring Fence* é um termo usado quando vários projetos de uma empresa, sujeitos a pagamentos de impostos, são separados a fim de calcular suas obrigações tributárias. Cada projeto é taxado individualmente em relação aos demais.

participantes do contrato, uma vez que nem sempre o NOC tem condições de fiscalizar o cumprimento das disposições acordadas.

III.5 Os *Royalties* e demais Participações Governamentais como Instrumentos de Políticas Fiscal e Econômica

Existem, no mundo, mais de duas centenas de jurisdições, computados países, províncias, estados e territórios, que definem regimes fiscais para as atividades de E&P de petróleo e gás natural em seus territórios. Cada país opta, por razões próprias de política econômica, por um determinado sistema fiscal. As características geológicas, econômicas, sociais e políticas de cada país são únicas, o que leva à conclusão que a determinação de uma alíquota ótima de *royalties* para um país pode ser impraticável à outro.

O Golfo do México e, principalmente, o Mar do Norte são, atualmente, regiões maduras, justificando menor carga fiscal para atrair investimentos. A Noruega, por ser um exportador de petróleo, encontra-se numa posição mais favorável, da qual procura se beneficiar impondo um regime fiscal bastante severo. Os países da costa oeste da África, por sua vez, necessitam de recursos no curto prazo e têm consciência de seu potencial geológico, exigindo, portanto, um certo preço a ser pago pelas indústrias petrolíferas.

Dentro de um cenário de disputas entre os países, com governos competindo entre si para atrair investimentos para o setor, ressalta-se o fato de que eles não podem mais projetar seus sistemas fiscais de forma isolada para atingir os objetivos de política energética. Além disto, o sistema fiscal deve prover um certo equilíbrio entre a função de fomento aos investimentos e a fiscal propriamente dita (isto é, a função de geração de receitas no curto prazo).

A competitividade de um regime fiscal é medida pela sua capacidade de atrair investidores. Ocorre, contudo, que, neste particular, esse regime interage fortemente com o potencial geológico, a estabilidade econômica, a transparência e manutenção das

regras, o potencial de crescimento do mercado local, a evolução das novas descobertas, dentre outros, sendo, portanto, difícil isolar apenas seu efeito.

Diante deste cenário, a grande funcionalidade dos *royalties* reside em sua fácil administração (pois as informações necessárias para sua implementação resumem-se à medida do volume produzido e a aplicação de um preço sobre ele) e na possibilidade de um maior controle quanto à sua arrecadação, o que dificultaria a evasão fiscal. Um segundo argumento a favor da utilização dos *royalties* é sua rápida arrecadação: eles são aplicados desde o início da produção. Desta forma, não é necessário aguardar até que a empresa tenha depreciado seus investimentos e o projeto comece a gerar lucros. Além destes fatores, os *royalties* independem da lucratividade da produção e, devido à sua natureza condicional, desloca uma parte da carga de riscos da firma para o governo, já que aquela só irá pagar os benefícios se a produção se efetivar.

Apesar destas vantagens, os *royalties* apresentam alguns efeitos distorcivos, pois pode estorvar investimentos, na medida em que pode inviabilizar um projeto que, em sua ausência, seria viável¹⁰⁰. Além disto, os *royalties*, sendo um *quasi-tributo ad valorem*, acarreta impactos sobre a trajetória de extração, já que reduz o preço líquido recebido pela firma. No entanto, de acordo com POSTALI (2002), pelo Teste da Receita Máxima, este *quasi-tributo* apresenta um bom desempenho, já que a base de arrecadação é a receita, não incluindo os custos.

Além deste fato, os *royalties*, na sua concepção geral, não são sensíveis às variações de rentabilidade econômica, tanto gerada por aumento nos custos, quanto àquelas referentes a alterações no preço do petróleo. Uma taxa fixa de *royalty* pode premiar o investidor com elevados retornos econômicos, quando ocorrem descobertas produtivas e a cotação do preço do petróleo está em alta. Porém, o estabelecimento de uma alíquota única pode prejudicar a lucratividade de alguns investimentos e até inviabilizar outros, como o caso de campos marginais (provocando um abandono prematuro de campos que

¹⁰⁰ Como os *royalties* elevam o custo marginal da extração do petróleo, a sua imposição, com uma alíquota muito elevada, pode prejudicar investimentos e desencorajar o desenvolvimento de campos marginais, acarretando um abandono precoce destas áreas.

ainda poderiam ser explorados. Nestes casos, os *royalties* estariam sendo pagos ainda que sem nenhuma lucratividade para o investidor¹⁰¹.

O *royalty* incide sobre a receita bruta da venda do petróleo e do gás natural, o que dificulta as evasões fiscais na arrecadação do tributo. Porém, a sua incidência gera inconveniente, sendo um dos mais problemáticos a aplicação da alíquota única durante a vida útil do campo, o que desestimula o investimento em campos maduros e marginais. A eliminação do *royalty*, ou a aplicação de uma escala móvel que, dependendo do nível da produção, transforma o encargo em progressivo ou regressivo, são alterações legislativas, promovidas por alguns países, para reduzir seus impactos negativos na produção.

A eliminação, ou redução do *royalty*, que segundo SIMÃO (2001) consiste em uma renúncia fiscal, pode resultar no aumento do investimento. Neste caso, a parcela da receita do país poderá ser compensada pelo efeito multiplicador da indústria petrolífera na economia como um todo. O mesmo pode ocorrer, quando há a implantação do sistema de alíquotas flutuantes. Porém, um aumento de tal magnitude exige maior complexidade da estrutura tributária, tornando-a mais onerosa.

Entretanto, apesar do eventual benefício resultante de uma renúncia fiscal, a eliminação ou redução da alíquota dos *royalties* transfere a renda que seria arrecadada pelo Estado para o caixa das companhias. Conforme alerta SIMÃO (2001), a implantação de qualquer alteração na lei, no sentido de reduzir (ou eliminar) tarifas, requer intensa mobilização política, detalhados estudos técnicos e exaustivas negociações entre as partes envolvidas, podendo, inclusive, ocasionar um resultado negativo sobre o interesse dos investidores, o que insere um alto grau de irreversibilidade ao processo.

Uma alternativa seria estabelecer um instrumento de flexibilização da alíquota, considerando-se a potencialidade de cada projeto e a situação econômica do mesmo,

¹⁰¹ Além da questão da imposição de uma única alíquota, existe a questão da determinação do preço do petróleo para a valoração da produção. Alguns países (como, por exemplo, os países da OPEP até 1974, e da Nigéria, até 1986) têm utilizado preços estabelecidos pelo governo, os quais são, usualmente, independentes dos preços de mercado, acarretando perdas no momento de valoração dos recursos explorados. Contudo, esta prática tem entrado em desuso. A Noruega, em 1974, já havia estabelecido um sistema de preços, ditado pelo governo, mas que acompanhava o preço de mercado de um tipo de petróleo, similar ao extraído em território norueguês, durante um determinado período de tempo (SUNLEY *et al.*, 2003).

criando incentivos ao investidor, que poderia optar por diferentes formas combinadas de pagamentos, relacionados ao resultado do investimento. Por exemplo, caso os arranjos contratuais fossem dispostos por ocasião da “Declaração de Comercialidade” da área, pelo concessionário, adequar-se-ia o potencial das reservas de cada projeto às alíquotas tributárias, procurando maximizar os ganhos.

III.5.1 Incentivos Fiscais e Sistemas de Flexibilização de Alíquotas (*Royalty Relief*)

Ao tomar decisões quanto aos seus investimentos, as companhias petrolíferas levam em consideração vários fatores. O potencial petrolífero é, sem dúvida, o principal elemento de atratividade de um país, seguido por condições político-econômicas e jurídicas. Além disto, a estabilidade das regras que regem as condições contratuais, o tamanho do mercado local para os derivados de petróleo, e, particularmente, a tributação (incluindo o regime de participações governamentais e impostos indiretos) também são aspectos que devem ser considerados na escolha de um local para investir em E&P.

Os países hospedeiros exportadores que enfrentam uma queda na sua arrecadação e uma diminuição de suas reservas, procuram equilibrar os objetivos de suas políticas direcionadas às atividades petrolíferas através de incentivos aos investidores para estimular as atividades exploratórias e, em contrapartida, em caso de produção, obter uma participação governamental (*Government Take*) justa, sem desencorajar os investimentos por parte das empresas petrolíferas.

Vários sistemas de flexibilização são conhecidos mundialmente. São adotadas a fixação de *royalties* progressivos, de acordo com o volume da produção, a localização do reservatório e a data da descoberta. E ainda, permite-se o parcelamento do pagamento do bônus devidos, de forma a tornar seu pagamento menos oneroso. Enfim, a diversidade das participações excedentes deve ser utilizada para manter a estabilidade e o equilíbrio das relações entre as empresas petrolíferas e o país hospedeiro.

Segundo DUTRA e CECCHI (1998), este movimento, no sentido de reduzir as imposições fiscais a montante da cadeia do petróleo, iniciou-se a partir de 1982, quando

a queda do preço do petróleo reduziu ao mínimo os excedentes gerados pelas jazidas localizadas fora do Oriente Médio. A título de ilustração, pode-se citar o uso da flexibilização das cobranças das participações do governo britânico como meio de incentivar o setor de E&P, ao eliminar, entre 1982 e 1989, os *royalties* anteriormente fixados em 12,5%; e reduzir de 52% para 35% a “*corporate income tax rate*”.

Já na Noruega, desde janeiro de 1986, nenhum tipo de *royalty* incide sobre o petróleo produzido por campos que tenham tido sua aprovação a partir daquela data, conforme determinado por lei. Para aqueles campos que ainda são cobrados os *royalties*, estes variam em taxas de 8% a 16% do total de óleo produzido (LUND, 1992). Além disto, a legislação norueguesa isenta o pagamento dos *royalties* sobre a produção de gás natural, e permite que as concessionárias deduzam dos *royalties* o aluguel de área do campo e os custos com a construção e a operação de oleodutos para escoar a produção do mesmo.

Nos EUA, com objetivo de incentivar a produção de petróleo e gás natural em águas profundas, o Congresso norte-americano aprovou, em 28 de novembro de 1995, o *Deepwater Royalty Relief Act (DWRA)*, que reduziu a zero a alíquota de *royalties* sobre a produção em águas profundas no Golfo do México (lâmina d’água superior a 200 metros de profundidade), sob jurisdição federal, para os campos cuja produção fosse iniciada em data posterior a novembro de 1995. No mesmo ano, o *Department of Interior (DOI)* aprova uma norma que reduzia, ou anulava, a alíquota de *royalties* incidentes sobre a extração de petróleo pesado (com gravidade inferior a 20° API) *onshore* (GODEC *et al*, 2002).

MARTIN (1997, *apud* SIMÃO, 2001) argumenta que o relaxamento da política fiscal no setor petrolífero, a partir de 1983, foi o responsável pela recuperação do setor, principalmente por assegurar os investimentos nos campos *offshore* (devido ao amadurecimento de suas bacias petrolíferas). Contudo, neste período, houve considerável perda na parcela de receita governamental.

Autores como RUTLEDGE e WRIGHT (1998) afirmam que a indústria petroleira, ao ser tratada exatamente da mesma forma que outros setores econômicos, não está ressarcindo a sociedade por tirar proveito de um recurso do subsolo, recurso este que é de propriedade do Estado-Nação. Este tipo de tratamento levaria a um sistema fiscal

não-neutro, isto é, deixaria de captar renda de um segmento que, segundo os autores, é naturalmente mais lucrativo do que as demais atividades econômicas, induzindo uma alocação não eficiente de investimentos. Todavia, há autores que defendem que esta eventual perda social é compensada pelo fato de se permitir o desenvolvimento dos campos marginais, que, sem este tipo de incentivo, não produziram e, portanto, não gerariam receita alguma para o governo, ou para a sociedade como um todo (ANDREWS-SPEED e ROGERS, 1999).

Um tratamento especial deve ser oferecido, ainda, quando se trata de campos maduros¹⁰², ou da descoberta de reservas de gás natural distantes¹⁰³. A flexibilização das participações, neste caso, é justificada em face do baixo potencial do reservatório e da distância dos centros consumidores e inexistência de estrutura para o consumo, como for o caso.

A partir da década de 1970, muitos países produtores de petróleo reconheceram a inflexibilidade da alíquota única de *royalty*, introduzindo escalas crescentes em que a taxa varia diretamente com a produção. *Royalties* com alíquotas progressivas podem ser dimensionados de tal forma que taxas mais altas sejam aplicadas somente sobre as unidades incrementais de produção, ou sobre o volume total de produção. No primeiro caso, a taxa marginal é a taxa nominal aplicada enquanto que, no segundo caso, a taxa marginal será maior do que qualquer taxa nominal em vigor, pois as taxas mais altas se aplicarão sobre toda a produção. Neste último caso, a taxa marginal efetiva poderá exceder cem por cento (100%), provocando decisões distorcidas sobre a continuidade da produção (NAVARRO, 2003).

Uma diminuição do percentual de incidência dos *royalties*, visando a viabilidade do empreendimento exploratório e, possivelmente, o incremento da produção, não significa, necessariamente, uma diminuição do recurso arrecadado pela sociedade. Uma

¹⁰² Campos maduros de petróleo são aqueles que apresentam uma estratégia de produção inicial já definida e implementada, com nível de produção geralmente em declínio. Estes campos se caracterizam por um grau de incerteza inferior àqueles que estão em fase de delimitação ou desenvolvimento. A viabilidade econômica da operação destes campos normalmente é reduzida e decrescente, em função da produção declinante de óleo e da elevada carga tributária, compreendendo os impostos e as participações governamentais (SCHIOZER, 2002).

¹⁰³ No Brasil, a partir da 7ª Rodada do leilão de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural (em 2005), reduziu-se para 5% a alíquota dos *royalties* para a exploração das terras de campos maduros, ofertados pela primeira vez (percentual mínimo estabelecido pela Lei n.º 9.478/97).

vez que os *royalties* incidem sobre a produção total do campo, e que são participações que reverterem diretamente para os Estados e municípios produtores, pensar em aumento da produção significa pensar em aumento da arrecadação dos *royalties*, receita esta integrada à receita total do orçamento estadual e municipal.

Destarte, o alívio de *royalties* pode ser visto como uma opção de política de incentivo, uma vez que torna atrativos campos com baixo volume recuperável e no limite da viabilidade econômica. Seus principais benefícios são: um maior volume de produção (em virtude da entrada de operação de campos que não eram economicamente viáveis com a incidência de *royalties*); aumento das reservas (em virtude do maior interesse pelas atividades de exploração) e; elevação da arrecadação de tributos e participações governamentais (já que campos que estariam fechados passam a estar em atividade).

O Ministério das Minas e Energia, em parceria com a ANP, vêm promovendo estudos para averiguar a possibilidade de alteração das alíquotas de *royalties* do petróleo, porém nenhuma alteração efetiva foi realizada até o momento¹⁰⁴.

Segundo POSTALI (2002), uma estrutura de extração de benefícios governamentais, centrada nos *royalties*, pode não ser adequada para preservar a atratividade de algumas áreas com elevado grau de incerteza quanto ao potencial dos recursos, sendo mais apropriado a criação, por parte do governo, de um mecanismo de flexibilização das alíquotas (de preferência, com um papel mais ativo do investidor privado na determinação destes parâmetros), em combinação com o bônus, adequando-os às potencialidades de cada projeto.

Visando conciliar um sistema de taxação economicamente eficiente com os interesses econômicos dos países hospedeiros, foram criados modelos em que os *royalties* tradicionais são gradualmente modificados para proporcionar benefícios para ambas as

¹⁰⁴ Em 2003, a então secretária de petróleo e gás do Ministério das Minas e Energia, Maria das Graças Foster anunciou estudos para mudanças nas alíquotas dos *royalties* e participações especiais de alguns campos com petróleo pesado e em águas profundas. Contudo, qualquer decisão que fosse tomada, segundo a secretária, seria temporária, dado que se espera o desenvolvimento de tecnologias para explorar e refinar este tipo de petróleo. Segundo Foster: “*Não se pode perenizar uma participação especial menor, royalties menores e isenção tributária por conta de um desafio tecnológico menor do que aqueles que já foram superados. O que se estuda é como nós podemos, enquanto a tecnologia não se define, não se estabelece e não se torna madura, continuar a manter atrativa a indústria de petróleo e gás no Brasil*” (SCHÜFFNER, 2003, p.3).

partes, sem prejuízo do incentivo ao investimento. Conforme expõe NAVARRO (2003), uma forma simples é a transformação do pagamento dos primeiros *royalties* em créditos contra futuras taxações sobre os lucros que venham a ocorrer. Nesta situação, os *royalties* se tornam uma antecipação de impostos, reduzindo, para o investidor, o impacto do pagamento, ao mesmo tempo em que os incentivos aos investimentos se torna menos prejudicado¹⁰⁵.

O governo de Papua Nova Guiné alterou sua legislação do petróleo, introduzindo o conceito de *royalty* como crédito compensatório para o imposto sobre a receita e lucros adicionais. Este governo mantém a taxa de *royalties* em 2%, dos quais 1,25% são dedutíveis do imposto sobre a receita, a ser pago pela concessionária, e percentual restante (0,75%) são creditáveis para serem descontados, quando da ocorrência de lucros extraordinários em alguns dos poços em produção.

Está se tornando cada vez mais comum no mundo a substituição da cobrança de *royalties* por impostos. Desta forma, compreende-se que a função principal das participações governamentais deixa de ser a arrecadação para se transformar em instrumento de política pública, podendo originar, na concepção de JOHNSTON (1994) vantagens para o governo e para a indústria petrolífera.

III.6 Considerações Finais do Capítulo

Diante de uma acirrada competição entre os países detentores de reservas, ou de regiões promissoras em busca de investimentos das multinacionais, os tributos a montante têm um objetivo muito mais estratégico do que o de capturar rendas, que é o de atrair novos projetos de exploração e prolongar as atividades das jazidas já em produção. A relevância da indústria petrolífera, tanto do ponto de vista econômico, como político, impõe, muitas vezes, a necessidade de intervenção do Estado e a introdução de fórmulas de controle, que são refletidas nos regimes de propriedade e de exploração adotados pelo marco regulatório de cada país.

¹⁰⁵ A exploração em campos marginais pode reduzir os lucros a um nível que não alcance os créditos retidos pelo investidor. Neste caso, visando reduzir o efeito potencialmente negativo do modelo, os governos podem estabelecer uma provisão para restituir os créditos não utilizados pelo investidor ao final da vida útil dos campos explorados (NAVARRO, 2003).

Os países podem optar pela propriedade pública ou privada dos recursos naturais, sendo que o papel do Estado é criar um ambiente institucional e contratual adequado à exploração destes recursos, atraindo investimentos de risco ao setor, porém, ao mesmo tempo, governando a disputa no tempo de captura de renda da atividade petrolífera. Quando o Estado é o proprietário dos recursos naturais no subsolo, surge a necessidade de distribuição dos riscos do investimento entre o Estado e as empresas que desenvolverão as atividades de exploração dos recursos. Esta distribuição dependerá da forma como as partes reagem à incerteza do negócio, ou seja, dependerá do grau de aversão ao risco de cada um. Portanto, uma questão fundamental é estabelecer uma distribuição ótima de risco e renda entre o Estado e os investidores.

A resposta será encontrada através de um arranjo contratual que possa gerenciar satisfatoriamente tanto os pagamentos condicionais (dependentes do resultado do empreendimento, como os *royalties* e os impostos sobre o lucro, ou sobre a renda do recurso), quanto dos incondicionais (independem do resultado do empreendimento), como o bônus de assinatura, que desloca uma parcela maior do risco para a firma concessionária. Assim, dependendo do grau de risco associado ao investimento, do grau de aversão ao risco entre o Estado e o investidor, do poder de barganha na disputa pela renda petroleira de cada um, e do valor econômico do recurso natural a ser extraído, poderá se definir a melhor forma contratual para o negócio.

Para que se crie um ambiente favorável, capaz de atender aos interesses do governo e das indústrias petrolíferas, durante o período da concessão (ou dos contratos) de atividades de E&P de petróleo e gás natural, é pertinente que se utilizem múltiplos instrumentos fiscais. Critérios baseados na produção, como os *royalties*, proporcionam ao governo a garantia de, pelo menos, um pagamento mínimo pela exploração de seus recursos minerais. Já critérios baseados nos lucros, permitem a um governo se apoderar de uma parcela considerável de projetos extremamente rentáveis, porém, em contrapartida, assume uma parcela do risco, pois pode não receber nenhuma receita, caso o projeto torne-se economicamente inviável. Os bônus e pagamentos pela ocupação de áreas são instrumentos pertinentes, pois garantem uma renda antecipada ao governo e podem, de certa forma, incentivar as empresas a pesquisar e desenvolver mais rapidamente as explorações nas áreas já concedidas.

Em síntese, a Lei n.º 9.478/97 prevê a existência de quatro modalidades de Participação Governamental sobre a indústria do petróleo, sendo que os *royalties* e a taxa pela retenção e ocupação são obrigatórios em todos os contratos. As participações especiais só devem ser pagas em caso de lucratividade elevada, segundo uma escala de alíquotas progressivas incidentes sobre o volume medido de produção. O bônus de assinatura, por sua vez, é o próprio lance vencedor do leilão de licitação das áreas, cujo processo inclui também exigências técnicas, jurídicas e financeiras para a definição do consórcio vitorioso.

Ao contrário do bônus de assinatura, o *royalty* não é parte do risco geológico. Da mesma forma que o bônus, o *royalty* é regressivo¹⁰⁶. Na perspectiva do governo, os *royalties* representam uma grande vantagem por serem fáceis de cobrar.

Conforme aponta POSTALI (2002), o bônus de assinatura, mesmo que estabelecido através de leilão, tem pouca utilidade prática se for aplicado sozinho, na medida em que o conhecimento sobre a extensão e o potencial dos depósitos geralmente é imperfeita no momento da licitação e é difícil que exista competição, de modo que a disputa por áreas de concessão pode conter coalizão entre os agentes. Da mesma forma, um sistema baseado exclusivamente sobre uma alíquota de *royalties* sobre a produção seria ineficiente, uma vez que não capturaria possíveis ganhos decorrentes de uma maior lucratividade pelas empresas petrolíferas

Desta maneira, um modelo eficiente seria aquele que combinasse o bônus de assinatura com a imposição de um *quasi-tributo ad valorem*, como os *royalties*. Entretanto, este procedimento pode ser considerado, ainda segundo POSTALI (2002), uma solução sub-ótima, destinada a contornar um problema de assimetria de informação e evitar que o concessionário se aproprie indevidamente de rendas pertencentes à União.

Durante a exploração de uma jazida de petróleo ou gás natural, é presumível que a firma adquira maior conhecimento a respeito do potencial de suas jazidas do que a agência reguladora. Como consequência, o investidor privado terá uma informação sobre a

¹⁰⁶ Uma exigibilidade é regressiva quando ela onera proporcionalmente mais os campos menores (GUTMAN e LEITE, 2003).

dinâmica de seus custos que não é conhecida com perfeição pela autoridade, que só consegue fazer uma estimativa da mesma.

Quanto mais elevado o preço do petróleo, maior é o lucro das empresas produtoras e maior a arrecadação do país hospedeiro. É necessário que a fixação das Participações Governamentais preserve o interesse das partes contratantes, uma vez que o país hospedeiro visa obter a maior arrecadação possível ao renunciar uma reserva futura, em prol de um investimento atual. Por outro lado, por representar um encargo para os concessionários, o Estado influencia na avaliação dos riscos naturais da exploração e produção, e determina a lucratividade e o grau de atratividade do empreendimento. Esta equação impõe que seja mantido o equilíbrio entre o interesse dos concessionários e a rentabilidade para o Estado, a fim de garantir o desenvolvimento nacional.

Pode-se notar, em diversos países, a crescente isenção da taxaçoão via *royalty*, uma vez que as reservas estão se esgotando e para garantir a economicidade dos empreendimentos, alguns governos abrem mão dos *royalties*, entendendo que os *spillovers* sócio-econômicos compensam a referida renúncia *quasi-tributária*¹⁰⁷. Tal ação é respaldada pelo fato de que as referidas áreas produtoras não estão isoladas: existem áreas circunvizinhas que competem entre si, que acabam funcionando como o *backstop technology*. Caso os *royalties* fossem adicionados ao preço do petróleo, ou gás natural, a produção no presente poderia ser inviabilizada. Desta maneira, há a opção por esperar um aumento nos preços (existindo um custo financeiro na espera e na perda dos *spillovers*) ou se abdica dos *royalties* em favor de *spillovers*.

Porém, é recomendável que os *royalties* estejam presentes em qualquer sistema de (*quasi-*) tributação da atividade extrativa de petróleo e gás natural, pois, por sua conceituação, oriunda da Regra de Hotelling, constituem-se no custo de oportunidade em consumir determinado recurso natural não-renovável no presente ao invés de consumi-lo no futuro. Entra em pauta não somente a compensação por este custo de oportunidade, mas também toda a discussão sobre a justiça intergeracional.

¹⁰⁷ Influências locacionais vinculadas ao crescimento de determinada atividade econômica podem estar associadas as externalidades dos investimentos nos fatores de produção (capital físico e humano) de economias geograficamente próximas, cujos efeitos e contribuições para o crescimento não estão restritos aos limites geográficos das economias. Existindo localidades vizinhas com bom nível de capital humano favorece a troca de idéias e experiências e a difusão de tecnologias, favorecendo o crescimento de toda uma região.

Comparado aos de outras nações, o sistema brasileiro está em posição intermediária entre as áreas maduras e “abertas”, como o Golfo do México, a Argentina e o Mar do Norte, e regiões com regimes muito restritivos, como a Venezuela e o México. Considerando as atividades de E&P de petróleo e gás, o regime atual de participações governamentais, no Brasil, é relativamente atraente, comparado ao de outras regiões no mundo (países como Angola e Nigéria recolhem taxas mais elevadas: cerca de 20% de *royalties*) (SUNLEY *et al.*, 2003), além de um quadro regulatório favorável do ponto de vista político e macroeconômico.

Se a imposição da alíquota do *royalty* pode ser usada como instrumento complementar para regulação do ritmo de exploração das jazidas de recursos minerais, é com a aplicação destes recursos que políticas de promoção de justiça intergeracional devem ser gerenciadas, 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.

Capítulo IV – Avaliação dos Critérios de Distribuição das Participações Governamentais no Brasil e no Mundo

A distribuição de rendas petrolíferas, especialmente de *royalties* e demais participações governamentais (como a participação especial), em países com diversas esferas governamentais, têm originado uma série de questionamentos e discussões sobre o direito dos entes subnacionais de governo de receberem as receitas petrolíferas mencionadas. Outras questões dizem respeito à capacidade destes entes subnacionais, *vis-à-vis* a competência do governo central, de gerenciar seus orçamentos diante das incertezas e volatilidades do preço do petróleo, da equidade interjurisdicional e redistribuição de benefícios, bem como da capacidade de garantir serviços públicos e preservar o ambiente.

Além destes fatores, existem questões políticas, onde cada região procura garantir para si a maior fatia possível dos repasses, ocasionando conflitos entre as regiões produtoras e aquelas que não são beneficiárias pelos repasses das receitas oriundas da exploração e produção do petróleo e gás natural. No Brasil, existe um fato complicador: a maior parte da produção de hidrocarbonetos ocorre na Bacia de Campos, em frente ao litoral da Região Sudeste (ou seja, na plataforma continental - produção *offshore*), tornando-se uma complicação adicional na discussão dos repasses entre as esferas de governo subnacionais (Estados, Territórios e Municípios).

Os argumentos existentes a favor da centralização das rendas petrolíferas afirmam que os governos centrais (esfera federal) possuem uma capacidade melhor de absorver as incertezas e volatilidades ocasionadas pelos preços do petróleo, uma vez que possuem uma base fiscal mais ampla, menos relacionada com repasses dependentes do preço do petróleo, do que as jurisdições subnacionais. Entretanto, conforme apontam AHMAD e MOTTU (2003), mesmo que governos subnacionais possuam uma base fiscal ampla, regiões ricas em petróleo podem ter menos incentivos para utilizar estas receitas, uma vez que são beneficiadas pelos *royalties* e demais receitas petrolíferas. Isto gera distorções na alocação dos sistemas de produção e pode originar disputas intra-regionais, como guerras fiscais. Além do mais, um governo central pode promover uma equidade horizontal entre os governos subnacionais, redistribuindo as receitas

petrolíferas entre regiões ricas e pobres. Já os principais argumentos para o repasse de rendas petrolíferas às esferas subnacionais são, essencialmente, políticos; ou mesmo tentativas do governo central de apaziguar tendências separatistas entre as regiões produtoras de hidrocarbonetos (AHMAD e MOTTU, 2003).

Este capítulo pretende realizar uma análise do sistema de distribuição e repasse das participações governamentais, em especial os *royalties* do petróleo e gás natural, entre as esferas de governo brasileiras, tanto pela repartição vertical (entre os três níveis de governo), quanto pela horizontal (entre os entes de um mesmo nível de governo). Do mesmo modo, serão apresentados alguns exemplos de repasses de rendas petrolíferas (incluídos os *royalties*) de sistemas internacionais, buscando-se parâmetros para realizar comparações e verificar a adequação do sistema nacional.

IV.1 Características da Exploração dos Hidrocarbonetos e seus Impactos na Distribuição de Receitas Petrolíferas

Antes de iniciar a análise propriamente dita do repasse das receitas petrolíferas entre seus beneficiários, é oportuno apresentar algumas implicações da atividade de exploração do petróleo e gás natural na determinação dos critérios de distribuição das receitas petrolíferas arrecadadas.

A primeira, e principal característica é a existência de uma forte concentração física (geográfica) da produção de petróleo e gás natural, que ocorre normalmente em países de grandes extensões territoriais. A produção de petróleo na Colômbia, por exemplo, está concentrada somente em duas províncias; a província siberiana de Tyumen produz, aproximadamente, $\frac{2}{3}$ da produção total de petróleo da Rússia; na Argentina, a província de Neuquén, é responsável por mais de $\frac{1}{3}$ da produção de petróleo Argentina; no Brasil, a Bacia de Campos responde por 84,2% da produção nacional de petróleo. Ademais, em diversas localidades, a exploração e produção dos

hidrocarbonetos ocorrem em áreas com baixa densidade populacional¹⁰⁸ (BROSIO, 2003).

Quando as rendas petrolíferas são designadas exclusivamente aos governos subnacionais, elas tendem a gerar grandes desequilíbrios horizontais, ou seja, disparidades nas receitas *per capita* das esferas subnacionais (BROSIO, 2003). Conseqüentemente, estes desequilíbrios entre jurisdições subgovernamentais dão origem a pressões políticas e incentivam discussões sobre a possibilidade de redistribuição destas receitas. Ao mesmo tempo, as regiões produtoras que apresentam baixa densidade demográfica geralmente possuem pequeno peso na política nacional, o que aumenta o risco destas regiões de terem que assumir todos os riscos exploratórios e não conseguirem colher os benefícios, no caso das receitas petrolíferas serem transferidas na sua totalidade para o governo nacional.

A segunda característica diz respeito ao fato de que as atividades de E&P atraem um grande volume de investimentos e, também, promovem um fluxo migratório para as áreas de produção. Contudo, as reservas petrolíferas podem se tornar economicamente inviáveis de serem exploradas, em um curto período de tempo, o que levaria ao abandono destas jazidas. Grandes projetos industriais requerem vastos investimentos e seus impactos são percebidos, com maior magnitude, em áreas pequenas. Até mesmo em locais que não se beneficiem diretamente das receitas petrolíferas, o impacto econômico do petróleo nas comunidades locais pode ser significativo e difícil de ser regulado. A migração populacional (em busca de trabalho, ou melhores condições de vida) pode ser significativa, ocasionado potenciais riscos de aumento das demandas sociais e de danos ambientais¹⁰⁹. Além disto, a presença da indústria petrolífera, de certa maneira, pode criar externalidades financeiras para a sociedade, como uma maior especulação imobiliária e aumento do nível do custo de vida, de uma maneira geral,

¹⁰⁸ A Rússia apresenta, possivelmente, o caso mais extremo, com a província siberiana de Tyumen respondendo por 1% da população russa. Na província argentina de Neuquén, a população corresponde a 1,5% da população total do país (BRASIO, 2003). Já no caso brasileiro, alguns municípios fluminenses, confrontantes com a Bacia de Campos, apresentam pequena população, como é o caso do município de Quissamã, um dos maiores beneficiários da distribuição de *royalties* e participações especiais.

¹⁰⁹ Um problema notado mais especificamente em Macaé diz respeito a dois grandes fluxos migratórios para a cidade, que inclui migrantes pobres, normalmente com baixa qualificação, e os migrantes ricos, formados por trabalhadores mais qualificados, geralmente contratados pelas prestadoras de serviços para a PETROBRAS. Ao contrário do trabalhador com baixa qualificação, o migrante estrangeiro não fixa residência na cidade após o término do seu contrato de trabalho. Já o de baixa renda, por pior que sejam suas expectativas, acaba por fixar moradia em áreas de invasões, favorecendo a favelização.

tanto na região da atividade petrolífera, quanto nas localidades circunvizinhas. Potencialmente, estas externalidades poderiam ser compensadas com o aumento do nível de desenvolvimento local e de investimentos em infra-estrutura (em setores como transporte e comunicação) (BROSIO, 2003).

A cidade de Carmen, por exemplo, responsável por 80% de toda a extração e produção petrolífera do México, viu sua população crescer quinze vezes mais, desde a década de 1950. O alto índice de pobreza absoluta desta cidade alcançou uma parcela de 54% da população, sendo que, 14% da força de trabalho local vive com menos de um salário mínimo por mês e 28% dos seus habitantes não possuem curso primário. A exploração petrolífera fez diminuir a produção agrícola (caracterizada por culturas de subsistências) e aumentou o êxodo rural¹¹⁰ (FIRMINO, 2003).

Um terceiro fator é a grande variabilidade e o comportamento imprevisível dos preços do petróleo. Como não é possível estabelecer previsões acuradas sobre um determinado preço do petróleo, não se pode planejar com certeza o montante de receita petrolífera a ser arrecadado ao final de um determinado período. Isto exige uma eficiente gestão dos recursos, especialmente nos países cuja base das receitas é extremamente dependente de recursos naturais.

Por fim, o estabelecimento de uma política energética é uma responsabilidade nacional, em qualquer país do mundo. Isto se torna mais relevante em países em que o setor petrolífero representa uma considerável parcela da atividade econômica, sendo a fonte principal de receita pública. Elevadas parcelas de receitas petrolíferas nas receitas totais podem refletir um certo relaxamento para com uma política de esforço tributário próprio, e com projetos de diversificação da base econômica. Concomitantemente, a partilha de elevadas receitas petrolíferas dá origem a intensas disputas pela divisão do

¹¹⁰ Em Lago Agrio, no Equador, a exploração do petróleo provocou grande impacto nas populações indígenas, ancestralmente proprietárias do território onde viviam. “*De pobres, mas naturalmente auto-sustentáveis, seus antigos moradores cresceram e se somaram à outras populações de forasteiros, atraídos pelo ‘desenvolvimento do petróleo’.* Passaram a ser miseráveis” (FIRMINO, 2003, p. 28).

“bolo” entre inúmeras entidades, entre elas, empresas produtoras, governos nacionais e subnacionais, comunidades locais, e, em alguns países, o exército¹¹¹ (BROSIO, 2003).

IV.2 – Considerações sobre o Pagamento de *Royalties* e Participações Especiais à Estados, Territórios e Municípios Brasileiros

O enorme benefício, oriundo do efeito conjunto do aumento da alíquota, dos novos critérios de distribuição e do alinhamento dos preços do petróleo brasileiro aos do mercado internacional, introduzido pela nova legislação, vêm promovendo um incremento substancial nos cofres públicos de alguns Estados e municípios da Federação, em especial daqueles localizados próximos às principais áreas de extração de petróleo e gás natural, como, por exemplo, a Bacia de Campos. Porém, este grande repasse acaba por privilegiar algumas áreas, em detrimento de outras, criando distorções e concentrações de receitas em algumas localidades e/ou entidades governamentais.

Os *royalties* petrolíferos, como visto anteriormente, nem sempre foram transferidos às esferas de governo subnacionais. Embora desde a década de 1970 ocorra a exploração e produção de petróleo na plataforma continental brasileira, o repasse dos *royalties*, sobre a produção marítima, aos governos subnacionais somente foi oficializada com a Lei n.º 7.453/85¹¹². Cabe observar, portanto, que esta conquista dos *royalties* oriundos da plataforma continental, pelos estados e municípios, realizou-se em uma conjuntura política bem estruturada, pré-Constituição de 1988, quando a redemocratização política e a descentralização fiscal constituíram, talvez, as principais palavras de ordem do cenário político nacional. A hipótese sugerida por LEAL e SERRA (2003, p.178), é que “*a regulamentação da distribuição dos royalties ‘pegou carona’ na vaga descentralizadora do momento político em questão*”.

¹¹¹ Em novembro de 2000, o Comitê Econômico do Governo do Equador estabeleceu uma fórmula, através da qual o exército receberia 45% dos *royalties* referentes à produção da estatal PETROECUADOR (cerca de US\$ 127 milhões, baseado na produção de 1999), contrariando o requerimento do exército equatoriano de receber 50% dos *royalties* de todo o petróleo produzido no país (BROSIO, 2003). Contudo, este repasse duraria por apenas três anos. Desta maneira, após terminado este período, o exército, após 30 anos, deixaria de receber *royalties* do petróleo e passaria a ser financiado com recursos do orçamento geral.

¹¹² Até então, os *royalties* incidentes sobre a exploração do petróleo e gás natural, na plataforma continental, não previam o benefício a Estados e municípios. Nesta época, os *royalties* relativos à produção *offshore* eram destinados exclusivamente ao Departamento Nacional de Produção Mineral e ao Ministério da Educação e Cultura (para incremento da pesquisa e ensino de nível superior no campo das geociências).

Em 1971 já existia, no Congresso Nacional, iniciativas por parte do senador José Sarney, para que o pagamento dos *royalties*, referentes à plataforma continental, fosse estendido às esferas de governo subnacionais. O Projeto de Lei n.º 05/71, que pretendia beneficiar com *royalties* os estados produtores de petróleo, contou com o seguinte argumento do senador, referindo-se aos ônus que recaíam sobre as regiões limítrofes (provocados pelas atividades de extração), em uma intervenção proferida no Senado Federal em 1971:

“O que não é possível, nem justificável, é que os 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 seus parques cofres, nada recebam, a não ser o orgulho de dizer: ‘temos petróleo’. Não é lícito, portanto, que esses estados, sem nada, ainda arquem com o ônus de suportar estas despesas, sem nenhuma retribuição àquilo que a natureza colocou no confronto de seus territórios” (Senado Federal, 1971 *apud* LEAL e SERRA, 2003, p. 175).

Esta concepção, que justifica o recebimento das compensações financeiras pelos Estados, Territórios e municípios (devido aos impactos sofridos por estes pela existência de atividades de E&P de petróleo e gás natural), foi a diretriz para a escolha dos critérios para a repartição espacial das compensações financeiras do petróleo em território nacional.

Todavia, esta interpretação dos *royalties* como um instrumento compensatório às externalidades negativas, geradas nos territórios afetados pela operação de atividades de E&P, carece de fundamentos conceituais (apesar de ser esta a explicação mais difundida entre os defensores do pagamento de *royalty* às esferas subnacionais). A elevação do fluxo de renda local e regional provoca o crescimento da base tributária, permitindo o aumento da arrecadação através de instrumentos impositivos clássicos.

Ainda no que se refere à determinação legal da distribuição dos *royalties*, em 1984, o senador Nelson Carneiro manifestou sua contrariedade ao veto presidencial ao projeto de lei que estendia a cobrança de *royalties*, sobre a produção *offshore* aos Estados e municípios. A decisão para o veto, na opinião do senador Nelson Carneiro, era puramente política, pois 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” (LEAL e SERRA, 2003, p.176).

Outra passagem, que demonstra a influência de decisões políticas na determinação dos critérios de distribuição dos *royalties* devidos pela exploração e produção *offshore*, é ilustrada pelo depoimento do então Deputado Bocayuva Cunha. Havia, na época (1985 e 1986), véspera da elaboração da Constituição de 1988, uma discussão sobre a necessidade de uma reforma tributária e a alegação de favorecimentos de estados da Federação (através de incentivos fiscais e creditícios, entre outros) em detrimento ao estado do Rio de Janeiro. Relata o Deputado:

“(...) houve uma comissão a nível de Ministério da Fazenda, Ministério do Planejamento e alguns parlamentares, e eu tive a honra e o ônus de representar o estado do Rio. Realmente, a liderança absoluta é de São Paulo, porque o Senador Orestes Quércia, o Vice Governador de São Paulo é da Frente Municipalista. Ele arregimentou prefeitos do seu estado, e vemos que o interesse de São Paulo comanda claramente a distribuição da receita federal. Vou dar um pequeno exemplo. No primeiro dia da comissão, composta do Ministro da Fazenda, do Ministro do Planejamento, do Quércia, do Secretário de Fazenda de São Paulo, do Secretário de Planejamento, o Serra; houve um sorteio entre os secretários. Havia o Secretário de Planejamento de um outro estado, do Nordeste; havia o Deputado Ayrton Sandoval, especialista na matéria; havia o Deputado Irajá Rodrigues, havia o Senador Severo Gomes, e eu ali, isolado, único representante do Estado do Rio, me surpreendi com uma proposta levantada por um amigo pessoal, José Serra, meu companheiro de exílio, Secretário de Planejamento de São Paulo, homem forte do Governo Montoro. Queriam que os royalties de petróleo fossem distribuídos a todos os estados e municípios de acordo com suas populações e com a sua extensão territorial. Quer dizer: os royalties de petróleo iriam para São Paulo. Aí, eu virei a mesa e disse: ‘Olha, isto não vai continuar nem mais 10 minutos. Quer dizer: ou esta bobagem, esta safadeza – vamos usar a expressão correta – sai deste negócio aqui ou, então, vai acabar esta reunião agora, que eu vou virar esta mesa. Não vai prosseguir nem mais meia hora, este troço aqui’. Disseram: ‘Deputado Bocayuva Cunha, é uma coisa justa, porque, afinal de contas, é um princípio constitucional, porque a plataforma continental pertence à União. Então, como é que você pode querer isto só para o Estado do Rio?’ ‘Eu não vou nem discutir isto’.” (SIMPÓSIO SOBRE ROYALTIES, 1986, p.50).

Ao promover uma interpretação de que os estados, no qual, ou próximo ao qual, estão localizadas as jazidas, devem ser os detentores, obrigatoriamente, dos recursos oriundos

da exploração petrolífera carece de fundamento diante da regra constitucional vigente¹¹³.

Diante desta questão, torna-se importante apresentar a interpretação do advogado Cácio Manoel (MANOEL, 2003), segundo o qual é possível afirmar que os *royalties* têm uma natureza contratual de estipulação em favor de terceiros, sendo este um contrato acessório no contrato principal, que seria o contrato de concessão. Isto viria a explicar a natureza jurídica do repasse dos *royalties* às esferas subnacionais de governo.

Analisando o art. 176 da Carta Magna, fica perceptível que, para a exploração dos recursos minerais, é necessária a formação de um contrato de concessão, na qual figuram como partes a União, única proprietária do bem, e as Empresas Concessionárias interessadas em explorar tais recursos.

Um contrato de concessão é o ajuste pelo qual a Administração delega ao particular a execução remunerada de serviço, ou de obra pública, ou lhe cede o uso de bem público, para que o explore por sua conta e risco, pelo prazo e nas condições regulamentares e contratuais, consubstanciadas em contrato administrativo bilateral, comutativo, remunerado e *intuitu personae* (MEIRELES, 2006). Nesta medida, tem-se que o contrato de concessão de uso do bem público é aquele destinado a outorgar a faculdade de utilizar um bem da Administração segundo sua destinação específica. É um tipo de contrato de atribuição, pois visa mais ao interesse do concessionário que ao da coletividade. Mas, como todo contrato administrativo, não pode contrapor-se às exigências do serviço público, o que permite à Administração alterá-lo unilateralmente, e até mesmo rescindi-lo (MANOEL, 2003).

Os *royalties* são fixados em razão do contrato deste instrumento contratual, firmado entre a União e as Empresas concessionárias. No ordenamento jurídico nacional, o

¹¹³ Segundo o entendimento do Deputado Bocayuva Cunha, “Quando se fez a Lei 2.004, ficou claro que o subsolo pertencia à União. Quando por aquela lei criou a PETROBRÁS, também foi criada a obrigação de se proporcionar uma indenização ao estado e ao município produtor do petróleo em terra. Então, este princípio constitucional já foi quebrado. Havia um consenso do legislador, em 1953, (...) de que, apesar de ser reconhecidamente da União o subsolo, bem como a plataforma continental, isto não eximia a PETROBRÁS de pagar indenização aos estados e municípios confrontantes. Isto é para dar um pouco a idéia do que são – não sei se a expressão é muito forte – a voracidade de São Paulo e a competência de São Paulo, porque a reforma tributária foi um negócio suado. Sempre havia alguma coisa que beneficiava São Paulo.” (SIMPÓSIO SOBRE ROYALTIES, 1986, p.50).

único instituto que se assemelha a essa situação, qual seja: dois entes distintos contratam entre si – União e Empresa Concessionária – e um terceiro – Estados e Municípios – recebem os benefícios do contrato estipulado, sem ônus, é a estipulação em favor de terceiro¹¹⁴. Sendo assim, os *royalties*, segundo MANOEL (2003), tem uma natureza jurídica de benefício repassado a terceiros, constitucionalmente definido em seu art. 20, XI, § 1º: “*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 (...), ou compensação financeira por esta exploração*” (grifo nosso).

Ainda segundo a avaliação de MANOEL (2003), houve uma imprecisão técnica na elaboração deste parágrafo na Constituição Federal, porque não há referência direta a necessidade dos Estados e Municípios estarem vinculados, direta ou indiretamente, a produção de petróleo, o que ocorre nas leis infraconstitucionais que dá eficácia a este dispositivo constitucional. Neste sentido, forma-se a idéia da natureza jurídica de estipulação em favor de terceiros, pois os Estados e Municípios não são partes no contrato principal de concessão, que é firmado entre a União e a Empresa Concessionária. Por outro lado, as Leis n.º 7.990/89 e 9.478/97 remetem os valores fixados na alíquota dos *royalties* a estes entes.

Sendo assim, apesar de a Constituição Federal de 1988, em seu Artigo 176, assegurar as “*jazidas e demais recursos minerais (...), são propriedades distintas da do solo, e pertencem à União*”, existem justificativas para o pagamento de compensações aos governos subnacionais. Porém, os discursos dos anteriormente referidos políticos podem ser interpretados, certamente, como uma defesa de mais recursos para estados e municípios produtores de petróleo e gás.

¹¹⁴ A estipulação em favor de terceiros é um tipo contratual existente mais comumente na seara cível, pelo qual se estabelece uma prestação em favor de terceiro, Nele, uma pessoa denominada estipulante, contrata com outra, conhecida como promitente, uma obrigação, em que a prestação será cumprida em favor de um terceiro, que vem a ser o beneficiário. A figura da estipulação em favor de terceiro tem aplicação em qualquer ramo contratual, desde que sejam atendidos os seus requisitos, quais sejam: o terceiro deve ser efetivamente estranho à convenção celebrada entre o estipulante e o promitente; as partes (estipulante e promitente) pactuam a criação de um crédito em proveito do terceiro. O benefício há de ser recebido sem contraprestação. A gratuidade do proveito é essencial, pois é estabelecida sempre em favor do terceiro, e não contra ele (MANOEL, 2003).

No entanto, estas justificativas não podem ser baseadas em escusas compensatórias, sendo a justificativa econômica para os *royalties* do petróleo determinada, exclusivamente, pela Regra de Hotelling. Conforme visto no Capítulo II, o petróleo e o gás natural são recursos não-renováveis, que podem se exaurir. Tal peculiaridade faz com que a extração presente destes recursos implique na impossibilidade de uma extração em um período futuro, gerando um custo de oportunidade que deve ser contabilizado, pois, diante da finitude do estoque na natureza, há uma tendência de elevação nos preços, com o decorrer do tempo.

IV.2.1 – O Debate sobre a Concentração Espacial das Rendas Petrolíferas e o Critério Físico Presente nas Regras de Rateio

Conforme visto, existem hoje duas diferenciadas estruturas para a repartição dos *royalties*. 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 n.º 7.990/89 e o decreto n.º 01/91. Já a alíquota excedente a 5% é distribuída de acordo com a Lei n.º 9.478/97 e o Decreto n.º 2.705/98. Esta coexistência de duas estruturas de distribuição faz com que o rateio final dos *royalties*, entre as esferas governamentais, varie em função da alíquota vigente nos campos petrolíferos. A Tabela 4.1 e a Tabela 4.2, a seguir, demonstram a estrutura final de rateio destes recursos, considerando uma alíquota hipotética igual a 10%:

Tabela 4.1– Repartição dos *royalties* entre beneficiários (produção *onshore*)

Beneficiários	Alíquota 5%	Alíquota excedente a 5%	Rateio Final dos <i>royalties</i> 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 (MCT)	-	25,0%	12,5%
Total	100,0%	100,0%	100,0%

* Alíquota 5% determinada pela Lei n.º 7.990/89 e Alíquota Excedente 5% determinada pela Lei n.º 9.478/97

Fonte: Adaptado de BARBOSA (2001a).

Tabela 4.2 – Repartição dos *royalties* entre beneficiários (produção *offshore*)

Beneficiários	Alíquota 5%	Alíquota excedente a 5%	Rateio Final dos <i>royalties</i> 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 e gás natural	10,0%	-	5,00%
Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	-	7,5%	3,75%
Ministério (Comando) da Marinha	20,0%	15,0%	17,50%
Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT)	0,0%	25,0%	12,50%
Fundo Especial	10,0%	7,5%	8,75%
Total	100,0%	100,0%	100,0%

* Alíquota 5% determinada pela Lei nº. 7.990/89 e Alíquota Excedente 5% determinada pela Lei nº. 9.478/97

Fonte: Adaptado de BARBOSA (2001a).

Na condição de beneficiários diretos, os municípios detêm uma participação de cerca de 35%¹¹⁵ das receitas dos *royalties* e 10% das participações especiais. Este conjunto de municípios são os maiores beneficiários do recolhimento de *royalties* e participações especiais, devido ao fato de serem confrontantes às principais áreas de produção e/ou por apresentarem instalações de petróleo e gás natural. Com objetivo de exemplificar esta descrição, serão apresentadas as arrecadações de alguns municípios fluminenses. Por se tratar de objeto de estudo dos capítulos seguintes, os municípios da Zona de Produção Principal da Bacia de Campos e seus respectivos aspectos socioeconômicos serão analisados posteriormente; por ora, cabe demonstrar alguns dados sobre os valores arrecadados, a fim que se possa ter uma dimensão da materialidade dos recursos envolvidos, segundo ilustra a Tabela 4.3, abaixo:

¹¹⁵ Os 35% correspondem à soma dos percentuais: 26,25% (municípios confrontantes e áreas geoeconômicas) + 5,00% (municípios com instalações de embarque/desembarque) + 3,75% (municípios afetados por operações de embarque/desembarque).

Tabela 4.3 – Valores totais de *royalties* e participações especiais arrecadados pelos Municípios Confrontantes da Bacia de Campos

Município	Valor Total Royalties + Participações Especiais (mil R\$)							2006-2005
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	%
Armação de Búzios	12.206	15.807	27.545	36.943	35.540	46.019	56.413	22,6%
Cabo Frio	23.963	30.888	59.067	91.214	98.592	148.492	221.054	48,9%
Campo dos Goytacazes	150.391	209.271	306.357	489.609	530.121	670.847	852.566	27,1%
Carapebus	11.619	13.745	20.577	24.789	24.332	28.878	33.077	14,5%
Casimiro de Abreu	11.819	14.945	26.080	33.618	32.117	53.852	83.354	54,8%
Macaé	85.697	116.413	184.233	264.152	293.027	351.264	408.417	16,3%
Quissamã	31.460	35.511	47.669	64.547	66.615	77.019	91.566	18,9%
Rio das Ostras	61.970	92.748	138.449	209.155	213.789	259.898	311.134	19,7%
São João da Barra	12.465	15.842	5.667	30.301	37.939	46.003	54.964	19,5%

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2007) e CIDE (2006).

Em um estudo preliminar, observa-se que Campos dos Goytacazes, Macaé e Rio das Ostras são os principais beneficiários. O valor arrecadado pelos três (R\$ 1,57 bilhão), em 2006, é quase três vezes maior que a soma dos outros seis municípios e representa cerca de 50,0% do total de *royalties* e participações especiais repassados aos municípios pertencentes às Unidades da Federação. Salta aos olhos, contudo, uma diminuição do valor arrecadado por São João da Barra entre os anos 2001 e 2002, devido à uma redução dos *royalties* e do não recebimento da participação especial, explicado, principalmente, pelo acidente ocorrido em 2001, no campo de Roncador, com a plataforma P-36, que sofreu explosões e naufragou¹¹⁶.

Outro fato importante é o súbito crescimento destas receitas em um curto espaço de tempo. De 2005 a 2006, algumas localidades apresentaram crescimentos entre 49% e 55%, aproximadamente, demonstrando a importância destes recursos para a administração municipal e sua gestão orçamentária, já que, praticamente, nenhum outro tributo ou arrecadação, componentes das receitas municipais, possuem valores tão expressivos, acompanhados de um crescimento tão acelerado. Origina-se daí, pois, toda uma preocupação na maneira de como estes recursos devem ser utilizados, e a responsabilidade de se exercer uma rigorosa fiscalização.

¹¹⁶ Devido a este incidente, o município de São João da Barra foi o maior prejudicado, passando da condição de produtor para limítrofe dos produtores de petróleo e ocasionando perdas de receita. A localidade, que chegou a receber R\$ 1,7 milhão de *royalties* por mês, quando a P-36 atingiu a produção de 80 mil bpd, teve sua arrecadação diminuída em quase 69%, de 2001 para 2002. Outro acidente, em outubro de 2002, causou a paralisação do navio-plataforma P-34, no campo de Barracuda-Caratinga, prejudicando os Municípios de Campos dos Goytacazes, Rio das Ostras, Cabo Frio e Armação de Búzios, no que se refere ao recebimento de *royalties* e participação especial. Tais incidentes demonstraram a influência e a imprevisibilidade destes recursos nas receitas municipais, constituindo-se uma dificuldade a mais à eficiente gestão dos recursos municipais (PACHECO, 2003).

Na condição de beneficiários indiretos, os municípios recebem, além dos repasses dos *royalties* do Fundo Especial, a parcela de 25% dos *royalties* estaduais, em virtude de determinação legal (respeitando-se as mesmas regras de rateio da cota-parte do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS).

Observando a Tabela 4.4, a seguir, verifica-se que a distribuição espacial das participações governamentais entre os entes da federação é concentrada devido à ocorrência de jazidas de petróleo e gás centralizadas (principalmente na plataforma continental), e da norma de distribuição vigente das rendas petrolíferas, as quais definem diversas categorias entre os beneficiários subnacionais.

O estado do Rio de Janeiro, que foi responsável, em 2006, por cerca de 84,2% e 46,4%, respectivamente, da produção nacional de petróleo e gás natural, deteve, no mesmo ano, cerca de 47,1% das rendas petrolíferas totais. Entretanto, se for considerada apenas a parcela destinada aos entes subnacionais (excetuando o Fundo Especial), a participação do estado do Rio de Janeiro (incluindo a de seus municípios), atinge 82,7% deste novo total. Da mesma forma, ao considerar a parcela destinada aos entes subnacionais (excluído o Fundo Especial), obtém-se o seguinte rateio entre as regiões do Brasil: Norte: 2,41%; Nordeste: 10,46%; Sul: 0,79%; Sudeste: 86,33%; Centro-Oeste: 0,0%. Estes percentuais demonstram uma estreita correspondência espacial entre a participação relativa na produção petrolífera e a participação relativa no rateio de *royalties* e participações especiais às esferas de governo subnacionais.

Tabela 4.4 – Distribuição das Participações Governamentais (*Royalties* + Participação Especial)
em 2006 (mil R\$ *)

Beneficiários	Royalties	Participações Especiais	Total Part. Govern.	Part. Govern. %
Ministério da Ciência e Tecnologia	946.651		946.651	5,72%
Comando da Marinha	1.176.074		1.176.074	7,11%
Ministério de Minas e Energia		3.535.996	3.535.996	21,37%
Ministério do Meio Ambiente		883.999	883.999	5,34%
Total União	2.122.725	4.419.995	6.542.721	39,55%
Amazonas	131.268	29.248	160.517	0,97%
Ceará	14.126		14.126	0,09%
Rio Grande do Norte	180.150	21.720	201.869	1,22%
Alagoas	43.137	1.182	44.319	0,27%
Sergipe	90.617	10.553	101.170	0,61%
Bahia	166.610	3.542	170.153	1,03%
Espírito Santo	96.612	15.885	112.497	0,68%
Rio de Janeiro	1.646.732	3.453.867	5.100.599	30,83%
São Paulo	4.713		4.713	0,03%
Paraná	6.477		6.477	0,04%
Total Estados	2.380.443	3.535.996	5.916.439	35,76%
Municípios do Amazonas	58.915	7.312	66.227	0,40%
Municípios do Pará	1.368		1.368	0,01%
Municípios do Amapá	241		241	0,00%
Municípios do Ceará	32.121		32.121	0,19%
Municípios do Rio Grande do Norte	145.622	5.430	151.052	0,91%
Municípios da Paraíba	13.785		13.785	0,08%
Municípios de Pernambuco	19.966		19.966	0,12%
Municípios de Alagoas	31.228	295	31.523	0,19%
Municípios do Sergipe	86.871	2.638	89.510	0,54%
Municípios da Bahia	112.748	886	113.633	0,69%
Municípios de Minas Gerais	6.790		6.790	0,04%
Municípios do Espírito Santo	100.659	3.971	104.630	0,63%
Municípios do Rio de Janeiro	1.821.494	863.467	2.684.961	16,23%
Municípios de São Paulo	112.276		112.276	0,68%
Municípios do Paraná	6.477		6.477	0,04%
Municípios de Santa Catarina	28.990		28.990	0,18%
Municípios do Rio Grande do Sul	32.787		32.787	0,20%
Total Municípios	2.612.338	883.999	3.496.338	21,13%
Fundo Especial	588.037	-	588.037	3,55%
Total Geral	7.703.543	8.839.991	16.543.534	100%

* Reais em valores correntes

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2007).

Entre as diversas categorias de distribuição das rendas petrolíferas, destaca-se a os municípios confrontantes e suas áreas geoeconômicas, os quais, detêm cerca de 26,25% dos *royalties* destinados a esta esfera governamental, no caso da produção *offshore*

(vide Tabela 4.2). Conforme visto anteriormente, a Lei n.º 7.525/86 definiu, com maior precisão, os Estados, Territórios e Municípios beneficiários das indenizações relativas à produção em plataforma continental¹¹⁷, determinando três zonas de classificação: Zona de Produção Principal, Secundária e Limítrofe.

Esta delimitação espacial, realizada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), baseou-se na determinação de projeções marítimas. Dos municípios litorâneos partem dois pares de reta, representando tipos distintos de projeções marítimas dos limites (municipais e estaduais) ortogonais e paralelos. O par de retas que representam os limites ortogonais garante geometricamente que os poços localizados em seu interior tenham o mesmo município como o território continental mais próximo (Figura 4.1).

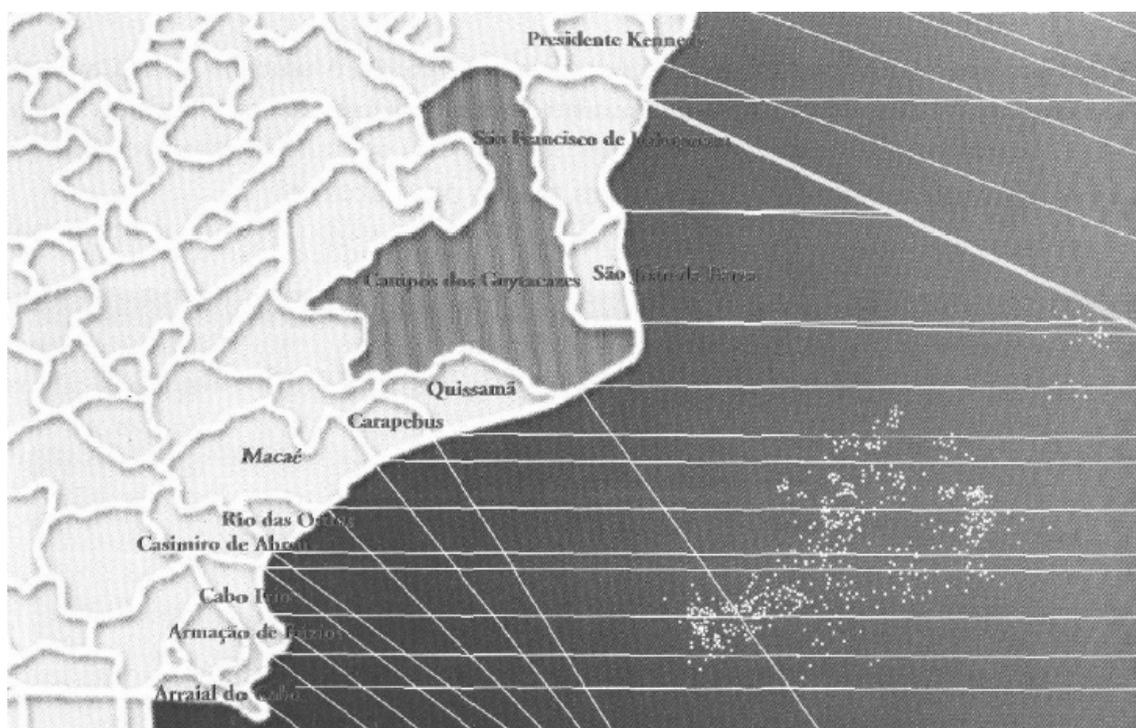


Figura 4.1 – Bacia de Campos e a extensão dos Limites Municipais (ortogonais e paralelas)

Fonte: BARBOSA (2001a).

De acordo com as avaliações de SERRA e PATRÃO (2003), tal solução carece de fundamento econômico para distribuição dos *royalties* e participações especiais entre os

¹¹⁷ Estabelece o Art. 2º, da Lei n.º 7.525/86: “Para efeitos de indenização calculada sobre o valor do óleo de poço ou de xisto betuminoso e do gás natural extraído da plataforma continental, consideram-se confrontantes com poços produtores os Estados, Territórios e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais até a linha de limite da plataforma continental, onde estiverem situados os poços”.

municípios, que seria de repartir os recursos sob o propósito de preparar as regiões afetadas pela indústria petrolífera para quando as jazidas tornarem-se tecnicamente e economicamente inviáveis de serem exploradas. A explicação dos autores, a princípio, é a de que não haveria qualquer relação entre a distância física (entre o poço e o município confrontante), e a intensidade dos impactos econômicos associados às atividades de extração e produção, correspondente ao poço, sobre o respectivo município produtor.

Quanto à projeção dos limites paralelos municipais, a justificativa, ainda segundo SERRA e PATRÃO (2003, p.203), carece de sentido econômico e mesmo geométrico (físico), “*devendo, de forma alternativa, serem buscadas as razões políticas (disputa política pelo favorecimento de determinado município ou grupo de municípios) que efetivamente deram ensejo a esta proposta metodológica*”.

Desta maneira, na visão dos autores supracitados (SERRA e PATRÃO, 2003), a distribuição das participações governamentais é caracterizada como concentradora espacial de riqueza, sendo que, no fundamento desta concentração, encontra-se a principal fragilidade da norma de distribuição dos *royalties* e participações especiais, que é a de estar subjugada a um “determinismo físico” que privilegia critérios de confrontação com os campos petrolíferos (no caso da produção *offshore*), antes de valorizar a presença dos capitais de segmento de exploração e produção no território. Tal distorção poderia ser minimizada a partir de introdução de critérios *ex-post* de rateio dos *royalties* entre os municípios, subsidiados por avaliações periódicas sobre a efetiva aplicação destes recursos (como, por exemplo, pelas execuções orçamentárias municipais, que informariam como parte dos *royalties* deveriam ser repartidos entre os municípios¹¹⁸) (SERRA e PATRÃO, 2003).

Todavia, realizando uma análise sob um diferente ponto de vista, torna-se questionável o “determinismo físico”, diante das mesmas distribuições das participações governamentais (*royalties* e participações especiais), apresentadas na Tabela 4.4. A

¹¹⁸ “*Trata-se, em outros termos, da incorporação de critérios para rateio dos royalties que estimulassem, ou premiassem, os governos que promovessem: (i) uma elevação do nível de arrecadação própria [receita própria/(receitas de transferência – royalties)]; (ii) mecanismos de controle social sobre a determinação dada aos royalties, tanto ao nível decisório, quanto ao nível da prestação de contas; e/ou (iii) investimentos consorciados com municípios vizinhos, impactados ou não pela atividade petrolífera*” (SERRA e PATRÃO, 2003, p.210).

tabela mostra que os entes beneficiários que não são locais (municipais), como o Estado do Rio de Janeiro, o Comando da Marinha, o Ministério da Ciência e Tecnologia, e o Fundo Especial, receberam mais de 73,93% do total de *royalties* “distribuídos” (ignorando o contingenciamento de recursos da esfera federal). Caso considerem-se o Comando da Marinha, o Ministério da Ciência e Tecnologia, o Fundo Especial e todos os Estados da Federação, este percentual alcança 78,69%.

Destarte, o argumento do “determinismo físico” se enfraquece, pois mesmo existindo distorções entre os municípios vizinhos, devido à um critério “físico-determinista” da legislação, nada impede que os Estados e as outras entidades não-locais utilizem parte, ou a totalidade, de seus recursos de *royalties* e participações especiais para reduzir as diferenças naqueles municípios vizinhos, que não são beneficiários destas participações governamentais.

Outro ponto a ser considerado são os critérios *ex-post*, anteriormente mencionados. A incorporação de critérios para rateio das rendas petrolíferas entre os territórios, condicionados por determinantes sócio-econômicos pode vir a dificultar ainda mais o processo, pois uma zona de influência muda constantemente no decorrer do tempo. Uma maneira alternativa, através da qual poderia ser desenvolvida uma política de equilíbrio regional estadual (com critérios que não se alterassem constantemente), por exemplo, seria o próprio estado (unidade federativa), ou a União, aplicar diretamente recursos em determinado município ou em suas mesorregiões, o que, além de promover o desenvolvimento, concomitantemente, auxiliaria a resolver distorções regionais (econômicas e sociais).

Para isto, seria necessário definir, com maior clareza de princípios e mecanismos de intervenção, qual seria o papel da União e dos estados na redução dos desequilíbrios regionais. O Artigo 3º da Constituição Federal de 1988 (alínea III) determina: “*Constituem objetivos fundamentais da República Federativa do Brasil: (...) erradicar a pobreza e a marginalização e reduzir as desigualdades sociais e regionais*”. Deste modo, caberia à União, por exemplo, redirecionar os fundos e incentivos existentes em torno de subsidiárias de bancos regionais de desenvolvimento, que funcionem de acordo com os princípios da economia de mercado, embora, direcionando e redemocratizando o sistema de crédito. Estes dois mecanismos complementares, fundos de investimentos e

fundos de participação, poderiam ser importantes fontes de distribuição de renda, talvez em maior grau do que os atuais incentivos fiscais e as transferências federais.

O objetivo de todo este procedimento seria incentivar a criação e a expansão de pólos regionais de desenvolvimento e a redistribuição espacial e social da renda. A Constituição Federativa de 1988 fixou a responsabilidade administrativa deste processo para os estados, uma vez que determina em seu Artigo 25, parágrafo 3º:

“§3º Os Estados poderão, mediante lei complementar, instituir regiões metropolitanas, aglomerações urbanas e microrregiões, constituídas por agrupamentos de Municípios limítrofes, para integrar a organização, o planejamento e a execução de funções públicas de interesse comum”.

Porém, complementando esta determinação, deveria haver a demarcação de microrregiões, ou mesmo mesorregiões, que ficariam sujeitas a ações em parceria entre os governos estadual e federal. O planejamento e o acompanhamento de seus resultados poderiam ser também funções conjuntas das duas instâncias de governo, sob o controle do Senado Federal¹¹⁹.

Retomando a discussão sobre a distribuição dos recursos, foi visto que o rateio da parcela dos *royalties* correspondentes à 5% da produção é determinado segundo uma classificação em Zona Principal, Zona Secundária e Zona Limítrofe. Ao classificar os municípios nas três zonas, o Decreto n.º 01/91, estabelece, ainda, que a parcela correspondente aos municípios de uma dada zona (seja ela de produção principal, secundária ou limítrofe à de produção principal), será rateada entre eles na razão direta da população de cada um. Assim, os municípios são beneficiados com percentuais aplicados sobre o valor da produção de determinada área de produção petrolífera marítima, de acordo com sua classificação dentro da área geoeconômica e de sua respectiva população.

No cálculo destas parcelas, atribui-se a cada município um coeficiente individual de participação, determinado com base na respectiva população, conforme a Tabela 4.5. A parcela devida a cada município é obtida multiplicando-se a parcela atribuída à sua

¹¹⁹ O Capítulo V apresenta uma discussão mais detalhada sobre esta possibilidade de promoção de política regional, utilizando-se dos recursos das participações governamentais.

correspondente zona pelo quociente formado entre seu coeficiente individual de participação e a soma dos coeficientes individuais dos municípios que integram a mesma zona (BARBOSA, 2001a, p.73).

Tabela 4.5 – 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 (2001a).

Conforme verificado por SERRA e PATRÃO (2003), ao se observar a metodologia de rateio, estabelecida pelos valores da Tabela 4.5, nota-se a existência de uma regressividade desta forma de rateio, utilizando-se como recurso de medida o índice de Hirschman-Herfindahl, ou seja, os municípios mais populosos recebem

proporcionalmente menos *royalties*¹²⁰. No julgamento dos autores, uma regressividade é importante para evitar que metrópoles se apropriem de grande parcela dos repasses dos *royalties* em virtude de sua grande população. Contudo, com atual estrutura de coeficientes populacionais não está havendo diferenciação para municípios com população inferior a 10.000 habitantes e, a partir de 10.000 habitantes, o coeficiente populacional é influenciado por pequenas diferenças populacionais. Por fim, a partir de 144.000 habitantes, o coeficiente populacional atinge seu valor máximo, não sendo sensível às particularidades de localidades com população superior à este patamar (SERRA e PATRÃO, 2003).

IV.2.2 – Propostas de Alteração da Legislação Referente às Metodologias de Repasse das Participações Governamentais

Vários projetos de lei foram apresentados ao Congresso Nacional objetivando alterar os critérios de arrecadação, distribuição, destinação e controle das participações governamentais do petróleo, o que demonstra a relevância do tema. Ações judiciais são propostas como forma de reação à interpretação administrativa relativa à distribuição destes valores.

É possível afirmar que a elevação da produção de petróleo e gás natural no Brasil é o grande responsável pela tentativa de mudança dos paradigmas de distribuição dos *royalties*, pois estes recursos beneficiam os estados e municípios produtores desde a Lei n.º 2.004/53, sem que sofresse nenhuma alteração conceitual, uma vez que era coerente remunerar os estados e municípios que sofrem diretamente os impactos da atividade petrolífera em seu território. Outro fator que justifica as propostas pela mudança da

¹²⁰ O índice de Hirschman-Herfindahl (IHH) é tradicionalmente utilizado com o objetivo de estudar a estrutura de mercado, a fim de estabelecer uma medida que possa indicar a proximidade desta estrutura com uma situação de monopólio ou concorrência perfeita. A Tabela 4.5 apresenta os referidos valores do índice de Hirschman-Herfindahl para a repartição dos *royalties* entre os grupos de beneficiários. O IHH varia entre $1/n$ e 1, e é definido por $\sum_{i=1}^n S_i^2$, onde $S = \frac{C_i}{\sum C_i}$, onde C_i é o coeficiente do município i .

De acordo com a metodologia utilizada por SERRA e PATRÃO (2003, p.213), aplicando-se o índice da coluna referente ao número de habitantes do município, encontra-se $H = 0,0794$; e na coluna do coeficiente de participação, $H=0,0519$. Como o intervalo da simulação é $0,05 < H < 1$, o Índice mais próximo de 1, que é referente ao número de habitantes, é o mais concentrado, mostrando, portanto, a regressividade da Tabela 4.5, ou seja, os municípios mais beneficiados são os de menor população.

estrutura de distribuição dos *royalties* em razão da elevação da produção, é o fato de que não existe nenhuma tentativa de mudança na estrutura de distribuição dos recursos oriundos da energia elétrica e da atividade mineral, apesar deles estarem fundamentados nas mesmas premissas dos *royalties*. A diferença é que não houve mudança significativa na arrecadação oriunda destas fontes energéticas¹²¹.

A fim de servir de suporte para o debate acerca das questões relativas à distribuição dos recursos das participações governamentais, serão apresentadas, brevemente, algumas das propostas legislativas dos projetos de lei que tramitam (ou que foram arquivados) na Câmara dos Deputados sobre a forma atual de rateio e aplicação¹²² das rendas petrolíferas. A Tabela 4.6, a seguir, apresenta os Projetos de Lei que propõem alterações na regra de rateio e aplicação das participações governamentais, segundo os objetivos da proposta. Inspirado por SERRA *et al.* (2006), as propostas são classificadas (nas colunas) de acordo com as temáticas que opõem: concentração *versus* pulverização espacial de sua distribuição; centralização *versus* descentralização dos recursos nas três esferas governamentais; e vinculação *versus* desvinculação da aplicação destas rendas em órgãos, funções, programas e projetos.

Os Projetos de Lei (PL) que defendem uma maior pulverização espacial das rendas petrolíferas têm por objetivo diminuir a fração dos *royalties* destinada a municípios pertencentes à área de influência das atividades de exploração e produção de petróleo, aumentando, em contrapartida, o repasse para fundos, cuja função seria a redistribuição para o conjunto dos municípios na nação. Por exemplo, o PL n.º 3.318/2004, já arquivado, determinava que 70% do valor dos *royalties* excedentes deveriam constituir um Fundo Especial para rateio entre todos os Estados e Municípios, e também para a União.

O Projeto de Lei n.º 4.887/2005, de autoria da deputada Rose de Freitas (PMDB/ES), defende a distribuição dos *royalties*, oriundos da exploração na plataforma continental,

¹²¹ No setor mineral, a Lei n.º 8.876/094 garante um repasse de 23% dos recursos arrecadados aos estados que detêm a reserva do bem mineral, e 65% aos municípios detentores das reservas, sendo destinado apenas 12% à União. No setor elétrico, 45% do valor arrecadado é repassado aos estados e mais 45% aos municípios detentores de reservatórios para fins de geração hidroelétrica, ou que tenham seu território inundado pelo reservatório.

¹²² Serão enumeradas apenas algumas propostas de modificação quanto à questão de utilização das receitas oriundas das participações governamentais. Um estudo mais específico sobre o uso dos *royalties* e participações especiais será realizado no Capítulo IV deste trabalho.

na razão inversa segundo o Índice de Desenvolvimento Municipal (IDH-Municipal). Neste caso, o próprio princípio para a redistribuição das receitas possui inconsistências, uma vez que os dados utilizados para a elaboração do IDH-Municipal não possuem uma periodicidade regular. Isto acabaria por distorcer os aspectos sócio-econômicos dos municípios (que possuem, em alguns casos, características extremamente dinâmicas, em um curto período de tempo) no momento do repasse.

Tabela 4.6 – Projetos de lei com propostas de alteração nas regras de rateio e aplicação das Participações Governamentais, segundo os objetivos da proposta.

Projetos de lei	Descentralização	Centralização	Concentração	Pulverização	Desvinculação	Vinculação	Outros
PL 2243/1999 - PDT/RJ Miriam Reid							
PL 753/1999 - PDT/RJ Miro Teixeira							
PL 1007/1999 - PDT/RJ Eber Silva							
PL 2356/2000 - PSDB/RJ Paulo Feijó							
PL 2954/2000 - PT/MS João Grandão							
PL 1158/1999 - PPS/AL Regis Cavalcanti							
PL 3018/2000 - PMDB/ES Rita Camata							
PL 4359/2001 - PSDB/ES Feu Rosa							Traçado das Projeções Municipais
PL 4859/2001 - PSDB/PR Luiz Carlos Haully							Fiscalização
PL 5520/2001 - PPS/PE Clementino Pires							
PL 5944/2001 - PDT/MG Olímpio Pires							
PL 7472/2002 - PMDB/PR Gustavo Freut							Traçado das Projeções Municipais
PL 7188/2002 - Executivo							
PL 7335/2002 - PMDB/CE Pinheiro Landim							
PL 7442/2002 - PFL/RJ José Coutinho							
PL 7028/2002 - PPB/ES Marcus Vicente							
PL 6187/2002 - PMDB/ES Rose de Freitas							
PL 1428/2003 - PP/AL Benedito de Lira							
PL 1636/2003 - PP/RJ Eduardo Cunha							
PL 2042/2003 - PSDB/RJ Eduardo Paes							Fiscalização e Controle
PL 315/2003 - PFL/PA Vic Pires Franco							
PL 1678/2003 - PSDB/RJ Eduardo Paes							
PL 913/2003 - PSB/RJ Alexandre Cardoso							
PL 1618/2003 - PT/SC Mauro Passos							
PL 2916/2004 - PFL/RJ Carlos Nader							
PL 4328/2004 - PSDB/RJ Eduardo Paes							
PL 4419/2004 - PTB/MG José Militão							Nova Base de Cálculo
PL 3318/2004 - PL/RJ Carlos Rodrigues							
PL 4767/2005 - PSDB/RJ Eduardo Paes							
PL 4887/2005 - PMDB/ES Rose de Freitas							
PL 4900/2005 - PL/RJ Carlos Nader							
PL 7164/2006 - PTB/SP Ary Kara							

Fonte: SERRA *et al.* (2006) e Câmara dos Deputados (2006).

O PL n.º 1.618/2003, do deputado Mauro Passos (PT/SC), que no momento aguarda parecer, possui uma proposta mais arrojada. O PL em questão passa a destinar 32% (isto é, 1,6% da parcela excedente a 5%), para a constituição de um fundo a ser repartido entre os Ministérios de Minas e Energia, da Ciência e Tecnologia, da Defesa e a Justiça e o Comando da Marinha (do Ministério da Defesa). Destes, 2% devem ser distribuídos aos municípios que abrigarem unidades penitenciárias. No inciso II, do art. 2º, prevê 34% (1,7% dos 5% excedentes) para a construção de um fundo a ser repartido entre Estados e Municípios considerados afetados pelas atividades de escoamento da produção de petróleo ou gás natural, provenientes de jazidas localizadas na plataforma continental. A divisão seria na proporção de 40% para os Estados e 60% para os Municípios. O inciso III, do mesmo artigo, prevê 34% (1,7% dos 5% excedentes), para a constituição de um fundo a ser repartido entre os demais Estados e Municípios não enquadrados no inciso II. Prevê ainda, no artigo 3º, que a alíquota prevista no inciso II do art. 2º, será reduzida anualmente, até que a diferença entre o montante de recursos financeiros destinados a cada um dos Estados e Municípios enquadrados no inciso II não seja superior, em valor, a 10% do que foi recebido individualmente, e em cada caso, pelos demais Estados e Municípios (SOUZA, 2005).

A justificativa do autor do projeto, o deputado Mauro Passos, seria de que o PL viria a corrigir “erros” na legislação vigente, os quais estariam causando grandes distorções na distribuição dos *royalties*. O primeiro “erro” era que os recursos naturais da plataforma continental pertenciam à União. Neste caso, Estados e Municípios, segundo a Constituição, estariam recebendo *royalties* indevidamente. Em segundo lugar, a lei que trata dos *royalties* data de 1953, época em que a produção de petróleo no Brasil era pouco expressiva¹²³.

Projeto semelhante ao PL 1.618/2003, que também propõe uma nova mudança na forma de distribuição dos *royalties* para que os recursos sejam repartidos por todos os estados e municípios brasileiros, e que aguarda para ser votada no plenário da Câmara Federal, é a proposta de Emenda à Constituição (PEC), n.º 545/2006, da deputada Iriny Lopes

¹²³ Fonte: “O ROYALTY é nosso!” (2004). In: *Boletim Petróleo, Royalties e Região*, Ano I, n.º 4, Campos dos Goytacazes, RJ, jun. Disponível em: <<http://www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br>>. Acesso em: 19 set. 2005.

(PT/ES)¹²⁴. A proposta se sustenta, mais uma vez, na argumentação de que os bens minerais são de propriedade da União e que, portanto, não podem ter seus dividendos distribuídos somente aos Estados e municípios produtores de energia elétrica ou de petróleo e gás.

De acordo com a PEC 545/2006, os recursos arrecadados como compensação pela exploração de bens minerais passariam a constituir um fundo, a ser repartido da seguinte maneira: 12% para os órgãos da administração federal que tenham relação direta com a exploração de bens minerais correspondentes à arrecadação; 33% para os Estados; e 55% para os Municípios. No que se refere à distribuição dos recursos, a proposta estabelece que, entre os Estados, seriam levados em conta os seguintes pesos: 35% em função da população residente; 15% em função da extensão territorial, e 50% em razão inversamente proporcional aos respectivos Índices de Desenvolvimento Humano (IDH). Entre os municípios, a distribuição seria de 25% em razão da população residente; 10% em função da extensão territorial; e 65% em razão inversamente proporcional ao IDH. Segundo a deputada Iriny Lopes, o objetivo seria de priorizar a aplicação dos recursos dos *royalties* em obras sociais e de infra-estrutura (MEIRELES, 2006).

Quanto às propostas que visam a vinculação das receitas das participações governamentais a algum órgão, ou função de governo, destaca-se o PL 1.428/2003, que retira 5% dos *royalties* destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia e o destina à Secretaria Nacional de Aquicultura e Pesca, visando o desenvolvimento de projetos que incentivem o setor pesqueiro. Já outros projetos, como o PL 2.356/2000, defendem uma desvinculação ainda maior que a atual na aplicação dos *royalties*, propondo a utilização da compensação financeira pela extração de petróleo e gás natural com despesas com o quadro permanente de pessoal¹²⁵.

Um outro exemplo, que merece ser apresentado devido à sua iniciativa inédita no País, é a Lei n.º 116/2006, sancionada no dia 12 de junho de 2006, pelo então governador do

¹²⁴ A PEC 545/2006 já recebeu voto favorável do relator da matéria na Comissão de Constituição de Justiça (deputado Luciano Zica – PT/SP) e, após passar por comissão especial, poderá ser votado no plenário (MEIRELES, 2006).

¹²⁵ Apesar de os critérios de uso dos *royalties* serem analisados mais detalhadamente no próximo Capítulo, é oportuno mencionar que a atual legislação apenas proíbe a utilização dos *royalties* do petróleo e gás natural, correspondentes à parcela de 5%, no pagamento de pessoal e quitação de dívidas, salvo aquelas realizadas com a União.

estado do Espírito Santo Paulo Hartung, criando o Fundo para Redução das Desigualdades Regionais, o que possibilita o recebimento de parte dos *royalties* por cidades que não são originalmente beneficiadas por estes recursos.

A Lei n.º 116/2006, que ficou conhecida como “Lei Robin Hood”, estabelece que os recursos do fundo virão do repasse de 30% dos *royalties* do petróleo recebidos pelo Governo do Estado. O Projeto, apresentado pelo próprio executivo, beneficia 69 municípios capixabas. A distribuição será feita levando em consideração a população, o percentual de repasse do ICMS e a condição de não ser grande recebedor de *royalties*¹²⁶. Os municípios que têm participação acima de 10% no ICMS, e mais de 2% dos *royalties*, não terão acesso aos recursos do Fundo. E quanto maior for o índice, maior será a quantia destinada ao município.

Pela PEC, os recursos do Fundo só poderão ser gastos em saneamento básico; destinação final de resíduos sólidos; universalização do ensino fundamental e atendimento à educação infantil; atendimento à saúde; construção de habitações para população de baixa renda; drenagem e pavimentação de vias urbanas; e construção de centros integrados de assistência social (LEI, 2006). A justificativa do governador Paulo Hartung baseia-se no combate à desigualdade entre os municípios, evitando que cidades que já contam com uma participação maior no ICMS, venham a ser mais ainda beneficiadas com os repasses dos *royalties*.

Analisando a discussão anterior sobre a questão da concentração e pulverização de recursos e, mesmo verificando que os recursos destinados aos estados e municípios, detentores (ou localizados próximos) de reservas de petróleo e gás natural estão em um patamar elevado, este fato, por si só, não é suficiente para justificar uma alteração significativa na distribuição dos *royalties*, pois a maioria das propostas não se sustenta juridicamente. Essa possibilidade real de discussão judicial e extrajudicial de mudanças na estrutura de distribuição dos *royalties* é conferida aos estados e municípios, em razão na natureza jurídica que lhes é atribuída pela Constituição Federal, garantindo-lhes uma autonomia em relação aos recursos destinados à União Federal (MANOEL, 2003).

¹²⁶ Fonte: “LEI Robin Hood entra em vigor no ES” (2006). In: *Boletim Petróleo, Royalties e Região*, Ano III, n.º 12, Campos dos Goytacazes, RJ, jun. Disponível em: <<http://www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br>>. Acesso em: 4 jun. 2006.

Quanto à defesa da concentração de recursos nas próprias regiões petrolíferas, os argumentos utilizados se baseiam em uma natureza compensatória pela exploração de um bem em jurisdição municipal/estadual, ou devido ao dano ambiental, ou, pelo custo de adensamento sustentado pelos municípios na área de influência das atividades de E&P de petróleo e gás natural. Contudo, a Constituição é clara em definir a propriedade das jazidas de hidrocarbonetos como exclusiva da União. Quanto ao dano ambiental, este não é passível de ser compensado pela imposição dos *royalties*¹²⁷. Finalmente, segundo o argumento relativo à compensação pelos custos de adensamento provocados pela presença de atividades de E&P no território, remete à discussão sobre o conceito da justiça intergeracional, conforme discutido previamente.

De acordo com a avaliação de PONTES (2006), é possível levantar algumas hipóteses para elucidar a causa de as regras atuais de rateio dos *royalties*, benéficas a alguns poucos municípios da federação, em detrimento de uma parcela maior, ainda não terem sofrido alterações. A primeira hipótese, segundo a autora, relaciona-se à “inércia legislativa”, ou seja, simplesmente pela dificuldade em se modificar uma lei vigente e alterar direitos. A segunda hipótese remete à idéia da formação de grupos de interesse e o processo de lobby nas regiões produtoras de petróleo e gás natural.

Segundo a perspectiva teórica de OLSON (1998), pequenos grupos, quando movidos por interesse especial, ou em defesa de direitos adquiridos, têm um poder desproporcional em relação à grandes grupos, ou de interesses não organizados. SCKOPOL *et al.* (1999, *apud* PONTES, 2006, p.9) ressaltam que quando o dinheiro se torna um importante insumo de participação política, o sistema de participação torna-se ainda mais desigual, com prejuízo dos grupos menos favorecidos. Suas análises demonstraram um maior sucesso quanto à conquista de benefícios legislativos para pequenos grupos ativos e organizados, gerando, em contrapartida, sérias distorções no processo democrático.

Nesta perspectiva abordada, é pertinente apresentar a questão da Organização dos Municípios Produtores de Petróleo (OMPETRO), entidade criada em novembro de 1999

¹²⁷ Caso isto fosse verdadeiro, as demais atividades poluentes também estariam sujeitas à incidência de *royalties*.

e formada pelos municípios de Armação de Búzios, Cabo Frio, Campos dos Goytacazes, Carapebus, Casimiro de Abreu, Rio das Ostras, Macaé, Quissamã, São João da Barra e São Francisco do Itabapoana. A organização, ao invés de buscar meios para o desenvolvimento econômico da região, vem atuando mais no sentido de defender os interesses dos municípios membros. Este comportamento de *rent-seeking* (“caçadores de renda”) pode criar um conflito distributivo agudo dentro do Estado, pois os agentes tentam trazer para seus grupos privilégios e rendas de outros segmentos sociais.

Conforme aponta SERRA *et al.* (2005), a existência da OMPETRO não deve ser confundida como uma ação consorciada de planejamento regional. O objetivo desta associação de municípios é defender os interesses dos municípios produtores enquanto beneficiários dos *royalties*, na forma como está dada pela norma atual. “*O consórcio não ultrapassa estes limites, mas, inegavelmente, vem atuando de forma bastante eficiente dentro de seus propósitos*” (SERRA *et al.*, 2005, p.19).

De acordo com uma pesquisa entre os empresários campistas e de municípios vizinhos, sobre a atuação da OMPETRO (PIQUET, 2004, p.10), a visão é de uma organização de “*pensamento paroquial e de curto prazo*”, uma vez que “*cuida apenas da defesa dos royalties, não articulando propostas de desenvolvimento envolvendo toda a região*”, sendo também considerada “*defensora cega dos royalties, quando, (segundo opinião do empresário entrevistado), deveria garantir não só a transparência na aplicação dos recursos financeiros recebidos como também incorporar em suas ações as propostas dos empresários locais em lugar de se limitar à atuação dos prefeitos*”.

Do que foi exposto nesta seção, demonstrou-se a necessidade de associar a estrutura de repartição dos *royalties* ao conceito de renda mineral, uma vez que os debates e proposições apresentados valorizavam funções diversas para o critério de rateio das receitas: promover políticas regionais compensatórias, compensar os beneficiários pelos ônus causados pelas atividades de E&P, e dar continuidade ou processo de descentralização fiscal. O *royalty* é renda de escassez: trata-se de uma compensação ao proprietário de seu recurso (ou à sua ordem – distribuição entre as esferas subnacionais pela União, que detém os direitos de propriedade) por seu uso hoje ao invés de no futuro. Contudo, apesar de a União ser a beneficiária dos *royalties*, uma vez que a propriedade do recurso é que define o critério de compensação do *royalty*, ela pode

promover alternativas de crescimento aos territórios que tenham sua dinâmica econômica atrelada às atividades petrolíferas, pagando-lhes uma parte do custo de oportunidade da escassez do petróleo por causa disto.

IV.3 Experiências Internacionais de Distribuição das Receitas Petrolíferas

Nesta seção serão apresentadas algumas experiências internacionais quanto à cobrança e distribuição dos *royalties* do petróleo e do gás natural, como também de outros instrumentos tributários e compensatórios. Estes ensaios, que apresentam as políticas adotadas em diferentes regiões produtoras do mundo, são importantes no sentido que servem de parâmetros para efetuar análises críticas e comparações, permitindo tecer algumas considerações sobre o atual sistema vigente de cobrança e distribuição das Participações Governamentais no Brasil.

A escolha dos países, além da questão da disponibilidade de dados desagregados, procurou valorizar àqueles onde os *royalties* possuíssem uma significativa importância monetária entre as esferas governamentais e onde, conseqüentemente, constituem-se instrumentos para a promoção de políticas públicas.

Cabe alertar que, em alguns estudos de caso, não foi possível efetuar uma avaliação desagregada dos *royalties* das demais receitas petrolíferas arrecadadas em decorrência das atividades de E&P de hidrocarbonetos. Nestes casos, a definição de receita petrolífera inclui, além dos *royalties*, outros tributos, como impostos sobre renda, taxas, entre outros (porém, todos relacionados, exclusivamente, ao segmento *upstream* da cadeia petrolífera).

IV.3.1 Estados Unidos

Os Estados Unidos, depois dos Emirados Árabes e da Rússia, é o terceiro maior produtor mundial de petróleo (6,8 milhões de barris de petróleo diários), e o segundo maior produtor de gás natural (526 bilhões de m³) (BP, 2006). O país possui mais de 500 mil poços produtores de petróleo, sendo a grande maioria campos marginais. Durante 2004, as maiores áreas produtoras foram: Golfo do México (1,5 milhões bpd),

Texas (1,1 milhão bpd – produção *onshore*), Alasca (886 mil bpd); Califórnia (656 mil bpd); Louisiana (228 mil bpd – produção *onshore*), Novo México (176 mil bpd); Oklahoma (171 mil bpd); e Wyoming (141 mil bpd)¹²⁸.

No ano de 2005 foram recolhidos, através do *Mineral Management Service* (MMS), subordinado ao *U.S. Department of The Interior*, cerca de US\$ 6,7 bilhões a título de *royalties*, pagos pelas companhias privadas arrendatárias dos direitos de exploração e produção em campos de propriedade do governo federal. Contudo, o governo federal é apenas um entre o conjunto de beneficiários dos *royalties* neste país.

Nos EUA, a propriedade da terra é extensiva às riquezas minerais do subsolo. Desta forma, o governo federal arrecada *royalties* na proporção da extração de hidrocarbonetos em terras de sua propriedade, ou na plataforma continental¹²⁹. Devido à característica desta combinação entre o direito de propriedade do solo e do subsolo, nos EUA, os estados federados e os proprietários fundiários privados são também beneficiários dos *royalties* incidentes sobre a produção em terra¹³⁰. Já a produção *offshore* distribui *royalties* somente às esferas públicas, sendo a repartição, entre governo federal e estados federados regulada pelos limites divisórios (geralmente de três milhas em relação ao litoral) 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. Os percentuais referentes à cobrança de *royalties* sobre o petróleo e o gás natural são de, no mínimo, 12,5% para a produção em terra (*onshore*) e de 16,67% para a produção na plataforma continental (*offshore*) (API, 2006; CBO, 2000).

Na produção em terra, o arrendatário está sujeito ao pagamento de *royalties* antes mesmo de iniciada a produção. Depois de descoberto o petróleo, mas antes de iniciar a

¹²⁸ Fonte: MINERALS REVENUE MANAGEMENT (2006).

¹²⁹ Cerca de um terço do território americano (761 milhões de acres) são propriedades do governo federal, ou estão sujeitos a seu controle, possuindo cerca de 70 mil contratos de arrendamento federal (SERRA, 2005).

¹³⁰ Onde a propriedade do solo é apropriada privadamente, a exploração dos hidrocarbonetos está sujeita às leis do estado onde o depósito foi encontrado, bem como à legislação federal relacionada à conservação do ar, poluição da água e segurança. Apenas os estados do Alabama, Califórnia, 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 (VAN MEURS, 1997 *apud* SERRA, 2005).

produção, cabe ao 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. Depois de iniciada a produção, o *royalty* passa a ser cobrado como uma percentagem sobre o valor da produção, fixada no contrato de arrendamento (mínimo de 12,5%), não podendo superar a alíquota de 25% para extração de petróleo e de 16,7%, para a extração de gás. No caso da produção na plataforma continental, a alíquota de *royalties* pode ser determinada nos leilões de arrendamento, a partir de ofertas de alíquotas maiores pelos arrendatários pretendentes. Esta alíquota pode estar sujeita a uma escala móvel, diminuindo na proporção da redução do recurso mineral na área arrendada.

Nos EUA, o *royalty* 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 transferidos para uma outra unidade intra-firma, de distribuição ou refino, os preços são determinados pelo *Department of the Interior* (DOI). O cálculo do preço é determinado a partir do conjunto de preços informados pelas firmas (*post price*), ou em função do valor de mercado, definido no mercado futuro, e obtido junto ao NYMEX-Index.

O pagamento dos *royalties* em espécie (*royalty in kind*) constitui uma antiga reivindicação do *American Petroleum Institute* (API, 1998a), com o intuito de sanar eventuais perdas dos produtores e eliminar custos com pendências legais. 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. Desta maneira, o governo pode negociar esta parcela através de leilões públicos, em momento oportuno, ou que para reforce o estoque estratégico federal de petróleo¹³¹.

¹³¹ O DOI, através de sua agência responsável pela sua fiscalização, recolhimento e distribuição dos *royalties* (*Minerals Revenue Management*) vem desenvolvendo vários projetos pilotos de recolhimento dos *royalties* em espécie, observando algumas vantagens em relação ao *royalty in value*, tais como: um ciclo de negócios mais ágil e uma estrutura regulatória simplificada reduzem os custos tanto para as companhias petrolíferas, como para a agência reguladora; 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 e facilidade, ao governo federal, para incremento das reservas estratégicas de petróleo (*Minerals Revenue Management*, 2001, 2005; NORMAN, 2001).

IV.3.1.1 Repartição e Aplicação dos *Royalties* nos Estados Unidos ¹³²

Nos EUA, a repartição dos *royalties*, entre os entes públicos, varia em função da propriedade da terra (federal ou estadual) e pelo tipo de exploração (*onshore* ou *offshore*). Neste segundo caso, a repartição varia segundo a categoria da terra pública e o conjunto de leis à ela aplicado: terras de domínio público, terras adquiridas com propósitos específicos, terras indígenas, terras nativas do Alasca.

As rendas petrolíferas (bônus, *royalties* e aluguéis), advindos dos contratos de arrendamentos federais, são encaminhados para três grandes destinos: o caixa único do Tesouro (*General Fund of the U.S. Department of Treasury*); os fundos com propósitos específicos (administrados por agências federais); os Tesouros dos estados, nos quais se realizam a produção. Este rateio, entre os três destinos apresentados, é diferenciado quanto à localização dos campos, se campos *onshore* ou campos *offshore*.

a) *Royalties* sobre a produção de campos *offshore* (Plataforma Continental)

Os *royalties* incidentes sobre a produção de petróleo e gás, regidos 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 adjacentes à costa).

O rateio dos *royalties*, e demais receitas petrolíferas não tributárias (bônus e aluguéis) são repartidas da seguinte maneira: US\$ 150 milhões, fixos, pagos anualmente para o *National Preservation Fund* (NHPF); US\$ 900 milhões, fixos, pagos anualmente para o *Land and Water Conservation Fund* (LWCF); 27% para os estados costeiros; e o restante permanece na conta do *General Fund of U.S. Department of Treasury* (Tesouro norte-americano).

Conforme visto, os fundos nacionais não recebem uma percentagem fixa dos *royalties*, mas sim uma dotação fixa, cuja última atualização legal destes valores ocorreu no ano

¹³² Esta seção toma como fontes principais os documentos do *American Petroleum Institute*, do *Minerals Revenue Management* e SERRA (2005).

2000 (SERRA, 2005). O *National Preservation Fund*, exclusivamente custeado pelas rendas do petróleo, tem como propósito a expansão e a aceleração do planejamento e das atividades de preservação histórica, promovendo assistência financeira aos governos estaduais e locais para a implementação de políticas afins aos objetivos do fundo, e capitalizando o *National Trust for Historical Preservation*. O *Land and Water Conservation Fund* tem por objetivo auxiliar financeiramente os governos federal, estaduais e locais em suas políticas de aquisição, planejamento e desenvolvimento de áreas de preservação e recreação¹³³.

Aos estados federados, o processo de repartição dos *royalties* incidentes sobre o petróleo extraído da plataforma continental dos EUA destina uma parcela de 27%. Já os governos locais, estes, por sua vez, não são beneficiários dos *royalties* e demais receitas não tributárias, geradas pela atividade petrolífera. Somente, de uma maneira indireta, os governos locais são beneficiados por estes recursos, através da possível assistência financeira oferecida pelos dois fundos (NHPF e LWCF). Como destaca SERRA (2005), esta possibilidade em nada se relaciona com os impactos do segmento de E&P sobre as localidades.

b) Royalties sobre a produção de campos *onshore*

Os *royalties* da produção *onshore* são repartidos e aplicados de maneiras distintas, respeitando a categoria da terra federal (*public domain lands*; terras indígenas; *acquired lands*; terras nativas do Alasca) e das normas legais incidentes sobre elas.

A maior parte das terras federais dos EUA são classificadas como terras de domínio público (*public domain lands*), onde a repartição dos *royalties* é realizada nas seguintes proporções: 50% são destinados ao estado onde se realiza o arrendamento federal (com exceção do Alasca, que se apropria de 90% das receitas dos *royalties onshore*); 40% são destinados ao *Reclamation Fund of U.S. Treasury*, um fundo nacional para a

¹³³ Nota-se que, nos EUA, grande parte dos *royalties* arrecadados com a mineração e extração do petróleo está vinculada à ampliação e conservação do patrimônio ambiental e histórico. Esta vinculação é coerente com a idéia de que os *royalties* constituem venda de patrimônio público e que, desta forma, as receitas arrecadadas devem ser direcionadas para a conservação e ampliação de outras formas de patrimônio público.

recuperação de regiões áridas¹³⁴ (exceto para o Alasca, onde não há vinculação dos *royalties onshore* para este fundo); e 10% para o *General Fund of the U.S. Department of Treasury*, (inclusive para o estado do Alasca).

As rendas petrolíferas oriundas da exploração de petróleo e gás natural 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 um depósito em uma instituição financeira contratada pelas tribos, para receber tais receitas.

Nos EUA, as *acquired lands* compreende as terras federais obtidas através da transferência de titularidade para o governo federal, como resultado da compra, doação, permuta ou pagamento de débitos legais. A repartição e aplicação dos *royalties* são determinadas pela localização e destinação dada a estas terras:

- Nas *Acquired lands* localizadas em florestas nacionais, administradas pelo Departamento de Agricultura, 75% são receitas desvinculadas, destinadas ao Tesouro; e 25% são receitas do estado onde ocorre a produção.
- Nas *Acquired lands* localizadas em savanas nacionais, administradas pelo Departamento de Agricultura, 75% são receitas desvinculadas, destinadas ao Tesouro; e 25% são receitas do governo local (*county*) onde ocorre a produção.
- Nas *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 e 25% são receitas desvinculadas, destinadas ao Tesouro.
- Nas *Acquired lands* de domínio militar, as receitas são integralmente destinadas ao Tesouro, para os contratos de arrendamento anteriores a 1981; e, para os contratos posteriores a 1981, as receitas são distribuídas tal como nas terras de domínio público.

¹³⁴ 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 semi-áridas no oeste dos EUA.

- Nas *Acquired lands* pertencentes ao *National Wildlife Refuge*, as receitas são divididas entre o Tesouro e o governo local (*county*) onde ocorre a produção.
- 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.

Pelo que foi apresentado até então, nota-se que a repartição dos *royalties* devidos pela extração de petróleo e gás natural em terra (*onshore*) possui um maior grau de descentralização que os *royalties* devidos pela exploração de hidrocarbonetos na plataforma continental (*offshore*), além do fato de que a produção *onshore*, quando ocorre em terras estaduais, gera *royalties* exclusivos aos governos estaduais. Para SERRA (2005), esta diferença é coerente com a distribuição da probabilidade de impacto das atividades petrolíferas sobre o território que lhe fornece suporte operacional (maior no continente do que na plataforma continental). Na plataforma continental, a propriedade (estadual) sobre o mar territorial, onde se localiza a produção, não está associada aos impactos da atividade de E&P sobre o território estadual.

À guisa de ilustração, cabe demonstrar o exemplo de distribuição dos recursos petrolíferos no estado americano de Dakota do Norte. Neste estado, o processo de repartição do *Oil and Gas Gross Production Tax* entre o governo estadual e as municipalidades (*county*) é feito em proporções variadas, respeitando-se a presença de um teto móvel (Tabela 4.7). A questão que parece imprimir importância a este teto móvel seria de que uma definição de tetos máximos para os repasses dos *royalties* aos municípios, estabelecidos em função do volume produzido, poderia servir de parâmetro para uma lógica de distribuição mais equânime.

Tabela 4.7 – Repartição do *Oil and Gas Gross Production Tax* entre estados 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: SERRA e PATRÃO (2003).

IV.3.2 América do Sul (Bacia Sub-Andina)

Esta seção realizará um estudo dos mecanismos aplicados e as estatísticas disponíveis sobre a arrecadação e distribuição da renda petrolífera nos quatro países da Bacia Sub-Andina: Bolívia, Colômbia, Equador e Peru, durante o período de 1998 a 2003. Esta análise fundamenta-se sobre o estudo realizado pelo Programa de Assistência à Gestão do Setor de Energia (*World Bank Energy Sector Management Assistance Programme - ESMAP*), do Banco Mundial (WORLD BANK, 2005).

IV.3.2.1 O Panorama do Setor Petrolífero

A importância do setor petrolífero (petróleo e gás natural), em relação ao tamanho total da economia dos quatro países em estudo nesta sub-seção são bem diferentes. Como pode ser visto na Tabela 4.8, a produção de hidrocarbonetos, principalmente petróleo e gás natural, tem uma participação maior no Produto Interno Bruto na Bolívia, alcançando 19,5% em 2002, seguido pelo Equador (com 12,2%), Colômbia (7,2%) e, finalmente, Peru, com 1,4% do PIB. No Equador, a atividade petrolífera responde por aproximadamente 18% das receitas correntes do orçamento nacional equatoriano, enquanto que na Bolívia, Colômbia e Peru, estes percentuais correspondem a 5%, 5%, e 2,4% respectivamente.

Tabela 4.8 – Importância do Setor Petrolífero nas Economias dos Países da Bacia Sub-Andina (2002)

Países	Produção Petrolífera como % do PIB	Exportações de Hidrocarbonetos como % das Exportações Totais	Rendas como % Orçamento Nacional
Bolívia	19,5%	24,1%	5,1%
Colômbia	7,2%	27,8%	5,0%
Equador	12,2%	39,5%	17,9%
Perú	1,4%	5,8%	2,4%

Fonte: WORLD BANK (2005).

Com uma reserva provada de 300 milhões de barris, a Bolívia pode ser classificada como um país com limitadas reservas petrolíferas. Entretanto, desde o final da década de 1990, foram descobertas importantes reservas de gás natural em seu território, acumulando 740 bilhões de metros cúbicos de reservas provadas, a segunda maior da América Latina, atrás apenas da Venezuela (com 4.320 milhões de metros cúbicos de

reservas provadas de gás natural). A produção atual de petróleo é de cerca de 38 mil bpd, enquanto que o consumo gira em torno de 53 mil bpd, tornando, conseqüentemente a Bolívia um importador de diesel e outros produtos refinados (BP, 2006).

A Colômbia apresentou, em 2005, uma reserva provada de petróleo de 1,5 bilhões de barris. Para o mesmo ano, a produção de petróleo foi de 549 mil bpd e seu consumo atingiu 230 mil bpd. As reservas provadas de gás natural alcançaram 110 bilhões de metros cúbicos. Devido ao pequeno investimento no setor de *upstream*, verificou-se um reduzido volume de reservas de petróleo (a título de ilustração, nos anos de 1996 e 1997 não foram feitas descobertas de novas reservas de petróleo. Há somente um aumento substancial no nível das reservas nos anos de 1998, 2002 e 2003) e, adicionalmente, as reservas remanescentes encontram-se em declínio (CAMPOS, 2006).

Em 2003, devido a um processo de reestruturação da indústria de hidrocarbonetos colombiana, foi criada uma agência setorial e modificou-se a forma de contratação para o segmento de *upstream*. Até este período, a estatal ECOPETROL era responsável pela expansão e o controle da indústria petrolífera nacional, exercendo atividades executivas e regulatórias, e a iniciativa privada participava através de contratos de associação, firmados com a companhia estatal. Entretanto, com a criação da Agência Nacional de Hidrocarbonetos (ANH) (cujo objetivo primordial é a administração integral das reservas de hidrocarbonetos de propriedade da Nação colombiana), retirou-se da ECOPETROL suas funções regulatórias. Além de mudanças nas estruturas orgânicas da estatal, e da criação da ANH, criou-se também a *Sociedad Promotora de Energia de Colômbia*, para participar e investir em companhias que tenham atividades relacionadas, direta ou indiretamente, com o setor energético (CAMPOS, 2006).

O Equador apresentou, em 2006, reservas provadas de petróleo da ordem de 5,1 bilhões de barris. A produção de petróleo, neste ano, foi de 541 mil bpd, e o consumo, 148 mil bpd, apresentando um importante excedente exportável de 393 mil bpd (BP, 2006). A indústria petrolífera é muito importante para a economia equatoriana, correspondendo, em 2002, à, aproximadamente, 20% das receitas do governo e por mais de 40% do total de exportações, deixando a economia muito suscetível às flutuações dos preços do petróleo (WORLD BANK, 2005).

A atividade petrolífera se realiza em grande parte pela empresa estatal PETROECUADOR, que atualmente controla a maior parte das reservas do país e responde por cerca de 50% da produção de petróleo. Porém, desde meados da década de 1990, a participação de empresas estrangeiras no setor de upstream vem aumentando. As reservas provadas de gás natural no Equador estão estimadas em 9,8 bilhões de metros cúbicos, o que tem limitado o desenvolvimento da exploração deste hidrocarboneto (WORLD BANK, 2005). Já no Peru, as reservas provadas de petróleo atingiram, em 2005, 1,1 bilhão de barris, e as de gás natural, 330 milhões de metros cúbicos. A produção de petróleo neste país, que vinha decrescendo desde o final da década de 1980 até o ano de 2004, apresentou ligeiro crescimento, alcançando uma média de 111 mil bpd¹³⁵, insuficientes para suprir a demanda nacional de 139 mil bpd (BP, 2006).

IV.3.2.2 O Processo de Descentralização Fiscal

As participações das regiões e estados nos repasses dos *royalties* petrolíferos, na Bolívia, Colômbia e Peru, iniciaram-se nos anos de 1972, 1974 e 1976, respectivamente, enquanto que no Equador, o processo foi implementado através da empresa petrolífera estatal CEPE (que, posteriormente, tornou-se PETROECUADOR). O processo de descentralização administrativa e fiscal dos países ocorreu posteriormente. A Colômbia é o país onde o processo se iniciou há mais tempo (1986), enquanto que o Peru foi o último país a iniciar o processo de descentralização, em 2002. Na Bolívia e Equador, o processo iniciou-se em 1994 e 1997, respectivamente.

O balanço do processo de descentralização varia em cada um dos países analisados da Bacia Sub-Andina. De acordo com o relatório do Banco Mundial (WORLD BANK, 2005), constatou-se que, na Bolívia, houve notáveis avanços, principalmente a partir de

¹³⁵ Parte deste crescimento pode ser explicada pelas medidas adotadas, pelo governo peruano, para elevar as reservas de petróleo. Dentre estas medidas, estão alívios das alíquotas de *royalties* para campos marginais e campos recentes. Nos campos marginais, reduziu-se a alíquota de 30%, até um mínimo de 13,5%. Para os novos campos, criaram-se duas metodologias de cálculo: a *Metodología por Escalas de Producción* e a *Metodología por Resultado Económico (RRE)*. Na primeira, aplica-se a alíquota de acordo com a produção em uma determinada área, segundo os seguintes níveis: para produção abaixo de 5 mil bpd, um *royalty* de 5%; entre 5 mil bpd e 100 mil bpd, *royalty* entre 5% e 20% (negociáveis); acima de 100.000 bpd, *royalty* de 20%. No RRE, aplica-se a fórmula $RRE = \text{Royalty fixo (5\%)} + \text{Royalty variável}$, sendo este *royalty* variável calculado sobre a base das receitas acumuladas sobre as despesas acumuladas (tendo como *royalty*-base a alíquota de 1,15%).

1996, quando se promulgaram as Leis n.º 1.551 de Participação Popular de 1994 e a Lei n.º 1.654 de descentralização Administrativa de 1995. Na Colômbia, o processo apresentou avanços a partir do momento em que foi implementado (em 1986), porém nos últimos anos, surgiram problemas ligados à violência política e corrupção, que levaram à uma tendência de “recentralização”. No Equador, houve poucos avanços e o processo ainda encontra problemas para sua efetivação. No Peru, apesar de iniciado à pouco tempo (2002), o processo de descentralização já originou governos regionais e suas respectivas transferências de recursos.

IV.3.2.3 A Arrecadação da Renda Petrolífera

Tanto na Bolívia, quanto na Colômbia, existe uma única agência designada para arrecadar e distribuir os *royalties* (embora que, na Colômbia, atualmente, além da ECOPETROL, a *Comisión Nacional de Regalias* também é uma agência de distribuição dos *royalties*¹³⁶). No Equador, duas agências são responsáveis pela arrecadação e distribuição dos *royalties* (o Banco Central do Equador – BCE – e a PETROECUADOR). No Peru, a responsável pela arrecadação é a agência estatal PERUPETRO, mas o responsável pela distribuição das receitas é o Ministério de Economias e Finanças (MEF). Entretanto, o MEF designa a PERUPETRO para distribuir os repasses entre os organismos regionais e locais que recebem *royalties* da exploração de petróleo e do gás natural (WORLD BANK, 2005).

Não se identificam, *a priori*, aspectos que justifiquem a preferência por uma única agência ser a responsável pela arrecadação e distribuição das receitas dos *royalties*, como é o caso da Colômbia, Peru e Bolívia. Entretanto, a existência de uma única agência, responsável pelas tarefas de arrecada e distribuir os *royalties*, pode ser considerado um processo mais eficiente do que ter duas agências para realizar cada tarefa, uma vez que, com uma única agência, os custos administrativos são menores e há uma maior transparência e acesso às informações.

¹³⁶ Na Colômbia, a agência encarregada da arrecadação é, em parte, responsável pela distribuição. A ECOPETROL é um agente arrecadador que distribui diretamente 68% dos *royalties* aos estados, municípios e localidades produtoras. A parcela restante (32%) é entregue ao *Fondo Nacional de Regalias*, que distribui as receitas de acordo com a lei vigente. Portanto, na Colômbia, existe apenas um a agência de arrecadação (ECOPETROL) e dois agentes responsáveis pela distribuição dos *royalties* (ECOPETROL e *Fondo Nacional de Regalias*).

Na Colômbia, os *royalties* estão estabelecidos na Constituição e é ratificado por leis específicas. Na Bolívia, Equador e Peru, os *royalties* são estabelecidos por lei. A Tabela 4.9, abaixo, apresenta as bases constitucionais e/ou legais dos *royalties* nos quatro países da Bacia Sub-Andina, em análise:

Tabela 4.9 – Base Constitucional e/ou Legal dos *royalties*

Países	Constituição	Leis	Modalidades
Bolívia	Não	Lei n.º 1.689/96	% da receita bruta (18%)
Colômbia	Sim, Art. 360	Lei n.º 756/02	% da receita bruta (8% - 20%)
Equador	Não	Lei n.º 1978, revisada	% da receita bruta (12,5% - 18,5%)
Peru	Não	Lei n.º 26.221/93	% da receita bruta (5%-20%)

Fonte: WORD BANK (2005).

Ao analisar a renda petrolífera de modo agregado¹³⁷, os países em estudos podem ser divididos em função do total de receita auferida. O primeiro grupo é composto pelo Equador e Colômbia, com rendas superiores a US\$ 1 bilhão por ano; e o segundo grupo, é composto pela Bolívia e Peru, com rendas bem inferiores àquelas do primeiro grupo (em torno de US\$ 200 milhões anuais). No Equador, Bolívia e Peru, cerca de 85% das arrecadações são provenientes dos *royalties* pagos pelas companhias petrolíferas. Na Colômbia, o percentual de *royalties* na composição total da receita é menor (por volta de 62%). Os pagamentos de patentes (isto é, direitos de superfície), atingem o valor mais elevado na Bolívia, representando 4% do total, conforme apresentado na Tabela 4.10, abaixo.

¹³⁷ Considera-se, para a análise em questão, como renda petrolífera a soma de todas as receitas recebidas pelo Estado, em função da atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos. Estas receitas são oriundas de diferentes fontes, sendo as mais importantes os *royalties* e o imposto de renda, pagos pelas empresas exploradoras; contribuições sociais; pagamentos de patentes, além de pagamentos específicos de cada cidade (excluem-se os impostos e lucros gerados pelas atividades de *downstream*).

Tabela 4.10 – Média das Rendas Petrolíferas arrecadadas por país (1998-2002)

Itens	Bolívia		Colômbia		Equador		Peru	
	(US\$ milhões)	%						
Royalties e Participações	151,1	85	688,4	62	1.149,8	85	189,2	86
Imposto de Renda	11,5	6	403,7	36			29,2	13
Contribuições Sociais			17,5	2			0,2	0
Patentes e Penalidades	15,6	9	1,6	0				
Prog. de Capacitação							1,4	1
Outros ¹					199,9	15		
Total	178,2	100	1.111,2	100	1.349,7	100	220,0	100

1- Corresponde ao *Fondo de Estabilización Petrolera*, do Equador.

Fonte: WORLD BANK (2005).

IV.3.2.4 A Distribuição da Renda Petrolífera entre os Países da Bacia Sub-Andina

Nos países analisados, nota-se uma tendência à descentralização da administração dos recursos entre as esferas de governo subnacionais, não ocorrendo, contudo, de maneira homogênea. Na Bolívia, a participação do governo central caiu de 64,7%, em 1998, para 58,5%, em 2002. Entretanto, com a nova Lei de Hidrocarbonetos, que passou a vigorar a partir de 2005, este percentual provavelmente já deve apresentar um acréscimo¹³⁸.

Na Colômbia, o percentual de participação do governo central aumentou de 43,2% em 1997, para 45,0% em 2002, em função de maiores taxas de imposto de renda e da redução das alíquotas de *royalties* (cuja destinação é descentralizada). No Equador, a parcela destinada ao governo central é a maior entre as quatro nações analisadas, apresentando, em 2003, um percentual de 95,6%. Tal fato demonstra que, apesar de um sistema de arrecadação bem concebido, a distribuição de renda petrolífera não se destina a governos regionais e/ou municipais, mas sim à instituições (ou agências) responsáveis por projetos específicos. Finalmente, no Peru, a parcela destinada ao governo central perfaz um percentual de 55,3% (2003), no entanto, esta pode vir a diminuir no médio prazo, conforme aumente a produção de gás natural, pois elevará consideravelmente a arrecadação descentralizada dos *royalties*.

¹³⁸ Desde o dia 19 de maio de 2005, aprovada pelo Congresso Boliviano, está em vigor, na Bolívia, a nova Lei de Hidrocarbonetos n.º 3.058, a qual revoga a antiga Lei de Hidrocarbonetos n.º 1.689/96. A nova lei estabelece, entre outros pontos, uma maior carga tributária para as empresas do setor, através de uma porcentagem de 18% de *royalties* e do Imposto Direto sobre a Produção de Hidrocarbonetos (IDPH) de 32%, a ser aplicado de forma direta (e não dedutível), sobre 100% da produção, os quais se somam aos impostos vigentes através da Lei n.º 843. Até então, a Bolívia aplicava 38% em impostos e *royalties* sobre a produção. Este foi um dos principais fatores da queda do então presidente Carlos Mesa, que apresentou resistência em aprovar a nova lei, a fim de não quebrar contratos pré-estabelecidos com empresas petrolíferas multinacionais. Mesa se recusou a sancionar a lei, devolvendo-a ao Congresso, que se encarregou de promulgá-la.

A Tabela 4.11, abaixo, resume o comportamento da distribuição das rendas petrolíferas originadas exclusivamente no segmento *upstream* da cadeia do petróleo e gás natural boliviano, entre os beneficiários diretos (determinados por lei), durante o período de 1998 à 2002: o Tesouro Nacional (*Tesoro General de la Nación* – TGN); a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolívia* (YPFB), as prefeituras departamentais, municípios e universidades.

Tabela 4.11 – Estrutura de distribuição das rendas petrolíferas na Bolívia (1998-2002)

Destino	1998		1999		2000		2001		2002	
	(US\$ milhões)	%								
YPFB	14,6	9,09	12,0	8,9	10,5	4,67	13,4	5,1	10,7	5,3
TGN	103,9	64,7	82,5	61,2	144,3	64,2	166,3	62,9	117,8	58,5
Prefeituras	34,8	21,7	34,0	25,2	62,3	27,7	71,9	27,2	68,1	33,8
Municípios	5,8	3,61	5,1	3,78	6,1	2,71	10,3	3,9	3,8	1,9
Universidades	1,5	0,93	1,3	1,0	1,5	0,67	2,6	1,0	0,9	0,4
Total	160,6	100	134,9	100	224,7	100	264,5	100	201,3	100

Fonte: Ministério da Fazenda *apud* WORLD BANK (2005).

De acordo com a lei em vigor, uma parcela dos recursos destinados diretamente ao Tesouro Nacional (TGN), são repassados indiretamente aos Departamentos¹³⁹ (nove prefeituras e 314 Municípios), através das receitas destinadas à educação e saúde, e através dos fundos de desenvolvimento para programas sociais e projetos de infraestrutura. Dos US\$ 7,2 milhões arrecadados diretamente, em 2002 (prefeituras, Municípios e universidades), pelos nove Departamentos, a distribuição apresentou os seguintes percentuais: La Paz 1,4%; Cochabamba 25,7%; Santa Cruz 32,9%; Tarija 26,6%; Oruro 0,23%; Potosi 0,42%; Chuquisaca 4,6%; Beni 5,5%; Pando 2,7%.

Pela Figura 4.2, a seguir, visualiza-se um desequilíbrio nos repasses, entre os Departamentos, dos *royalties* (os quais se constituem na fonte principal dos benefícios diretos aos Departamentos), como resultado da produção de hidrocarbonetos. A legislação estabelece que, dos 12% dos *royalties* destinados aos Departamentos produtores, 11% é distribuído diretamente às Prefeituras dos Departamentos produtores

¹³⁹ Departamentos são as principais divisões administrativas de alguns países, como Bolívia, Paraguai, Colômbia, França e Uruguai. São estabelecidos pelo governo central, que exerce sua autoridade através de um prefeito.

(Santa Cruz, Tarija, Cochabamba e Chuquisaca) e 1%, destina-se às Prefeituras dos Departamentos de Beni e Pando, na proporção de 2/3 e 1/3, respectivamente.

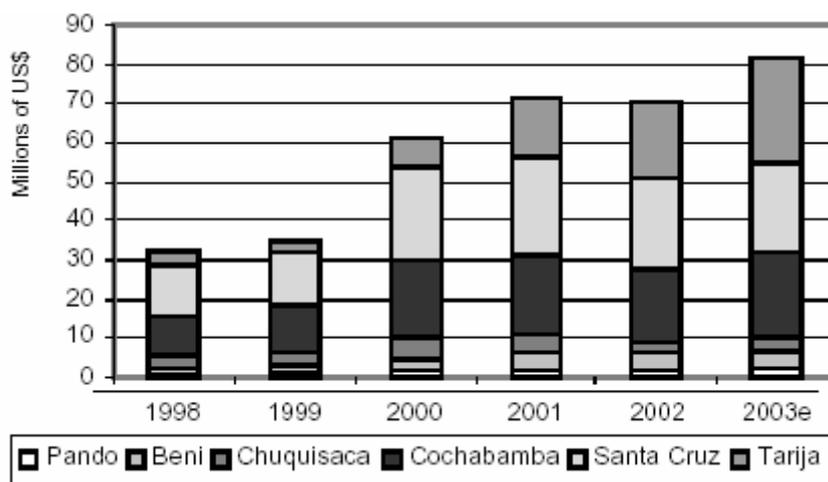


Figura 4.2 – Bolívia: distribuição dos royalties entre os Departamentos (1998 – 2003)

Fonte: WORLD BANK (2005).

Visando mitigar este desequilíbrio nos repasses dos royalties entre os Departamentos, criou-se o *Fondo de Compensación Departamental*, o qual determina que os Departamentos com arrecadação *per capita* de royalties inferior à média nacional recebam uma transferência compensatória, por parte do Tesouro Nacional (TGN). A renda desta transferência compensatória é obtida através do Imposto Especial dos Hidrocarbonetos (IEHD). Os Departamentos beneficiados, no ano de 2002, foram La Paz (73%); Potosí (21%), Chuquisaca (4%) e Oruro (2%).

Contudo, apesar da existência deste fundo, e devido às crescentes exigências de recursos do Tesouro Nacional (TGN) para financiar projetos e programas nacionais, existem diversos conflitos entre os Departamentos produtores e não-produtores, e entre Municípios dentro de um mesmo Departamento, além de exigências por parte das comunidades indígenas, o que traduz a necessidade de avanços na legislação sobre o sistema de transferências intragovernamentais.

Na Colômbia, os beneficiários dos repasses das rendas petrolíferas incluem o governo central, os departamentos e municípios localizados em zonas produtivas e não-produtivas, ao Fundo Nacional de Royalties (*Fondo Nacional de Regalias - FNR*) e

fundos destinados a auxílios sociais. Em 2002, 45% dos repasses foram para o governo central, enquanto que o percentual restante (55%) foi distribuído de maneira descentralizada, conforme demonstra os dados da Tabela 4.12:

Tabela 4.12 – Colômbia: distribuição das rendas e royalties petrolíferos entre beneficiários (1998 – 2002)

Destino	1998		1999		2000		2001		2002	
	(US\$ milhões)	%								
Governo Central	220,5	31,3	180,5	20,0	406,5	29,9	646,2	47,4	540,9	45,0
Departamentos produtores	174,5	24,7	233,2	25,8	383,1	28,2	336,3	24,7	295,2	24,6
Departamentos não-produtores			33,0	3,7	26,0	1,9	0,0	0,0	5,9	0,5
Municípios produtores	65,7	9,3	95,6	10,6	149,7	11,0	178,2	13,1	165,6	13,8
Municípios não-produtores	43,3	6,1	62,2	6,9	34,3	2,5	0,7	0,1	1,6	0,1
Corporação	1,1	0,2	1,4	0,2	1,9	0,1	1,4	0,1	1,5	0,1
Fundos de investimento	9,2	1,3	11,8	1,3		0,0		0,0		0,0
Fundo Nacional de <i>Royalties</i>	163,4	23,2	266,1	29,5	337,6	24,9	193,4	14,2	177,5	14,8
Auxílio social	27,9	4,0	19,6	2,2	19,4	1,4	7,1	0,5	13,6	1,1
Total	705,6	100	903,4	100	1.358,5	100	1.363,3	100	1.201,8	100

Fonte: Ministério da Fazenda *apud* WORLD BANK (2005).

Os *royalties*, na Colômbia, dentre as diferentes modalidades contratuais existentes, são arrecadados, principalmente, pela empresa estatal ECOPETROL, em espécie (*royalty in kind*), a qual é responsável pela venda do produto no mercado. De maneira semelhante, com os repasses efetuados pelo Ministério das Minas e Energia, a estatal faz os pagamentos correspondentes aos diferentes agentes territoriais e envia o excedente dos *royalties*, que não foram alocados à estes agentes territoriais, ao Fundo Nacional de *Royalties* (FNR).

As regras de distribuição dos *royalties* na Colômbia é uma das mais precisas e detalhadas entre os países analisados. A partilha é realizada através de um critério de escalonamento, o qual toma por base a quantidade média de barris diários produzidos por cada município ou distrito. A lógica deste critério de distribuição é de evitar que nos casos de localidades detentoras de grandes reservas, um considerável volume de recursos repassados acabe por se concentrar em algumas poucas regiões, provocando desequilíbrios de arrecadação. Desta forma, de maneira a exemplificar o que foi exposto, para as localidades onde a produção média de petróleo situa-se entre zero a 100 mil bpd, a distribuição dos *royalties* ocorre da seguinte maneira: 47,5% aos departamentos produtores; 12,5% aos municípios produtores; 8% aos municípios (ou distritos) portuários; 32% para o Fundo Nacional de *Royalties* (FNR).

Entretanto, mesmo apresentando um sistema de distribuição bem estruturado, isto não evitou que a partilha das receitas petrolíferas criassem um efeito deletério sobre a estabilidade macroeconômica da Colômbia, induzindo alguns governos locais a contraírem débitos além da sua capacidade de pagamento. Diversas esferas subnacionais de governo estiveram próximas da falência e, em 2000, sete províncias e dois municípios tiveram que reestruturar seus débitos. Ademais, a distribuição das receitas petrolíferas acaba por favorecer alguns ricos governos subnacionais produtores de petróleo, agravando as disparidades regionais (AHMAD e BAER, 1997 *apud* AHMAD e MOTTU, 2003).

No Equador, as rendas petrolíferas arrecadadas pela PETROECUADOR e pelo Banco Central do Equador, foram desagregadas em quatro setores: governo central, instituições beneficiárias, fundos (especialmente o *Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público* – FEIREP, que tem por objetivo promover a o pagamento da dívida pública externa e gerenciar as receitas petrolíferas destinadas às áreas de educação e saúde), e agências de participação descentralizadas (quais sejam: *Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico del Ecuador*; rendas substitutivas para as províncias de Napo, Esmeraldas e Sucumbios; Fundo de Desenvolvimento das Províncias da Região Amazônica).

A principal destinação é para o governo central, o qual distribui as receitas a outras entidades, de acordo com critérios estabelecidos em Lei e Decretos emitidos pelo Poder Executivo. A contribuição do setor petrolífero ao orçamento geral do país é significativa (por volta de 28%). Já as instituições beneficiárias são formadas por uma vasta gama de instituições, cuja regulação e participação é muito complicada de se estabelecer, devido à complexidade da legislação equatoriana. Porém, cabe citar que, desde 2003, as forças armadas deixaram de receber os repasses das rendas petrolíferas.

A tabela seguinte (Tabela 4.13), mostra a distribuição das receitas petrolíferas entre 1998 e 2002. Com respeito à estrutura, pode-se notar que o governo central obteve uma participação de 82% em 2002, sendo o FEIREP o segundo maior beneficiário, com 9,7% do total.

Tabela 4.13 – Equador: distribuição das receitas petrolíferas, em US\$ milhões, segundo beneficiários (1998-2002)

Destino	1998		1999		2000		2001		2002	
	(US\$ MM)	%	(US\$ MM)	%	(US\$ MM)	%	(US\$ MM)	%	(US\$ MM)	%
Governo Central	906,0	97,9	716,0	71,1	1.120,0	69,3	1.256,0	86,8	1.324,0	82,8
Participação descentralizada										
ECORAE			1,7	0,2	38,5	2,4	35,8	2,5	48,1	3,0
Rendas subst. Napo, Esmeraldas e Sucumbios			0,5	0,0	5,6	0,3	3,0	0,2	3,6	0,2
Lei n.º 122			0,2	0,0	2,3	0,1	2,5	0,2	6,1	0,4
Prov. Napo, Esmeraldas e Sucumbios	0,4	0,0	0,8	0,1	1,1	0,1	1,1	0,1	1,2	0,1
Fundos - FEIREP	2,0	0,2	251,0	24,9	317,0	19,6	54,0	3,7	155,0	9,7
Outros	16,6	1,8	37,2	3,7	131,9	8,2	93,9	6,5	60,8	3,8
Total	925,0	100	1.007,4	100	1.616,4	100	1.446,3	100	1.598,8	100

Fonte: WORLD BANK (2005).

O Instituto para o Ecodesenvolvimento Regional Amazônico (ECORAE) é um órgão responsável pelo planejamento e fomento do desenvolvimento humano sustentável na Região da Amazônia Equatoriana. A lei que regulamenta o ECORAE determina que 30% deste fundo sejam distribuídos para os Distritos da Região Amazônica, 60% para os Municípios da Região Amazônica e os 10% restantes, destinam-se a um Fundo Regional, administrado pelo Instituto ECORAE.

Os fundos das Rendas Substitutivas para as províncias de Napo, Esmeraldas e Sucumbios, são oriundos do pagamento de US\$ 0,05 por barril de petróleo transportado pelo Oleoduto Transequatoriano SOTE, devendo as companhias depositar este valor no Banco Central, que é o encarregado de transferir os recursos às respectivas províncias. Apresenta-se aqui, mais uma vez, a idéia da necessidade de uma compensação para as localidades atingidas pelas atividades petrolíferas. De acordo com a Lei n.º 40/89 (*apud* WORLD BANK, 2005, p.86):

“Em todas las provincias señaladas (Napo, Esmeraldas e Sucumbio) se explota, transporta y refina el petróleo y su comercialización há nutrido de ingresos al presupuesto nacional para la ejecución de obras que han beneficiado al país, por lo que es obligación del Estado compensar a estas provincias com rentas que por derecho lês corresponde para impulsar y atender el desarrollo integral y sostenido de sus habitantes”.

No mesmo sentido, o Artigo n.º 240 da Constituição dispõe que o Estado dará prioridade ao desenvolvimento sustentável e preservação ambiental a fim de garantir a biodiversidade nas províncias amazônicas e, que adotará políticas para compensar localidades menos desenvolvidas, além de fortalecer a soberania nacional.

Finalmente, a Lei n.º 122 (*Ley de Fondos de Desarrollo de las Provincias Orientales*) foi criada a partir de um tributo (que varia entre 2,5% e 4,5%) incidente sobre o total do faturamento da PETROECUADOR, ou de suas companhias afiliadas de serviços, dentro da jurisdição de cada província amazônica. Os valores arrecadados são depositados mensalmente numa conta especial (denominada *Fondo de Desarrollo de las Provincias de Sucumbios, Napo, Morona, Santiago y Zamora Chinchipe*), criada no Banco Central do Equador. As receitas que estes organismos seccionais obtêm, por força da Lei, se destinam exclusivamente à obras de infra-estrutura urbana e rural.

No Peru, os principais beneficiários das rendas petrolíferas são: o governo central; as regiões, municípios e universidades que recebem uma parcela dos *royalties* (Canon¹⁴⁰); e uma pequena parcela é destinada ao apoio social e à capacitação (CAREC). Em 2003, 55% das receitas destinaram-se ao governo central e os 45% restantes foram distribuídos de maneira descentralizada entre os beneficiários. As rendas petrolíferas arrecadadas pelo governo central são compostas pelos *royalties* e pelo imposto de renda pago pelas empresas produtoras de petróleo, além de uma parcela paga pela PERUPETRO, a agência estadual incumbida de negociar os contratos petrolíferos¹⁴¹.

Tabela 4.14 – Peru: distribuição das receitas petrolíferas (do setor *upstream*), em US\$ milhões, segundo beneficiários (1998-2002)

Destino	1998		1999		2000		2001		2002		2003	
	(US\$ MM)	%										
Governo Central	58,2	52,0	121,3	61,2	206,6	63,6	116,7	54,9	148,1	58,5	143,0	55,3
Canon	51,6	46,1	74,9	37,8	116,5	35,9	94,8	44,6	103,8	41,0	114,7	44,3
Apoio Social	0,3	0,3	0,4	0,2	0,3	0,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
CAREC	1,8	1,6	1,5	0,8	1,3	0,4	1,1	0,5	1,1	0,4	1,1	0,4
Total	111,9	100	198,1	100	324,7	100	212,6	100	253,0	100	258,7	100

* n.d. - não disponível.

Fonte: WORLD BANK (2005).

¹⁴⁰ As regiões produtoras de petróleo do Peru, que recebem *royalties* (conhecidas por Canon) são: Loreto, Ucayali, Piura e Tumbes, além das províncias produtoras de Puerto Inca e Cusco (que passou a receber *royalties* do gás natural produzido na região da Camisea). Estes *royalties* distribuídos destinam-se, de acordo com a Lei, aos Governos Regionais, Governos Locais e Universidades da região.

¹⁴¹ Cabe assinalar que, no Peru, os *royalties* pagos pelas empresas petrolíferas são variáveis, pois dependem da negociação individual de cada contrato.

Assim como na Bolívia, os *royalties*, que são distribuídos às regiões produtoras, vão para um caixa único, juntamente com outras transferências do Tesouro Público destinadas a estas regiões. No entanto, as Regiões e Municípios realizam uma contabilidade que determina, especificamente, quais são os gastos correntes e os projetos de investimentos, nos quais os *royalties* são utilizados, possibilitando uma averiguação e mensuração seus impactos sociais e econômicos.

IV.3.3 Nigéria

A Nigéria, o maior produtor de petróleo da África Sub-Saariana, é uma ilustração clássica do “paradoxo da abundância”¹⁴². Rica em reservas provadas de petróleo (aproximadamente 35,9 bilhões de barris, em 2005) e tendo arrecadado aproximadamente US\$ 340 bilhões nos últimos quarenta anos com receitas petrolíferas, a sua produção, em 2005, alcançou 2,6 milhões de barris diários (BP, 2006). O país é o maior exportador para a Europa Ocidental e Estados Unidos. A maior parte das reservas nacionais se localiza ao longo da costa do país, próximo ao Rio Delta¹⁴³.

A atual aspiração de elevar sua produção de petróleo tem levado a Nigéria à disputas internas na OPEP, já que, frequentemente, excede sua cota de produção na organização. Apesar de a OPEP ter aumentado a cota do país em três oportunidades, em 2004 a companhia petrolífera estatal do país, a *Nigerian National Petroleum Company* (NNPC) anunciou que vem sofrendo pressão das companhias multinacionais para abandonar a organização. Elas vêem sua cota de produção de petróleo na OPEP como o principal obstáculo para o crescimento da sua produção de petróleo (PIMENTEL, 2006).

¹⁴² O “Paradoxo da Abundância” é a maneira pela qual alguns autores utilizam para denominar as situações na qual um país, rico em jazidas minerais, e com grandes benefícios econômicos decorrentes das atividades produtivas, não conseguem promover o desenvolvimento e, ao invés de reduzir a pobreza e as desigualdades, acaba por agravá-las. A Nigéria, por exemplo, que recebeu mais de US\$ 300 bilhões em receitas petrolíferas nos últimos vinte e cinco anos, tem um rendimento *per capita* de menos de US\$ 1 por dia. Surpreendentemente, em termos de indicadores sociais básicos, a Nigéria tem uma execução pior que a da África Sub-Saariana como um todo, assim como em relações a outras nações do mundo em vias de desenvolvimento (GARY e KARL, 2003).

¹⁴³ A costa oeste da África compete diretamente com o Brasil, sobretudo porque há registros de muitas descobertas expressivas. Mas naquela região há riscos maiores, já que os países são politicamente mais instáveis (BARBOSA, 2001b).

A receita oriunda das atividades petrolíferas corresponde a 83% da renda governamental federal, mais que 95% do total de exportações e equivalem a, aproximadamente, 40% do PIB (GARY e KARL, 2003). Contudo, apesar da riqueza proporcionada pelo petróleo, mais de 70% da população vive com menos de um dólar por dia, 43% não têm acesso a saneamento básico e a mortalidade infantil é uma das maiores do mundo. Má administração pública, corrupção, e a excessiva dependência da indústria do petróleo estão entre as principais causas da má performance e do crescimento das desigualdades no país (GARY e KARL, 2003).

No entanto, mais recentemente, a Nigéria apareceu para o cenário mundial como um país que se moveu da ditadura para a democracia, iniciando importantes reformas econômicas. Desde que obteve a sua independência da Grã-Bretanha, em 1960, o país vinha sendo controlado, durante vinte e oito anos, por sucessivos governos militares. Porém, em 1999, o governo, eleito democraticamente, de Olusegun Obasanjo, assumiu o poder no país, sendo reeleito em maio de 2003. A nova administração do presidente Obasanjo está empenhada num programa de reforma econômica do país, iniciado em 2004, tendo como foco a redução da pobreza e a promoção do desenvolvimento humano, através de reformas do governo e das instituições, no crescimento do setor privado não-petrolífero, e na implementação de um contrato social (ECONOMIST, 2006). Já a política energética do país tem por objetivo aumentar suas bases de reserva e a produção de petróleo, permitir uma maior participação do setor privado em todas as cadeias da indústria petrolífera (através de incentivos fiscais) e aumentar, razoavelmente, o seu *market share* na venda de petróleo e derivados, além de se tornar auto-suficiente em refino de petróleo (PIMENTEL, 2006).

As receitas do governo nigeriano são auferidas por meio da companhia de petróleo nacional NNPC¹⁴⁴, que recebe aproximadamente 57% do petróleo bruto e exporta a maior parte deste. As receitas da venda do petróleo da NNPC são depositadas no Banco Central da Nigéria (*Central Bank of Nigeria* – CBN), sendo repartida pelos três níveis de governo, de acordo com o estipulado pela constituição. De acordo com GARY e

¹⁴⁴ A NNPC, *holding* constituída por várias empresas subsidiárias, é uma companhia petrolífera verticalmente integrada, com atividades como: prospecção; produção e refino do petróleo; oleodutos e terminais de armazenamento; gás; petroquímicos. Opera acordos de *joint ventures* com ações compartilhadas junto à companhias de petróleo multinacionais, atuando como sócio majoritário, enquanto as demais companhias atuam como operadoras (GARY e KARL, 2003).

KARL (2003), muitas vezes esta repartição não é realizada corretamente, conforme demanda a legislação, devido à falta de instrumentos e regras de estabilização fiscal, ausência de prestação de contas, ou ainda, pouca transparências nas transações.

As receitas do petróleo e do gás natural explorados provêm dos rendimentos brutos da NNPC, a partir das exportações do petróleo e do imposto de lucro petrolífero (*Petroleum Profit Tax – PPT*), que corresponde ao imposto de renda, incidindo na receita bruta, deduzida do *cost oil e royalties*.

A tarifa de PPT é de 85%; a alíquota dos *royalties* é de 20% para exploração *onshore*, e de 0% a 18,5% na exploração *offshore* (com variação da alíquota segundo a profundidade da jazida explorada). A distribuição destas receitas é realizada da seguinte maneira: 48,5% para o Governo Federal; 24% para os estados e 20% para os governos locais. Os 7,5% restantes são atribuídos à fundos especiais (GARY e KARL, 2003).

Com o aparecimento do setor petrolífero na Nigéria, no final da década de 1960, ocorreu o fenômeno da Doença Holandesa: uma taxa de câmbio sobrevalorizada prejudicou seriamente os setores agrícolas e industriais, que permaneceram ineficientes e fracos. Vários planos de desenvolvimentos foram lançados nas últimas décadas e depois abandonados, devido ao declínio das reservas petrolíferas. Esta deteriorização foi acompanhada por uma decadência política e aumento da violência, principalmente no Delta do Níger, onde a maior parte do petróleo é produzida.

Ademais, as companhias petrolíferas tornaram-se alvos para as comunidades, que alegam serem poucos os benefícios das verbas pagas ao governo federal, estadual e local. Estas comunidades requerem um maior controle sobre as reservas minerais presentes em seus territórios e exigem que a fórmula sobre a qual é calculada a distribuição das receitas petrolíferas lhes seja favorável, apoiando-se no princípio da

derivação¹⁴⁵. Críticas referentes à danos ambientais e violações de direitos humanos, também estão presentes, responsabilizando, em parte, as multinacionais petrolíferas por estes problemas. Por isso, a segurança tornou-se uma grande preocupação (GERY e KARL, 2003).

Como resultado do aumento dos conflitos, o governo nigeriano mudou sua estratégia. Para acalmar as populações locais nas áreas produtoras de petróleo, a Constituição de 1999 determina que seja pago, pelo menos, 13% das receitas petrolíferas ao estado onde o petróleo é produzido. O Artigo 162 estabelece que:

“The President, upon the receipt of advice from the Revenue Mobilization Allocation and Fiscal Commission, shall table before the National Assembly proposals for revenue allocation from the Federal Account, and in determining the formula, the National Assembly shall take into account, the allocation principles, especially those of population, equality of States, internal revenue generation, land mass, terrain, as well as population density”.

“Provided that the principle of derivation shall be constantly reflected in any approved formula as being not less than thirteen percent of the revenue accruing to the Federation Account directly from any natural resources¹⁴⁶” (UDEH, 2002, p.3).

O governo federal começou a realizar os pagamentos (de acordo com a Constituição de 1999) em 2000, embora as quantias recebidas não tenham alcançado o percentual estipulado. Os estados receberam, aproximadamente, US\$ 120 milhões em 1999, e, em 2001, já alcançavam a cifra de US\$ 1 bilhão. Porém, devido à problemas de falta de transparência e má gestão, presentes nas três esferas de governo, os repasses acabam não chegando ao seu destino final.

¹⁴⁵ Ou seja, as receitas petrolíferas devem ser distribuídas para as localidades de onde o petróleo é extraído. Desde a independência da Nigéria, em 1960, o país enfrenta problemas relacionados à distribuição das rendas petrolífera. Os critérios para estabelecimento da metodologia possuíam duas vertentes: a primeira pelo critério da “derivação”, ou seja, as rendas seriam alocadas tomando-se por base a quantidade de petróleo “derivada” (ou seja, originária, extraída) de determinado território. O segundo critério era o princípio da necessidade: as receitas seriam distribuídas, conforme as necessidades de cada esfera, baseando-se em critérios como população e nível de desenvolvimento em determinadas regiões, buscando um equilíbrio sócio-econômico (OGUINE, 2000).

¹⁴⁶ Esta lei é, para o autor (UDEH, 2002), um claro reconhecimento que as áreas produtoras de petróleo devem ser apropriadamente compensadas pela poluição e degradação ao meio-ambiente, ocasionada pela produção de petróleo.

A forma de distribuição das receitas na Nigéria está retratada na Figura 4.3, seguir. A distribuição vertical dos recursos destina ao Governo Federal 48,5%; aos Estados 24%; aos Governos Locais 20%; e, para o Fundo Especial 7,5%. A distribuição horizontal é realizada estabelecendo as alíquotas segundo os critérios: Igualdade (*Equality*) 40%; População 30%; Fator de Desenvolvimento Social 10%; Área Territorial 10%; Receitas Geradas Internamente (*Internal Generated Revenue*) 10%. Somente as receitas coletadas pela esfera federal é que estão sujeitas ao acordo de repartição de receitas. Os governos estaduais e locais mantêm integralmente as receitas internas que foram capazes de arrecadar, excluindo a parcela das rendas coletadas pela esfera federal.

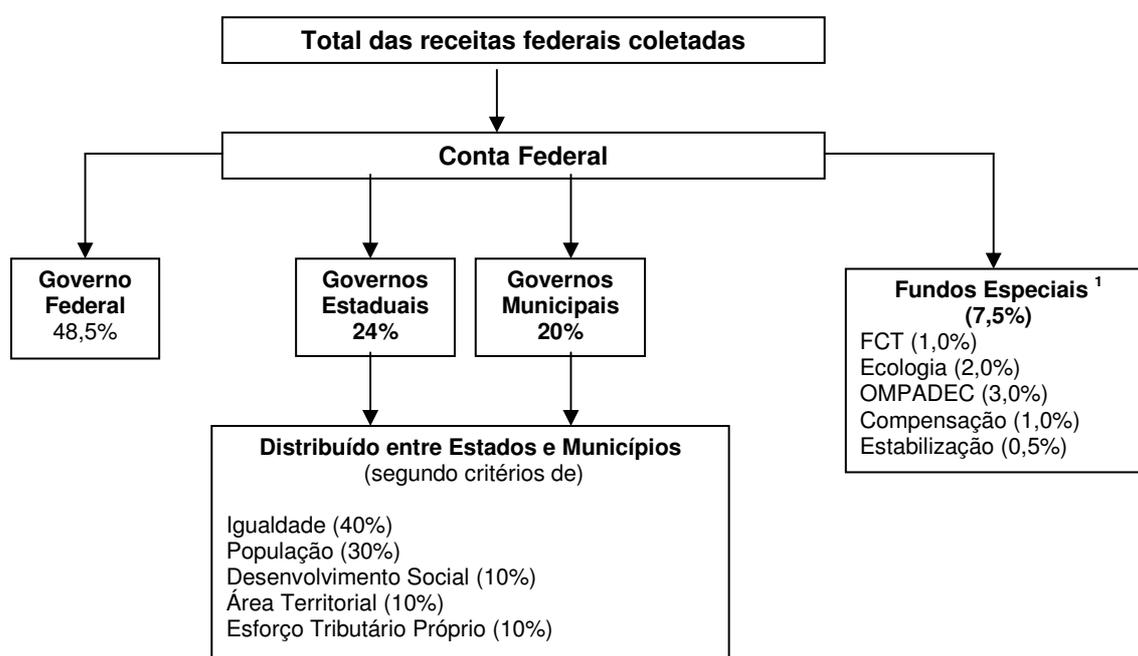


Figura 4.3 – Nigéria: distribuição das receitas petrolíferas entre beneficiários

1 – FCT (*Federal Capital Territory*); OMPADEC (*Oil Minerals Producing Areas Development Commission*)

Fonte: UDEH (2002).

A complicada experiência com a política federal nigeriana, caracterizada por diversas transições entre sistemas parlamentares de governo para regimes presidenciais e militares (com este último desempenhando um papel mais forte), teve um grande efeito sobre a distribuição das receitas entre as três esferas de governo. Conseqüentemente, estes fatores favoreceram uma centralização do poder financeiro, ao mesmo tempo em que tornou os estados largamente dependentes das receitas arrecadadas pela esfera federal, o que continua levantando sérias questões políticas (UDEH, 2002).

A receita petrolífera na Nigéria se defronta com alguns problemas. O primeiro é a existência de desvios nos repasses das receitas petrolíferas, antes destes serem depositados na Conta Federal (mesmo estando estes repasses estabelecidos por lei). Os recursos totais arrecadados são desviados para programas prioritários nacionais, serviços de débitos externos e fundos de estabilização, ou sofrem um contingenciamento como parte da política macroeconômica. Desta forma, quase metade dos recursos que deveriam ser distribuídos entre os beneficiários, acabam não ocorrendo, explicando, em parte os problemas de desenvolvimento social enfrentados. Entre os anos de 1994 e 1999, as receitas federais retidas (que não foram repassadas às esferas subnacionais, mas que, por lei, deveriam ser) corresponderam a 75% da receita da Conta Federal.

A criação da *Oil Minerals Producing Areas Development Commission* (OMPADEC) foi uma tentativa do governo de organizar os repasses entre as esferas governamentais. À comissão era atribuída a tarefa de arrecadar e administrar os repasses mensais à Conta Federal, e desta para as esferas sub-governamentais, de acordo com os critérios de distribuição das receitas petrolíferas. Não tardou para que houvesse inúmeras críticas, ao OMPADEC, de corrupção, imparcialidade e incompetência na tarefa de determinar as necessidades e especificidades de cada beneficiário para a partilha dos recursos. Além disto, o conselho, sendo um órgão federal, era composto por integrantes de diversas regiões do país, tornando-se uma nova arena para batalhas étnicas, entre as próprias localidades produtoras de petróleo (e estas com as demais regiões do país), em busca de contratos com empresa (OGUINE, 2000)¹⁴⁷.

Do que foi visto, pode-se dizer que a questão das disparidades entre os repasses às esferas sub-nacionais na Nigéria é mais uma questão relacionada à operação do sistema,

¹⁴⁷ De acordo com OGUINE (2000), “*There was therefore no question of OMPADEC ever being perceived as representative of the producing areas. It was merely another arm of the federal bureaucracy, associated in minds of people in the oil producing areas with the years of injustice they had experienced in a federation in which they had always been seriously disadvantaged. Instead of reducing discontent in the oil producing areas, OMPADEC took this discontent to new heights*”. Este caso se assemelha ao que ocorre no Brasil, com a criação da Organização dos Municípios Produtores de Petróleo (OMPETRO), a qual é formada pelos nove municípios fluminenses localizados na Zona de Produção Principal da Bacia de Campos (e que, devido a este fato, possuem uma participação maior na partilha dos *royalties* e participações especiais). A organização foi criada para promoção do desenvolvimento regional, tanto dos nove municípios “produtores”, quanto daqueles localizados nas regiões circunvizinhas. Porém, o que se percebe, é que, na verdade, a OMPETRO atua como um grupo de “pressão política”, buscando garantir prioritariamente o interesse de seus membros, evitando que estes possam vir a ser prejudicados em uma eventual proposta de redistribuição dos *royalties* pelos demais entes da federação.

do que um problema relacionado com os critérios de distribuição, estabelecidos na Constituição. Na verdade, o problema não é a falta dos recursos, mas a maneira pela qual eles são gerenciados e pela falta de transparência e boa gestão no processo.

No que se refere à produção na plataforma continental, o governo federal argumenta, conforme relatam GERY e KARL (2003), que os estados não têm direito a receber receitas dos campos *offshore*, responsáveis por cerca de 40% do total das receitas petrolíferas coletadas (opinião esta apoiada pelo Supremo Tribunal da Nigéria, em abril de 2002). Os líderes da região do Delta protestaram veementemente contra a decisão, uma vez que esta significaria uma grande redução na receita dos estados do Delta. Em outubro de 2002, o parlamento nigeriano aprovou a alteração de uma lei de partilha das receitas do petróleo, de maneira que os estados pudessem se beneficiar das receitas da exploração *offshore* do petróleo e gás natural. Todavia, até início de 2003, o presidente recusara-se a aprovar esta lei.

IV.3.4 Canadá

De maneira semelhante aos EUA, no Canadá, os Estados produtores de petróleo e gás natural possuem legislação estadual própria, que regula a cobrança de *royalties* sobre a exploração, bem como sobre a produção e distribuição.

O Canadá é constituído por dez províncias e por três territórios¹⁴⁸. Cada uma das províncias possui um certo grau de autonomia em relação ao governo federal. Os territórios possuem um grau de autonomia menor do que as províncias. A Lei da província de Alberta, a maior produtora de petróleo e gás natural do Canadá é bastante detalhada, contendo as normas para todas as atividades, inclusive para a produção de derivados do petróleo. A lei que dá base legal à atividade econômica em relação ao gás possui as mesmas características.

Os *royalties* devidos pela exploração do petróleo, pela Lei de Alberta, correspondem a 10% do valor da produção de óleo. Contudo, os percentuais sobre a produção para o

¹⁴⁸ Províncias: British Columbia; Alberta; Saskatchewan; Manitoba, Ontário, Quebec, Nova Brunswick; Nova Escócia; Ilha do Príncipe Eduardo; Terra Nova e Labrador. Territórios: Yukoon; Territórios do Noroeste e Nunavut.

cálculo dos *royalties* variam, pois o tipo de óleo existente em território canadense tem uma gradação de dificuldade de produção, em função da quantidade de areia (*oil sands*)¹⁴⁹, existindo uma legislação específica para este caso.

O estado de Alberta incorpora as flutuações do preço do petróleo e da produtividade do poço. Esse método de taxação possui maior flexibilidade quando comparado aos *royalties* tradicionais, embora não capte todas as variações de custo de produção. Também são considerados, para cálculo das alíquotas dos *royalties*, o tipo do petróleo, a profundidade das jazidas, e o tempo de produção. Há casos em que o percentual supera os 30%, enquanto que em outras situações, a exploração pode se dar em condições extremas, com elevado custo de produção, obtendo, assim, isenções de pagamento de *royalties*. No caso do gás, em Alberta, os *royalties* são de 15%, porém este percentual também em função dos fatores citados para o caso do petróleo.

Apesar de cada província canadense possuir um sistema próprio para determinação de impostos e alíquotas de *royalties* sobre a produção de petróleo, as receitas petrolíferas estão concentradas em algumas poucas localidades, como as províncias de Alberta e Saskatchewan. Nestas áreas, as receitas petrolíferas correspondem a 25% e 10%, respectivamente, da receita total arrecadada. Contudo, no aspecto geral, as receitas petrolíferas correspondem a somente 3,5% do total das receitas auferidas pelos governos subnacionais canadenses (AHMAD e MOTTU, 2003).

Tanto o Canadá, como os Estados Unidos desenvolveram mecanismos para atenuar as distorções geradas pela designação de rendas petrolíferas para as esferas subnacionais de governo. Os estados produtores, nestes dois países, criaram fundos petrolíferos (*oil funds*) que se destinam a proteger os orçamentos das flutuações de rendas petrolíferas e, também, para prevenir gastos públicos excessivos. Em segundo lugar, existe um sistema de compensação entre as províncias, ou seja, as províncias com jazidas petrolíferas e, por conseguinte, que dispõem de maior receita devido às rendas petrolíferas geradas pela exploração, não participam do rateio de outros recursos de impostos e taxas (não-

¹⁴⁹ As areias oleíferas (*oil sands*, uma mistura de betume, areia, água e argila) são um enorme recurso canadense e são as maiores de sua espécie no mundo. Elas constituem quase 99% do fornecimento mundial de betume. Baseado em planos de desenvolvimento do Governo Canadense, a produção petrolífera proveniente das areias oleíferas triplicará nos próximos quinze anos (GOVERNO DO CANADÁ, 2006).

petrolíferas), distribuídas pelo governo central. E, por último, as províncias possuem autonomia para determinar suas próprias taxas e impostos de renda das empresas¹⁵⁰, pertencentes, ou não, ao setor petrolífero, contribuindo para mitigar a volatilidade das receitas petrolíferas e permitindo a arrecadação de uma fonte de recursos mais estável (AHMAD e MOTTU, 2003).

IV.4 Reflexões Gerais sobre os Critérios de Distribuição de Recursos das Rendas Petrolíferas

A descentralização fiscal é considerada como um instrumento de política econômica, assim como o processo de readequação institucional frente a novas demandas provenientes de entre subnacionais, e é definida como um processo de transferências de competências e recursos, da administração nacional (ou central) para as administrações regionais e locais.(GIAMBIAGI, 1999).

A maioria dos pequenos países que não possuem esferas de governo (ou seja, apresentam uma estrutura territorial unitária), têm um modelo centralizado, onde as receitas petrolíferas são acumuladas pelo governo central. As vantagens apresentadas por este modelo residem no fato de o governo central ser capaz de absorver as flutuações das receitas petrolíferas, devido aos demais recursos provenientes de fontes não relacionadas ao petróleo. Ademais, o governo central pode reduzir as disparidades inter-regionais direcionando parte das receitas petrolíferas, contribuindo para evitar guerra fiscal entre as regiões¹⁵¹ (AHMAD e MOTTU, 2003).

Em países com uma estrutura federativa de governo, a distribuição das receitas é realizada baseando-se em critérios diversos como, por exemplo, de acordo com o volume de petróleo e gás produzido em cada região, ou tomando por base critérios como população, carências ou capacidade fiscal própria.

¹⁵⁰ Baseados em impostos-base, determinados pelo governo federal.

¹⁵¹ Os autores Ehtisham Ahmad e Eric Mottu (AHMAD e MOTTU, 2003, p.222), defendem a centralização total dos recursos petrolíferos, pelo governo central, em países unitários, pois “*there may be less scope for a competitive ‘race to the bottom’ (an interjurisdictional competition that would drive tax rates down and result in suboptimal outputs of public services) for other subnational taxes than if oil revenues were assigned to regions or localities.*”

Devido ao fato que os acordos de partilha das receitas, entre as esferas subnacionais, se apoderam de uma parcela das receitas do governo federal, pode-se criar empecilhos para a promoção de uma política macroeconômica. Repartir uma considerável fonte de recursos, como os *royalties* e impostos petrolíferos, pode reduzir a capacidade de um governo central de implementar ajustes fiscais de maneira eficiente. Além disso, por transmitir a volatilidade das receitas petrolíferas para os governos subnacionais, a partilha dos recursos não promove um financiamento estável dos serviços públicos necessários.

As experiências nacionais demonstram que a descentralização fiscal deve basear-se em princípios claramente estabelecidos, que servirão de regras e limites para manter a estabilidade macroeconômica e fiscal. Os princípios básicos são os seguintes (WORLD BANK, 2005):

- *Competências claramente definidas*: deve haver uma distribuição clara das funções entre os níveis de governo nacional, regional e local, com a finalidade de determinar a responsabilidade administrativa e de provisão de serviços a cada um deles, assim como propiciar e incentivar a boa gestão das contas por parte dos governantes;
- *Transparência*: devem existir mecanismos transparentes para prover os governos subnacionais dos repasses das rendas geradas;
- *Neutralidade na transferência de recursos*: deve-se estabelecer um programa ordenado de transferência de serviços e competências do governo federal aos governos subnacionais, com efeitos fiscais neutros, ou seja, evitar a transferência de recursos sem a contrapartida da transferência de responsabilidades de gasto;
- *Responsabilidade fiscal e accountability*¹⁵²: Estabelecimento de regras fiscais que incluam restrições quanto à acumulação de dívidas e limites de aumento anual dos gastos para os governos subnacionais, compatíveis com as regras de

¹⁵² *Accountability* é um conceito recente na terminologia ligada à reforma do Estado no Brasil, mas já bastante difundido na literatura internacional, em geral pelos autores de língua inglesa. Não existe uma tradução literal para o português, sendo a mais próxima “a capacidade de prestar contas” ou “uma capacidade de se fazer transparente”. Entretanto, importa, aqui, à responsabilidade objetiva ou obrigação por responder por algo, ou à transparência nas ações públicas. Para maiores detalhes, queira ver: CARAVANTES, G., BJUR, W., (1995), *Readministração em ação*, São Paulo: Makron Books.

transparência e prudência fiscal para o governo nacional, com o objetivo de garantir a sustentabilidade fiscal da descentralização.

Uma vez que as receitas petrolíferas tenham sido arrecadadas, o foco da atenção passa a ser a maneira pela qual estes recursos serão administrados, especialmente a maneira pela qual serão distribuídos e utilizados. Os maiores problemas relacionados à este processo, segundo análise do Banco Mundial (WORLD BANK, 2005), são: a falta de transparência do processo; o mau uso dos recursos; desestabilizações cíclicas; perda de competitividade causada pelo efeito da Doença Holandesa.

A falta de transparência ocorre quando inexitem práticas contábeis e auditorias independentes qualificadas, principalmente ao nível das esferas subnacionais de governo. O mau uso dos recursos deriva da incapacidade de um governo realizar os investimentos de uma maneira eficiente (McLURE, 2003). Já as desestabilizações cíclicas são ocasionadas pela incapacidade de prognosticar novos descobrimentos de reservas, aumentos de produção e, sobretudo, variações nos preços dos hidrocarbonetos, fazendo com que as rendas petrolíferas originem situações de desestabilidade para a economia nacional e regional.

Nos exemplos de países estudados neste capítulo foram identificados diversos problemas no processo de arrecadação e distribuição dos *royalties* e demais rendas originárias do setor petrolífero, tais como desvio de recursos (Colômbia), falta de transparência que originam diversos problemas administrativos (Bolívia e Equador) e falta de informação sobre os repasses às esferas subnacionais de governo, especialmente as esferas municipais (Peru) (WORLD BANK, 2005), além de forte atuação de condicionantes conjunturais e político-institucionais. Outro fator observado na análise das experiências de aplicação dos *royalties* petrolíferos em alguns dos países produtores de petróleo demonstrou que a utilização das receitas petrolíferas para a promoção da justiça intergeracional não se constitui em uma regra geral.

IV.5 Considerações Finais do Capítulo

O aumento do número de participações governamentais e, conseqüentemente, da imposição fiscal sobre a produção, serviu, em alguns países (inclusive o Brasil) como forma de ressarcir o Estado pela perda da condição de monopolista, até então desfrutada na área de exploração e produção de petróleo e gás.

Apesar de diversos discursos teóricos desaconselharem a utilização de receitas petrolíferas como uma fonte ideal de financiamento de esferas de governo subnacionais (com exceção dos fundos destinados à compensação de distorções sociais e/ou danos ambientais, e para financiar necessidades de investimento em infra-estrutura adicionais em áreas produtoras), a participação destas receitas petrolíferas nos orçamentos subnacionais está se expandindo em diversos países, desperdiçando a montagem de uma estrutura de rateio e aplicação destes recursos orientada para a necessidade de promoção de políticas públicas de justiça intergeracional, em qualquer uma das esferas governamentais.

Existem dois argumentos principais, na literatura internacional, contra a designação de rendas petrolíferas às esferas subnacionais de governo: a normalmente intensa concentração geográfica das receitas petrolíferas distribuídas e a volatilidade desta fonte de recursos. Todavia, experiências internacionais recentes (BROSIO, 2003) demonstraram uma tendência crescente à partilha, entre esferas de governo, das receitas petrolíferas. Estas tendências podem ser explicadas principalmente, por fatores políticos. A descentralização, ou seja, a devolução de poderes para os governos subnacionais aumentou o peso político destes entes e institucionalizou suas demandas por uma fatia crescente dos recursos localizados dentro de suas jurisdições. O Quadro 4.1, a seguir, apresenta uma síntese de alguns sistemas analisados neste capítulo, com as respectivas distribuições das rendas petrolíferas entre os beneficiários.

Quadro 4.1 – Síntese dos Critérios de Arrecadação e Distribuição de Rendas Petrolíferas

	Alíquota de Royalties	Distribuição entre Esferas de Governo	Critérios de Equalização da Distribuição dos Recursos
Brasil	5%-10%	Governo Federal, Estados e Municípios, conforme proximidade com poços produtores e instalações utilizadas pela indústria petrolífera	Fundo Especial (a ser repartido entre as esferas subnacionais de governo)
EUA	12,5% (<i>onshore</i> – terras do Governo Federal) e 16,67% (<i>offshore</i>)	Varia em função da propriedade da terra (federal ou estadual) e pelo tipo de exploração (<i>onshore</i> e <i>offshore</i>). No caso de exploração <i>offshore</i> , varia segundo a categoria de terra pública e o conjunto de leis à ela aplicado	Tetos máximos de repasses dos <i>royalties</i> (Dakota do Norte)
Bolívia	18%	<i>Royalties</i> destinados a governos locais e também 25% da arrecadação do imposto especial de hidrocarbonetos (<i>Special Hydrocarbon Tax</i>)	Transferência compensatória de acordo com a arrecadação <i>per capita</i> de <i>royalties</i>
Colômbia	8%-20%	Alíquotas determinadas pelo Governo Central: Departamentos (47,5%), Municípios (12,5%), Portos (8%) e Fundo Nacional de <i>Royalties</i> (32%). Concentração de repasses nas regiões produtoras	Índice de mortalidade infantil e cobertura básica de serviços públicos
Equador	12,5% - 18,5%	Utiliza-se de critérios de escalonamento por produção para repasse aos Municípios e Distritos. Contudo, verifica-se concentração de repasses no Governo Central (cerca de 80%)	Fundos das Rendas Substitutivas: compensação às localidades atingidas pelas atividades petrolíferas
Peru	5% - 20%	Principais beneficiários: Governo Central (55% aprox.) e o restante descentralizado entre regiões, municípios e universidades	Densidade populacional, indicadores sociais.
Nigéria	0% - 20%	Governo Federal (48,5%), Estados (24%) e governos locais (20%). O restante é atribuído à fundos especiais	Governos estaduais e municipais: critérios de igualdade, população, desenvolvimento social, área territorial e esforço tributário próprio

Fonte: Elaboração própria

Ao se retirar cada vez mais receitas do governo federal, repassando-as às esferas subnacionais de governo, pode-se prejudicar o gerenciamento macroeconômico de uma nação. Ademais, ao se transmitir a volatilidade e incertezas das receitas petrolíferas para entes subnacionais, não está se proporcionando um sistema fiscal estável para financiamento dos serviços públicos.

No sistema brasileiro, uma vez que as jazidas minerais são de propriedade da União, não se encontra razão para o pagamento de *royalties* às esferas subnacionais por critérios de proximidade, ou nível de impacto da atividade *offshore* de E&P de petróleo e gás sobre o território. O *royalty*, sendo um mecanismo compensatório, deve favorecer ao seu proprietário (União), que, posteriormente pode vir a descentralizar estes recursos, repassando-os, em parte, para as esferas de governo subnacionais, de maneira que esta

divisão atendesse a todos os entes federados, segundo algum critério pré-definido. Se as receitas dos *royalties* são repassadas a apenas alguns agentes (Estados, Municípios, ou Territórios), baseadas em critério de proximidade com os campos petrolíferos, torna-se limitado o caráter compensatório dos *royalties*.

Todavia, o Poder Público Federal pode desempenhar um importante papel incentivador dos processos de desenvolvimento local integrado e sustentável, utilizando-se dos recursos auferidos pelas participações governamentais. A adoção de uma estratégia, no nível federal, ou mesmo no nível estadual, de desenvolvimento de projetos de desenvolvimento local sustentável poderia incluir a definição de diretrizes nacionais indicando, por exemplo, os setores a serem integrados a partir do impulso de atividades econômicas; os métodos, procedimentos e instrumentos gerais para a implementação de processo de desenvolvimento integrado; as formas de financiamento propostas em apoio aos projetos; alternativas para a implementação de programas de capacitação dos agentes envolvidos nos processos.

O desenvolvimento dos municípios pode ser potencializado com a adoção de uma abordagem territorial, visando integrar municípios vizinhos, recebedores de *royalties* e participação especial. Desta forma, seria mais eficaz focalizar no desenvolvimento de uma mesorregião, que pode integrar diversos municípios, ao invés do enfoque municipal.

A questão fundamental a ser levantada é se o montante arrecadado das receitas petrolíferas será revertido à sociedade. Não existe clareza sobre o destino dos recursos obtidos com a renda petrolífera. Estes recursos necessitam ter sua aplicação definida, se para programas de cunho social, ou se para promover a preservação do meio ambiente, ou ainda, se para incentivar programas de caráter estratégico e ambiental, como o de energias renováveis em geral e de biocombustíveis (em particular, do álcool automotivo).

A análise do processo de arrecadação e distribuição das rendas petrolíferas é importante porque, além de averiguar o risco da possível falta de transparência no processo, em certos casos, detecta a possibilidade de corrupção no setor. Ademais, torna-se importante, também, para a determinação do conceito de desenvolvimento sustentável,

relacionado tanto à questão de equidade como eficiência econômica (sendo, este último fator, condição necessária, mas não suficiente, para se alcançar um desenvolvimento sustentável).

Capítulo V – Análise sobre a Utilização dos Recursos das Participações Governamentais no Brasil e no Mundo

O objetivo deste capítulo será analisar de que maneira os recursos dos *royalties* e participações especiais são utilizados no Brasil, tanto na esfera federal, quanto nas esferas de governo subnacionais (Estados e Municípios). Também serão expostos os princípios para uma boa gestão e uma transparente administração destes recursos. Por fim, serão demonstrados, à guisa de comparação, algumas experiências internacionais na utilização das rendas petrolíferas (incluindo os *royalties*) e na elaboração de fundos petrolíferos.

V.1 – Aplicação e Fiscalização das Participações Governamentais à Luz da Legislação Brasileira

Um fator fundamental para o trabalho em questão consiste no estudo das restrições, ou limitações, na aplicação dos recursos arrecadados com os *royalties* e participações especiais, por parte dos beneficiários dos mesmos. Assim, cabe analisar o histórico da legislação pertinente.

A Lei n.º 2.004, de 3 de outubro de 1953, dispôs sobre a política nacional do petróleo, autorizando a União a constituir uma sociedade por ações, denominada Petróleo Brasileiro S.A., tratando o seu art. 27 e parágrafos sobre os *royalties*, seu valor, aplicação e maneiras de pagamento, estabelecendo:

“Art. 27 – A Sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar aos Estados e Territórios, onde fizerem a lavra de petróleo e xisto betuminoso e a extração de gás, indenização correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo extraído ou do xisto ou do gás.

“§4º - Os Estados, Territórios e Municípios deverão aplicar os recursos fixados neste artigo, preferencialmente, na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias” (§ 4º, Art. 27 da Lei n.º 2.004/53. Grifo nosso).

A Lei n.º 7.453, de 27 de dezembro de 1985, veio a modificar a redação do art. 27 e seus parágrafos. Desta maneira, o artigo referente à utilização dos recursos do petróleo, passou a ter a seguinte redação:

“§ 3º - Os Estados, Territórios e Municípios deverão aplicar os recursos previstos neste artigo, preferentemente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e saneamento” (§3º, Art. 27, Lei n.º 7.453/85. Grifo nosso).

É importante observar que, até meados de 1986, não existia legislação referente ao controle e fiscalização da aplicação de recursos oriundos das explorações. Este cenário modificou-se a partir da edição da Lei n.º 7.525/86, que atribuiu ao Tribunal de Contas da União (TCU) a competência para fiscalizar os recursos¹⁵³. Além disto, esta lei modificou o §3º do art. 27 da Lei n.º 2.004/53, que passou a vigorar da seguinte maneira:

“§ 3º - 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” (§ 3º, Art. 7º, Lei n.º 7.525/86. Grifo nosso).

A legislação até então apresentada vinha estabelecendo as hipóteses em que são permitidas as aplicações dos recursos. No entanto, a redação final evoluiu e a modificação de uma palavra alterou completamente a regra, ou seja, ao trocar *preferentemente* por *exclusivamente*, as rubricas que antes eram facultativas, passaram a ser obrigatórias (SANTOS, 2005).

A Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989, instituiu a compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural e modificou a redação do art. 27 da Lei n.º 2.004/53, porém manteve intocado o § 3º, na redação dada pela Lei n.º 7.525/86, mencionada acima. Além disto, seu art. 8 instituiu uma nova regulamentação quanto ao uso:

¹⁵³ Art. 8º, da Lei n.º 7.525/86: *“O cálculo das indenizações a serem pagas aos Estados, Territórios e Municípios confrontantes e aos Municípios pertencentes às respectivas áreas geoeconômicas, bem como o cálculo do Fundo Especial referido no art. 5.º desta lei serão efetuados pelo Conselho Nacional do Petróleo – CNP e remetidos ao Tribunal de Contas da União, ao qual competirá também fiscalizar a sua aplicação, na forma das instruções por ele expedidas”* (Grifo nosso).

“Art. 8º - O Pagamento das compensações financeiras previstas nesta Lei, inclusive o da indenização pela exploração do petróleo, do xisto betuminoso e do gás natural será efetuado, mensalmente, diretamente aos Estados, ao Distrito Federal, aos Municípios e aos órgãos de Administração Direta da União até o último dia útil do mês subsequente ao do fato gerador, vedada a aplicação dos recursos em pagamentos de dívidas e no quadro permanente de pessoal” (Art. 8º, Lei n.º 7.990/89. Grifo nosso).

Com a criação da Lei do Petróleo (Lei n.º 9.478/97), o leque de abrangência de aplicação dos recursos, pelos administradores públicos, foi ampliado, pois não se fez nenhuma menção acerca de setores nos quais os recursos dos *royalties* do petróleo devam ser aplicados. Porém, permanecem vigentes as restrições impostas pelo art. 8º da Lei n.º 7.990/89¹⁵⁴, somente para a parcela dos *royalties* correspondentes a 5%. Os *royalties* excedentes (acima de 5%) e a participação especial não possuem qualquer vedação legal aos seus usos. Conclui-se, desta maneira, que foi conferida aos gestores uma maior liberdade no uso das receitas, desde que, pelo princípio da legalidade¹⁵⁵, os recursos sejam utilizados no atendimento do interesse público¹⁵⁶.

A flexibilização na aplicação dos recursos dos *royalties*, foi ampliada ainda mais em 2001, com a edição da Medida Provisória (MP) n.º 2.103, atualmente MP n.º 2.181-45 que, por sua vez, é originária da MP n.º 1.655, ainda não convertida em Lei. Segundo seu art. 16, na redação dada pela Lei n.º 10.712, de 12 de agosto de 2003:

“Fica a União autorizada, até 31 de dezembro de 2003, a adquirir dos Estados e do Distrito Federal créditos relativos à participação governamental obrigatória nas modalidades de royalties, participações especiais e compensações financeiras, relativos à exploração de recursos hídricos para fins de energia elétrica, petróleo e gás natural”.

“§1º A autorização de que trata o caput é limitada ao valor devidamente projetado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP ou pela Agência Nacional de Energia

¹⁵⁴ Este artigo teve a redação alterada pelo art. 3º da Lei n.º 8.001/90, mas manteve as restrições estabelecidas quanto à aplicação dos recursos em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal.

¹⁵⁵ Segundo tal princípio, não pode o gestor da coisa pública deixar de seguir os preceitos legais (SANTOS, 2005).

¹⁵⁶ Foram obtidas diversas flexibilizações quanto às restrições ao uso dos recursos dos *royalties*, devido à existência de interpretações diferenciadas da Lei e por decisões judiciais. A título de ilustração, cita-se o caso da permissão do uso dos *royalties* para a *Liquidação de Restos a Pagar*, nos orçamentos municipais, e para o pagamento do benefício do vale-transporte aos servidores municipais (ZIMMERMANN, 2005). É possível também para um município, no entendimento de SANTOS (2005), utilizar-se dos recursos dos *royalties* para pagamento de empregados que não se enquadram na definição de “quadro permanente de pessoal”, como é o caso de funcionários nomeados para cargos de confiança.

Elétrica – ANEEL, conforme o caso, descontada toda e qualquer vinculação orçamentária ou transferência obrigatória”.

Com relação à capitalização de fundos, o assunto encontra-se disciplinado na Lei n.º 10.195, de 14 de fevereiro de 2001, que promoveu alterações no art. 8º da Lei n.º 7.990/89. Àquele artigo foi acrescentado o parágrafo 2º, assim descrito: “*Os recursos originários das compensações financeiras a que se refere este artigo poderão ser utilizadas também para capitalização dos fundos de previdência*”.

Esta matéria começou a se delinear no Senado Federal, quando, em 29 de junho de 2000, o Plenário do Senado acolheu projeto de Resolução do senador Antônio Carlos Valadares (PSB-SE), impondo limites à antecipação dos *royalties*. Tal projeto introduziu modificações na Resolução do Senado de n.º 78/98¹⁵⁷, que definiu regras para as operações de crédito interno e externo, realizadas por Estados, Municípios e Distrito Federal, e suas respectivas Autarquias e Fundações (SANTOS, 2005). Para efeitos daquela Resolução, compreendem-se como operações de crédito “*os compromissos assumidos com credores situados no País ou no exterior, em razão de mútuo, abertura de crédito, emissão e aceite de título, aquisição financeira de bens, recebimento antecipado de valores provenientes da venda a termo de bens e serviços, arrendamento mercantil e outras operações assemelhadas, inclusive com o uso de derivativos financeiros (art. 3º)*” (SANTOS, 2005, p.70).

Desta maneira, a União ficou autorizada a adquirir dos Estados, créditos relativos aos *royalties* e participações especiais. Em troca, a União utilizará em pagamento, Certificados Financeiros do Tesouro (CFT), que serão obrigatoriamente empregados pelas Unidades da Federação para o pagamento de dívidas para com a União e suas entidades, ou na capitalização dos fundos de previdência, a critério do Ministro de Estado da Fazenda (Art. 16, MP n.º 2.103-37, de 26 de janeiro de 2001).

Assim, além da necessidade de serem submetidas à aprovação do Senado Federal, as antecipações de *royalties* deverão ser aplicadas exclusivamente na capitalização dos fundos de previdência estaduais e municipais. Entretanto, mesmo com a existência de uma restrição que determina que governadores e prefeitos só podem obter antecipações que atinjam seus próprios mandatos, aqueles se utilizam da existência de uma brecha na

¹⁵⁷ Atualmente revogada pela Resolução do Senado n.º 43, de 21 de dezembro de 2001 e alterada pela Resolução do Senado n.º 03, de 09 de abril de 2002.

legislação reguladora, quando há extrapolação deste limite. Nesse sentido, as antecipações que tiverem previsão para serem recebidas com efeitos além do mandato de um governante, uma vez que aprovadas pelo Senado Federal, só poderão ser utilizadas para cobrir despesas de novos aposentados, e não mais para o passivo eventualmente existente nos fundos previdenciários (SANTOS, 2005)¹⁵⁸.

V.1.1 Fiscalização dos Recursos dos *Royalties*

O Tribunal de Contas tem gestão autônoma e é responsável por fiscalizar as contas do poder público, realizando o controle externo dos atos de gestão contábil, financeira, orçamentária, operacional e patrimonial da União, Estados e Municípios, das entidades da administração direta e indireta, como autarquias, fundações, sociedades de economia mista e empresas públicas (LOTTA, 2003). Os Tribunais de Contas trabalham por iniciativa própria, por solicitação dos poderes legislativo ou judiciário, ou, ainda, quando há uma denúncia.

A competência do Tribunal de Contas da União (TCU) para fiscalizar a aplicação dos recursos do petróleo é feita mediante a realização de inspeções ou auditorias, que podem ser auxiliadas pelos Tribunais de Contas dos Estados ou Municípios¹⁵⁹. No exercício desta competência, uma vez constatada irregularidade na aplicação destes recursos, ou omissão na prestação e manutenção da documentação, o TCU pode aplicar sanções aos administradores ou responsáveis, nos moldes da Lei Orgânica e do seu Regimento Interno (BATISTA, 2002).

Durante os cinco anos que se seguirem à aplicação dos recursos, os Estados e Municípios devem manter registro contábil das receitas e despesas realizadas com recursos oriundos da exploração de hidrocarbonetos, arquivando os respectivos

¹⁵⁸ Quando da apresentação da Resolução, os Senadores argumentaram que o estabelecimento de limites a essas operações de crédito se fazia necessário porque, além de condizente com a Lei de Responsabilidade Fiscal – LRF (Lei Complementar n.º 101, de 04 de maio de 2000), consistia em uma medida de saneamento das finanças públicas estaduais e municipais.

¹⁵⁹ O Tribunal existe nas três esferas de Poder da Federação Brasileira: União, Estados e Municípios. No entanto, dentre os municípios brasileiros, apenas Rio de Janeiro e São Paulo têm seu próprio Tribunal de Contas. As demais contas municipais são fiscalizadas pelo Poder Legislativo Municipal, com auxílio dos Tribunais de Contas dos Estados para controle externo (LOTTA, 2003).

documentos devidamente carimbados e identificados, para fins de eventual comprovação do TCU. Contudo, os Estados e Municípios estão dispensados de apresentar contas das aplicações dos recursos ao referido órgão.

No caso do estado do Rio de Janeiro, até o início de 2002, a fiscalização da aplicação dos recursos provenientes da compensação financeira pela exploração do petróleo e do gás natural era de competência do TCU, com alguma participação do Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro (TCE-RJ)¹⁶⁰. Contudo, em fevereiro de 2002, o Supremo Tribunal Federal (STF) decidiu que cabe ao TCE-RJ fiscalizar a aplicação dos *royalties* do petróleo pelo Estado¹⁶¹.

A decisão se deu a partir de um mandato de segurança impetrado pelo TCE-RJ contra o TCU (Mandato de Segurança n.º 24.312-RJ, 19.02.2003). O argumento apresentado foi o de que a Constituição Federal de 1988¹⁶² modificou a matéria referente a *royalties*, decorrentes da extração de petróleo, xisto betuminoso e gás natural, que foram alçados à condição de receita própria dos Estados e Municípios, decorrentes da compensação financeira, a estes devida pela União, em razão da exploração econômica dos recursos naturais existentes nos seus respectivos territórios. Neste sentido, são também novas as regras introduzidas pela Lei n.º 9.478/97, regulamentadas pelo Decreto n.º 2.705/98.

Segundo o TCE-RJ, estaria, assim, revogado o art. 8º, da Lei n.º 7.525/86, que atribuía competência exclusiva de fiscalização ao TCU. Por fim, invocou a favor de sua tese também os artigos 21; 31 e 75 da Constituição Federal, segundo os quais, o controle externo dos atos da administração pública estadual e municipal é exercido pelos Tribunais de Contas estaduais, ou, quando houver, pelos Tribunais e Conselhos de Contas municipais. Desta maneira, a Relatora do mandato, a Ministra Ellen Gracie,

¹⁶⁰ Aos Tribunais de Contas cabe, dentre outras atribuições, privativamente, compete julgar as contas dos administradores e demais responsáveis por bens e valores públicos da administração direta e indireta, incluídas as fundações e sociedades mantidas pelo Poder Público, e as contas daqueles que derem causa a perda, extravio ou outra irregularidade que resulte prejuízo ao “erário” público (SANTOS, 2005).

¹⁶¹ Na análise técnica das contas municipais, realizada pelo TCE-RJ, são verificados entre outros, o atendimento aos limites constitucionais e da Lei de Responsabilidade Fiscal (LRF) em relação à aplicação da receita total municipal nos setores da saúde, educação, gastos com pessoal, etc. Posteriormente, o assunto é submetido à respectiva Câmara Municipal. O descumprimento ao artigo 42, da LRF tem sido a principal causa da emissão de pareceres contrários. Determina o art. 42: “É vedado ao titular de Poder ou órgão referido no art. 20, nos últimos dois quadrimestres do seu mandato, contrair obrigações de despesa que não possa ser cumprida integralmente dentro dele, ou que tenha parcelas a serem pagas no exercício seguinte sem que haja suficiente disponibilidade de caixa para este efeito”.

¹⁶² Especificamente nos seus artigos 18; 20, §1º; 25; 31, §1º; 71 e 75, inciso IV.

indeferiu o pedido em 26 de outubro de 2002, determinando que, uma vez que os recursos dos *royalties* pertencem ao Estado, conseqüentemente também compete ao Tribunal de Contas local a fiscalização da receita obtida¹⁶³.

“Informativo STF – Brasília, 17 a 21 de fevereiro de 2003-n.º 298

O Tribunal deferiu mandato de segurança impetrado pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro, contra decisão do Tribunal de Contas da União – que proclama ser de competência exclusiva deste último a fiscalização da aplicação dos recursos recebidos a título de royalties, decorrentes da extração do petróleo, xisto betuminoso e gás natural, pelos Estados e Municípios – e declarou a inconstitucionalidade do art. 1º, inciso XI e do art. 198, II, ambos do Regimento Interno do TCU e do art. 25, parte final, do Decreto 1/91. Considerou ser da competência do Tribunal de Contas estadual, e não do TCU, a fiscalização da aplicação dos citados recursos, tendo em conta que o art. 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. Entendeu-se também, não se tratar, no caso, de repasse voluntário, não havendo enquadramento nas hipóteses previstas pelo art. 71, VI da CF que atribui ao Tribunal de Contas da União a fiscalização de aplicação de quaisquer recursos repassados pela União mediante convênio, acordo, ajuste ou outros instrumentos congêneres, a Estado, ao Distrito Federal ou a Município.

MS 24.312-RJ, rel. Ministra Ellen Gracie, 19.02.2003. (MS-24312 apud GUTMAN, 2007, p.15) (Grifo nosso).

Percebe-se, portanto que, apesar de uma vez integrado ao caixa único dos municípios, os recursos dos *royalties* (que não se configuram tributos, mas compensações financeiras) estão sujeitos à fiscalização dos Tribunais de Contas estaduais. Porém, não se observa, na legislação em vigor, qualquer instrumento específico de controle social¹⁶⁴ sobre a destinação dada aos *royalties* e participações especiais. Destarte, visando contribuir para o debate acerca da eficiente gestão dos *royalties* e participações especiais, serão apresentados, a seguir, a forma pela qual as receitas das participações governamentais estão sendo utilizadas pelas três esferas de governo no Brasil. No caso

¹⁶³ Fonte: FISCALIZAÇÃO dos *royalties* fica com TCE. O Fluminense. Rio de Janeiro, 21 fev. 2003, p.5.

¹⁶⁴ Por controle social entende-se o conjunto de meios de intervenção, que positivos, quer negativos, acionados por cada sociedade ou grupo social a fim de induzir os próprios membros a se conformarem às normas que a caracterizam, de impedir e desestimular os comportamentos contrários às mencionadas obras, de restabelecer condições de conformação, também em relação a uma mudança no sistema normativo (BOBBIO *et al.*, 1998). No contexto deste trabalho, o controle social será definido como uma forma de controle externo e popular das ações governamentais de provisão e produção de bens públicos realizado, espontaneamente ou mediante o incentivo e o apoio de órgãos oficiais de controle, por agentes da sociedade civil.

dos Estados e Municípios, o foco da análise será sobre o estado do Rio de Janeiro e os municípios fluminenses localizados na Zona de Produção Principal da Bacia de Campos, fato este que lhes confere uma expressiva arrecadação de *royalties* e participações especiais.

A avaliação da utilização das receitas obtidas com os repasses de *royalties* e participações especiais, devidos pelas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, entre as três esferas da União será baseada no fundamento econômico destas rendas minerais, vistas no Capítulo II deste trabalho. Ou seja, uma vez que se tratam de recursos originários de um recurso natural não-renovável (e tendo implícito o caráter finito do repasse de recursos), tais rendas devem ser direcionadas para a promoção de políticas públicas de justiça intergeracional, justificada pelo fator que a extração de recursos não-renováveis no presente implica na existência de um custo de oportunidade em explorar este mesmo recurso, por futuras gerações e construção de capital físico e humano em favor do desenvolvimento sustentável (conforme o conceito de Sustentabilidade Fraca).

V.2 Análise da Utilização das Participações Governamentais Repassadas à União

Dentre os benefícios da Administração direta da União, verifica-se que houve uma opção do legislador de vincular as receitas dos *royalties* e participações especiais, destinados a alguns destes órgãos, para a realização de determinadas atividades, conforme se observa no Quadro 5.1, a seguir.

Quadro 5.1 – Síntese da Legislação e finalidade das Participações Governamentais Distribuídas entre os Órgãos da União

Unidade	Fundamento Legal	Finalidade
Comando da Marinha	<i>Royalties</i> de 1% (§4º do art. 7 da Lei n.º 7.990/89) e 15% (art. 49, inciso II, da Lei n.º 9.478/97)	Atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas (de produção)
Ministério do Meio Ambiente (MMA)	Participações Especiais de 10% (§2º do art. 50, da Lei n.º 9.478/97)	Desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria de petróleo
Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT)	<i>Royalties</i> de 25% (art. 49, incisos I e II, da Lei n.º 9.478/97)	Financiar programas de amparo à pesquisa científica, formação de capital humano e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo
Ministério das Minas e Energia (MME)	Participações Especiais de 40% (§2º do art. 50, da Lei n.º 9.478/97)	Financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural, a serem promovidos pela ANP

Fonte: Elaboração própria.

Já o montante dos recursos transferidos a unidades do Poder Executivo Federal pode ser dimensionada a partir da Figura 5.1, a seguir.

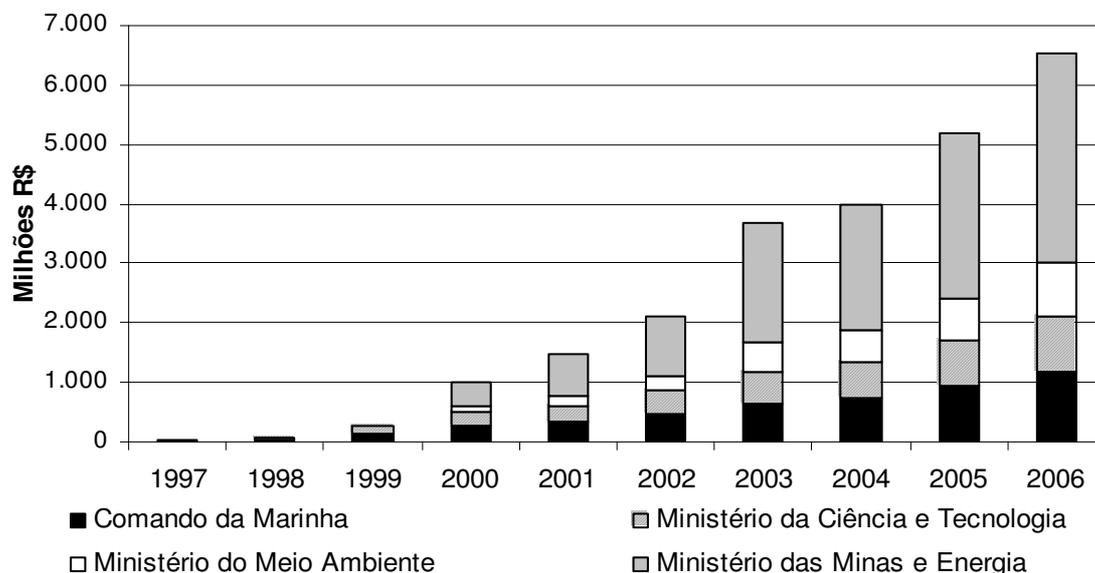


Figura 5.1 – Distribuição dos royalties e participações especiais entre os órgãos beneficiários da Administração Federal - 1997 a 2005 (em milhões R\$)

Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2007).

Na distribuição da parcela de 5%, o Comando da Marinha recebe 20% do total de *royalties* referentes à lavra na plataforma continental e, na parcela excedente (acima de 5%), são distribuídos à Marinha 15% também da lavra na plataforma continental (tanto num caso, como no outro, o Comando da Marinha não participa dos valores provenientes da lavra em terra)¹⁶⁵. Em 2006, o referido órgão federal arrecadou, a título de *royalties*, R\$ 1,2 bilhão, valor 26,5% superior ao arrecadado no ano de 2005 (ANP, 2007).

A problemática verificada nestes repasses é que os valores dos *royalties* arrecadados não estão sendo repassados, em sua totalidade, ao Comando da Marinha, impossibilitando o uso deste recurso na forma prevista na Lei do Petróleo; isto devido à uma contingência de reservas pelo Governo Federal através da Lei Orçamentária Anual (LOA), acarretando um enfraquecimento da base naval, ou seja, diminui o investimento em construção ou reparo de embarcações, na manutenção e aquisição de sistemas operativos, no suprimento de munições, combustíveis e lubrificantes e no que for necessário para a efetiva fiscalização e proteção das áreas exploradas na plataforma continental.

Verifica-se da análise da receita dos *royalties* referentes à Marinha do Brasil, apurada nos anos de 1999 a 2002, os seguintes valores: em 1999, a LOA estimou R\$ 62,1 milhões para esta rubrica, tendo a receita apurada alcançando R\$ 88 milhões (diferença de R\$ 25,9 milhões); em 2000, a LOA previa R\$ 254,6 milhões e a arrecadação efetuada foi de R\$ 272,2 milhões (diferencial de R\$ 17,6 milhões); no ano de 2001, a LOA estipulou R\$ 209,6 milhões, contrastados com R\$ 319,7 milhões verificados (ou seja, R\$ 110,1 milhões arrecadados de maneira extraordinária ao orçamento); e em 2002, a LOA previa uma receita de R\$ 351,6 milhões, enquanto os dados da ANP apresentaram o montante de R\$ 408 milhões (R\$ 56,4 milhões de arrecadação extraorçamentária) (LIMA, 2002). Já em 2006, dos R\$ 1,18 bilhão arrecadado, somente foram repassados R\$ 507,2 milhões, ou seja, 43,1% do total devido (CONGRESSO NACIONAL, 2006).

¹⁶⁵ O percentual dos *royalties* destinados ao Comando da Marinha, está vinculado à aplicação destes valores na fiscalização costeira, em razão do predomínio da extração de petróleo na plataforma continental brasileira.

Entretanto, este contingenciamento de recursos, com vistas à geração de superávits primários e ao atendimento de metas fiscais pelo Governo Federal¹⁶⁶, ocorre não somente para o caso do Comando da Marinha, como também em outros órgãos da Administração Federal. A Tabela 5.1, abaixo, exemplifica este contingenciamento de repasses no ano de 2001.

Tabela 5.1 – Valores das Participações Governamentais destinados aos Órgãos da União e o montante efetivamente aplicado - 2001 (R\$ milhões)

Unidade	Valor recebido	Valor aplicado
Comando da Marinha	319,7	209,6
Ministério do Meio Ambiente	114,4	11,6
Ministério da Ciência e Tecnologia	276,8	106,7
Ministério das Minas e Energia	641,1	6,2
Total	1.352,0	384,2

Fonte: BATISTA (2002).

Uma redução do repasse devido ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), da mesma maneira que ocorre com o Comando da Marinha e com as demais unidades da Administração Federal, pode vir a comprometer as políticas ambientais no país. O desenvolvimento sustentável (que pode ser compreendido como um dos preceitos para uma política de promoção de justiça intergeracional), além de tomar por base questões sociais e econômicas, depende também de políticas ambientais, que devem ter como meta a conservação dos recursos naturais e uma política que conduza ao ecodesenvolvimento. Para SERRA (2005), a vinculação das receitas das participações especiais para o MMA pode ser classificada como uma substituição patrimonial, uma vez que os recursos petrolíferos, oriundos da exploração de um recurso mineral finito, poderiam ser revertidos em projetos de preservação e recuperação do patrimônio ambiental.

¹⁶⁶ As ações de contingenciamento do Governo Federal correspondem à fixação de limites orçamentários e financeiros (orçamento disponível) para cada ministério, por meio de decretos presidenciais. A legalidade de utilização de decretos para este fim, ao invés da utilização dos mecanismos constitucionais previstos (veto presidencial e remanejamento via créditos adicionais) foi bastante questionada (BASTOS, 2003). No entanto, o mecanismo passou a estar legalmente respaldado com a Lei de Responsabilidade Fiscal, que conferiu significado jurídico ao mecanismo de limitação de empenho (desde que comprovada frustração da realização da receita e risco de comprometimento de metas fiscais, devendo ser demonstrado pelo Poder Executivo) (BASTOS, 2003).

Para isto, entretanto, é necessário que a política ambiental defina suas metas e meios para a realização de seus objetivos. Neste sentido, a função social do Estado seria de promover a preservação do meio ambiente e a aplicação de políticas ambientais, mas o que ocorre, algumas vezes, é a interferência do Estado de forma negativa na busca da qualidade ambiental, omitindo-se de algumas de suas responsabilidades em prol dos interesses econômicos. A prática econômica deve ser compatível com a necessidade de preservar o meio ambiente, utilizando, de forma racional, os recursos naturais renováveis e, principalmente, não-renováveis.

Ainda com respeito à prática de contingenciamento de recursos das participações governamentais, por parte do Governo Federal, o artigo 45, §2º da Lei do Petróleo dispõe que as receitas provenientes das participações governamentais definidas no *caput* (dentre elas o *royalty*), alocadas para órgãos da administração pública federal, serão mantidas na conta única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para as respectivas programações. Ainda no mesmo artigo, em seu §3º, refere-se ao superávit financeiro dos órgãos da administração pública federal, apurado em balanço de cada exercício financeiro, o qual será transferido à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), que deveria repassar o valor total aos beneficiários, através do Banco do Brasil.

No sentido de atender às exigências estabelecidas no art. 8º da Lei Complementar n.º 101, de 14 de maio de 2001 (Lei de Responsabilidade Fiscal), que condiciona a aplicação dos recursos vinculados a finalidade específica ao objeto de sua vinculação, é que encontra validação uma proposta de revisão dos valores estipulados no projeto de Lei Orçamentária Anual (LOA) e de destinação destes recursos aos respectivos órgãos federais¹⁶⁷. Tal medida visa evitar que os excessos de arrecadação, ocasionados pelo aumento dos repasses dos *royalties* e participações especiais, não sejam utilizados para se alcançar superávits (que permanecem aplicados no Tesouro Nacional) e passem a incorporados à receita orçamentária dos respectivos beneficiários, conforme determina a legislação.

¹⁶⁷ A emenda apresentada pelo então deputado Jorge Bittar, em 2002, ao orçamento, como forma de corrigir a distorção dos repasses aos órgãos da administração federal determina que: “Art. 8º Até trinta dias após a publicação dos orçamentos, nos termos em que dispuser a lei de diretrizes orçamentárias e observado o disposto na alínea c, do inciso I, do art. 4º, o Poder Executivo estabelecerá a programação e o cronograma de execução mensal de desembolso. Parágrafo único: os recursos legalmente vinculados a finalidade específica serão utilizados exclusivamente para atender o objetivo de sua vinculação, ainda que em exercício diverso daquele em que ocorrer o ingresso” (LIMA, 2002, p.3).

V.2.1 Os Repasses para o Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT)

O Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) tem direito a uma parcela de 25% dos *royalties* excedentes (acima de 5%), devidos pela exploração na plataforma continental. Deste total de recursos destinados ao MCT (25%), devem ser aplicados, no mínimo, 40% em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, conforme determina o artigo 49 (alínea II, parágrafo 1.º), da Lei n.º 9.478/97. Estes programas serão executados mediante convênios celebrados com as universidades e os centros de pesquisa sediados naquelas regiões.

Além desta vinculação dos recursos, a Lei do Petróleo, quando dispõe acerca do pagamento de *royalties* ao MCT, também determina em seu texto que 25% dos *royalties* excedentes, devidos pela produção *onshore*, são destinados ao financiamento de programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo. Segundo esclarece MANOEL (2003), não se trata de cláusula pétrea, de maneira que o Governo Federal pode modificar tal condição, como de fato o fez quando desvinculou os recursos deste percentual, através da Lei n.º 10.261/2001¹⁶⁸. No entanto, os recursos não empregados no período em que a vinculação era total, devem ser aplicados nas respectivas rubricas orçamentárias, visto que a disposição legal vigente à época determinava a aplicação total dos recursos.

Dentre os programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, beneficiados com os repasses dos *royalties*, está o Plano Nacional de Ciência e Tecnologia para o Desenvolvimento do Setor de Petróleo e Gás – CTPETRO, também conhecido como Fundo do Petróleo¹⁶⁹. A partir da

¹⁶⁸ A Lei n.º 10.261, de 12 de julho de 2001, desvinculou parcialmente as receitas vinculadas aos órgãos da Administração Direta da União, em até vinte e cinco por cento (25%), conforme o inciso I do artigo 1º da referida Lei. A Medida Provisória n.º 2.214, de 31 de agosto de 2001, alterou o artigo 1º da Lei n.º 10.261/2001, apenas para estender a desvinculação das receitas previstas nesta Lei, para o exercício do 2002.

¹⁶⁹ Desde 1997, quando foi instituído o Fundo Setorial de Petróleo, foram criados mais 14 fundos no âmbito do MCT, que podem ser subdivididos em duas categorias: fundos setoriais e fundos não setoriais. Na primeira categoria incluem-se os Fundos Setoriais de Energia; de Recursos Hídricos; de Transportes Terrestres; Mineral; Espacial; para Tecnologia da Informação; de Saúde; para o Setor Aeronáutico; de Agronegócio e de Biotecnologia. A segunda categoria inclui o Fundo Verde Amarelo; o Fundo de Infra-Estrutura e o Fundo da Amazônia (TAVARES, 2005a).

transferência para o MCT de parte dos *royalties* provenientes da atividade petrolífera no país, criou-se o mencionado Fundo, cujo objetivo principal é desenvolver pesquisas de interesse da indústria do petróleo. Seu maior diferencial é a importância que dá à participação do setor produtivo, tanto às operadoras quanto às firmas fornecedoras de equipamentos e serviços. Em relação às instituições habilitadas a demandar recursos do CTPETRO, se enquadram as universidades e os centros de pesquisa brasileiros, públicos ou privados¹⁷⁰.

A utilização do montante recolhido pelos fundos de ciência e tecnologia (entre eles, o CTPETRO) e destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) depende, em primeiro lugar, de sua inclusão na proposta orçamentária encaminhada pelo governo, que é feita baseada em previsão de arrecadação, e de sua aprovação pelo Congresso Nacional. Mesmo que o montante total recolhido seja idêntico ao valor autorizado na Lei Orçamentária, isto não garante a aplicação deste montante, uma vez que estes recursos, de acordo com TAVARES (2005a, p.8), “*vem sendo ‘esterilizados’ na Reserva de Contingência*”. Durante a execução orçamentária, os recursos ainda são submetidos a limites de empenho, ou contingenciamentos, estabelecidos pelo Poder Executivo.

Outro grave problema que afeta o financiamento do setor de ciência e tecnologia são as diversas desvinculações das receitas arrecadadas pelos fundos setoriais. Este mecanismo permite ao Governo Federal, durante o cálculo da previsão da receita arrecadada pelos fundos setoriais para fins de elaboração da proposta orçamentária, desconte, *a priori*, os recursos desvinculados (TAVARES, 2005a). Estas desvinculações e a programação de parcela dos recursos em Reservas de Contingência provocaram um descolamento entre as curvas de crescimento da arrecadação dos fundos setoriais e dos limites de empenho, conforme ilustra a Figura 5.2 a seguir. Mesmo tendo a arrecadação triplicado de 2001 a 2004 (um montante total de R\$ 1,6 bilhão), os valores empenhados mantiveram-se quase constantes, atingindo em 2004 apenas R\$ 595 milhões (cerca de 37,5% do total arrecadado naquele ano) (TAVARES, 2005a).

¹⁷⁰ Apesar das empresas públicas e privadas serem estimuladas a participar dos projetos aprovados, estas instituições não podem submeter projetos sozinhas, devendo ser sempre intermediadas por uma universidade ou centro de pesquisa (MCT, 1999).

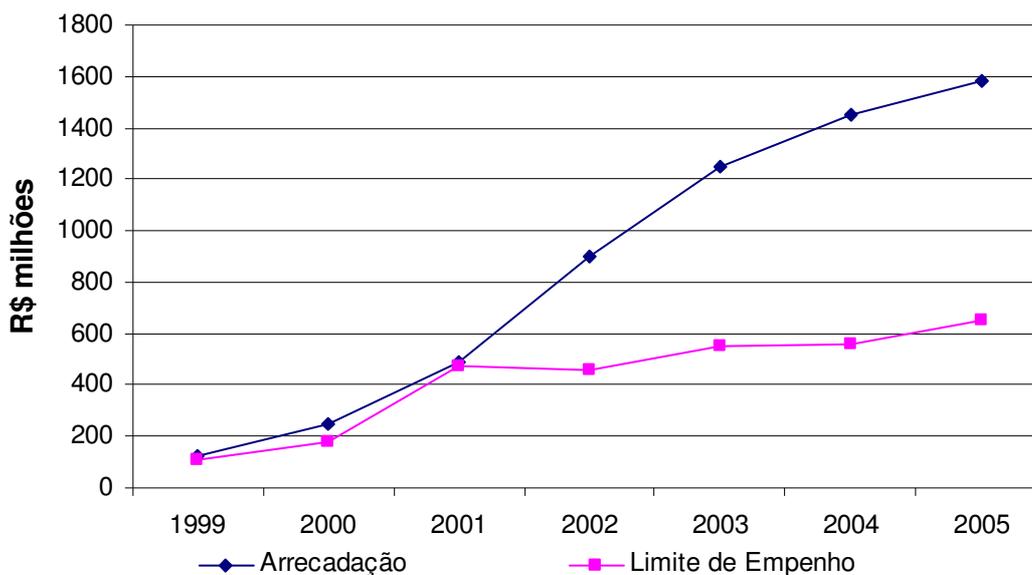


Figura 5.2 – Arrecadação e limite de desempenho dos Fundos Setoriais (1999-2005)

Fonte: TAVARES (2005).

Em 2004, o corte de recursos destinados ao MCT, em função do processo de contingenciamento promovido pela União, foi de aproximadamente 80% para aporte no CTPETRO (TAVARES, 2005b)¹⁷¹, o que, segundo SERRA *et al.* (2006, p.1286) se constitui em “*uma inversão completa no princípio da justiça intergeracional, servindo para pagamento de dívidas pretéritas com os credores da nação*”.

Consoante à esta afirmação, uma segunda crítica, a respeito da forma que são empregadas as receitas petrolíferas pelo MCT, reside no fato de que os recursos estariam sendo direcionados não para a promoção da justiça intergeracional, mas atuando no sentido oposto, já que estariam contribuindo para adensar a própria cadeia produtiva do petróleo e, possivelmente, intensificando o ritmo de exploração das jazidas de petróleo e gás (SERRA *et al.*, 2006). No entanto, existem diversas pesquisas em eficiência energética e projetos que buscam o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, minimizando a dependência futura em relação ao recurso finito e possibilitando, de uma maneira indireta, a promoção da justiça intergeracional. Apesar de representarem uma parcela ainda pequena dos projetos em andamento, é possível notar esforços na criação e aperfeiçoamento de outras fontes de energia (eólica, solar,

¹⁷¹ Verificou-se, também, que o Fundo do Petróleo não atendeu a obrigação legal de destinar, no mínimo, quarenta por cento de seus recursos para as regiões Norte e Nordeste, que receberam apenas 19,4% e 30,72% do total aplicado, respectivamente, em 2003 e 2004 (TAVARES, 2005b).

oceânica, etc.). O destaque atual está na produção de biocombustíveis, em especial o biodiesel e o álcool combustível¹⁷².

Em 1999, a ANP criou o Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás (PRH-ANP/MCT), com objetivo de viabilizar e incentivar a criação de programas específicos para a formação de capital humano no Brasil na área de petróleo e gás natural, nos níveis de graduação e pós-graduação *strictu sensu*. Constituindo-se uma parceria entre a ANP, o MCT e as universidades brasileiras, e financiado a partir dos recursos dos *royalties* destinados ao MCT, o Programa encontra-se em consonância com as atribuições da ANP; em particular, cumpre a atribuição de estimular a pesquisa e adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento.

Outro exemplo de como os *royalties* podem ser usados para a capacitação profissional é o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás (Prominp), a qual fornece cursos de especialização, em 12 estados do país, para formar profissionais nos níveis básico, técnico e superior. O orçamento inicial do programa foi de R\$ 220 milhões, bancado pela PETROBRAS, que utilizou os recursos previstos na cláusula¹⁷³ de investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento constantes do contrato de concessão estabelecidos pela ANP (CORDEIRO, 2006).

É importante ressaltar também que, mesmo que os recursos do MCT acabem por provocar um maior adensamento da cadeia produtiva do petróleo e gás natural, este processo desencadeará, por conseguinte, uma maior produção de hidrocarbonetos, o que será acompanhado, em contrapartida, por um maior repasse de *royalties* e participações

¹⁷² Fato este corroborado pela própria reformulação institucional da ANP que, diante da nova perspectiva de produção de biocombustíveis, alterou sua nomenclatura para *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*, demonstrando uma nova política para a promoção do setor energético no país.

¹⁷³ A cláusula permite que os recursos de Pesquisa e Desenvolvimento, provenientes dos *royalties* do petróleo e gás natural, sejam aplicados em programas e recursos humanos.

especiais para os beneficiários¹⁷⁴, além de incentivar a cadeia produtiva do petróleo e gás natural das empresas para-petrolíferas.

V.3 Análise da Utilização das Participações Governamentais Repassadas ao Estado do Rio de Janeiro

A economia do estado do Rio de Janeiro destacou-se, em 2005, pela elevação de seu nível de produção de bens e serviços, após registrar por dois anos consecutivos, taxas de crescimento inferiores à média do país. Estimativas preliminares, realizadas pelo Centro de Informações e Dados do Estado do Rio de Janeiro - CIDE (2006a), indicaram que o Produto Interno Bruto (PIB) fluminense cresceu 5,06%, de 2004 para 2005.

A principal contribuição a esta retomada veio da indústria extrativa mineral, setor que vem apresentando uma expressiva participação na economia fluminense. Entre 1998 e 2003, a parcela do PIB do Estado do Rio de Janeiro, com origem nesta indústria, avançou de menos de 5% para mais de 25%, permanecendo neste patamar em 2004 e 2005, ano em que a atividade extrativa expandiu-se a uma taxa próxima de 15%, como pode ser observado na Tabela 5.2, a seguir.

¹⁷⁴ Um exemplo de como os recursos investidos em tecnologia podem auxiliar as atividades de E&P foi a incorporação de mais 400 milhões de barris de petróleo às suas reservas, em 2006 (PETROBRAS, 2007). Este volume adicional, que equivale à descoberta de um campo gigante de petróleo, foi possível graças ao uso de novas tecnologias e à reforma de oito plataformas antigas, com quase trinta anos de atividades, na Bacia de Campos. Ademais, com o desenvolvimento destas tecnologias, e a revitalização de plataformas, o percentual de recuperação do óleo existente na Bacia de Campos passará dos atuais 35% para 36,5% (PETROBRAS, 2007). Ademais, é importante destacar que o direcionamento de uma parte dos recursos para a avaliação das perspectivas de produção de petróleo de longo prazo é uma tarefa essencial para a definição do planejamento e da política energética de um país, bem como para balizar ações do órgão regulador e estratégias empresariais (SZKLO *et al.*, 2005).

Tabela 5.2 – Estimativas do PIB, a preços de mercado e taxa de crescimento anual da indústria extrativa mineral do estado do Rio de Janeiro (1996-2005)

Ano	PIB a preços correntes (milhões R\$)*	PIB a preços de 2005 (milhões R\$)*	Produto Real		Taxa de crescimento anual da Ind. Extrativa Mineral
			Índice	Variação anual (%)	
1996	99.144	220.824	100,00	-	-
1997	107.217	221.458	100,29	0,29	10,21
1998	115.966	226.448	102,55	2,25	19,30
1999	129.790	229.630	103,99	1,41	17,09
2000	146.081	239.900	108,64	4,47	15,52
2001	167.641	250.987	113,66	4,62	5,67
2002	196.518	261.971	118,63	4,38	14,47
2003	225.587	260.066	117,77	-0,73	0,31
2004	252.946	271.217	122,82	4,29	-3,63
2005	284.941	284.941	129,04	5,06	14,98

Fonte: CIDE (2006a).

Em 2004, a produção da indústria extrativa registrou um decréscimo de 3,6% devido a paralisações em plataformas da Bacia de Campos. Em 2003, a produção deste segmento industrial, quase que exclusivamente representado pelo petróleo e gás natural, já havia interrompido sua trajetória de expansão acelerada, à taxa média de 13,7% ao ano, entre 1995 e 2002 (CIDE, 2006a).

De 2005 para 2006, a participação fluminense sobre o total do petróleo extraído no país subiu mais de 2 pontos percentuais, passando de 84,23% para 84,15% (ANP, 2007). O bom desempenho registrado em 2005 decorreu da entrada em operação de novas plataformas de petróleo já no final de 2004, em substituição à plataforma P-36, que afundou devido à uma explosão. O acidente com a P-36 em 2001 e o atraso na sua substituição acabaram por reduzir a produção de 2004, potencializando a elevação de 2005, que tem o ano anterior como base de comparação.

Assim como o petróleo, a produção de gás natural no estado do Rio de Janeiro apresentou forte aumento, de 17,53%, em 2005, superior ao aumento apresentado pela produção nacional, que cresceu 4,29%, fazendo com que a participação fluminense sobre o total da produção brasileira de gás natural avançasse de 39,94% em 2004, para 45,01% em 2005, e para 46,41% em 2006 (ANP, 2007).

A retomada na produção petrolífera apresentou um impacto direto nas finanças do estado do Rio de Janeiro, pelo aumento do repasse de participações governamentais. As expressivas receitas provenientes de *royalties* e participações especiais vêm

apresentando uma crescente representatividade sobre a Receita Total arrecadada pelo estado do Rio de Janeiro. No ano de 2006, foram arrecadados, pelo estado fluminense, R\$ 1,65 bilhão em *royalties* (69,2% do total de *royalties* arrecadados pelas Unidades Federativas) e R\$ 3,45 bilhões em participações especiais (97,7% do total de participações especiais arrecadadas pelas Unidades Federativas), conforme demonstra a Figura 5.3.

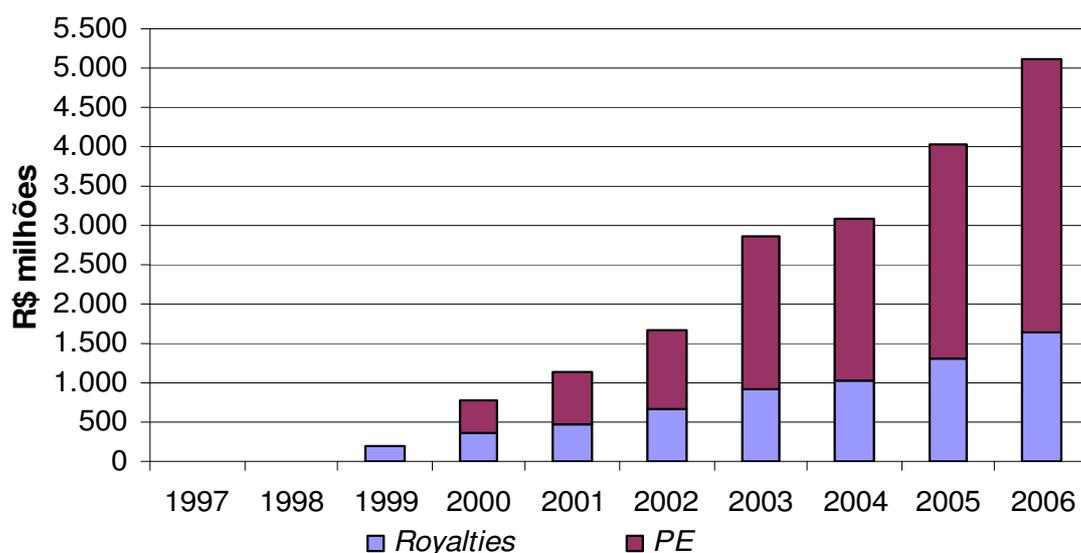


Figura 5.3 – Evolução da arrecadação de *royalties* e participações especiais pelo estado do Rio de Janeiro (1997 -2006), em R\$ milhões.

Fonte: ANP (2007).

A importância da receita das participações governamentais (segunda maior fonte de receita fiscal do estado do Rio de Janeiro) torna-se perceptível, também, quando comparada à receita de ICMS, principal receita própria do Estado, e pela evolução da participação dos *royalties* e participações especiais na composição da Receita pública Total: de 1,6% do total, em 1999, para 12,5% em 2005 (como pode ser observado, respectivamente, na Figura 5.4 e Figura 5.5, a seguir).

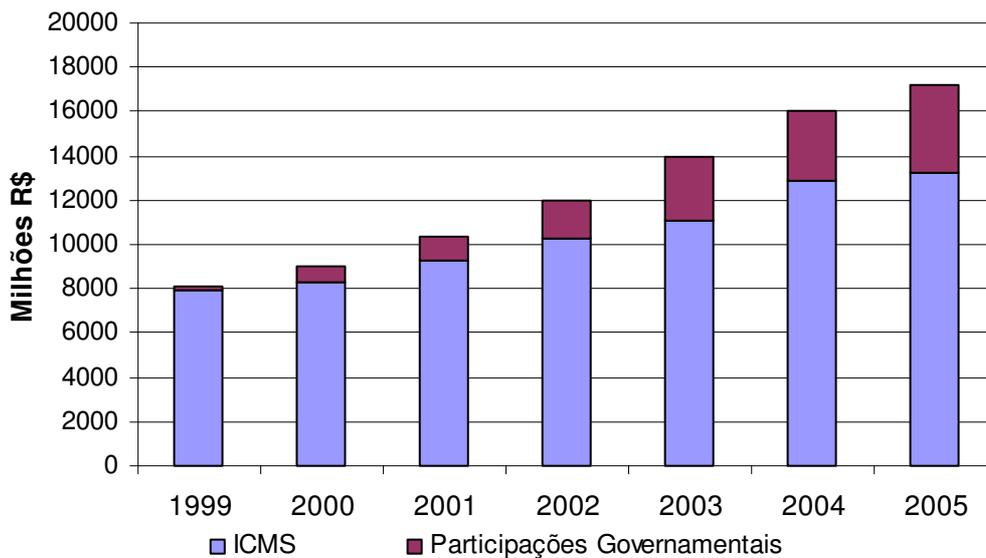


Figura 5.4 – Arrecadação de ICMS e Participações Governamentais do estado do Rio de Janeiro (1999 - 2005) em R\$ milhões

Fonte: CIDE (2006a) e ANP (2006).

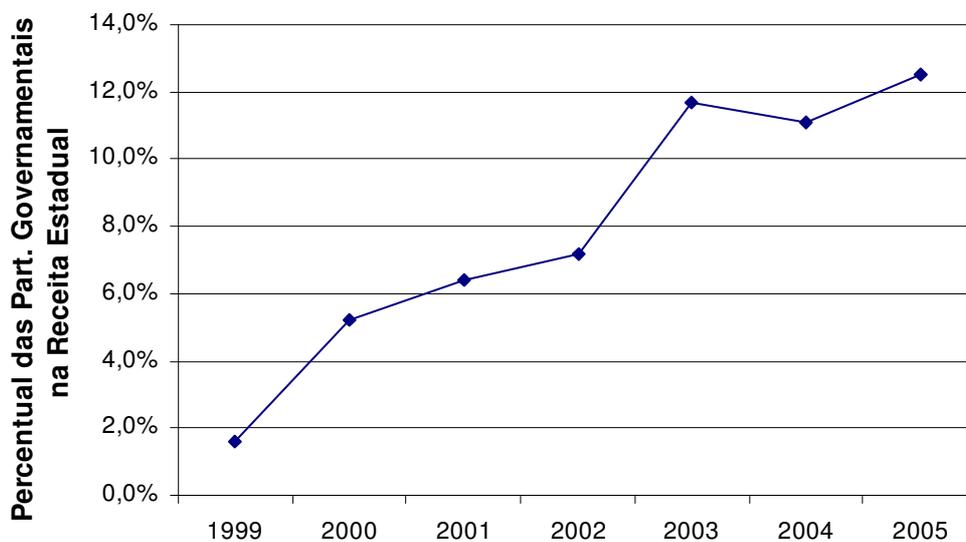


Figura 5.5 – Composição das Participações Governamentais na Receita Corrente do Estado do Rio de Janeiro 1999-2005

Fonte: TCE-RJ (2006a).

Do montante líquido¹⁷⁵ de R\$ 3,8 bilhões das receitas arrecadadas pelo estado do Rio de Janeiro em 2005, através dos recursos das indenizações pela extração do petróleo e gás

¹⁷⁵ Foram descontados, do montante bruto, R\$ 190 milhões, correspondentes à cota-parte destinada aos municípios do estado do Rio de Janeiro.

natural (*royalties* e participações especiais), foram empenhados R\$ 3,7 bilhões. Os maiores gastos são relativos ao pagamento da dívida do Estado com a União (52,7%) e ao pagamento de juros (34,4%). Os gastos na rubrica “Obras e Instalações” (4,4%), em sua maioria, são de conservação do meio ambiente e financiadas com recursos repassados, por força de Lei, ao Fundo Estadual de Conservação Ambiental e Desenvolvimento Urbano (FECAM) (RABELO, 2006).

V.3.1 O Emprego dos *Royalties* Petrolíferos na Renegociação da Dívida do Estado do Rio de Janeiro com a União

Nos termos da Lei n.º 9.496/97 e da Medida Provisória n.º 1.868-20, de 26 de outubro de 1999, foi permitido aos Estados que comprometessem uma parte dos recursos esperados pelo pagamento futuro de *royalties*, em amortizações de dívidas com a União. A aprovação desta Lei foi ao encontro de um acordo engendrado entre o Governo do Estado do Rio de Janeiro e o Governo Federal, cuja conclusão ocorreu em 26 de outubro de 1999.

Ao final de 1998, uma grande parte da dívida fundada do estado do Rio de Janeiro (R\$ 11,4 bilhões, de uma dívida interna total de R\$ 25,1 bilhões, como mostra a Tabela 5.3, a seguir), tinha seu valor reajustado pelas elevadas taxas de juros de financiamento dos títulos públicos federais (Taxa Selic). As regras definidas pela legislação, relativas a renegociação das dívidas mobiliárias estaduais absorvidas pela União, determinavam que os estados deveriam pagar 20% do total do estoque destas dívidas para obterem melhores condições de financiamento, destacando-se a redução dos juros. Estes, ao invés de trocarem os juros Selic pelo reajuste de IGP-DI mais 9% ao ano, passariam a ser reajustados pelo IGP-DI mais 6% ao ano (FECOMÉCIO-RJ, 2001).

Não dispondo dos 20% do valor da dívida para saldá-lo, em caixa ou na forma de empresas privatizáveis (valor em torno de R\$ 2 bilhões), o Governo do Estado do Rio de Janeiro conseguiu, junto à União, durante o ano de 1999, que esta aceitasse como forma de pagamento a antecipação dos direitos futuros de *royalties* e participações especiais (FECOMÉCIO-RJ, 2001). Este Contrato de Financiamento de Dívidas do

Estado, que se caracterizou como uma cessão de créditos, gerou, de imediato, uma redução na dívida interna, como mostra a Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Impacto da dívida fundada do Estado do Rio de Janeiro em função da renegociação da dívida com a União, em 31/12/1999 (R\$ bilhões)

	1998*	1999
Dívida Interna	25,1	21,8
em títulos (taxa Selic)	11,4	0,0
por contratos	13,7	21,8
Dívida Externa (por contratos)	0,7	1,0
Dívida Interna + Externa	25,8	22,8
Passivo atuarial de previdência	3,8	0,0
Cessão de direitos	0,0	5,8
Dívida + Passivo + Cessão	29,6	28,6

* Valores corrigidos pelo IGP-DI de 1999.

Fonte: FECOMÉRCIO (2001).

Cerca de R\$ 10,8 bilhões contabilizados na cessão de créditos (levados como garantia da renegociação da dívida), apresentados na Tabela 5.4, a seguir, foram os valores comprometidos do fluxo futuro de pagamentos de *royalties* e participações especiais, a que o Governo do Estado do Rio de Janeiro teve direito. Este fluxo de recursos, calculado pela ANP, foi avaliado como tendo um valor presente de R\$ 5,8 bilhões, sendo este o valor do débito (em 2001), e adicionado à dívida contabilizada na Tabela 5.3 (a do impacto da dívida fundada) (FECOMÉRCIO, 2001).

Do valor total de R\$ 5,8 bilhões, R\$ 2 bilhões foram direcionados para gerar a garantia de cessão de crédito, e os R\$ 3,8 bilhões restantes foram utilizados na capitalização do Fundo Único de Previdência Social do Estado do Rio de Janeiro (RIOPREVIDÊNCIA), autarquia responsável pela previdência social dos funcionários públicos do Estado do Rio de Janeiro¹⁷⁶, perfazendo 53,7% da composição financeira do Fundo. A União emitiu Títulos Federais resgatáveis mensalmente, corrigidos por IGP-DI mais 6% ao ano, e os transferiu à RIOPREVIDÊNCIA, cujo valor, em 2001, foi avaliado em R\$ 3,8 bilhões (FECOMÉRCIO, 2001).

¹⁷⁶ O RioPrevidência foi criada para cobrir as deficiências do passivo atuarial dos benefícios previdenciários já concedidos e a conceder aos funcionários ativos, inativos e pensionistas do Estado do Rio de Janeiro (FECOMÉRCIO, 2001).

O contrato de cessão definiu que os pagamentos seriam realizados automaticamente à União, debitando, mensalmente, os seguintes percentuais das participações a que o governo do estado tem direito: i) 60% da parcela correspondente aos *royalties* de 5%; ii) 80% da parcela correspondente aos *royalties* excedentes da parcela de 5%; iii) 80% da parcela correspondente à participação especial.

Tabela 5.4 – Valores de *royalties* e participações especiais comprometidos com a garantia de renegociação da dívida do estado do Rio de Janeiro com a União (R\$ milhões)

Ano	<i>Royalties</i>	Part. Especiais	Total*
1999	12		12
2000	135	81	216
2001	175	187	362
2002	243	333	576
2003	296	459	755
2004	321	603	924
2005	320	665	985
2006	312	637	949
2007	289	558	847
2008	262	495	757
2009	237	442	679
2010	215	401	616
2011	196	365	561
2012	175	322	497
2013	156	272	428
2014	135	241	376
2015	107	195	302
2016	95	183	278
2017	87	170	257
2018	79	155	234
2019	52	112	164
2020	18	25	43
2021	2	14	16
Total	3.919	6915	10.834

* Valores corrigidos, ao longo do tempo, pelo IGP-DI.

Fonte: FECOMÉRCIO (2001).

A ANP levantou as informações necessárias para os cálculos das projeções dos benefícios, com base na produção prevista dos poços existentes e na metodologia de distribuição de *royalties* e participações especiais, gerando os dados da Tabela 5.4. As projeções foram realizadas considerando a cotação do barril de petróleo em US\$ 17, e as reservas conhecidas até 1999. A elevação do preço do petróleo, que nos últimos anos

tem se situado em um valor bem superior, e as novas descobertas de campos petrolíferos, permitiu, nos primeiros anos de funcionamento do fundo, que apenas uma parte das participações governamentais direcionadas ao governo do Estado fossem mais do que suficientes para cobrir as obrigações.

Entretanto, o RIOPREVIDÊNCIA vem registrando sucessivos e crescentes déficits orçamentários (que, em 2005, alcançaram R\$ 2,8 bilhões), exigindo um comprometimento ainda maior dos recursos de *royalties* e participações especiais. Em face de um compromisso do Governo do estado do Rio de Janeiro de recompor o fluxo de caixa original dos fundos (devido à uma maior necessidade de recursos para saldar os pagamentos de benefícios crescentes), o estado passou a incorporar ao patrimônio do Fundo, desde 17 de janeiro de 2007, as seguintes receitas (RABELO, 2006):

- 11,25% e 15% das parcelas correspondentes aos *royalties* de 5% e excedentes a 5%, respectivamente;
- 15% da parcela da participação especial;
- 100% do valor das parcelas destas receitas, que ficam livres para o estado do Rio de Janeiro após a liquidação dos compromissos por ele assumidos com a União, no contrato de Cessão de Créditos.

O Governo Federal tem dado apoio à iniciativa de instituição destes Fundos, inclusive firmando contratos no sentido de garantir recursos aos Estados, como, por exemplo, a antecipação de *royalties* ao Rio de Janeiro, provenientes da exploração de petróleo e gás natural, bem como ao governo do Paraná, com os *royalties* resultantes da geração de energia da Hidrelétrica de Itaipu. Tais operações são efetuadas com a garantia de que os certificados emitidos pelo Tesouro Nacional só sejam utilizados na capitalização dos respectivos Fundos de Previdência (ALENCAR, 2003).

Entretanto, apesar de o contrato de cessão dos direitos futuros de *royalties* e participações especiais ter possibilitado ao estado do Rio de Janeiro solucionar o problema de um passivo descoberto (referente aos R\$ 3,8 bilhões das necessidades atuariais), e renegociar a dívida do Estado com a União (a taxas de juros mais baixas e desonerando as finanças públicas de pagamentos mensais, direto do caixa do Estado), a instituição do RIOPREVIDÊNCIA não foi baseada em um planejamento de longo

prazo, capaz de possibilitar maior segurança em relação à sua viabilidade atuarial e financeira. Ademais, o problema maior está na utilização de *royalties* e participações especiais estarem sendo consumidos com o pagamento de despesas com inativos e pensionistas, sem proporcionarem a constituição de reservas, tampouco uma promoção da diversificação da base econômica¹⁷⁷.

O procedimento de obtenção de recursos para o orçamento estadual, através da venda antecipada, no mercado financeiro, de *royalties* sobre a produção de petróleo e gás natural, vem se tornando uma atividade comum. Vários estados da Federação já se utilizam de Fundos de Investimento em Direito Creditório (FIDC), debêntures, ou leilões de títulos no mercado como forma de captar recursos¹⁷⁸. Em 2005, o Rio de Janeiro estruturou o primeiro FIDC, com lastro em *royalties* do petróleo, com o qual capturou R\$ 600 milhões¹⁷⁹, visando a antecipação das receitas dos *royalties* do petróleo para capitalizar o ROPREVIDÊNCIA, que se encontrava em situação deficitária. A iniciativa do Rio de Janeiro foi seguida por Sergipe, que espera capturar R\$ 20 milhões¹⁸⁰ (VIEIRA *et al.*, 2006).

¹⁷⁷ Conforme aponta SERRA e FERNANDES (2005), a utilização dos Estados da prática de antecipar os *royalties* para obter recursos federais, ou abatimento da dívida, pode ser interpretada como uma conquista dos governadores em um ambiente desfavorável de negociação com o Governo Federal, principalmente depois de concluídas as privatizações estaduais. Porém, o que pode ser considerada imprópria, pelos autores, é a abertura da possibilidade de utilização das rendas petrolíferas, de financeirização, contrária a uma política de desenvolvimento para gerações futuras.

¹⁷⁸ Estas operações só se tornaram possíveis porque o Tesouro Nacional concordou que a antecipação é uma compra de fluxo futuro de receitas, e não de crédito, já que os Estados estão proibidos por lei se contraírem dívidas.

¹⁷⁹ Na verdade, o Rio Grande do Norte é o pioneiro em antecipação de receitas, porém não se utilizou de um FIDC, como o estado do Rio de Janeiro. O estado potiguar realizou uma venda antecipada dos *royalties* e participações especiais do petróleo para adquirir R\$ 100 milhões em 2005 (com o dinheiro, o Rio Grande do Norte pretende utilizar o recurso para recuperar dois mil quilômetros de estradas). A Caixa Econômica Federal (CEF), parceira da operação, aplicou aos recebíveis uma taxa de desconto Selic de 3,5% ao ano e pretende desenvolver um novo produto a partir de experiências com o Rio Grande do Norte e oferecê-lo à Estados e municípios (BALARIN *et al.*, 2005).

¹⁸⁰ O diretor da empresa encarregada pela administração do negócio (Mellon Serviços Financeiros) afirmou que são esperadas novas operações com base em *royalties*, não apenas de petróleo (conforme realizado na Bacia de Campos e no estado do Sergipe), mas do setor hidroelétrico. Também há negociações para fazer as emissões lastreadas em receitas de uso de rede elétrica de transmissão e de pagamento de concessões privadas de água, além de securitização de recebíveis de ICMS. Para o diretor, as emissões seriam uma maneira de captar recursos, sem infringir a Lei de Responsabilidade Fiscal (VIEIRA *et al.*, 2006).

V.3.2 O Fundo Especial de Conservação Ambiental e Desenvolvimento Urbano - FECAM

A Constituição Estadual do Rio de Janeiro, em seu Capítulo VIII, cuida do tema relacionado ao Meio Ambiente, dedicando 22 artigos do texto constitucional (mais especificamente, os artigos 261 a 282). Pelo artigo 263, da citada Carta Estadual, com a redação dada pela Emenda Constitucional n.º 15, de 14 de dezembro de 2000, foi autorizada a criação, na forma da lei, do Fundo Estadual de Conservação Ambiental e Desenvolvimento Urbano – FECAM, destinado à implantação de programas e projetos de recuperação e preservação do meio ambiente, bem como de desenvolvimento urbano, sendo vedada sua utilização para pagamento de pessoal de administração pública (direta ou indireta), ou de despesas de custeio diversas de sua finalidade.

O FECAM é responsável pela implementação e controle de programas e projetos de recuperação e preservação do meio ambiente, bem como do desenvolvimento urbano, *“contribuindo para que o desenvolvimento econômico seja estimulado a conciliar-se com a proteção do meio ambiente, de forma a preservá-lo de alterações físicas, químicas ou biológicas que, direta ou indiretamente, sejam nocivas à saúde, à segurança e ao bem estar da população, ou ocasionem danos à fauna e à flora”* (RABELO, 2006, p. 1341)¹⁸¹. No decorrer do exercício de 2005, foram aprovados 36 projetos, no valor total de R\$ 77,7 milhões¹⁸² (RABELO, 2006).

As receitas pertencentes ao FECAM, previstas no inciso I, §1º, do artigo 263, da Constituição Estadual¹⁸³, fazem parte da arrecadação de rubricas específicas, tendo atingido, em 2005, o montante de R\$ 191,5 milhões. Além destas receitas, também pertencem ao FECAM o produto de multas e indenizações referentes à infrações à legislação de proteção ambiental, além de condenações judiciais por atos lesivos ao meio ambiente, perfazendo ao final do exercício de 2005 o montante de R\$ 248,8 mil.

¹⁸¹ O Manual de Operações do FECAM especifica os Órgãos e Entidades que poderão concorrer aos recursos do Fundo, sendo aqueles vinculados à Administrações Estaduais e Federal, Prefeituras Municipais, consórcios de Prefeituras Municipais, Universidades, Institutos, Associações, Cooperativas, Centros de Pesquisa, Organizações Não-Governamentais (ONG's), Sociedades Cíveis de notória idoneidade e outras afins, com no mínimo três anos de existência legal comprovada (RABELO, 2006).

¹⁸² É vedado o financiamento de despesas com mão-de-obra própria ou de pessoal à disposição dos órgãos executores de programas ou projetos submetidos ao FECAM.

¹⁸³ Referentes às receitas provenientes de *royalties* do petróleo e as receitas arrecadadas pela utilização de recursos hídricos e exploração de recursos minerais.

Somam-se, ainda, os rendimentos provenientes de operações e aplicações financeiras do FECAM (arrecadando, no referido ano, R\$ 374,44). A Tabela 5.5. demonstra as receitas pertencentes ao FECAM, no ano de 2005.

Tabela 5.5– Total da receita arrecadada pelo FECAM - 2005 (em R\$)

Descrição	Valor arrecadado (R\$)
Valor retido da receita de <i>royalties</i> , recursos hídricos e minerais (limite constitucional 5%)	191.495.624,83
Multas e indenizações por infrações à legislação de proteção ambiental	248.809,68
Rendimentos de aplicações financeiras	374,44
Total	191.744.808,95

Fonte: RABELO (2006).

Apesar da iniciativa do FECAM se constituir em uma utilização condizente dos *royalties* do petróleo com o conceito de desenvolvimento sustentável e a premissa de uma justiça intergeracional (através da utilização de recursos oriundos da exploração de um recurso não-renovável para a conservação do meio ambiente e prevenção de impactos ambientais provocados pela atividade industrial), podem ser identificados alguns problemas no sistema em questão.

O primeiro ponto diz respeito à alteração da Lei, que resultou em um repasse menor de recursos dos *royalties* e participações especiais ao FECAM. Por meio da Lei n.º 1.060, de 10 de novembro de 1986, foi autorizado a criação do FECAM, de natureza contábil, vinculado à Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Desenvolvimento Urbano (SEMADU), com sua regulamentação efetuada pelo Decreto n.º 10.973, de 09 de fevereiro de 1988, destinado ao financiamento de programas e projetos instituídos para o apoio ou a execução da Política Estadual de Controle Ambiental. A então receita destinada ao Fundo era composta (além de multas, empréstimos e repasses presentes na receita atualmente em vigor), de 20% das compensações financeiras a que se refere o art. 20, §1º da Constituição Federal¹⁸⁴.

Com a edição do Decreto n.º 27.818, de 26 de janeiro de 2001, o FECAM deixou de ser um fundo com autonomia administrativa e financeira, passando a figurar apenas como

¹⁸⁴ “Art. 20 §1º É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração”.

uma unidade orçamentária da então Secretaria do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, cujos programas de trabalho foram absorvidos por esta secretaria. No ano de 2003, a então governadora do estado, Rosinha Garotinho, enviou à Assembléia Legislativa a proposta de Emenda Constitucional na qual se alterava de 20% para 5% o percentual do FECAM, sendo aprovado pela Assembléia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro (ALERJ)¹⁸⁵, e alterando o inciso I, do parágrafo 1º, do art. 263 da Constituição Estadual, passando a vigorar com a seguinte redação: “I – 5% (cinco por cento) da compensação financeira a que se refere o artigo 20 §1º, da Constituição da República a que faz jus o estado do Rio de Janeiro”.

Além da redução do repasse, existe ainda o problema semelhante ao encontrado na esfera federal: parte dos recursos destinados ao FECAM não é utilizada. Em 2003, a Secretaria de Estado de Fazenda e Controle Geral disponibilizou para o FECAM o montante de R\$ 137,2 milhões, correspondente ao repasse devido de 5% dos *royalties* arrecadados pelo estado do Rio de Janeiro (conforme previsto na legislação pertinente). No entanto, o FECAM utilizou somente o montante de R\$ 37,9 milhões, o que corresponde a 27,6% do total disponibilizado para o Fundo executar seus projetos e atividades. A não execução, em sua integralidade, do montante dedicado ao Fundo, também se verificou nos anos de 2002, 2001 e 2000, quando os percentuais de utilização sobre os recursos disponibilizados foram de 22,2%; 47,9% e 13,4%, respectivamente (GOVERNO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2004). Percebe-se, desta maneira, que os recursos, apesar de serem constitucionalmente carimbados, são contingenciados, servindo de lastro para o Tesouro do Estado e a Secretaria de Fazenda.

Um terceiro ponto que merece melhor consideração é a natureza dos projetos. Quando o FECAM foi instituído, em 1986, seu objetivo era o atendimento das necessidades financeiras de projetos e programas instituídos para apoio e execução da Política Estadual de Controle Ambiental. Em 2000, ao tornar-se uma unidade orçamentária da então Secretaria do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, através da modificação do artigo 263 da Constituição Estadual, o FECAM passou a incorporar

¹⁸⁵ Esta redução do percentual de repasse dos *royalties* do petróleo para o FECAM foi uma estratégia adotada pela Governadora do Rio de Janeiro para ajudar a financiar o ajuste fiscal do estado e a pagar salários atrasados de servidores estaduais, utilizando-se dos *royalties* para solucionar questões conjunturais do que implementar projetos estruturais.

projetos de infra-estrutura, relacionados ao desenvolvimento urbano, mas não relacionados diretamente à conservação ambiental¹⁸⁶.

Em 2004, dentre os projetos aprovados (e que não se encontrou relações com a finalidade de conservação ambiental, mas sim de infra-estrutura geral) estão: consolidação e expansão das linhas 1 e 2 do Metropolitano do Rio de Janeiro¹⁸⁷; obras de ligação viária entre a Via Light (RJ-081) e a estrada de Madureira (RJ-105), com a construção de um viaduto sobre a linha da RFFSA no município de Nova Iguaçu; obras de terraplanagem e pavimentação da RJ-142, trecho Lumiar (Nova Friburgo) – Stockim (Casimiro de Abreu); ponte sobre o rio Paraíba do Sul, no perímetro urbano de Campos (SOUZA, 2005). Estes quatro projetos responderam por 13,7% do total das receitas aprovadas.

Em 2005, exemplos de empenhos em obras não relacionadas à conservação do meio-ambiente também podem ser encontradas, como obras de melhorias físicas e operacionais no acesso a Araruama da RJ-106 e modificação na interseção da RJ-124; obras de iluminação, áreas de lazer, e quadras de esporte no conjunto habitacional Nova Sepetiba (gastos de R\$ 1.470.514,00); reforma da cobertura do edifício Pedro Ernesto, antiga sede da FEEMA (gastos de R\$ 77.344) e obras de modernização dos bondes de Santa Teresa e do metrô de Copacabana (que, juntas, somam mais de R\$ 40 milhões em empenhos) (MIRANDA e MARCH, 2006). Todavia, é válido citar que, em 2005, a Companhia Estadual de Águas e Esgotos (CEDAE) foi a unidade gestora que executou a parcela mais relevante da despesa do FECAM, correspondendo a, aproximadamente, 41,9% do total geral do fundo (RABELO, 2006).

¹⁸⁶ O mesmo artigo, no item cinco, do §3º, explica que os recursos podem ser usados em programas de desenvolvimento urbano integrados aos projetos locais e regionais de desenvolvimento que contemplem soluções para os problemas ambientais locais.

¹⁸⁷ Apesar dos gastos em obras de sistemas de transporte de massa, como as do Metropolitano do Rio de Janeiro, serem condizentes com a lógica dos *royalties*, dentro de um contexto de sustentabilidade e eficiência energética (uma vez que aumentando o volume de passageiros, contribui-se para a redução da demanda por derivados de petróleo), não é este o intuito do governo estadual no caso mencionado. Na verdade, os recursos dos *royalties* (direcionados ao FECAM) foram utilizados de maneira a cobrir deficiências nas arrecadações tributárias estaduais, das quais deveriam se originar, a princípio, os recursos para investimentos em obras e infra-estrutura urbana.

V.4 Análise da Utilização das Participações Governamentais Repassadas às Esferas Municipais de Governo¹⁸⁸

Os *royalties* petrolíferos vêm desempenhando importante função de reforço nos orçamentos, tanto de municípios, como para Estados brasileiros. Dados da ANP indicam que o estado do Rio de Janeiro e nove municípios fluminenses¹⁸⁹, pertencentes à Zona de Produção Principal da Bacia de Campos estão entre os principais contemplados, sendo responsáveis por, aproximadamente 37,6%, do total distribuído entre as esferas de governo do Brasil em 2006 (ANP, 2007).

A problemática em relação a este cenário diz respeito ao emprego destes recursos, dada a sua importância crescente no fluxo dos recursos públicos municipais. Conforme visto, embora a Lei n.º 9.478/97 estabeleça o modo de partilha dos *royalties* e participações especiais, não especifica os setores nos quais estes recursos devam ser empregados pelos Estados e Municípios. Uma eventual falta de fiscalização, aliada a uma expectativa de alta destes recursos nos próximos anos justifica uma maior necessidade de eficácia na utilização desta renda petrolífera, no sentido de promover um desenvolvimento continuado diante de um eventual esgotamento das jazidas minerais.

Apesar da grande capacidade de investimento proporcionada pelas indenizações do petróleo, as condições locais de saúde, saneamento e pavimentação são, em muitas localidades (principalmente aquelas pertencentes à Região Norte Fluminense) deficientes (PACHECO, 2003; LA ROVERE *et al.*, 2005). Ademais, alguns municípios apresentam um elevado grau de dependência entre suas receitas e os *royalties* e participações especiais, configurando uma situação temerária, pois o petróleo é um recurso não-renovável e, com o decorrer das atividades de E&P, tende a exaurir-se.

¹⁸⁸ Esta seção, que apresenta a importância dos *royalties* e participações especiais nos orçamentos municipais e a maneira pela qual são utilizados toma por base o trabalho desenvolvido na monografia de bacharelado do presente autor (PACHECO, 2003).

¹⁸⁹ Na delimitação do espaço geográfico para a realização deste trabalho foram selecionados os nove municípios fluminenses que fazem parte da Zona de Produção Principal da Bacia de Campos. São eles: Armação de Búzios; Cabo Frio; Casimiro de Abreu; Rio das Ostras (pertencentes à Região das Baixadas Litorâneas); e Campos dos Goytacazes; Carapebus; Macaé; Quissamã; São João da Barra, pertencentes à Região Norte Fluminense. Por se situarem na zona mencionada, são os principais beneficiários dos repasses das participações governamentais (*royalties* e participações especiais).

Em 2005, a repartição dos *royalties* e participações especiais, destinados aos municípios fluminenses, apresentou os seguintes percentuais para as Regiões de Governo do estado do Rio de Janeiro: Noroeste Fluminense: 2,5%; Norte Fluminense: 53,8%; Serrana: 3,1%; Metropolitana: 13,0%; Centro-Sul Fluminense: 0,2%; Costa Verde: 1,8%; Baixadas Litorâneas: 24,0%; Médio Paraíba: 1,7% (ANP, 2007; CIDE, 2006).

As atividades de E&P de petróleo e gás natural promoveram uma mudança no quadro econômico dos municípios fluminenses com maciços investimentos, principalmente naqueles diretamente relacionados às atividades petrolíferas, como Macaé, fato este que pode ser corroborado pelo seu elevado PIB *per capita* (R\$ 25.921,00, no ano de 2004) (CIDE, 2006a). Tal resultado reflete o potencial da indústria petrolífera não só nesta localidade, mas também em municípios próximos como Casimiro de Abreu (PIB *per capita* de R\$ 9.916,00) e Quissamã (PIB *per capita* de R\$ 8.686,00) (CIDE, 2006a).

Concomitantemente, os recursos dos *royalties* e participações especiais promoveram a melhoria da situação fiscal nestas regiões. Assim, outro indicador relevante para a avaliação dos impactos da atividade petrolífera é a arrecadação dos *royalties* e participações especiais *per capita* das localidades beneficiadas, mesmo existindo diferenças significativas no número de habitantes em cada município. Nota-se, pela Tabela 5.6, a seguir, que os nove municípios pertencentes à Zona de Produção Principal da Bacia de Campos apresentam arrecadações superiores aos que se localizam na Zona de Produção Secundária, ou na região limítrofe, como é caso dos municípios integrantes da Região Noroeste Fluminense, além daqueles pertencentes às regiões Norte Fluminense e Baixadas Litorâneas, que não estão incluídos na Zona de Produção Principal¹⁹⁰.

¹⁹⁰ Vale lembra que, para o presente trabalho, foi considerado como **Região Norte Fluminense** os municípios de Cardoso Moreira, Conceição de Macabu, São Fidélis e São Francisco de Itabapoana; e para a **Região das Baixadas Litorâneas**, os municípios de Araruama, Arraial do Cabo, Cachoeiras de Macacu, Maricá, Iguaba Grande, Rio Bonito, São Pedro da Aldeia, Saquarema, Silva Jardim. Já para a **Região Noroeste Fluminense**, foram considerados todos os seus municípios componentes, a saber: Aperibé, Bom Jesus do Itabapoana, Cambuci, Italva, Itaocara, Itaperuna, Lage do Muriaé, Miracema, Natividade, Porciúncula, Santo Antônio de Pádua, São José de Ubá, Varre-Sai. Assim, os valores apresentados nas tabelas correspondem à média dos valores apresentados pelos municípios, em suas respectivas regiões.

Tabela 5.6 – Arrecadação de *royalties* e participações especiais *per capita*, segundo municípios e Regiões de Governo do estado do Rio de Janeiro 1998-2005 (em R\$)

Municípios e Regiões de Governo	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Armação dos Búzios	56,85	398,51	670,51	817,26	1.344,08	1.705,52	1.555,81	1.914,17
Cabo Frio	15,16	110,09	188,94	232,57	425,32	628,98	651,89	942,54
Campos dos Goytacazes	14,56	121,10	369,52	509,64	739,44	1.171,19	1.256,73	1.576,03
Carapebus	99,95	730,32	1.340,76	1.555,71	2.284,66	2.700,27	2.600,66	3.028,86
Casimiro de Abreu	39,63	285,85	533,54	651,98	1.100,29	1.372,54	1.269,74	2.062,86
Macaé	31,12	273,27	646,96	849,37	1.300,02	1.803,90	1.937,83	2.250,89
Quissamã	150,05	1.108,50	2.300,72	2.526,76	3.301,43	4.352,81	4.375,71	4.929,53
Rio das Ostras	60,56	516,62	1.701,58	2.404,16	3.396,23	4.866,19	4.727,12	5.471,54
São João da Barra	5,90	201,35	450,29	55.602,00	193,33	1.005,23	1.224,43	1.444,91
Região Norte Fluminense	5,15	34,55	69,98	87,61	125,40	162,75	141,29	165,31
Região das Baixadas Litorâneas	3,47	37,63	70,04	47,79	67,21	87,06	87,49	104,97
Região Noroeste Fluminense	5,62	38,29	76,93	94,75	125,21	170,48	147,39	172,83

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2007) e CIDE (2006a).

O município de Rio das Ostras se mantém, desde 2002, como o maior beneficiário, alcançando em 2005 a cifra de R\$ 5.471,54 para cada habitante, seguido por Quissamã (R\$ 4.929,53/hab.) e Carapebus (R\$ 3.028,86/hab.), revelando o potencial destes recursos. Campos dos Goytacazes, a despeito de ser o principal beneficiário das arrecadações das Participações Governamentais, possui um indicador *per capita* pouco expressivo, quando comparado com outros municípios. Tal fato é explicado pela sua maior população (estimada em 425.655 habitantes, em 2005¹⁹¹), demonstrando que o impacto dos *royalties* e participações especiais é mais significativo em localidades com populações menores, como Quissamã e Carapebus¹⁹².

Os valores apresentados na tabela 5.7, a seguir, exibem a participação expressiva das Participações Governamentais nas receitas municipais. Todos os nove principais beneficiários apresentaram, em 2005, mais da metade de suas Receitas Totais¹⁹³ composta pelos repasses de *royalties* e participações especiais, sendo que, dentre estes Campos dos Goytacazes e Rio das Ostras apresentaram os maiores percentuais: 71,38%

¹⁹¹ População estimada pela Fundação CIDE (CIDE, 2006a).

¹⁹² Esta maior disponibilidade de recursos *per capita*, em municípios menores do que em outros maiores, realiza-se também nos recursos federais repassados via Fundo de Participação dos Municípios (FPM), que tem um coeficiente mínimo para cada município, de acordo com sua população (os menos populosos são mais beneficiados). À parte disto, nos anos mais recentes, houve ainda um substancial aumento de transferências para todos os municípios, com intuito de financiar ações locais de educação fundamental e saúde, através de recursos do Fundo de Manutenção e desenvolvimento do Ensino Fundamental e de Valorização do Magistério (FUNDEF) e do Sistema Único de Saúde (SUS) (STN, 2007).

¹⁹³ A Receita Total resulta do somatório das Receitas Correntes e de Capital, e quantifica a disponibilidade total de recursos municipais.

e 72,29%, respectivamente. Já os demais municípios do Norte Fluminense, Baixadas Litorâneas e Noroeste Fluminense, apresentam uma baixa dependência, com média de 17,11%; 13,62% e 18,63%, respectivamente, de comprometimento das receitas totais, para o ano em questão.

Tabela 5.7 – Porcentagem das Participações Governamentais nas Receitas Totais dos municípios da Zona de Produção Principal e Regiões de Governo do estado do Rio de Janeiro 1998-2005

Municípios e Regiões de Governo	Percentual (%)							
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Armação Búzios	5,84	30,43	38,22	37,59	48,95	49,67	47,31	51,53
Cabo Frio	3,53	20,97	29,32	28,74	34,49	42,18	43,41	50,60
Campos dos Goytacazes	5,63	31,39	55,36	54,91	58,45	67,29	69,80	71,38
Carapebus	8,35	44,39	54,06	52,32	53,68	58,34	56,14	60,69
Casimiro de Abreu	5,53	26,44	37,13	36,07	44,15	48,18	45,68	59,16
Macaé	5,66	37,68	52,61	50,68	53,71	51,48	54,65	56,07
Quissamã	11,31	47,12	58,77	50,88	51,11	52,59	55,52	62,83
Rio das Ostras	9,32	48,87	71,51	68,21	64,92	63,59	66,65	72,29
São João da Barra	1,16	29,16	44,00	43,10	21,03	54,94	59,25	64,36
Região Norte Fluminense	1,38	7,86	12,84	11,64	13,78	19,37	15,34	17,11
Região das Baixadas Litorâneas	0,92	9,06	14,30	9,74	11,21	14,39	12,83	13,62
Região Noroeste Fluminense	1,37	8,33	13,74	14,68	16,90	23,13	17,84	18,63

* Adotou-se a receita Total como sendo a soma das Receitas Correntes com as Receitas de Capital.

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2007) e CIDE (2006a).

A rápida evolução do comprometimento das receitas municipais, com os repasses dos *royalties* e participações especiais merece especial cuidado pelas administrações municipais. A progressão das porcentagens, entre os anos de 1998 e 2005, revela um salto repentino e gigantesco da dependência, especialmente para os nove municípios pertencentes à Zona de Produção Principal.

Outro componente importante para análise é o comportamento da arrecadação dos *royalties*, vis a vis a receita disponível no município, compreendendo as Receitas Tributárias Próprias, as receitas de Transferências Estaduais e as receitas de Transferência da União¹⁹⁴. A Tabela 5.8 mostra o peso dos *royalties* (incluindo participações especiais) sobre a fonte de receitas municipais.

¹⁹⁴ Fazem parte da Receita Tributária Própria, o Imposto sobre a Propriedade Predial e Territorial Urbanos (IPTU); o Imposto sobre Transmissão “Intervivos” por ato oneroso de bens imóveis (ITBI), o ISS, Taxas e Contribuições de Melhoria. As transferências estaduais compreendem o ICMS, o IPVA, o IPI e o FUNDEF, enquanto que as transferências da União incluem o IRRF, ITR, ICMS exportação e FPM.

Tabela 5.8 – Receitas municipais *versus royalties* e participações especiais dos municípios da Zona de Produção Principal e Regiões de Governo do estado do Rio de Janeiro (2000-2005)

Municípios e Regiões de Governo	<i>Royalties</i> / Receitas Tributárias (%)	<i>Royalties</i> / Transf. Estaduais (%)	<i>Royalties</i> / Transf. União (%)
Armação dos Búzios	311,4	234,2	530,7
Cabo Frio	364,3	134,7	416,4
Campos dos Goytacazes	1.548,9	292,6	1.612,7
Carapebus	4.489,0	178,9	600,6
Casimiro de Abreu	2.025,7	126,4	483,9
Macaé	393,2	248,8	1.102,7
Quissamã	3.126,3	170,5	909,6
Rio das Ostras	1.482,8	641,8	1.765,2
São João da Barra	1.889,6	176,5	425,8
Região Norte Fluminense	459,0	31,4	65,1
Região das Baixadas Litorâneas	76,0	33,6	62,1
Região Noroeste Fluminense	341,6	37,7	74,8

* Receitas Tributárias = IPTU + ITBI + ISS + Taxas + Contribuições de Melhorias (de 2000 a 2005)

Transferências Estaduais = ICMS + IPVA + IPI + FUNDEF + Outras (de 2000 a 2005)

Transferências da União = FPM + IRRF + ICMS exportação + Outras (de 2000 a 2005)

Royalties = *royalties* + participações especiais (de 2000 a 2005)

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2007); CIDE (2006a); TCE-RJ (2006b).

Torna-se bem visível o potencial representado pelas contribuições dos *royalties* e participações especiais quando se compara o total arrecadado destes recursos (entre os anos de 2000 a 2005), com os derivados das arrecadações municipais, alcançando diferenças de 4.489% em Carapebus, que apresentou, dentre as localidades analisadas, o menor recolhimento de tributos. É usual que, nestes municípios, onde ocorre uma discrepância muito grande entre o total de impostos arrecadados e o montante total de participações governamentais auferidas, o potencial tributário do município em questão seja relativamente baixo, fazendo sobressair o peso das indenizações petrolíferas.

Assim como nos impostos municipais, o montante total de *royalties* no período analisado, superou o total repassado pelo Estado às Prefeituras. Porém, verifica-se um percentual inferior que o apresentado para os impostos municipais, revelando a importância maior dos repasses estaduais, em especial do ICMS (relativamente elevado, devido ao dinamismo proporcionado pela indústria petrolífera e para-petrolífera), para municípios como Macaé, Cabo Frio e Casimiro de Abreu.

Em todos os nove municípios pertencentes à Zona de Produção Principal, o somatório da arrecadação dos repasses intergovernamentais, entre os anos de 2000 a 2005, tanto estaduais quanto da União, foram inferiores aos repasses de *royalties*, confirmando a importância destes na receita municipal. Já os municípios limítrofes à Zona de Produção Principal da Bacia de Campos (localizados nas regiões Norte, Noroeste e Baixadas Litorâneas) apresentaram um percentual inferior às demais localidades, no que se refere às arrecadações tributárias e repasses intergovernamentais, devido ao menor recolhimento de *royalties* e por não receberem participações especiais. O baixo percentual revela a dependência de seus orçamentos das receitas tributárias e transferências intergovernamentais, uma vez que os *royalties* possuem uma participação menor na composição da receita total.

Além de confirmada a relevância dos *royalties* nas receitas municipais, através de comparações com as arrecadações tributárias, cabe realizar uma reflexão: a crescente dependência das receitas municipais comparadas aos repasses intergovernamentais. Os municípios, sem uma base tributária que lhes garanta a cobertura de suas despesas de custeio, dependem de transferências intergovernamentais e repasses de participações governamentais, não conseguindo atingir a autonomia financeira¹⁹⁵. A Tabela 5.9, a seguir, demonstra a composição das receitas correntes municipais em 1997, ano que os *royalties* ainda não tinham atingido um valor significativo nos orçamentos municipais.

¹⁹⁵ Segundo diagnóstico do Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro (TCE-RJ, 2006a), o conjunto dos municípios fluminenses (excluída a capital) apresentou uma autonomia financeira (percentual da receita tributária própria sobre as despesas de custeio) de 17% no exercício de 2005. Niterói é o ente com maior autonomia financeira, com 47,6%. Um total de 52 municípios tem menos de 10%, e 28 não atingem o percentual de 5%. Quando se considera o indicador do esforço tributário próprio (percentual da receita tributária própria, mais a inscrição líquida na dívida ativa, sobre a receita arrecadada), um total de 46 municípios não atinge 10% neste indicador, e 24 municípios estão com menos de 5% no ano de 2005. Não há dúvidas que a maior parte da capacidade de investimento do município está atrelada ao comportamento da arrecadação de outras esferas de governos, em função das transferências de recursos.

Tabela 5.9 – Composição das receitas correntes municipais dos municípios da Zona de Produção Principal e Regiões de Governo do estado do Rio de Janeiro (1997)

Municípios e Regiões de Governo	Trasferências do Estado (%)	Receita Tributária (%)	Receita Patrimonial (%)	Outras Receitas* (%)	Transferências da União (%)
Armação de Búzios	27,0	37,0	1,4	18,0	17,0
Cabo Frio	37,0	25,0	2,6	7,0	25,0
Campos dos Goytacazes	58,0	19,0	0,0	10,0	13,0
Carapebus	66,0	2,0	0,4	11,0	21,0
Casimiro de Abreu	50,0	5,0	0,1	21,0	24,0
Macaé	40,0	22,0	0,3	19,0	18,0
Quissamã	62,0	2,0	0,4	20,0	16,0
Rio das Ostras	37,0	18,0	0,3	27,0	18,0
São João da Barra	63,0	5,0	0,0	4,0	28,0
Região Norte Fluminense	62,8	4,0	0,1	3,5	29,5
Região das Baixadas Litorâneas	39,9	22,0	1,1	9,2	26,3
Região Noroeste Fluminense	64,0	5,6	0,5	2,8	27,3

* Até 1999, os *royalties* eram alocados na rubrica “Outras Receitas Correntes”.

Fonte: Elaboração própria a partir de TCE-RJ (2006b) e CIDE (2006a).

Como os *royalties* não eram expressivos, a principal fonte de recursos eram as transferências do Estado, seguidas pelas transferências da União. O problema que reside neste fato é que a baixa disponibilidade de receitas municipais leva a um aumento das dependências de políticas de âmbito nacional, a fim de melhorar a situação atual do município, contribuindo para a manutenção da dependência e de mecanismos de cunho clientelista nas relações com os governos estaduais, ou federal.

A receita tributária, mesmo apresentando um percentual inferior aos outros dois repasses, ainda possuía uma participação importante na arrecadação total dos municípios, como ocorria, por exemplo, em Armação dos Búzios (37% da composição) e Cabo Frio (25% da composição). Porém, em 2005, este quadro se reverteu (conforme apresentado na Tabela 5.10, a seguir), ocorrendo uma diminuição da participação dos recursos tributários municipais na composição das receitas correntes para todos os municípios em análise (exceto Quissamã), registrando percentuais de apenas 1,9% (Carapebus) e 2,2% (São João da Barra). Paralelamente, uma análise das transferências demonstra que houve mudança significativa nos recursos disponíveis, graças ao expressivo aumento na arrecadação de *royalties* e participações especiais, tornando estes as principais fontes de recursos para os nove municípios da Zona de Produção Principal da Bacia de Campos.

Tabela 5.10 – Composição das receitas correntes municipais dos municípios da Zona de Produção Principal e Regiões de Governo do estado do Rio de Janeiro (2005)

Municípios e Regiões de Governo	Transf. do Estado (%)	Receita Tributária (%)	Receita Patrimonial (%)	Outras Receitas (%)	Transf. da União (%)	Receita de Contribuição e Serviços (%)	Royalties (%)
Armação de Búzios	16,30	14,80	1,90	4,50	9,90	1,10	51,60
Cabo Frio	22,90	9,80	1,90	2,90	9,40	2,30	50,70
Campos dos Goytacazes	15,20	3,40	2,50	7,70	3,60	0,00	71,60
Carapebus	27,00	1,90	0,70	0,50	8,20	0,90	60,80
Casimiro de Abreu	26,40	2,60	0,70	0,70	8,80	0,60	60,20
Macaé	18,80	16,10	0,90	1,60	5,70	0,30	56,60
Quissamã	25,60	2,20	1,40	1,70	6,30	0,00	62,80
Rio das Ostras	7,70	4,30	8,70	1,40	4,00	0,30	73,60
São João da Barra	22,40	2,20	0,50	1,00	10,00	0,20	63,60
Região Norte Fluminense	48,00	3,93	0,85	2,00	24,68	2,19	18,35
Reg. das Baixadas Litorâneas	36,12	15,88	1,57	5,20	21,42	4,00	15,80
Região Noroeste Fluminense	46,68	4,02	0,73	1,96	24,10	1,48	21,02

* As possíveis diferenças entre somas de parcelas, e respectivos totais, são provenientes do critério de arredondamento. Ligeiras diferenças entre os percentuais encontrados para a participação dos *royalties* e participações especiais, daqueles apresentados previamente na Tabela 5.7, decorrem da utilização de diferentes bases de dados. Porém, tal fato não invalida as conclusões obtidas no estudo.

Fonte: Elaboração própria a partir de TCE-RJ (2006b) e CIDE (2006a).

Além da maior participação das indenizações do petróleo na composição total da receita corrente, colaboram para esta redução do percentual tributário municipal¹⁹⁶, a condescendência dos prefeitos em relação à cobrança dos impostos e a disputa intermunicipal para a instalação de empresas fornecedoras de equipamentos e serviços à indústria petrolífera, originando uma situação de guerra fiscal.

Na guerra fiscal, os municípios têm se valido da doação de terrenos e infra-estrutura, da isenção de taxas e impostos locais, tendo em vista a grande indústria petrolífera e parapetrolífera, supostamente grande empregadora e geradora de efeito multiplicador sobre as dinâmicas locais. Na realidade, os efeitos da guerra fiscal têm sido perversos em vários sentidos. Além de enfraquecer as receitas municipais, nos locais onde a grande indústria se instala, ocorre quase sempre um grande afluxo populacional,

¹⁹⁶ A receita tributária é um dos mais importantes indicadores de desempenho das administrações municipais. De um lado expressa o grau de dependência e sobrevivência destes municípios em relação aos recursos transferidos. De outro, funciona como um indicador de eficiência da gestão pública municipal, ao expressar a sua capacidade de arrecadação, atividade na qual, a responsabilidade municipal está claramente definida pela Constituição Federal. O Anexo VI apresenta os indicadores de esforço tributário próprio para os municípios e regiões de governo analisadas neste trabalho, entre os anos de 2000 a 2005, demonstrando que a maior parte da capacidade de investimento dos municípios está atrelada ao comportamento de arrecadação de outros governos (Federal e Estadual), em função da transferência de recursos (TCE-RJ, 2006b).

seguido do aumento tanto da precariedade urbanística quanto da violência, além de grandes sobrecargas para os serviços locais, como saúde e transportes.

Não somente as questões de guerra fiscal são prejudiciais para um processo de desenvolvimento regional, como também as freqüentes disputas sobre a propriedade territorial de áreas que, por decisões judiciais e revisões de divisas geográficas, passam a se inserir em zonas de produção e, conseqüentemente, têm direito ao recebimento de *royalties* petrolíferos. Como exemplo, pode-se citar o caso da disputa entre Rio de Janeiro e Espírito Santo, em torno do campo de Roncador; Paraná e Santa Catarina pelo poço P-14 no campo de Caravela¹⁹⁷, bem como diversos conflitos municipais dentro de uma mesma Unidade Federativa.

Dispondo de autonomia financeira e menor restrição de recursos, os municípios desenvolveram condições de ação efetiva no plano de apoio ao desenvolvimento local e regional. Porém, apesar das mudanças legais, instituídas pela Constituição Federal de 1988, que dotaram as administrações municipais de um maior grau de autonomia administrativa e financeira, a maioria dos municípios fluminenses, em particular os situados no interior do Estado, permanece, como visto, dependente de transferências de recursos federais e estaduais.

Esta dependência vem se acentuando nos anos recentes e mostra as dificuldades que os municípios enfrentam para ampliar a arrecadação de recursos próprios. A nova Constituição deu aos municípios atribuições legais que permitem ampliar sua autonomia financeira. A passagem desta autonomia potencial para uma efetiva autonomia financeira depende, no entanto, em grande medida, da evolução da economia local, pois é o crescimento das atividades econômicas locais que propicia a possibilidade de elevação da arrecadação municipal.

¹⁹⁷ Foi, inclusive, criado, em 2001, a Associação dos Municípios Excluídos do Rol de Recebedores de *Royalties* do Petróleo e do Gás (AMROY), formado por dez municípios das regiões Sul, Sudeste e Nordeste do Brasil, com objetivo, segundo seus fundadores, de promover ações administrativas, legislativas, políticas, econômicas e jurídicas na defesa de seus direitos referentes às parcelas de *royalties* decorrentes da existência de instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás em seus territórios (CRELIER, 2004).

V.4.1 A Relação das Participações Governamentais com os Investimentos Municipais Realizados

Os investimentos são as despesas reservadas ao planejamento e à execução de obras públicas, inclusive as destinadas à aquisição de imóveis considerados necessários à realização destas últimas, bem como programas especiais de trabalho, aquisição de instalações, equipamentos e material permanente (CIDE, 2006a). Todo governo municipal deve estabelecer um bom planejamento, para investir em áreas capazes de fomentar um desenvolvimento econômico e melhoria nas condições de vida de seus habitantes, evitando que valores expressivos sejam gastos em investimentos de pouco, ou nenhum, retorno.

Na Figura 5.6, abaixo, são apresentados a média dos investimentos *per capita*, realizados em diferentes períodos: o que compreende os anos de 1997 a 1999; um segundo que compreende os anos de 2000 a 2002, e um terceiro composto pelos anos de 2003 a 2005. Este último período foi beneficiado com uma arrecadação significativa de *royalties* e participações especiais, coincidindo com o salto de investimentos realizados no mesmo período.

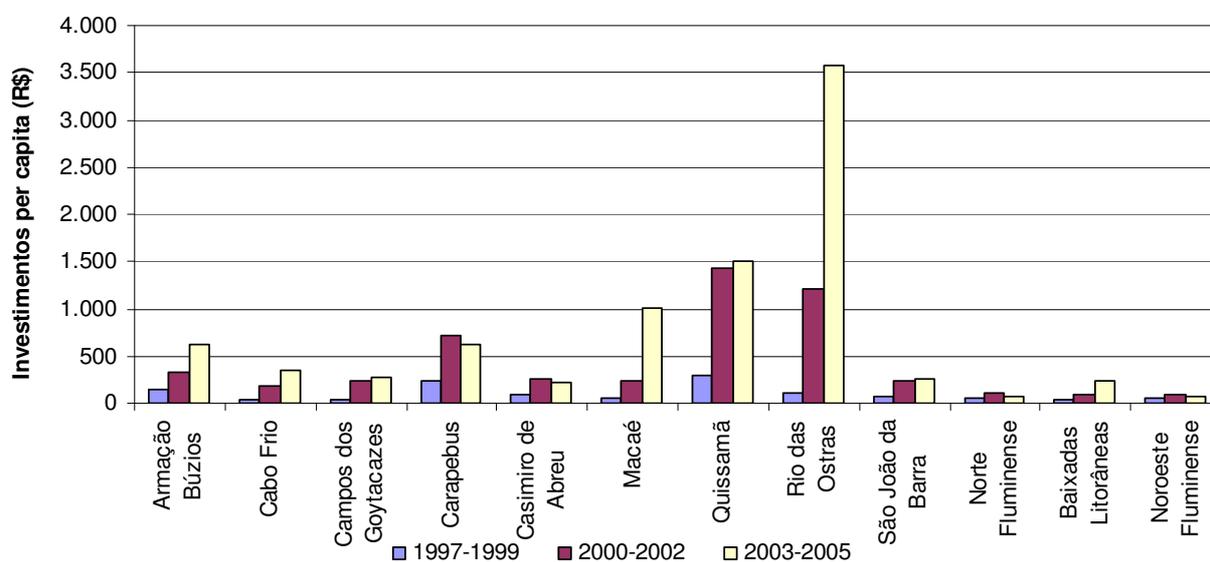


Figura 5.6 – Investimentos médios *per capita* dos municípios e Regiões de Governo do Estado do Rio de Janeiro, 1997 a 1999; 2000 a 2002; 2003 a 2005 (R\$)

Fonte: Elaboração própria a partir de TCE-RJ (2006a).

A capacidade de investimento, na maioria dos municípios da Zona de Produção Principal da Bacia de Campos apresentou volumes de recursos mais favoráveis do que aqueles observados para o conjunto dos municípios do Norte Fluminense, Baixadas Litorâneas e Noroeste Fluminense, estabelecendo-se a hipótese de que os *royalties* e as participações especiais estão contribuindo para este salto no investimento, graças a seu reforço nos cofres públicos municipais. No período de 1997/1999, a média dos investimentos *per capita* dos nove municípios da Zona de Produção Principal era de R\$ 122,30, saltando para R\$ 536,86 no triênio 2000/2002 e, posteriormente, no período de 2002/2005, de R\$ 933,82 (aumento de 663,5% de 1997 a 2005), enquanto que os municípios do Norte Fluminense e Noroeste Fluminense experimentaram aumentos de 31,0% e 21,0%, respectivamente¹⁹⁸ (vide Anexo VII).

Conforme estudo da ANP (2003), sobre a contribuição dos *royalties* no desenvolvimento socioeconômico local, os municípios com maior população, ou que constituem pólos industriais (como Macaé), sofrem pressões maiores para ampliação de seus gastos, ao passo que aqueles oriundos de emancipações recentes, como Quissamã e Armação dos Búzios, não acumulam passivos que exijam a utilização de uma maior parcela dos *royalties* para a sua compensação.

Uma outra possibilidade de analisar a capacidade de investimentos dos municípios, e confirmar a hipótese da utilização das participações governamentais para potencializar estes investimentos, pode ser feita através da Figura 5.7, que apresenta o Indicador do Grau de Investimento dos municípios e regiões de Governo do estado do Rio de Janeiro. Os valores apresentados correspondem à média dos indicadores para os períodos de 1997 a 1999; 2000 a 2002 e 2003 a 2005 (para avaliação dos valores anuais, vide Anexo VIII).

Este indicador (calculado como sendo o percentual dos gastos em investimentos sobre a receita total municipal) reflete a contribuição da receita total na execução dos investimentos. A média do grau de investimento público dos municípios da Zona de Produção Principal, no triênio 2003/2005 (exceto para Casimiro de Abreu), apresentou

¹⁹⁸ Os municípios das Baixadas Litorâneas apresentaram, no período de 1997 a 2005, um expressivo crescimento de 603,5% nos investimentos *per capita*, fato que pode ser explicado, em parte, pela presença da indústria do turismo, característica da região, e pela melhor arrecadação tributária de seus municípios, em relação às demais regiões analisadas.

percentuais superiores às demais regiões analisadas e maiores que a média dos municípios fluminenses (9,88%)¹⁹⁹.

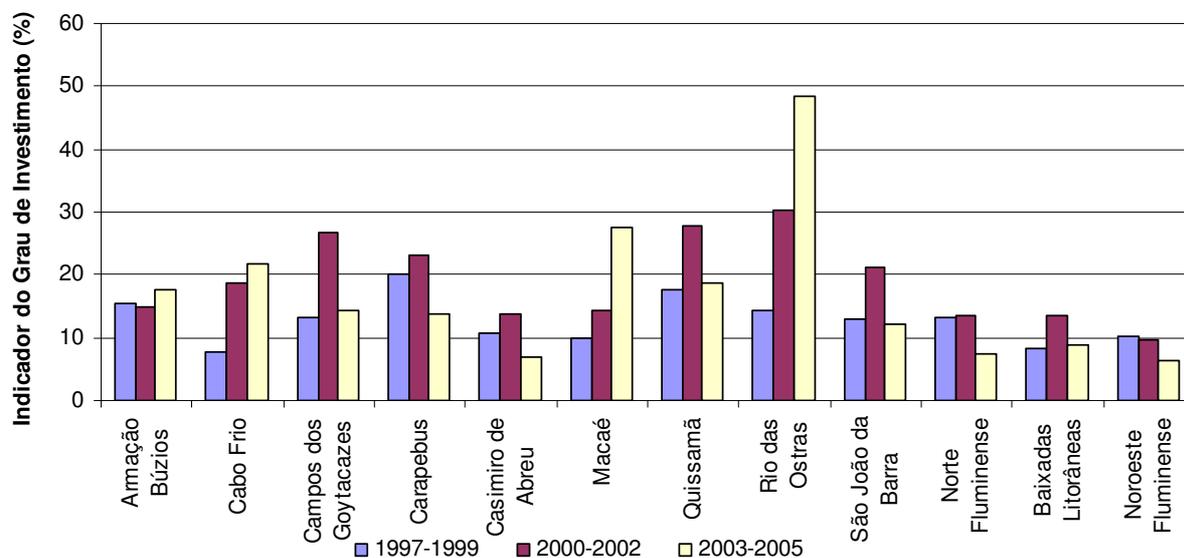


Figura 5.7 – Indicador médio do Grau de investimento dos municípios e Regiões de Governo do Estado do Rio de Janeiro, 1997 a 1999; 2000 a 2002; 2003 a 2005 (%)

Fonte: Elaboração própria a partir de TCE-RJ, 2006b.

Contudo, os valores dos investimentos, quando comparados com as receitas dos *royalties* e participações especiais, no ano de 2005, em particular para os municípios da Zona de Produção Principal, evidenciam que as participações governamentais estão sendo destinadas para fins diversos, e não exclusivamente para ampliação dos gastos em investimentos, conforme propusera a Lei n.º 7.990/89 (e que, posteriormente, viria a ser modificada pela promulgação da Lei n.º 9.478/97). Em 2005, a relação Investimentos/*Royalties* é inferior a uma unidade para todos os municípios (vide Anexo IX), demonstrando-se que foram destinados menos recursos às despesas de investimentos do que a própria receita oriunda das compensações financeiras das atividades petrolíferas. Caso a antiga legislação estivesse em vigor (delimitando a utilização dos *royalties* exclusivamente para a rubrica “Investimentos”), levaria a um excepcional crescimento dos valores investidos.

Para LEAL e SERRA (2002), isto não deve provocar um juízo negativo, pois pode decorrer da insuficiência de recursos tributários para atender a demanda acrescida de bens e serviços públicos, ou da existência de grande déficit social herdado de um

¹⁹⁹ Excluído o município do Rio de Janeiro. Fonte: TCE-RJ, (2006a).

período anterior de estagnação econômica. Infelizmente, os quadros de execução orçamentária, na forma como são apresentados, enfatizam somente a legalidade e a gestão de caixa, não permitindo a correta apropriação dos *royalties* às áreas a que são destinados.

V.4.2 – Direcionamento dos Recursos Petrolíferos nos Gastos Municipais

De acordo com os pareceres do Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro²⁰⁰, os recursos das participações governamentais estão sendo utilizados, na maioria dos municípios, conforme a determinação da lei, ou seja, não estão sendo direcionados para o pagamento de pessoal e dívidas²⁰¹. No entanto, esta constatação não é suficiente para garantir a eficiente alocação dos recursos. Dada a dificuldade e a complexidade que se encontra atualmente para fiscalizar, faz-se necessária a introdução de aperfeiçoamentos nos mecanismos de controle da legislação e, também, um esforço político de toda a sociedade para averiguar a eficácia dos gastos.

Cabe, então, avaliar a maneira pela qual este volume de recursos está sendo favorável para o desenvolvimento dos municípios beneficiados. A Tabela 5.11, abaixo, mostra a evolução do Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M)²⁰², nos nove municípios localizados na Zona de Produção Principal da Bacia de Campos e, para efeito de comparação, a média dos índices para os municípios localizados nas regiões Norte Fluminense, Baixadas Litorâneas e Noroeste Fluminense.

²⁰⁰ Disponíveis em: <http://www.tce.rj.gov.br>.

²⁰¹ Em uma análise técnica do TCE-RJ sobre as contas do exercício de 2004 dos municípios fluminenses, cinco obtiveram pareceres prévios contrários, pois destinaram parte dos *royalties* para o pagamento de despesas de pessoal e/ou em dívidas não excetuadas pela Lei n.º 10.195/01, o que é vedado pela Lei Federal n.º 7.990/89. Cometeram esta irregularidade os ex-prefeitos de Campos dos Goytacazes, Cachoeiras de Macacu, Armação dos Búzios, Macuco e Resende (TCE, 2006c).

²⁰² O Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) foi criado, originalmente, para mensurar o nível de desenvolvimento humano dos países, a partir de indicadores de educação (alfabetização e taxa de matrícula escolar), longevidade (esperança de vida ao nascer) e renda (PIB *per capita*). Para auferir o nível de desenvolvimento municipal, os mesmo indicadores são utilizados, porém com algumas modificações, a fim de torná-los mais adequados na avaliação da condição social de núcleos sociais menores. O índice varia de zero (nenhum desenvolvimento humano) a 1 (desenvolvimento humano total) (PNUD, 2006).

Tabela 5.11 – Evolução dos indicadores de desenvolvimento socioeconômico – IDH-M (1991/2000)

Municípios e Regiões de Governo	IDH-M 1991		IDH-M 2000	
	Valor	Posição no Estado RJ	Valor	Posição no Estado RJ
Armação dos Búzios	0,691	40	0,791	12
Cabo Frio	0,716	20	0,792	11
Campos dos Goytacazes	0,684	44	0,752	54
Carapebus	0,649	75	0,740	62
Casimiro de Abreu	0,693	38	0,781	24
Macaé	0,730	10	0,790	14
Quissamã	0,641	80	0,732	73
Rio das Ostras	0,681	46	0,775	33
São João da Barra	0,684	44	0,723	79
Região Norte Fluminense	0,627	74	0,718	76
Região das Baixadas Litorâneas	0,687	42	0,769	37
Região Noroeste Fluminense	0,659	64	0,737	64

Fonte: Elaboração própria a partir de PNUD (2006).

A análise do IDH-M mostra que todos os municípios e regiões de governo analisados apresentaram melhoria nos seus indicadores, porém com diferentes intensidades. Houve um aumento considerável, de 1991 a 2000, no desempenho de alguns municípios, como Cabo Frio (11º posição no estado do Rio de Janeiro, em 2000), Armação dos Búzios (12º posição) e Casimiro de Abreu (24º posição). Contudo, uma primeira hipótese que poderia ser levantada é a de que o crescimento dos recursos provenientes das participações governamentais não estaria influenciando expressivamente a melhoria das condições de vida dos municípios beneficiados, uma vez que se registrou, pelos dados da Tabela 5.11, a queda de posição dos principais beneficiários dos *royalties* e participações especiais: Macaé e Campos dos Goytacazes, o primeiro perdendo quatro posições no *ranking* estadual e o segundo, dez posições²⁰³.

²⁰³ Um dos fatores que podem ter contribuído para a queda de posição destes municípios, no *ranking* do IDH foi a degradação causada pelo fluxo migratório à estas localidades, em busca da renda do petróleo, agravando os indicadores sociais e de renda *per capita*.

Todavia, é necessário lembrar que o crescimento das atividades econômicas não se traduz, necessariamente, em desenvolvimento econômico e social²⁰⁴. Outro ponto fundamental é a de que os recursos originários das indenizações petrolíferas são relativamente recentes²⁰⁵. Conseqüentemente, não houve tempo suficiente para que tal incremento nas receitas pudesse se converter em sensíveis melhorias, uma vez que uma parcela dos recursos municipais é utilizada para o resgate de dívidas sociais contraída ao longo do tempo (o que pode vir a proporcionar uma elevação dos seus indicadores sociais num período de médio e longo prazo). Ademais, o IDH-M não foi elaborado no sentido de avaliar as contribuições específicas da indústria petrolífera no desenvolvimento humano.

Uma outra perspectiva de avaliação do benefício obtido pelo repasse das receitas de *royalties* e participações especiais para a esfera municipal pode ser obtida pelo Índice de Qualidade dos Municípios (IQM). Criado pela Fundação Centro de Informações e Dados do Rio de Janeiro (CIDE), o IQM apresenta uma classificação geral de todos os municípios fluminenses, a partir de sete grupos de indicadores²⁰⁶: Dinamismo; Centralidade e vantagem locacional; Riqueza e potencial de consumo; Qualificação da mão-de-obra; Facilidades para negócios; Infra-estrutura para grandes empreendimentos; Cidadania e tem por finalidade avaliar as condições municipais de atrair investimentos, bem como suas capacidades de multiplicar os benefícios advindos. A Tabela 5.12

²⁰⁴ Quando se estudam as questões ligadas à desenvolvimento, percebe-se que este é um conceito fugidio e em evolução (SACHS, 2004). Neste sentido, será considerado, para fins deste trabalho, o conceito de desenvolvimento econômico como um processo de promoção do crescimento econômico, com impactos positivos em termos sociais e em termos ambientais. Em outras palavras, o processo de desenvolvimento envolve uma melhoria do bem-estar das gerações presentes, através do crescimento com distribuição de renda e melhoria social, e do bem-estar das gerações futuras, através da garantia de sustentabilidade econômica, social e ambiental (LA ROVERE *et al.*, 2005).

²⁰⁵ Conforme visto nos capítulos anteriores, apesar de já existir o pagamento dos *royalties* desde a década de 1950, somente a partir da Lei n.º 9.478, de 1997 que os repasses atingiram volumes expressivos. A referida Lei também determinou o pagamento das participações especiais, (até então inexistentes) e que se tornaram expressivas somente a partir do ano 2000.

²⁰⁶ Dinamismo: demonstra o dinamismo da economia local, representada pela existência de alguns serviços especializados e pelo nível de suas atividades. Centralidade e vantagem locacional: representa a capacidade que possui o município de estabelecer vínculos com os mercados vizinhos, seja pela sua importância regional, seja pela sua localização geograficamente privilegiada. Riqueza e potencial de consumo: demonstra a riqueza existente no município, representada pela sua produção e pelo nível de rendimento de seus habitantes. Qualificação da mão-de-obra: representa o padrão de formação educacional da população, do ponto de vista da especialização e profissionalização. Facilidades para negócios: demonstra as facilidades existentes para a operação das empresas e seus funcionários. Infra-estrutura para grandes empreendimentos: demonstra a presença, no município, de condições favoráveis à implantação e operação de empresas de grande porte. Cidadania: representa as condições de atendimento às necessidades básicas da população do município (saúde, educação, segurança, justiça e lazer). Para uma descrição mais detalhada deste índice, ver CIDE (2006b), *Índice de Qualidade dos Municípios: potencial para o desenvolvimento II*, Rio de Janeiro: Fundação CIDE.

apresenta o valor dos indicadores e o *ranking* dos municípios e regiões no estado do Rio de Janeiro, para os anos de 1998 e 2005.

Tabela 5.12 – Evolução dos indicadores do Índice de Qualidade dos Municípios – IQM (1998/2005)

Municípios e Regiões de Governo	IQM 1998		IQM 2005	
	Valor	Posição no Estado RJ	Valor	Posição no Estado RJ
Armação dos Búzios	0,2402	40	0,3818	18
Cabo Frio	0,3919	11	0,4308	13
Campos dos Goytacazes	0,4245	9	0,4585	9
Carapebus	0,1489	74	0,1595	69
Casimiro de Abreu	0,4705	6	0,4618	8
Macaé	0,4789	5	0,6386	3
Quissamã	0,2309	45	0,3528	24
Rio das Ostras	0,3327	23	0,5189	6
São João da Barra	0,1512	73	0,1742	62
Região Norte Fluminense	0,1435	66	0,1182	73
Região das Baixadas Litorâneas	0,2176	53	0,2776	40
Região Noroeste Fluminense	0,2170	50	0,1846	62

Fonte: Elaboração própria a partir de CIDE (2006b).

Os municípios localizados na Zona de Produção Principal (e que por esta razão recebem vultosos repasses de participações governamentais), são aqueles que apresentaram os melhores indicadores no ano de 2005, quando comparados com os demais municípios localizados nas regiões Norte Fluminense, Baixadas Litorâneas e Noroeste Fluminense. Nesta análise, já é possível perceber, devido ao maior intervalo de tempo decorrido do recebimento de um maior aporte de *royalties* e participações especiais para estas localidades, o benefício das rendas petrolíferas para o desenvolvimento destes municípios.

Os agrupamentos regionais permitem visualizar que as localidades mais carentes são aquelas que não conseguiram universalizar os benefícios sociais decorrentes de seu crescimento econômico. Grande parte destes municípios é, ainda, de base agrícola, a atividade econômica original (como Quissamã, Carapebus e São João da Barra, assim como a maioria dos municípios das regiões Noroeste e Norte Fluminense). Já os menos carentes, e que obtiveram melhor desempenho no índice, são aqueles cuja base

econômica fundamenta-se nas atividades industriais, de comércio e/ou serviços (como, por exemplo, Macaé²⁰⁷) (CIDE, 2006b).

No IQM-2005, não se registrou, entre os vinte primeiros colocados, um único município representante do Noroeste Fluminense (o mesmo não aconteceu no IQM-1998, que registrou dois municípios desta Região de Governo: Santo Antônio de Pádua e Bom Jesus do Itabapoana). O Noroeste Fluminense é uma região que continua bastante dependente de repasses do governo federal e estadual, assim como recursos da assistência social (como a aposentadoria rural). Sua economia, baseada na agropecuária pouco competitiva, não conseguiu se reciclar, provocando uma migração de sua população para cidades com melhores condições de vida (CIDE, 2006b). Municípios como Varre-Sai, São José de Ubá, Aperibé e Lage do Muriaé ocupam as últimas colocações do *ranking* do IQM 2005, sendo Aperibé o município que mais perdeu posições de 1998 a 2005: saiu do 43º para o 79º lugar (CIDE, 2006b).

A maioria dos municípios pesquisados, localizados na Zona de Produção Principal da Bacia de Campos, destinaram seus recursos para o gasto social, priorizando as áreas de Educação e Cultura, Saúde, Habitação e Urbanismo, dentre outras, representando um esforço das políticas públicas em atender às necessidades da população local²⁰⁸ (PACHECO, 2003). Segundo a ANP (2003), a contribuição dos *royalties* para a expansão de gastos de setores de Educação e Cultura e Saúde e Saneamento, não é evidente, devido à coincidência do momento de implantação do programa federal de ações básicas de saúde (SUS) e do FUNDEF, com o de expansão dos volumes arrecadados com os *royalties* (ANP, 2003). Entretanto, os gastos realizados em

²⁰⁷ Macaé, o município de maior potencial de atração de investimentos, segundo indicadores do IQM 2005, teve um passado agrícola. A sua base econômica, portanto, foi a mesma dos que ainda hoje permanecem com características rurais, ou que se transformaram em periferias de pólos. O bom desempenho apresentado por Macaé, é consequência da mudança da base econômica que se verificou, com a instalação de uma indústria petrolífera. Já os municípios periféricos, de origem agrícola (assim como Macaé), também apresentaram mudanças, mas estas não evitaram que se tornassem dependentes de outros mais desenvolvidos, com maior poder de atração de investimentos, que levaram à melhores condições socioeconômicas.

²⁰⁸ À guisa de ilustração, a porcentagem média de crescimento dos gastos, entre 1997 e 2002, para Campos dos Goytacazes, Carapebus, Macaé, Quissamã e São João da Barra, foram de: 560% para Administração e Planejamento; 331% em Saúde e Saneamento; 220% para Educação e Cultura e 113% para Habitação e Urbanismo. Estes valores são expressivamente maiores que aqueles registrados nos municípios limítrofes da Região Norte Fluminense (Cardoso Moreira, Conceição de Macabu, São Fidélis e São Francisco de Itabapoana): 271% para Administração e Planejamento; 132% para Educação e Cultura; 73% para Habitação e Urbanismo e 158% em Saúde e Saneamento (PACHECO, 2003; LA ROVERE *et al.*, 2005).

Educação e Saúde superaram, respectivamente, os repasses do FUNDEF e do SUS, reforçando a hipótese de que estes setores foram beneficiados com outros recursos, em especial, as receitas provenientes das participações governamentais, sendo que os nove municípios da Zona de Produção Principal, que recebem o maior repasse de *royalties* e participações especiais, foram os que realizaram os maiores gastos nos dois setores (LA ROVERE, 2005; PACHECO, 2003).

É difícil especificar, com precisão, as áreas beneficiadas com os recursos das participações governamentais, pelo motivo da dispersão das informações sobre o assunto abordado. Além disto, é complicada a desagregação dos benefícios oriundos dos recursos dos *royalties* e participações especiais daqueles originados pela indústria petrolífera como um todo. Soma-se a este fato, a dificuldade de obtenção e a demora no encaminhamento de informações por parte dos órgãos públicos²⁰⁹ e no curto espaço temporal, decorrido do início do recolhimento das participações governamentais e seus reais efeitos sobre a vida econômica e social dos municípios, para a materialização dos resultados dos gastos realizados²¹⁰.

No intuito de exemplificar, mais detalhadamente, a utilização dos *royalties* na esfera municipal, serão apresentadas algumas informações pontuais de áreas setoriais, nas quais estes recursos foram direcionados. Entretanto, algumas destas informações ainda não foram expressas em fontes oficiais de informação²¹¹.

No ano 2000, Quissamã destinou 15,37% dos *royalties* para pavimentação, 12,81% para saneamento, 4,19% para construção de casas populares e 4,16% em eletrificação

²⁰⁹ O vereador Sérgio Diniz (PSDB/RJ), é um dos principais questionadores sobre o uso dos recursos dos *royalties* na administração do prefeito Arnaldo Vianna (Campos dos Goytacazes). Além da dificuldade de acesso às informações, o vereador afirmou: “A atual gestão (do prefeito Arnaldo Vianna) não apresenta a maior parte dos números que solicitamos. O que poderia ser usado como um alicerce para o desenvolvimento de Campos não tem controle. Há fortes indícios de corrupção e má aplicação dos recursos dos *royalties*” (DE FRANÇA, 2004, p. 44).

²¹⁰ É necessária cautela ao medir as modificações estruturais sobre as condições de vida dos municípios, não sendo pertinente, pois, exigir-se que em poucos anos haja transformações substanciais sobre a qualidade de vida de sua população, sobretudo quando requerem investimentos com largos prazos para maturação, como o setor educacional ou a universalização dos serviços públicos de saneamento e saúde (SERRA, 2003).

²¹¹ Algumas das informações apresentadas foram recolhidas a partir da exploração da imprensa local e estadual e confirmadas em entrevistas abertas. Elas não têm objetivo de emitir julgamento de valor, tampouco de tomar posição em favor ou detrimento de políticos ou partidos envolvidos, mas tão somente de analisar a situação municipal diante de um repasse expressivo de recursos oriundos das participações governamentais.

(BRUM, 2001). Em Rio das Ostras, embora seja o terceiro município em arrecadação, gastou-se, também em 2000, apenas 23,2% da receita obtida dos *royalties*, sendo que 58% deste montante, destinou-se à obras de pavimentação (FRANÇA e ORDOÑEZ, 2000). Campos dos Goytacazes também apresentou uma concentração de gastos em pavimentação, consumindo 85% do total utilizado (BRUM, 2001). Carapebus apresentou, no mesmo ano, a seguinte distribuição de gastos: 35% em construção, reforma e pavimentação, 20% em saneamento e 14% em rede elétrica (BRUM, 2001).

Macaé, o segundo maior beneficiário dos *royalties*, arrecadou cerca de R\$ 86 milhões, em 2000. Deste total, segundo a Secretaria de Fazenda, R\$ 21.501.209,40 ficaram de saldo de 2000 para 2001, tendo o município destinado o gasto de R\$ 64.718.114,40 nas seguintes obras: 5,8% em projetos de urbanização de vias urbanas; 16,6% em pavimentação; 4,5% em esgotamento sanitário; 4,2% em iluminação pública; 1,2% em dragagem de rios e canais; 1,1% em obras no cemitério público; 4,9% em praças e jardins; 1,2% em obras de infra-estrutura na região serrana; 1,4% na aquisição de imóveis; 3,8% na drenagem de águas pluviais; 1% em limpeza pública; 0,7% na construção de unidades de saúde e 2,3% na aquisição de equipamentos diversos (SILVIO, 2001).

O índice de geração de empregos formais de Campos dos Goytacazes, assim como o de Macaé, superou a média do estado do Rio de Janeiro, e até a média nacional, no ano de 2004, de acordo com o estudo do Observatório Socioeconômico da Região Norte Fluminense (SILVA NETO, 2005). Macaé ainda lidera o *ranking* de geração de empregos formais na região, seguido de Campos dos Goytacazes, o qual vem apresentando sinais de recuperação das taxas de emprego formal a partir de 2002. O município de Cabo Frio, integrante da Região das Baixadas Litorâneas, também superou a média nacional, estabelecendo a hipótese que o crescimento do nível de empregos foi favorecido pelo aumento do volume de participações governamentais repassadas à estas localidades (SILVA NETO, 2005).

Em 2005, o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas do estado do Rio de Janeiro (SEBRAE/RJ) promoveu a quarta edição regional do “Prêmio SEBRAE Prefeito Empreendedor”, com a finalidade de promover e divulgar as melhores práticas de gestão pública para o incentivo ao empreendedorismo (SEBRAE/RJ, 2006). Das 37

prefeituras fluminenses inscritas, a premiada na categoria “Utilização de *royalties* e compensações financeiras na promoção do desenvolvimento local” foi a prefeitura de Cantagalo, localizada na Região Serrana do estado do Rio de Janeiro, que, com pouco mais de 20 mil habitantes, tem promovido uma séria de ações para estruturar o desenvolvimento, a partir da participação popular nas decisões do Poder Público (SEBRAE/RJ, 2006).

No município de Cantagalo, que em 2005 recebeu R\$ 4,9 milhões em *royalties* (representando 15,4% da receita total municipal no referido ano – TCE-RJ, 2006b), a aplicação dos recursos é definida durante as reuniões do orçamento participativo e, também, com a equipe de governo. A verba é investida em melhorias de saneamento e infra-estrutura, como a reforma de estradas vicinais para garantir o escoamento da produção agrícola e o acesso de moradores das áreas rurais. No Centro, e bairros próximos, realizaram-se intervenções, como a nova iluminação pública, a reforma da praça e o tratamento paisagístico e, também, a compra de um incinerador para tratamento de lixo hospitalar. Ainda com o dinheiro dos *royalties*, a Prefeitura mantém o serviço de transporte escolar gratuito, possibilitando que estudantes do município possam continuar seus estudos em cursos técnicos e universidades localizados nos municípios vizinhos de Nova Friburgo, Niterói e Além Paraíba (Minas Gerais). (SEBRAE/RJ, 2006).

Na edição nacional do “Prêmio Prefeito Empreendedor” do SEBRAE, de 2005, o município de Coari, no Amazonas, ficou com o primeiro lugar na etapa nacional do prêmio no destaque temático da “Utilização de *Royalties* e compensações financeiras na Promoção do Desenvolvimento Econômico” (SEBRAE, 2006). Com o Plano Estratégico, a prefeitura utilizou os recursos advindos da exploração de gás natural e petróleo para desenvolver ações como: estruturação da parte urbanística da cidade, a fim de receber novos empreendimentos; qualificação da mão-de-obra local, por meios de convênios com instituições como o SEBRAE no Amazonas; tratamento diferenciado e simplificado às micro e pequenas empresas; criação de regras de incentivo aos pequenos negócios, entre outras (SEBRAE, 2006).

Na Região Metropolitana do estado do Rio de Janeiro, a Prefeitura de Magé criou, em 2001, o Programa de Proteção ao Meio Ambiente, sendo a maior parte dos recursos

provenientes da arrecadação de *royalties*. Ainda no mesmo ano, a Prefeitura aplicou os *royalties* em serviços como bio-remediação do aterro sanitário, coleta de lixo, aluguel de máquinas pesadas, pavimentação e drenagem de ruas (TCE-RJ, 2003b). Já a Prefeitura de Niterói, em 2003, utilizou os recursos dos *royalties* do petróleo em obra de infra-estrutura como a finalização do caminho Niemeyer e em obras de saneamento básico, pavimentação, recapeamento e drenagem (LIMA, 2004).

Na Região das Baixadas Litorâneas, além de gastos direcionados a obras de infra-estrutura, os prefeitos se utilizam dos recursos petrolíferos na desapropriação de terrenos que estavam em áreas de interesse ambiental, como é o caso de Armação dos Búzios e Rio das Ostras e, também, em eventos ligados ao setor turístico, como a organização de shows, áreas de lazer urbanizadas, eventos musicais e patrocínios à eventos esportivos, em municípios como Rio das Ostras, Arraial do Cabo, Araruama, Cabo Frio, Saquarema e Casimiro de Abreu (ALMEIDA, 2004). Entretanto, alguns gastos, mesmo que objetivando um incentivo ao setor turístico e de lazer, podem não se constituir na maneira ideal de uso dos *royalties*, pois não estariam criando capacitações e diversificação da economia local²¹².

PESSANHA (2004) alerta para o fato de que, em Campos dos Goytacazes, o crescimento de investimentos na ampliação do patrimônio da Prefeitura, com desapropriações de terrenos e edificações para a criação de departamentos e setores nas atividades-meio do executivo municipal é significativamente preocupante. O aumento das despesas com o crescimento de prédios públicos gera, automaticamente, o crescimento das demandas de pessoal para a execução de serviços e, ainda, das despesas de custeio, com aumento dos gastos com energia elétrica, telecomunicações, segurança, dentre outros (PESSANHA, 2004). Observa-se que, num cenário futuro sem *royalties*, ter-se-á uma máquina pública municipal extensa e pesada para ser sustentada, exclusivamente, pelas transferências governamentais e pela arrecadação tributária própria.

²¹² No município de Campos dos Goytacazes, também existem questionamentos sobre gastos excessivos nos setores de Cultura e Esporte, considerados como despesas de desenvolvimento social (PESSANHA, 2004). Apesar dos recursos alocados nestes setores serem vistos como investimentos, e não como gastos, o que se questionou, por exemplo, foi o número excessivo de shows em praças públicas (em 2003, foram 703 shows) e o alto valor pago dos espetáculos contratados, no caso sem exigibilidade de licitação. Nos esportes, os questionamentos são semelhantes, pois os gastos com a contratação de atletas com expressivos salários para representar a cidade (especialmente nas competições de vôlei e basquete), consomem recursos de aproximadamente R\$ 500 mil mensais (PESSANHA, 2004).

O município de Rio das Ostras, devido à sua proximidade da base de operações da PETROBRAS em Macaé, vem investindo no turismo de negócios. A criação da Zona Especial de Negócios (ZEN) é um importante passo neste sentido, atraindo empresas para o município e garantindo o fluxo de turistas durante todo o ano (PREFEITURA MUNICIPAL DE RIO DAS OSTRAS, 2007). Entretanto, apesar destes investimentos, o município ainda possui um deficiente sistema de saneamento básico (apenas 30% da população têm acesso a este serviço) e, contraditoriamente, realiza investimentos de urbanização considerados “fundamentais” para incentivar o turismo, mas que sofrem duras críticas dos partidos de oposição (ORDOÑEZ, 2004).

Uma destas controvérsias foi o calçamento realizado na orla da Costa Azul, bairro nobre do balneário. A calçada da praia, de 8.500 metros quadrados, foi feita de porcelanato e, segundo o então prefeito Alcebíades Sabino, teria custado R\$ 12 milhões, incluindo obras de paisagismo e licenciamentos ambientais. Porém, a Organização Não-Governamental (ONG) Pró Cidadania afirmou que somente o piso teria custado em torno de R\$ 11 milhões (ORDOÑEZ, 2004).

Este problema do direcionamento dos recursos dos *royalties* também atinge municípios de outros estados. Em São Francisco do Conde, localizado na Bahia, auditores da Controladoria Geral da União (CGU) realizaram, em 2003, auditorias que demonstraram que a prefeitura estaria envolvida em irregularidades da aplicação de recursos provenientes dos *royalties* (NIDECKER, 2004).

Verifica-se, ao mesmo tempo, que muitos administradores municipais alegam maiores investimentos, em determinadas áreas de infra-estrutura, por estarem definidas na Lei n.º 7.990/89, provando um suposto desconhecimento dos limites impostos à utilização dos *royalties* (proibição de uso somente em pagamentos de pessoal e dívidas; Lei n.º 9.478/97)²¹³. Entretanto, é sabido que obras de infra-estrutura e de caráter assistencialista aparecem mais aos olhos da população de baixa renda, que

²¹³ Esta questão é bastante problemática, pois uma falta de conhecimento da legislação sobre os *royalties* pode prejudicar a tomada de decisões, como é o caso do deputado federal Eduardo Cunha (PP-RJ) que encaminhou, em 2005, uma Proposta de Emenda Constitucional (PEC) visando uma redistribuição dos *royalties*. Entretanto, o deputado desconhecia a não obrigatoriedade de se utilizar os *royalties* em investimentos e saúde, inclusive, afirmando que “*tudo que vincula, cria problema*” (PROJETO, 2005, p.3).

investimentos em setores sociais, levando a crer que tal escolha remete-se à interesses eleitores²¹⁴.

Um estudo econométrico, realizado por consultores do Senado Federal, sobre a eleição municipal de 2000 (com dados referentes à 96% dos 5.561 municípios brasileiros) tinha por objetivo averiguar se uma boa gestão municipal aumentaria a probabilidade de reeleição de um bom prefeito²¹⁵ (PEREIRA, Merval, 2004). As conclusões da pesquisa indicaram que o eleitor e as instituições monitoram a performance do prefeito apenas parcialmente, dando ênfase aos fatos de grande repercussão na imprensa. Já indicadores de performance de menor visibilidade não parecem afetar as chances de candidatura ou reeleição, como é o caso de prefeitos apontados pelo TCU como autores de irregularidades. A segunda conclusão relevante, apontada pelos consultores Marco José Mendes e Carlos Alexandre Amorim Rocha (*apud* PEREIRA, Merval, 2004, p.4), foi a de que:

“As chances de reeleição estão intimamente associadas à expansão da despesa municipal. Há uma correlação positiva entre a taxa de crescimento da despesa e as probabilidades de candidatura e de reeleição. O comportamento fiscal mais correlacionado com o sucesso eleitoral é a expansão da despesa pública”.

Segundo o estudo, em média, um prefeito que tenha reduzido em 10% a despesa corrente ao longo do mandato teve uma probabilidade de reeleição de 28%. Já aquele que aumentou a despesa em 50% teve a probabilidade de reeleição ampliada para 43% (PEREIRA, Merval, 2004).

Os fatos apresentados revelam que, na maior parte dos casos, as receitas petrolíferas não estão sendo direcionadas para os aspectos estratégicos do desenvolvimento regional, como políticas sociais distributivas, criação de capacitações tecnológicas e diversificação econômica para a distribuição de renda e de trabalho. Um rápido aumento

²¹⁴ Tal suposição é reforçada pelo depoimento de algumas autoridades, como a que foi dada pelo então Prefeito de Campos dos Goytacazes, Arnaldo Vianna, à Revista Época, em janeiro de 2001: “Preciso arrumar a cidade para atrair investimentos. Além disto, é asfalto o que o povo quer. Inauguro postos de saúde e não há tanto entusiasmo. Quando faço asfalto, sou recebido como um deus”. (BRUM, 2001, p.53).

²¹⁵ A eventual constatação de que uma má ou boa performance administrativa reduz ou aumenta a probabilidade de reeleição de um prefeito seria, na visão dos autores da pesquisa, um indicador de que o processo democrático e eleitoral do país apresenta algum grau de eficiência na seleção dos melhores políticos (PEREIRA, Merval, 2004).

do fluxo de receitas de *royalties* e participações especiais, num curto período de tempo, aliado a um cenário de escassez de recursos públicos, exige uma cautela ainda maior das administrações estaduais e, principalmente, municipais na utilização destas quantias, tanto ao que se refere à um planejamento econômico de longo prazo, como também, quanto às questões de natureza política, referente à transparência, democratização das decisões e controle dos gastos.

V.5 Experiências Internacionais de Utilização de *Royalties* e demais Rendas Petrolíferas

No capítulo anterior deste trabalho observou-se que nos EUA, grande parte da arrecadação do governo federal obtida com os *royalties* oriundos das atividades de mineração e exploração de petróleo e gás natural está vinculada à objetivos de ampliação e conservação do patrimônio ambiental (parques, áreas de recreação, áreas de preservação, etc.) e do patrimônio histórico, bem como à recuperação e preservação dos recursos hídricos. Esta vinculação é coerente com a tese de que os *royalties* constituem a “venda” de um patrimônio público e que, portanto, as receitas arrecadadas devem ser aplicadas na ampliação e conservação de outras formas de patrimônio público (LEAL e SERRA, 2003).

Quanto às experiências de promoção de desenvolvimento socioeconômico com recursos das rendas petrolíferas (incluindo os *royalties*), é válido citar a experiência do Governo do Chade que, em janeiro de 1999, em parceria com o Banco Mundial, concordou em adotar planos para regulamentar o gerenciamento das rendas petrolíferas originárias do projeto de oleoduto Chade-Camarões²¹⁶. Criou-se, desta maneira, o Plano de Gerenciamento de Recursos (*Revenue Management Plan – RMP*), com objetivo de promover transparência e boa gestão dos influxos das rendas oriundas das atividades petrolíferas, direcionando estes recursos para programas sociais e desenvolvimento humano no país (WELCH, 2002). A lei que rege o RMP determinou que as áreas

²¹⁶ O oleoduto Chade-Camarões, projeto orçado em US 3,5 bilhões, transportará 900 milhões de barris de petróleo do Chade para a costa dos Camarões, de onde será exportado. A projeção de incremento das rendas do Chade, devido à esta atividade, está estimada entre US\$ 80 - 100 milhões por ano, durante a duração do projeto (25 anos). Com este aporte de recursos, o orçamento do Chade aumentará mais de 50% (WELCH, 2002).

prioritárias para os investimentos seriam: saúde pública, serviços sociais, educação, infra-estrutura, desenvolvimento rural e meio ambiente. Um percentual de 80% das rendas petrolíferas devem ser alocadas nestes setores prioritários, enquanto que 5% são destinados diretamente às regiões produtoras, 10% são alocados em um fundo para gerações futuras e os 5% ficam sob a competência do governo (WELCH, 2002).

Na Bolívia não existe na legislação uma norma que determine os gastos dos recursos. A única exigência legal existente determina que as Prefeituras e Municípios direcionem 85% das transferências fiscais em investimentos e 15% para as despesas correntes. A participação local ocorre através de mecanismos de fiscalização dos Departamentos, Municípios e conselhos de vigilância (WORLD BANK, 2005). Na Bolívia não é possível estabelecer uma correspondência direta entre fontes de receitas e o destino dos gastos, pois as rendas petrolíferas estão agregadas à outras fontes de recursos municipais, como um caixa único de recursos, da mesma forma que ocorre nos municípios brasileiros. Diante disto, supõe-se que os recursos petrolíferos estão sendo administrados como os recursos provenientes de qualquer outra fonte.

No entanto, ao analisar o desempenho geral do balanço fiscal de localidades na Bolívia, beneficiadas com rendas petrolíferas, o relatório do WORLD BANK (2005) aponta que existe um fraco desenvolvimento institucional dos governos locais, devido à deficiências técnicas e administrativas, incompatibilidade dos planos e programas anuais com o orçamento, ingerência política nos conselhos municipais, alta rotatividade do funcionalismo e falta de transparência nos processos administrativos.

Na Colômbia, a legislação determina, de maneira explícita, a forma na qual os *royalties*, arrecadados por diversas entidades territoriais, devem ser investidos. Grande parte dos recursos deve ser alocada em projetos prioritários do Plano Geral de Desenvolvimento do Departamento (*Plan General de Desarrollo del Departamento*), ou nos Planos de Desenvolvimento Municipais (WORLD BANK, 2005). A Figura 5.8, a seguir, apresenta a distribuição adotada.

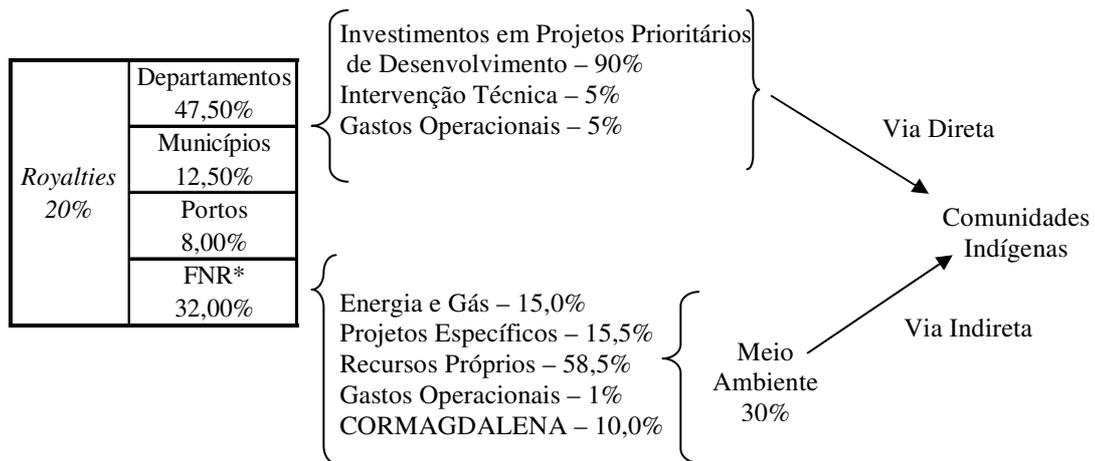


Figura 5.8 – Colômbia: distribuição dos royalties segundo beneficiários

* FRN – Fundo Nacional de *Royalties*
 Fonte: WORLD BANK (2005).

Da parcela destinada aos Departamentos produtores (47,5%), os recursos dos *royalties* e compensações monetárias possuem os seguintes destinos: 90% devem ser usados em projetos prioritários (dos quais pelo menos 50% devem ser direcionados aos planos de desenvolvimento dos municípios, do mesmo Departamento, que não recebem diretamente *royalties*); 5% para a intervenção técnica dos projetos que são executados com estes recursos e; 5% para gastos operacionais (WORLD BANK, 2005).

Para os Municípios produtores (12,5%), os recursos dos *royalties* e compensações monetárias possuem os seguintes destinos: 90% devem ser usados para investimentos em projetos de desenvolvimento municipal (priorizando obras de saneamento ambiental e obras de construção e ampliação da estrutura de serviços de saúde, educação, eletricidade, água potável, esgotos e demais serviços públicos); 5% para a intervenção técnica dos projetos que são executados com estes recursos e; 5% para gastos operacionais (deste percentual, são destinados 50% para pagar os custos de administração das agências nacionais, responsáveis pela arrecadação e distribuição dos *royalties* e compensações, desde que, neste percentual de 50%, não estejam incluídas receitas provenientes de atividades petrolíferas) (WORLD BANK, 2005).

Os recursos destinados ao Fundo Nacional de *Royalties* (*Fondo Nacional de Regalias* – FNR) são redistribuídos entre os destinatários da seguinte forma: 15% para projetos de

energia elétrica e gás; 15% para projetos específicos submetidos pelas entidades territoriais; 58,5% para recursos próprios para mineração, preservação do meio ambiente e outros projetos prioritários; 1% para gastos operacionais e; 10% para a *Corporación del Rio Grande de la Magdalena (CORMAGDALENA)* (WORLD BANK, 2005).

De acordo com a lei dos *royalties* colombiana, e com a finalidade de assegurar uma divisão eqüitativa dos recursos, os critérios que a Comissão Nacional de *Royalties* leva em consideração para a alocação dos recursos (excluídos aqueles que já possuem destinação específica) são: equilíbrio regional baseado em um índice de carências (*Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas – NBI*); desenvolvimento equânime do país e de suas distintas regiões; impactos ambientais, sociais e econômicos dos projetos; efeitos causados à localidade como consequência das atividades de exploração, transporte, manejo e embarque dos recursos naturais; financiamento dos planos de desenvolvimento regionais; densidade populacional (WORLD BANK, 2005). As comunidades indígenas, de acordo com a lei vigente, também têm direito aos recursos da renda petrolífera, de maneira direta e indireta²¹⁷.

Um ponto importante a ser destacado no processo de distribuição dos *royalties*, entre as regiões beneficiárias da Colômbia, é a utilização de critérios de equidade, definidos pela Lei n.º 756/2002 (WORLD BANK, 2005). Esta Lei estabelece que, nos Departamentos produtores, caso não se alcancem os indicadores mínimos de mortalidade infantil e cobertura básica de serviços públicos (saúde, educação, água potável e saneamento), uma parcela de 60% do total de *royalties* arrecadados deverá ser direcionada a estes propósitos. Contudo, mesmo existindo uma proposta de distribuição mais equânime dos *royalties* entre os municípios produtores beneficiários, ainda é grande a disparidade de recursos (e, conseqüentemente, a capacidade de investimentos) existente entre as regiões produtoras e não-produtoras de petróleo na Colômbia.

²¹⁷ De maneira direta: quando os recursos não-renováveis são explorados em território indígena (ou a um local com até cinco quilômetros de distância), um percentual de 5% do valor dos *royalties* pagos, correspondentes ao Departamento onde ocorreu a exploração e, 20% valor dos *royalties* pagos, correspondentes ao Município onde ocorreu a exploração, são direcionados à investimentos nas áreas onde se localizam as comunidades indígenas. De maneira indireta: através da destinação do Fundo Nacional de *Royalties* (FNR), dos recursos destinados à preservação do meio ambiente, que podem ser utilizados para promoção do desenvolvimento sustentável das áreas de proteção indígenas (WORLD BANK, 2005).

Um estudo comparativo dos investimentos realizados em dois municípios colombianos (um produtor de petróleo – Aguazul; e um não-produtor – Chaparral) demonstrou que a localidade que recebe *royalties*, derivados da exploração petrolífera, possuía uma capacidade de investimentos pelo menos nove vezes maior que a localidade que não recebia *royalties* (GAVIRIA *et al.*, 2001), semelhante ao que ocorre nos municípios da Zona de Produção Principal da Bacia de Campos, conforme visto anteriormente.

Os serviços de Aguazul, que receberam maiores investimentos de *royalties*, foram de saneamento básico e habitação. Comparados com o município de Chaparral, observou-se que os investimentos realizados em Aguazul excederam em 16 e 52 vezes, respectivamente, os investimentos realizados nestes dois setores (saneamento básico e habitação) em Chaparral (GAVIRIA *et al.*, 2001). Além destas duas áreas, os *royalties* contribuíram para investimentos em obras viárias, geração energia elétrica, agricultura e meio ambiente, gerando um investimento total nestes setores 14 vezes maior que os verificados na localidade de Chaparral (GAVIRIA *et al.*, 2001)²¹⁸.

O Peru também utiliza critérios para distribuição das rendas gasíferas. A princípio, foi utilizado um critério que considerava apenas a densidade populacional. Contudo, este método prejudicou as regiões mais pobres onde se realizava a exploração do hidrocarboneto (na maior parte dos casos, estas regiões eram predominantemente agrícolas, caracterizadas por vastos territórios, mas com baixa densidade populacional) (WORLD BANK, 2005). Posteriormente, adotaram-se critérios que direcionavam os recursos diretamente às regiões onde se localizavam as reservas de gás natural e petróleo e, para as demais regiões, utilizaram-se critérios baseados em indicadores de pobreza, satisfação de necessidades básicas e densidade populacional (superando o conceito original que somente considerava a densidade populacional) (WORLD BANK, 2005).

No Equador, a administração dos recursos oriundos do setor petrolífero, desde seu início na década de 1970, tem sido feita de maneira inadequada, segundo o relatório do Banco

²¹⁸ Os *royalties* contribuíram para que o município de Aguazul estruturasse um plano de desenvolvimento de longo prazo, baseado em obras de pavimentação e construção de estradas, projetos de eletrificação e usinas de tratamento de água. Estas obras, além de não serem incluídas entre os projetos prioritários do programa de investimentos do município de Chaparral (devido ao alto custo demandado), são financiadas de maneira deficiente, pois a constituição colombiana de 1993 não inclui repasses específicos, do governo central, para estes setores municipais (GAVIRIA *et al.*, 2001).

Mundial (WORLD BANK, 2005), uma vez que a arrecadação e destinação dos recursos se converteram em processos essencialmente políticos. Os governos passaram a utilizar as receitas petrolíferas como fonte de recursos para satisfazer suas necessidades fiscais, sem que houvesse qualquer planejamento.

No que concerne ao uso descentralizado dos recursos no Equador, a maior parcela (80%) destina-se ao Instituto de Ecodesenvolvimento da Região Amazônica (ECORAE), cuja lei estabelece que as agências seccionais devem destinar não menos que 80% dos recursos para o financiamento de projetos viários e saneamento ambiental, em suas respectivas jurisdições. Uma outra parcela de 11%, do total de recursos arrecadados em 2002, foi direcionada ao *Fondo de Desarrollo de las Provincias Orientales de Sucumbios, Napo, Morona Santiago y Zamora Chinchipe*, para obras de infra-estrutura urbana e rural (WORLD BANK, 2005).

No Peru, os recursos petrolíferos foram utilizados, majoritariamente, para financiar despesas de capital nas localidades produtoras de petróleo e gás natural²¹⁹. No ano de 2002, estas regiões destinaram 76,3% destes recursos para financiar despesas de capital, 23,0% para despesas correntes e 0,7% para pagamento de dívidas (WORLD BANK, 2005).

Dos exemplos anteriormente apresentados, constatou-se que, na maioria dos casos, as leis priorizam a utilização das rendas petrolíferas em investimentos, que deveriam ser direcionados por planos de desenvolvimento de médio e longo prazos, ao invés de despesas correntes. Contudo, em alguns casos, na prática estes planos não existem, ou são pouco específicos, não havendo uma definição precisa dos projetos com prioridades de investimentos. Também, constatou-se não existir uma metodologia única para a distribuição das rendas petrolíferas, utilizando-se critérios de equidade (tais como contribuição ao PIB, níveis de pobreza, população, presença de recursos minerais e preservação do meio-ambiente) (WORLD BANK, 2005).

²¹⁹ O que vêm se verificando é uma tendência crescente de utilização dos recursos para custeio de gastos de capital. Em 1998, o percentual de recursos destinados a esta finalidade foi de 66,4%, já em 2002, o percentual foi de 76,3% (WORLD BANK, 2005).

V.6 Considerações sobre a Necessidade de uma Eficiente Gestão dos Recursos Petrolíferos

Observou-se anteriormente, tanto nos exemplos nacionais quanto internacionais, que os *royalties* e participações especiais integram a receita dos municípios de maneira generalizada, misturando-se com as demais receitas e, portando, passíveis de serem tratadas como mais uma arrecadação tributária, a despeito de sua natureza distinta e especificamente compensatória. Tal observação é feita no sentido de complementar a indagação sobre a necessidade premente de um maior debate da sociedade, não somente sobre a distribuição das participações governamentais, mas, principalmente, sobre a forma de aplicação dessas receitas e cumprimento do fim para o qual existem.

Na ausência de indicadores que possam avaliar efetivamente os efeitos das decisões adotadas pelos governos estaduais e municipais quanto ao emprego dos *royalties* e participações especiais, torna-se clara a importância de uma visão estratégica do gestor público, possibilitando que o desenvolvimento socioeconômico (especialmente o municipal), torne-se menos dependente do fluxo extraordinário de rendas petrolíferas.

No âmbito da discussão sobre o desenvolvimento socioeconômico na esfera municipal, é pertinente expor que desde a Constituição de 1988, a descentralização administrativa, juntamente com uma maior participação popular, vêm se apresentando como um importante elemento da reforma do Estado, no sentido de garantir maior eficácia das políticas sociais, aproximando os seus responsáveis de seus usuários (SOUTO, 1995). Ao promover uma descentralização de recursos, a Constituição permitiu que projetos e práticas administrativas inovadoras pudessem ser desenvolvidos, a partir de iniciativas de forças sociais e políticas emergentes da esfera municipal. Diante desta maior autonomia, o poder local, juntamente com a população, pode contribuir para resolução das carências sociais e a recuperação da qualidade de vida das cidades.

Este fato torna-se extremamente importante no contexto deste trabalho, uma vez que aborda a discussão sobre a eficiente utilização dos *royalties* do petróleo e gás natural, na promoção do desenvolvimento econômico local e de políticas de justiça intergeracional. Como a legislação não determina as áreas em que tais recursos devam ser empregados,

cabe às Administrações Municipais a promoção de uma eficiente gestão, direcionando gastos para áreas que produzam retornos a médio e longo prazo para a população, o que possibilitaria não somente a melhoria dos indicadores socioeconômicos (tais como diminuição da mortalidade infantil, redução do analfabetismo, aumento da renda *per capita*, dentre outros), como também promoveria a diversificação da economia local, possibilitando a existência de outras atividades econômicas, capazes de promover o desenvolvimento da localidade em questão.

Porém, existem diversas dificuldades no processo. OLIVEIRA (2002) aponta como principais fatores externos, que interferem na gestão pública, o processo de urbanização acelerada (aumentando a pressão social sobre a oferta de infra-estrutura e serviços públicos); a demanda por emprego e renda; o acirramento da competição entre diferentes localidades para a recepção de investimentos privados e públicos, sem falar nos problemas conjunturais de ordem econômica (desvalorizações cambiais, inflação, intensificação da exclusão econômica e social, etc.).

Para que se evitem as tendências disfuncionais na gestão dos recursos dos *royalties* e participações especiais, é requisito fundamental que a sociedade seja capaz de participar da elaboração dos contratos e da própria avaliação do desempenho das instituições públicas, de maneira a assegurar a transparência do processo e a satisfação dos interesses dos usuários (CARDOSO e SANTOS, 2002). As decisões dos gestores municipais podem não ser suficientes para garantir a correta alocação do dinheiro público para resolução dos problemas descritos, tornando imprescindível a participação da população neste processo decisório. A socialização das práticas e decisões da gestão local é fundamental para formar uma população consciente de sua cidadania, desempenhando papel ativo perante a vida pública.

Todavia, o processo de participação popular encontra diversos empecilhos para sua efetivação. Entre as dificuldades ligadas à mobilização da população, destacam-se: o desafio de reunir os habitantes em uma dinâmica associativa; falta de comunicação entre os atores sociais e sua base; dificuldade em fazer as pessoas acreditarem que têm poder; dificuldade em promover as discussões antes da chegada do financiamento (às vezes o financiamento vem antes e não foram consultados) (PIRES, 1999).

Ademais, é importante o conhecimento, por parte da população, do real montante arrecadado dos recursos das participações governamentais para que se possa realizar um processo de acompanhamento e fiscalização da utilização destes recursos. Porém, o acesso à informação deve ser acompanhado de um conhecimento prévio do real significado dos *royalties* petrolíferos, e dos fundamentos econômicos que lhe dizem respeito.

Em 2002, uma pesquisa realizada no município de Campos dos Goytacazes (principal município brasileiro beneficiário dos *royalties* petrolíferos) revelou que a população, em sua maioria (58%) desconhecia o significado dos *royalties* do petróleo. A mesma pesquisa foi realizada no ano seguinte e, novamente, a população se mostrou pouco informada sobre o tema (a parcela dos entrevistados que desconheciam o significado da palavra *royalties* foi de 54%), sendo maior entre os mais idosos e os entrevistados de menor instrução escolar (PETRÓLEO, 2003).

Em 2004, uma nova pesquisa realizada entre 1.438 entrevistados no mesmo município, revelou que, dos 1026 entrevistados que reconhecem como rica a Prefeitura de Campos dos Goytacazes, 77,5% associaram esta riqueza com o setor petrolífero, com respostas que indicavam a origem dos principais recursos da prefeitura como sendo o “petróleo”, os “*royalties*”, ou “a PETROBRAS”. Além disto, do total de entrevistados, 65,9% subestimaram as receitas mensais (O TAMANHO, 2004). É provável que este desconhecimento da população em relação às receitas de seu município seja um fenômeno nacional, estabelecendo a hipótese que inexiste, principalmente nas esferas municipais de governo, um quadro de familiaridade dos munícipes com as receitas geridas pelas prefeituras.

O grande objetivo, no estabelecimento da participação social, é promover a eficiência e a eficácia nas operações de planejamento e organização, por meio de uma utilização

racional dos recursos disponíveis. O processo de planejamento²²⁰, execução e controle administrativo do Estado (ou Município) poderia, então, ser conduzido com a seguinte seqüência de etapas: a mobilização da população; o encaminhamento das propostas ao gestor público; o acompanhamento do planejamento (onde seriam definidos o Plano Plurianual, a Lei de Diretrizes Orçamentárias e a Lei Orçamentária Anual) e, finalmente, a execução, controle e atuação por vias democráticas. Neste processo, a população aparece como “função de alimentação” do ciclo, com informações que permitam o ajuste, a correção e novos planejamentos (SILVA, 2002).

Para SILVA (2002), uma verdadeira participação democrática só existe na presença, simultânea, de duas condições: um conjunto de cidadãos, entidades ou movimentos sociais dispostos a participar e, segundo, canais de participação criados pelo Estado, como audiências públicas, processos de consulta, fiscalizações sobre as ações do governo em meios formais, reuniões ou assembléias de bairros. Para que seja eficiente, deve ser concedido à população o real poder de participação, e não apenas consulta.

Outro ponto essencial para a promoção de uma eficiente gestão dos recursos seria a garantia da transparência no processo de Administração Pública. Ao se instituírem mecanismos capazes de garantir a transparência como integrante do conjunto de capacidades que compõe a governabilidade e a governança, pode-se alcançar um melhor desempenho das instituições públicas (e do governo como um todo). Todavia, a transparência, por si só, não garante esta melhoria de desempenho, tendo de ser acompanhada de mecanismos que a tornem efetiva. Um destes mecanismos, que aumentou a responsabilidade dos gestores públicos, foi a Lei de Responsabilidade

²²⁰ O planejamento é desenvolvido mediante a elaboração de três instrumentos legais: o Plano Plurianual (PPA), a Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) e a Lei Orçamentária Anual (LOA). O PPA corresponde à apresentação das diretrizes e objetivos, relativos às despesas de capital da Administração Pública de cada município. Na LDO, o poder Executivo deve apresentar o projeto de lei ao Legislativo, antes da proposta orçamentária, detalhando o orçamento anual do gasto público, para que seja aprovado com ou sem emendas. E, finalmente, o Orçamento Anual (LOA), elaborado segundo a técnica do Orçamento Programa, indicando os projetos e atividades das políticas públicas a serem implementadas no exercício (SILVA, 2002).

Fiscal²²¹ (LRF), que trouxe implicações para o Estado ou Município que deixa de cumprir com suas exigências, causando prejuízos à sociedade.

V.6.1 – A Lei de Responsabilidade Fiscal

O fundamento que marca a Lei de Responsabilidade Fiscal (LRF), em vigor desde maio de 2000, é o de criar normas de conduta para o responsável pela gestão de finanças públicas da União, dos Estados, dos Municípios e do Distrito Federal, incluindo-se, também todos os órgãos da administração indireta, agências reguladoras dos serviços públicos e organizações sociais. A LRF foi estruturada em torno de quatro pilares: planejamento, transparência, controle e responsabilização (CAMPELO, 2003).

A responsabilidade na gestão fiscal pressupõe ação planejada e transparente, em que se previnem riscos e corrigem desvios capazes de afetar o equilíbrio das contas públicas. Este processo ocorre mediante o cumprimento de metas e resultados entre as receitas e despesas e a obediência a limites e condições no que tange à renúncia da receita, geração de despesas com pessoal, da seguridade social e outras, dívidas consolidada e imobiliária, operações de crédito (inclusive por antecipação da receita), concessão de garantia e inscrição em restos a pagar (CAMPELO, 2003).

Cabe mencionar o destaque dado pela LRF à transparência (arts. 48 e 49), servindo como um primeiro passo para o fortalecimento da *accountability*²²² no Brasil. Seus principais objetivos podem ser visualizados na valorização da transparência na divulgação dos resultados da gestão fiscal dos governantes e no incentivo à elaboração de orçamentos de forma participativa com a sociedade.

²²¹ A Lei de Responsabilidade Fiscal (Lei Complementar n.º 101/2001), estabelece que um ente da federação ficará impedido de receber transferências voluntárias e de contratar operações de crédito, caso deixe de arrecadar todos os tributos de sua competência, não observar os limites para o estoque da dívida, ultrapassar os limites estabelecidos para a despesa total com pessoal, não aplicar os limites constitucionais relativos à educação e saúde, dentre outros (TCU, 2000).

²²² Apesar de já citado em outras partes deste trabalho e não obstante as diversas tentativas de tradução para o português, o termo *accountability* ainda não possui um similar na língua portuguesa. No parágrafo em questão, a tentativa de tradução do termo *accountability* por responsabilização (no sentido de referir-se ao dever de prestar contas pelo resultado da gestão) é uma simplificação do conceito original, que abrange o sentido de direcionar e orientar a ação administrativa; auferir resultados e garantir a integridade (BUGARIN *et al.*, 2003).

A LRF determina que devem ser amplamente divulgados, numa linguagem clara e acessível à população, o Relatório Resumido de Execução Orçamentária e Relatório de Gestão Fiscal, contendo as principais receitas e despesas municipais, permitindo aos Conselhos de Políticas Públicas e aos Conselhos de Orçamento Participativo fiscalizar o que as prefeituras vêm fazendo com os recursos orçamentários, através de audiências públicas e pelo estudo destes balancetes (TCU, 2000).

A *internet* se apresenta, também, como um importante canal para o controle efetivo das ações e projetos das instituições públicas. Com as informações disponíveis na rede, o cidadão tem melhores condições de acompanhar a utilização dos recursos e a prestação de serviços, cobrando da administração, medidas que julgar necessárias ao combate do desperdício e da corrupção. Ao se exigir, pela LRF, a publicação dos demonstrativos financeiros municipais, as prefeituras passaram a usar suas *home-pages*, mais para prestar contas ao contribuinte do modo como aplicam os recursos, do que meramente para a divulgação de propaganda pessoal do governante²²³ (OLIVEIRA, 2002).

O controle, por sua vez, foi reforçado de duas formas. A primeira, com o estabelecimento de limites para a realização, ou comprometimento, de algumas categorias de gastos²²⁴. A segunda com a atribuição de competências aos Tribunais de Contas para atuar preventivamente, mediante acompanhamento da evolução das despesas, emissão de alertas quando os limites estabelecidos estiverem próximos de serem atingidos e indicação de fatos que possam comprometer custos ou resultados de programas ou indicar irregularidades na gestão orçamentária.

²²³ Neste sentido, é importante citar a iniciativa do Governo Federal que, no dia 25 de novembro de 2004, lançou o Portal “Transparência Governamental”, pela Controladoria Geral da União (disponível em <http://www.portaldatransparência.gov.br>), que divulga os valores repassados pelo Governo Federal aos estados e municípios brasileiros, contribuindo para o monitoramento dos gastos públicos. Da mesma forma, também é valiosa a iniciativa da Universidade Cândido Mendes de Campos dos Goytacazes com a criação da *home-page InfoRoyalties* (disponível em <http://www.inforoyalties.ucam-campos.br>), constituindo em uma importante ferramenta de consulta *on line* para análise do impacto dos *royalties* e participações especiais nos beneficiários, uma vez que agrega, além dos repasses das participações governamentais no Brasil, variáveis sócio-econômicas de seus municípios.

²²⁴ Determinou-se que a despesa, em cada período de apuração e em cada ente da Federação, não pode exceder os percentuais da receita corrente líquida, indicados na Lei n.º 101/2000, de 50% para a União, 60% para Estados e 60% para Municípios. Para este último, a repartição, por Poder, desses limites globais de despesa com pessoal, não pode exceder os seguintes percentuais: 3% para o Legislativo (incluindo o Tribunal de Contas do Estado); 6% para o Judiciário; 49% para o Executivo; e 2% para o Ministério Público dos Estados (TCU, 2000). Destarte, a Lei garante que não somente estes recursos, mas os demais, como repasses do SUS; FUNDEF e as indenizações das atividades petrolíferas, sejam empregadas conforme rege a legislação.

Por fim, o pilar da responsabilização, implica na possibilidade de aplicação de sanções a entes que infringem normas, que podem ficar impedidos de receber transferências federais voluntárias, obter garantias e celebrar operações de crédito²²⁵. Completando o quesito de responsabilização, a LRF estabeleceu crimes contra a gestão fiscal irresponsável e penalidades aplicáveis aos agentes públicos²²⁶. Em determinados casos, tais penalidades podem atingir até mesmo os dirigentes dos Poderes ou Órgãos (CAMPELO, 2003).

Um dos fatores que dificultam o equilíbrio orçamentário, segundo GIAMBIAGI (1998), é a falta de um maior controle das reformas instituídas pela nova Constituição, pois a autonomia financeira municipal levou, involuntariamente, à maior liberdade de gastos, sem que houvesse a equivalente responsabilidade de tributar. Desta forma, a relativa independência dos municípios em relação ao poder público estadual, é acompanhada de desequilíbrios verticais e horizontais, na repartição da receita tributária nacional.

Outro ponto controverso são, justamente, os *royalties* petrolíferos. Por apresentarem uma característica errática no que se refere à sua arrecadação, muitas vezes podem vir a prejudicar o município, no que se refere aos cumprimentos das exigências estabelecidas pela LRF²²⁷. Ademais, por se constituírem recursos relativamente recentes, ainda não foi consolidada, pela maioria dos municípios, uma correta administração das participações governamentais, levando à impossibilidade de solvência de suas dívidas e compromissos, devido à uma repentina queda de arrecadação (discussão que será retomada na seção V.7 do presente Capítulo).

²²⁵ O ente ficará impedido de receber transferências voluntárias se deixar de instituir, prever e arrecadar todos os tributos de sua competência, não observar os limites para o estoque da dívida, não enviar suas contas para o Poder Executivo Federal, deixar de publicar o relatório de gestão fiscal, ultrapassar os limites definidos para despesas totais de pessoal, e na hipótese de não cumprimento dos limites constitucionais relativos à educação e saúde. Nos casos de não enviar suas contas ao Poder Executivo Federal, e exceder os limites de gastos com pessoal, ficará ainda impedido de contratar operações de crédito. Além disto, até a total liquidação da dívida que tiver sido honrada pela União, ou por Estado, em decorrência de garantia de operação de crédito, terá suspenso o acesso a novos créditos ou financiamentos (CAMPELO, 2003).

²²⁶ Segundo opinião de CARVALHO e TEIXEIRA (2002), a lei é polêmica porque deixa pouca “margem de manobra” para os governantes. Este aumento no controle não deveria significar a imobilização do gestor público, mas a garantia de uma utilização mais racional, eficiente e transparente. Para os municípios que estão adimplentes, segundo os autores, as restrições da lei acabam por se tornar injustas, pois, mesmo possuindo diversos projetos importantes e com capacidade de pagamento, não podem contrair financiamentos, prejudicando o desenvolvimento da economia.

²²⁷ Isto devido ao fato de que os *royalties* e participações especiais, na maioria das prefeituras, são empregados como complemento das receitas para o cumprimento de regras estabelecidas pela LRF, pois passaram a ser usados para cobrir deficiências tributárias.

V.6.2 – O Orçamento Participativo como Instrumento de Gestão no Uso das Participações Governamentais

Não obstante a receita oriunda dos *royalties* do petróleo não ser discriminada nos gastos públicos, a maior transparências nos gastos municipais, estabelecidos pela LRF, contribuíram para a melhor alocação desta renda. Do mesmo modo, o Orçamento Participativo (OP) vêm se constituindo como importante ferramenta para a eficiente gestão dos recursos públicos.

No OP, cada setor da sociedade, por meio de seus representantes, busca assegurar a defesa de seus interesses e o atendimento de suas necessidades ao longo do processo de elaboração do orçamento anual, através de discussões, audiências públicas e debates, os quais fixam as prioridades do gasto local, conforme a previsão da receita do município. O OP ajuda a aumentar as pressões pela eficiência, força a transparência dos atos administrativos (diminuindo o risco de desvio de recursos), impõe uma lógica ao governante e delimita um planejamento mais direcionado aos interesses imediatos da população, além de ampliar a cidadania e reduzir a corrupção (PIRES, 1999).

O processo do OP não se encerra com a sua elaboração. São necessários mecanismos que possibilitem o acompanhamento da execução orçamentária e a fiscalização dos gastos do poder público, por parte da população²²⁸. Outro aspecto importante para o sucesso, é o acesso dos cidadãos à fontes de informação que lhes permitam tomar decisões, tais como instrumentos próprios de comunicação, sob a forma de boletins, reuniões periódicas, programas de rádio e televisão e *internet* (ALMEIDA, 1997).

Rio das Ostras é um dos nove municípios pertencentes à Zona de Produção Principal da Bacia de Campos que promove o OP. Na *home-page* da Prefeitura, é possível acompanhar e decidir, junto com o governo municipal, onde os investimentos serão

²²⁸ O caminho para ampliar a fiscalização reside na incorporação da sociedade civil organizada em uma rede de controle, que permita detectar e corrigir desvios com facilidade. A capacidade de uma administração local, de conseguir adesão da sociedade e apoio das outras esferas de governo, depende diretamente da demonstração de eficácia e eficiência no uso de seus recursos humanos e financeiros, direcionados para solução dos problemas de seus habitantes (SOUTO, 1995).

realizados²²⁹. Em 2006, a comunidade elegeu as seguintes prioridades: saneamento básico (água e esgoto; drenagem e dragagem), saúde; qualificação profissional; educação; iluminação pública; pavimentação; circulação e transporte (PREFEITURA MUNICIPAL DE RIO DAS OSTRAS, 2007).

Uma das deficiências encontradas no programa do OP é a reduzida parcela sujeita à apreciação da população, em relação ao total de investimentos de uma Prefeitura, fazendo que o impacto de sua participação na proposta orçamentária seja de baixa intensidade. Além de arcar com custeio da máquina administrativa, muitos recursos já possuem destinos estabelecidos por lei, como é o caso dos repasses do FUNDEF e do SUS, que devem ser aplicados, exclusivamente, no ensino fundamental público e, para cobertura assistencial hospitalar e demais ações de saúde, respectivamente. O oferecimento efetivo de um montante significativo de recursos para investimento, que repercutem na vida cotidiana dos cidadãos, é tão importante e necessário quanto a disposição do administrador público em ceder espaços de poder à população.

Outra dificuldade consiste no surgimento de falsas expectativas a respeito dos limites da participação popular nos processos decisórios. Grande parcela da população vê no OP, um espaço para apresentar todas suas reivindicações, acreditando que serão resolvidas de imediato. Uma vez que isto não ocorre, cria-se desinteresse por parte da comunidade, além do perigo de se estabelecer uma situação de demagogismo (ou mesmo, na utilização de um mecanismo de controle social como um instrumento de legitimação de grupos de interesse)²³⁰. Ademais, os participantes, por comparecerem desinformados às reuniões, acabam não por contestar, mas por serem manipulados pelos seus promotores (OLIVEIRA, 2002).

Uma questão importante para a atual discussão, é o estabelecimento das prioridades de gastos, por parte da população, no processo decisório do OP. Na maioria das vezes, não há uma conscientização da população, no que se refere à construção de um ambiente economicamente diversificado, tampouco um desenvolvimento econômico sustentável, capaz de suprimir possíveis crises decorrentes do fim do ciclo de uma atividade econômica, sobre o qual está baseada a economia municipal. Suas preocupações, dizem

²²⁹ Para maiores informações, acessar: <http://www.riodasostras.rj.gov.br/poponline/index.htm>.

²³⁰ Na realidade, o poder não é dado ao povo, sendo permitido a ele opinar. Entretanto, ainda assim é útil, na medida em que se torna mais um instrumento no processo de transparência e boa gestão dos recursos.

respeito, geralmente, à problemas de caráter imediatista, como obras de saneamento, pavimentação, entre outros.

Segundo apontam BUGARIN *et al.* (2003, p.7), “*as normas formais podem ser mais facilmente alteradas ao longo de um tempo, mas as informais, por outro lado, são mais estáveis, pois estão inscritas na cultura e nos costumes, sendo mais resistentes à políticas deliberadas e mesmo à mudanças das normas formais*”. Este aspecto é de fundamental relevância neste trabalho, pois a participação popular no processo de controle do uso dos recursos das participações governamentais apresenta-se inserido em um contexto cultural difícil de se modificar.

Obras de infra-estrutura são primordiais para a comunidade, porém deve-se definir, previamente, que parcela da receita, disponível para avaliação popular, será destinada a sanar problemas de infra-estrutura urbana e que parcela será direcionada para projetos de desenvolvimento sustentável de longo prazo (neste caso, os *royalties* do petróleo). Torna-se necessário, da mesma forma, uma maior orientação para a população, sobre o funcionamento do orçamento público e do processo de arrecadação e gastos do município, o que, em parte, vem sendo promovido justamente pelo OP.

Uma outra forma de participação popular na gestão e fiscalização do orçamento municipal seria através da atuação dos Tribunais de Contas. Além da fiscalização das contas municipais, os Tribunais de Contas podem capacitar administradores e a sociedade civil para a gestão dos recursos públicos, além da possibilidade de criar Ouvidorias para atender aos cidadãos em geral, seja nas denúncias, seja em dúvidas e esclarecimentos²³¹.

Neste sentido, é possível afirmar que o Estado tem um papel importante a desempenhar, não somente ao que diz respeito ao alcance dos objetivos sociais, mas também no fomento ao desenvolvimento econômico. Contudo, o pressuposto é que esta intervenção

²³¹ Segundo LOTTA (2003), uma das formas de a prefeitura e a sociedade civil se beneficiarem com as análises realizadas pelo Tribunal de Contas é constituindo um fórum, ou conselho, que seja responsável por analisar as contas públicas e as auditorias do tribunal, propondo melhorias e dando encaminhamento para as questões dissonantes. Do ponto de vista da sociedade civil, a constituição de um fórum para analisar as contas públicas é um espaço de participação na gestão. Já para a prefeitura, passa a existir a possibilidade de diálogo com a sociedade e com o próprio Tribunal de Contas, melhorando a gestão pública e garantindo mecanismos participatórios. Além disso, a relação com o Tribunal passa a ser de aprendizado e de prevenção a possíveis problemas na gestão dos recursos públicos.

estatal nem sempre é desprovida de problemas, pois os agentes públicos, segundo BUGARIN *et al.* (2003), podem perseguir seus interesses próprios, ou de aliados à revelia de ações que promovam o bem-estar geral.

V.7 Recursos Petrolíferos: Volatilidade, Incerteza e a Necessidade de Políticas de Planejamento de Médio e Longo Prazo

Os *royalties* e participações especiais permitiram o aumento dos investimentos municipais em diversos setores como, por exemplo, saúde, educação e urbanismo. Também se pode presumir que muitas das obras realizadas, principalmente na área de infra-estrutura, criaram bens públicos e geraram externalidades positivas em prol das atividades econômicas locais. Entretanto, estes investimentos das administrações públicas enfrentam algumas limitações em relação ao processo continuado de promoção do desenvolvimento local.

Uma forte limitação consiste na dependência crescente do orçamento municipal em relação às participações governamentais, em especial, das regiões onde se concentram atividades de E&P de jazidas petrolíferas, a despeito de algumas iniciativas de esforços realizados na arrecadação dos impostos e tributos de competência local (FAURÉ, 2005). Essa tendência produz, pelo menos, dois tipos de obstáculos na gestão pública que acabam por dificultar o quadro para o desenvolvimento local e da promoção de políticas de justiça intergeracional com recursos dos *royalties*.

O primeiro se trata da dificuldade de instituir um planejamento das obras e dos investimentos públicos, uma vez que não existe uma estimativa correta do montante que será recebido no período posterior, e pela preferência pelo imediatismo na realização de projetos (ao invés de haver uma ação mais coordenada de médio e longo prazo, capaz de abarcar consecutivos mandatos administrativos). Outro problema, diretamente relacionado, e tão grave quanto a questão da exauribilidade dos hidrocarbonetos, é a irregularidade e imprevisibilidade da arrecadação dos *royalties* e da participação especial, apesar da tendência crescente de repasses a cada ano. O volume de recursos depende, com efeito, do nível errático da produção de petróleo e gás natural, além de variações no preço do petróleo internacional e do comportamento do câmbio.

Em novembro de 2003, uma decisão da ANP demonstrou o quanto é problemática a questão da incerteza no recebimento das participações governamentais pelos municípios beneficiários, reforçando a necessidade de uma gestão do orçamento municipal extremamente cautelosa. Em um ato administrativo a ANP redefiniu a inserção dos municípios do estado do Rio de Janeiro na divisão do montante dos *royalties*, passando a considerar Niterói e Rio de Janeiro municípios integrantes da Zona de Produção Principal²³², deslocando para as zonas limítrofes as cidades de Belford Roxo, Itaguaí, Maricá, Mesquita, Nilópolis, Nova Iguaçu, Paracambi, Queimados, São João de Meriti, Seropédica e Tanguá.

Tal medida resultou no aumento das receitas petrolíferas de Niterói de R\$ 14.746,11, em outubro de 2003, para R\$ 2,1 milhões em novembro do mesmo ano, enquanto que o município do Rio de Janeiro passou de R\$ 899,692, 71 (outubro de 2003) para R\$ 2,9 milhões (novembro 2003) (ANP, 2007). Os demais municípios atingidos pela mudança registraram perdas de cerca de 45,3%, já incluída uma redução de 15% nos repasses para o Estado, em razão da variação da cotação do petróleo, no câmbio e na produção em agosto e setembro de 2003.

O município de São João da Barra é outro exemplo de como a variação dos repasses dos *royalties* e participações especiais pode afetar diretamente o orçamento municipal. A cidade passou a integrar a Zona de Produção Principal da Bacia de Campos em 1999, com a descoberta do campo gigante de Roncador. Com o pleno funcionamento do campo, a plataforma P-36 da PETROBRAS chegou a produzir 180 mil barris diários de petróleo, conferindo à receita de São João da Barra a quantia de R\$ 1,7 milhão, em um único mês (ANP, 2007).

²³² Segundo o diretor-geral da Superintendência de Participações Governamentais (SPG) da ANP, Getúlio Leite, por uma questão de maior precisão técnica, deve-se afirmar que os municípios de Niterói e Rio de Janeiro enquadram-se na Zona de Produção Principal do Estado do Rio de Janeiro (por prestarem apoio às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, conforme estabelece a Lei n.º 7.990/89, e o artigo 20, alínea b do Decreto n.º 1, de 11 de janeiro de 1991), e não na Zona de Produção Principal da Bacia de Campos. As razões do reenquadramento são as instalações voltadas para a indústria do petróleo instaladas nos municípios, a revitalização de estaleiros, e a instalação de postos especializados para apoio logístico às operações de exploração *offshore*.

Porém, em 19 de março de 2001, a plataforma naufragou, reduzindo drasticamente os repasses (de R\$ 15,5 milhões, em 2001, para R\$ 5,2 milhões em 2002)²³³. No entanto, com a normalização das atividades de E&P no campo de Roncador, a arrecadação das participações governamentais voltou a atingir elevadas cifras nos anos seguintes. A Figura 5.9 apresenta a variabilidade das arrecadações para os municípios do Rio de Janeiro, Niterói e São João da Barra, demonstrando a necessidade de um planejamento de médio e longo prazo para uma eficiente gestão orçamentária.

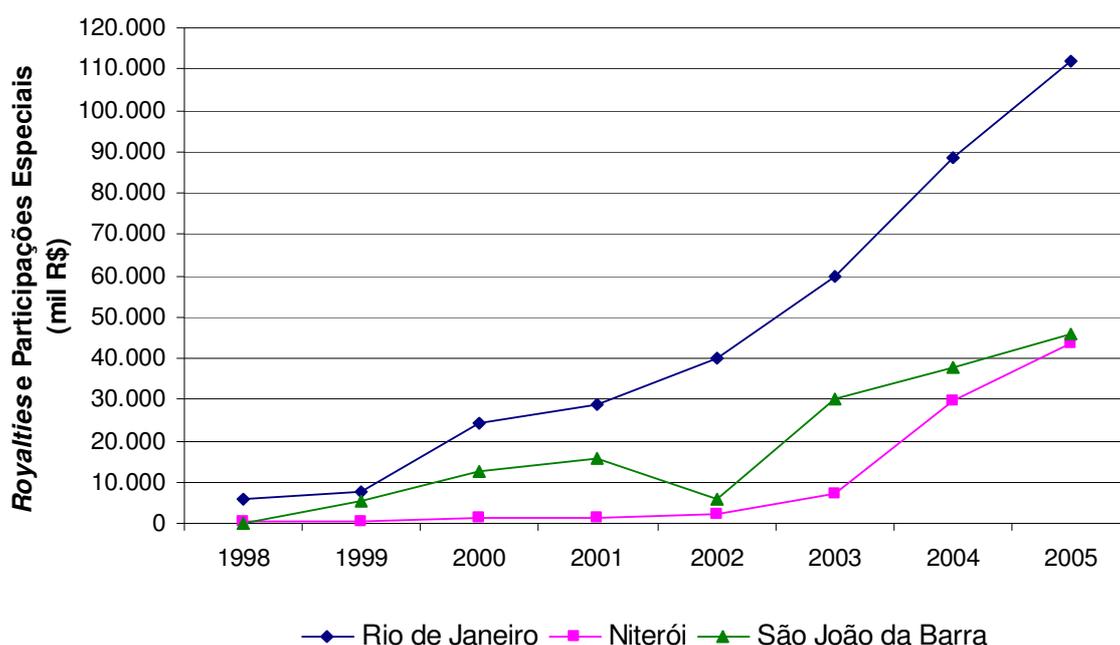


Figura 5.9 – Arrecadação das Participações Governamentais para os municípios do Rio de Janeiro, Niterói e São João da Barra 1998-2005 (mil R\$)

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2007).

Governos nacionais são mais aptos para lidar com problemas relacionados à volatilidade e incerteza das rendas petrolíferas do que as esferas subnacionais de governo (como os estados e, principalmente, os municípios), uma vez que os governos nacionais possuem orçamentos maiores (relacionados ao PIB), acesso à recursos oriundos de fontes não petrolíferas, maior acesso ao mercado de crédito, e poder para implementar políticas

²³³ Esta perda repentina de receitas, na maioria dos casos, não permite uma recuperação em tempo hábil das finanças municipais, levando muitos prefeitos a descumprirem a Lei de Responsabilidade Fiscal, o que acarreta uma série de punições para o município, prejudicando-o ainda mais na tentativa de sanar suas deficiências.

monetárias. Ademais, estão mais bem equipados, técnica e politicamente, para resistir à pressões no sentido de aumentar os gastos quando as receitas correntes estão elevadas.

No sentido de complementar e exemplificar a afirmação acima, bem como as análises realizadas nas seções anteriores, referentes à necessidade de maior transparência e responsabilidade fiscal no uso dos *royalties* e demais rendas petrolíferas, serão apresentadas, na seção a seguir, experiências internacionais na criação de Fundos Petrolíferos (fundos especiais com recursos oriundos da tributação sobre as rendas minerais), indicando seus objetivos, suas estruturas de funcionamento e fiscalização²³⁴.

V.8 Fundos Petrolíferos: Conceitos e Experiências Internacionais

Em alguns países dependentes da exportação de petróleo e de outros recursos não-renováveis, os governos estabeleceram (ou estão estabelecendo) Fundos de Recursos Não-renováveis (*Nonrenewable Resource Funds – NRF*), ou Fundos Petrolíferos (no caso do recurso em questão ser o petróleo e/ou gás natural), para auxiliar na implementação de políticas fiscais e na gestão das receitas (DAVIS *et al.*, 2003). As recentes flutuações nos preços do petróleo ressaltaram a importância desta discussão em diversos países produtores de hidrocarbonetos.

A justificativa para a implementação destes fundos é que uma parcela da receita do governo, originária da exploração de um recurso não-renovável, deve ser reservada para que, no momento de um declínio destas receitas, derivado de uma queda no preço do recurso ou da depleção do mesmo (ou ambos), o governo tenha instrumentos suficientes para promover a adequação da economia à uma situação de restrição financeira. Um fundo pode ser capaz de proporcionar estabilidade às receitas orçamentárias, acumulando renda quando o preço do recurso mineral encontra-se elevado, compensando períodos de baixa no valor dos mesmos. Em segundo lugar, um fundo pode ser visto como uma maneira de garantir, às gerações futuras, uma parcela da renda originária da exploração de um recurso não-renovável no presente. Além destes pontos,

²³⁴ Apesar das principais receitas componentes dos Fundos Petrolíferos serem, ou não, os *royalties*, a análise destas experiências pode ser utilizada como parâmetro para a elaboração de instrumentos similares, nos estados e municípios brasileiros, de vinculação dos *royalties* e participações especiais a um desígnio específico.

os fundos auxiliam a promoção da boa gestão e transparência no uso das receitas (DAVIS *et al.*, 2003).

Conforme visto anteriormente, quando um país recebe um grande fluxo de fundos estrangeiros, como ocorre quando um país vende grandes quantidades de recursos para o mercado internacional, uma das possíveis conseqüências econômicas é o fenômeno da Doença Holandesa. Desta maneira, o estabelecimento de fundos petrolíferos também se constituem numa estrutura capaz de auxiliar a contornar problemas causados por este tipo de fenômeno (HAUSMANN RIGOBON, 2003).

Podem existir, basicamente, três modalidades de fundos, estruturados a partir de receitas de recursos não-renováveis, como o petróleo e o gás natural: os Fundos de Estabilização (*Stabilization Funds*), os Fundos de Poupança (*Saving Funds*) e os Fundos de Financiamento (*Financing Funds*) (DAVIS *et al.*, 2003).

Um fundo de estabilização é um mecanismo designado para amenizar as flutuações nas receitas correntes, reduzindo, ou eliminando, a incerteza e a volatilidade relacionadas à parcela das rendas petrolíferas que compõe o orçamento. Ademais, tem por objetivo proporcionar uma disciplina fiscal e maior transparência no gastos das receitas. Estes fundos acumulam recursos quando o preço do mesmo está “elevado” (acima de determinado patamar), criando um montante que irá compensar uma redução dos repasses, quando o preço do recurso estiver “baixo” (caindo abaixo de um outro patamar pré-definido) (DAVIS *et al.*, 2003).

Além de equilibrar o orçamento do governo, um fundo de estabilização bem sucedido pode, também, proteger a economia contra a Doença Holandesa, ao evitar a valorização da moeda. Isto se consegue ao investir a poupança do fundo em moedas estrangeiras (títulos negociáveis, ou *securities*) com objetivo de restringir a pressão para o aumento do valor da moeda no país (DODD, 2005).

Os fundos de poupança têm por objetivo assegurar que uma parcela da renda, oriunda das atividades presentes de exploração do petróleo e gás natural seja resguardada para as futuras gerações, garantindo a extensão do benefício de receitas obtidas a partir da depleção de um recurso não-renovável. O montante exato da parcela dos recursos

petrolíferos que deve ser resguarda no fundo, para gerações futuras, e quanto deve ser destinada ao consumo presente, é uma decisão complexa. Esta decisão deve considerar diversos fatores, tais como o tamanho e a taxa de crescimento da população e mudanças de tecnologias, além de fatores que se alteram freqüentemente (e substancialmente) no decorrer do tempo, como, por exemplo, o preço do petróleo, o volume extraído e o custo de extração (TERSMAN, 1991; ENGEL e VALDÉS, 2000).

Já os fundos de financiamento operam de maneira a prover, de maneira efetiva, o balanço geral orçamentário. De acordo com as regras estabelecidas em cada país, do orçamento geral seriam transferidas, ao fundo, as receitas petrolíferas líquidas, ao passo que o fundo financiaria o déficit de receitas não-petrolíferas do orçamento, através de uma transferência inversa de recursos (DAVIS *et al.*, 2003). Basicamente, se o orçamento está operando, no geral, com lucro, este é transferido ao fundo; se existe um déficit orçamentário, este será financiado por repasses do fundo, promovendo uma conexão explícita e transparente entre a política fiscal e a acumulação de ativos. O Fundo Petrolífero Estatal da Noruega (*Norwegian State Petroleum Fund*) opera sob este mecanismo (SKANCKLE, 2003).

V.8.1 O Fundo Permanente do Alasca (*Alaska Permanent Fund*)

Entre as experiências de fundos petrolíferos, o Fundo Permanente do Alasca é uma das mais antigas e originais. Desde que a produção petrolífera iniciou-se na região do *North Slope* em 1977, o estado do Alasca transferiu para o fundo mais de US\$ 10 bilhões, dos US\$ 70 bilhões arrecadados com a exploração petrolífera (TSALIK, 2003).

O debate sobre a melhor forma de utilização dos recursos petrolíferos no Alasca ganhou importância na década de 1970, depois que um pagamento de US\$ 900 milhões originários de uma concessão em *Prudhoe Bay*, em 1969, foi absorvido quase que completamente pelo governo estadual. Apesar de grande parcela da quantia ter sido direcionada para obras de infra-estrutura, especulou-se que poderia haver uma má aplicação dos recursos, fato este agravado pelo acúmulo de débitos contraídos por antecipação das rendas petrolíferas (TSALIK, 2003). Desta maneira, o então

Governador Jay Hammond, promoveu debates para que a população pudesse optar qual a melhor maneira para se utilizar as receitas, acreditando que ao transferir, para cada cidadão, uma parcela da renda originária da exploração petrolífera, pudesse reduzir as crescentes demandas de gastos do Estado (TSALIK, 2003)²³⁵.

Como a Constituição do Alasca proibia a criação de fundos específicos, sustentados por receitas tributárias, o Fundo Permanente do Alasca foi aprovado, em 1976, através de uma emenda constitucional, o que lhe garantiu estabilidade institucional, frente a tentativas futuras de mudanças por meio de leis ordinárias (TSALIK, 2003). Em 1978 foi criada a *Alaska Permanent Fund Corporation* (APFC), com objetivo de gerenciar o Fundo Permanente do Alasca. A corporação foi instituída de maneira independente do Estado, de maneira que lhe é possível tomar decisões de investimentos autônomas, em relação aos interesses governamentais, embora deva prestar contas de suas ações tanto aos órgãos estaduais de controle, quanto aos cidadãos (TSALIK, 2003).

As receitas do fundo são provenientes de três principais fontes. A primeira consiste na transferência, ao fundo, de 25% dos *royalties* dos campos descobertos antes de 1980 e 50% para os campos descobertos após 1980. A segunda fonte consiste numa parcela dos rendimentos dos fundos que retornam ao principal, a fim de cobrir o efeito inflacionário. A terceira fonte de recursos consiste em transferências (reinvestimentos) provenientes da *Earning Reserve Account* (ERA), desde que aprovado pela legislatura. A ERA corresponde à soma das receitas anuais residuais do fundo, depois dos dividendos serem pagos e o fundo compensado devido à perdas de origem inflacionária (TSALIK, 2003)²³⁶.

Através da reintrodução de parte dos ganhos reais auferidos, e da correção monetária do principal, o patrimônio do fundo passou de US\$ 1 bilhão, em 1980, para US\$ 32,9 bilhões em junho de 2006, constituindo-se num dos cem maiores fundos de investimento do mundo (APFC, 2006). Para cada pessoa residente no Alasca, há um ano

²³⁵ Como objetivos do fundo, chegaram a ser cogitados a ampliação dos equipamentos e serviços públicos e a promoção da diversificação econômica. Todavia, a decisão vitoriosa nos debates públicos, que antecederam a criação do Fundo Petrolífero do Alasca, foi a distribuição direta de seus rendimentos aos cidadãos, como uma repartição de dividendos (bastando àqueles comprovarem tempo de residência igual, ou superior, a seis meses) (APFC, 2006; TSALIK, 2003).

²³⁶ O Fundo Permanente do Alasca tem distribuído seus investimentos da seguinte forma (para o ano de 2002): 37% dos investimentos foram alocados em ações americanas; 35% em títulos públicos; 17% em ações estrangeiras e 11% em diferentes formas de patrimônio real (TSALIK, 2003).

ou mais, não importando a origem, foram pagos dividendos que cresceram de, aproximadamente, US\$ 300 anuais, no início da década de 1980, para US\$ 1.963,86 no ano de 2000. Em 2006, o repasse foi de US\$ 1.106,96, apresentando um crescimento de 30,9% em relação ao ano anterior (APFC, 2006), conforme demonstra a Figura 5.10 abaixo.

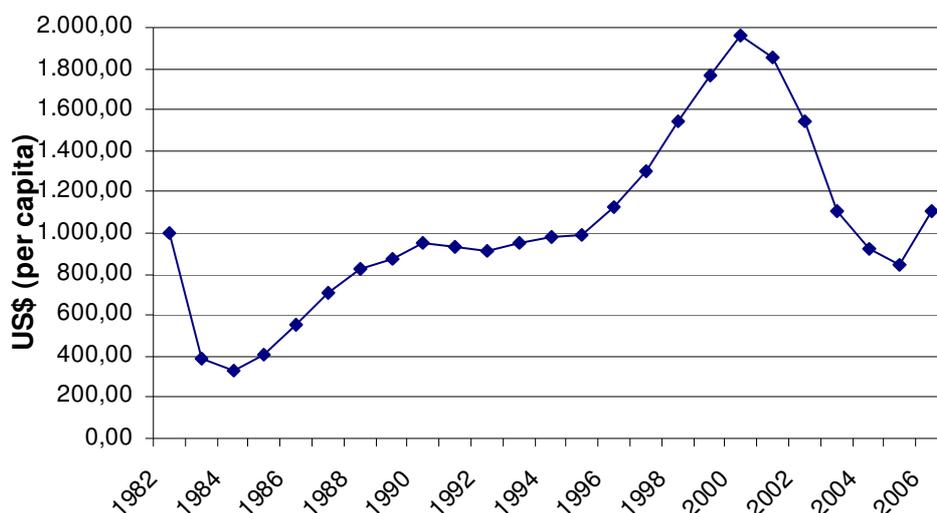


Figura 5.10 – Valores dos dividendos *per capita* do Fundo Permanente do Alasca distribuídos anualmente

Fonte: APFC (2006).

Mesmo sendo a realidade do estado do Alasca bem diferente da maioria dos estados e municípios brasileiros, a experiência é válida, na medida que exemplifica uma utilização dos *royalties* do petróleo, visando uma efetiva sustentação econômica regional para quando a extração do petróleo tornar-se economicamente inviável de ser realizada. Como apenas os dividendos são distribuídos, a idéia foi criar um fundo perpétuo, suficientemente amplo para garantir uma espécie de política de renda mínima²³⁷ aos cidadãos, quando os *royalties* não forem mais arrecadados.

Contudo, a questão de distribuir diretamente uma parcela dos rendimentos dos recursos, a cada cidadão, gera inúmeros questionamentos acerca da viabilidade do projeto e dos benefícios gerados efetivamente. A distribuição *per capita* dos dividendos do fundo, sem distinção entre ricos e pobres, torna-se alvo de críticas daqueles que acreditam que

²³⁷ De acordo com SUPPLY (2002), o direito a uma renda básica (ou mínima), especialmente na forma de uma renda básica incondicional, constituiria-se em um instrumento fundamental para promover maior liberdade do trabalhador, sobretudo de seu poder de barganha, permitindo maior possibilidade de escolha diante de qualquer oferta de serviço.

o Estado deveria ter um maior poder discricionário sobre a partilha destes dividendos. Ao incorporar critérios de diferenciação, baseado nos níveis de renda dos cidadãos, o Estado seria capaz de promover uma política distributiva mais abrangente (SERRA, 2005).

A consequência imediata em direcionar rendas petrolíferas diretamente nas mãos da população consistiria no fato de que os recursos seriam utilizados de acordo com as preferências individuais, ao invés de serem empregados em uma ação coordenada de planejamento, por parte do governo, para a promoção da diversificação da base econômica local. Além disto, a distribuição direta apresenta desperdícios porque implica em gastos significativos para organizar o sistema de pagamento e distribuição dos recursos, especialmente em localidades com infra-estrutura menos desenvolvida (SANDBU, 2004). Outros obstáculos para a implantação de um sistema de distribuição *per capita* da renda petrolífera incluem a necessidade de maior fiscalização para evitar fraude nos pagamentos e dificuldades logísticas para distribuição dos cheques e agências bancárias, especialmente nas zonas rurais mais pobres (além da garantia de que as pessoas de baixa renda tenha acesso à contas bancárias para a movimentação financeira dos recursos à ela destinados)²³⁸.

No entanto, além da discussão sobre como os recursos devem ser gastos, o Fundo Permanente do Alasca enfrenta um desafio mais imediato, originando vários questionamentos sobre o sistema de funcionamento do fundo. A região de *Prudhoe Bay* (onde se localiza uma das principais jazidas petrolíferas do Alasca) atingiu seu pico de produção em 1988. A partir deste ano, as rendas petrolíferas vêm apresentando uma gradativa redução, enquanto que as rendas do fundo cresceram, superando, em 1998, as receitas estaduais oriundas do petróleo. A problemática em questão deriva do fato de que o orçamento do Alasca, que depende em 80% das receitas do petróleo, vem registrando falta de verbas e um déficit de US\$ 1 bilhão; contudo, por força de lei, os

²³⁸ Uma das críticas que Adam Smith (*apud* SUPLICY, 2002) fez à Lei de Assistência aos Pobres (uma política similar à distribuição de uma renda mínima) era o fato de que o apoio vinha de governos locais. Assim, ao mudar de uma localidade para outra, a pessoa perdia o direito à renda, tornando a mobilidade natural das pessoas mais difícil, principalmente para os mais pobres. Tal característica dificultaria a implantação de um sistema de renda mínima (ou básica), seguindo os moldes adotados no Alasca, nas esferas subnacionais de governo brasileiras, especialmente no âmbito municipal.

recursos do fundo não podem ser utilizados para suprir o Tesouro Estadual (TSALIK, 2003)²³⁹.

V.8.2 Fundo Petrolífero Estatal da Noruega (*Norwegian State Petroleum Fund – NSPF*)

O governo norueguês estabeleceu formalmente o NSPF em 22 de junho de 1990, quando o Parlamento aprovou o *Act on the Government Petroleum Fund* (SKANCKE, 2003). Contudo, o fundo só se tornou operacional em 1995 e, em 1996 recebeu suas primeiras transferências. As duas principais finalidades do fundo são a constituição de um fundo de poupança (realizada a partir dos depósitos anuais, em conjuntura de alta dos preços do petróleo, e do incremento de dividendos ao principal do fundo) e a contribuição para a estabilidade macroeconômica (SKANCKE, 2003). Segundo o Ministério das Finanças da Noruega, o Fundo Petrolífero foi designado como sendo “*a tool for coping with the financial challenges connected to an aging population and the eventual decline in oil revenues, by transferring wealth to future generations*” (NORWEGIAN MINISTRY OF FINANCE, 2006, p.1).

Um fator primordial para a criação do NSPF foi tornar mais transparentes as decisões políticas relacionadas ao declínio das reservas de petróleo e gás natural na região, além da necessidade em garantir o continuado repasse das crescentes despesas em pensões. A função de poupança é especialmente relevante para o país, diante da previsão de incremento das despesas de aposentadoria (devido ao envelhecimento da população) na mesma época em que são previstas reduções nas receitas petrolíferas auferidas (em função do amadurecimento dos campos petrolíferos noruegueses) (TSALIK, 2003; FASANO, 2000).

O funcionamento do fundo ocorre da seguinte maneira: os lucros, que eventualmente possam vir a existir no orçamento nacional, originários dos momentos de alta do preço

²³⁹ Segundo aponta SERRA (2005), além da proteção institucional, as regras do Fundo Permanente do Alasca também são salvaguardadas por sua imensa popularidade, fundamentada pela participação da sociedade nos debates sobre os destinos desta instituição. Em um plebiscito realizado em 1999, 83% dos cidadãos votantes optaram pela não autorização da utilização de parte dos recursos do fundo para cobrir o déficit público (TSALIK, 2003).

do petróleo (e com conseqüente aumento das rendas petrolíferas), são transferidos para o fundo, enquanto que os recursos do NSPF financiam, quando necessário, o déficit orçamentário do governo (relacionados às rendas não-petrolíferas) através de um transferência de valores (assumindo que existam recursos suficientes no fundo), evitando um maior nível de endividamento.

Os ativos existentes no SPF estão sob a competência do Ministério das Finanças, sendo gerenciado pelo Banco Central Norueguês, com um alto grau de transparência e *accountability*. O volume dos recursos acumulados vem apresentando um rápido crescimento, atingindo 41% do PIB no final de 2001 (DAVIS *et al.*, 2003). Este sucesso se deve não somente ao elevado preço do petróleo, durante os poucos anos de existência do fundo, como também à prudência dos legisladores noruegueses (TSALIK, 2003). Diferentemente de outros fundos petrolíferos (como o do Alasca, ou do Canadá), não há uma especificação da parcela das rendas petrolíferas a ser depositada a cada ano²⁴⁰.

Quanto às regras de aplicação do principal do fundo, destaca-se 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 mais dispor do fundo como opção para tomada de empréstimos) (TSALIK, 2003). Até 1998, somente era permitida a aplicação dos investimentos do fundo em títulos públicos, contudo, foram autorizados investimentos em ações, elevando significativamente seu nível de rentabilidade (entre 1997 e 2001 a taxa líquida de retorno anual do SPF foi, em média, 3,6%, já descontada a inflação e custos administrativos).

De acordo com TSALIK (2003), a experiência bem sucedida do Fundo Petrolífero Estatal da Noruega é um modelo a ser seguido pelos demais países produtores de petróleo. Contudo, segundo alerta o autor, além dos elevados preços do petróleo durante a existência do fundo, a Noruega já possuía fatores que propiciaram o êxito do fundo, como a larga experiência democrática no país, a existência de uma estrutura produtiva

²⁴⁰ A quantia a ser depositada no Fundo Petrolífero Estatal da Noruega é definida anualmente, a partir das receitas líquidas do petróleo, depois de o déficit orçamentário ser coberto, para somente então o excedente ser encaminhado para o fundo de poupança. Caso o déficit público anual não seja coberto pelas rendas petrolíferas anuais, recursos adicionais são sacados do fundo de poupança para cobertura dos débitos governamentais (TSALIK, 2003).

diversificada, e um elevado padrão de vida no início da produção petrolífera (década de 1970).

V.8.3 O Fundo Petrolífero de Alberta (Canadá)

O Fundo Petrolífero de Alberta, no Canadá, (*Alberta Heritage Savings Fund – AHSF*), criado em 1976 (sendo os *royalties* a principal fonte de recursos), tinha por objetivo diminuir o nível de endividamento da província de Alberta, aumentar a qualidade de vida de seus cidadãos e promover a diversificação produtiva. No momento do estabelecimento do fundo, a prioridade era a diversificação da economia, mas, como os resultados desta política não foram claros, e como o déficit fiscal da província crescia, acabou-se por utilizar os recursos do fundo para financiamento de despesas governamentais ordinárias e para reduzir o déficit fiscal (TSALIK, 2003).

Inicialmente, devido à multiplicidade de objetivos, o fundo contava com cinco divisões. Somente a Divisão de Investimento Comercial (que detinha menos de 5% do principal do fundo) investia em títulos (exclusivamente canadenses), com o propósito restrito de gerar rentabilidade. A maior parte das receitas era utilizada pela Divisão de Investimentos de Alberta para fornecer empréstimos para corporações públicas, com o intento de promover a diversificação econômica, mas sem a exigência de obter retornos comerciais. Outra parte expressiva do fundo era utilizada pela Divisão de Investimentos em Capital (*Capital Projects Division*) para construção de hospitais e parques, ou para financiamento de outras despesas de capital público, sem necessidade de retornos econômicos (TSALIK, 2003)²⁴¹.

As mudanças no objetivo do fundo foram possíveis porque a norma de funcionamento do AHSF foi aprovada por lei ordinária (necessitando de maioria simples para sua alteração), possibilitando constantes alterações nas regras de funcionamento do fundo

²⁴¹ Entre os beneficiários dos recursos do AHSF incluíam a *Alberta Heritage Foundation for Medical Research*, *Alberta Heritage Scholarship Fund*, e o *Reforestation Nursery Enhancement Program* (TSALIK, 2003). O repasse de recursos a estes beneficiários leva a crer que o fundo possui uma política de investimentos de longo prazo, consoante com o princípio da promoção da justiça intergeracional.

ao longo do tempo²⁴². Os critérios de arrecadação foram alterados de acordo com o surgimento de novas necessidades e demandas políticas. Inicialmente eram direcionados ao fundo 30% das receitas do petróleo e gás natural. Entre 1984 e 1987, em uma conjuntura recessiva, o governo reduziu o percentual para 15%, retendo o saldo remanescente no Tesouro da província de Alberta. Em 1987, diante dos baixos preços do petróleo, o governo passou a desviar inclusive os ganhos do fundo para o seu caixa central, prejudicando a operacionalidade do fundo²⁴³ (TSALIK, 2003).

Quando as reservas do fundo começaram a escassear, o governo, motivado por um processo de consulta popular, reestruturou o AHSF, em 1997, atribuindo uma maior ênfase na geração de um fundo de poupança. A partir de então, não mais se permitiu a utilização dos recursos do fundo para investimentos diretos em projetos de desenvolvimento econômico e investimentos sociais. Alternativamente, estruturou-se um plano de aplicação em investimentos de longo prazo para a geração de renda (TSALIK, 2003).

Dentre os problemas presentes na operação do AHSF destacam-se as constantes mudanças nas regras de investimento. Ademais, os cidadãos, ao contrário do que ocorre no Alasca, não recebem dividendos, não participando (de uma forma mais ativa) do funcionamento e fiscalização das operações do fundo. Outro fato a ser apontado são os aumentos dos gastos governamentais e geração de déficits cobertos pelas rendas petrolíferas. Entretanto, esta flexibilidade na utilização dos recursos do fundo para o pagamento de déficits, em períodos de necessidade, pode ser visto, de certa forma, como uma certa vantagem funcional.

²⁴² O *Alberta Heritage Savings Fund* é gerido pelo Tesouro da província de Alberta, e não por uma corporação pública independente, como ocorre com o Fundo Permanente do Alasca. O fundo canadense está sobre o controle do governador, que pode administrar e investir 80% dos ativos do fundo, sem a necessidade de autorização legislativa (TSALIK, 2003).

²⁴³ A título de ilustração, desde 1982, o fundo transferiu, para o orçamento de Alberta, mais de US\$ 16 bilhões, contudo, em 1995, o déficit acumulado era de US\$ 14 bilhões. Mesmo assim, o governo continuou utilizando os recursos do fundo para auxiliar no pagamento da dívida (TSALIK, 2003).

V.8.4 Experiências de Fundos Petrolíferos no Oriente Médio

O Fundo de Reserva Geral de Omã (*Oman's State General Reserve Fund - SGRF*) foi criado em 1980, com objetivo de poupar as receitas petrolíferas para as gerações futuras. Adicionalmente, um fundo de contingência foi criado, em 1990, para amortecer as variações decorrentes dos fluxos das receitas petrolíferas no orçamento do país. Todavia, este fundo de contingência foi substituído pelo Fundo do Petróleo (*Oil Fund*), que recebe 15% da renda petrolífera, e destina-se a financiar investimentos no setor de petróleo (DAVIS *et al.*, 2003).

Como os recursos alocados no SGRF podem ser utilizados sem restrição pelo governo, o balanço do fundo vem sendo determinado, em parte, pelas necessidades de gastos do governo (FASANO, 2000). Desta maneira, devido à constantes retiradas de recursos do fundo para subsidiar o orçamento, o SGRF não aparenta ser capaz de atingir o objetivo de acumular recursos suficientes para garantir os investimentos na indústria, quando as reservas de hidrocarbonetos se exaurirem (DAVIS *et al.*, 2003; TSALIK, 2003).

O Fundo de Reserva do Kuwait para Gerações Futuras (*Kuwait's Reserve Fund for Future Generations - KRFFG*), criado em 1976, tem por objetivo gerar uma poupança capaz de garantir um fluxo de renda para gerações futuras. Para isto, o governo deposita no fundo 10% da renda governamental total, independente de serem oriundas das atividades petrolíferas ou não, que serão investidas, principalmente, em ativos estrangeiros (DAVIS *et al.*, 2003; FASANO, 2000). O uso dos recursos do fundo, ao final da Guerra do Golfo, auxiliou na reconstrução do país (TSALIK, 2003).

V.8.5 Experiências de Fundos Petrolíferos no Azerbaijão e Cazaquistão

Localizada no Mar Cáspio, a República do Cazaquistão é rica em recursos minerais e vêm apresentando, nos últimos anos, elevado crescimento econômico. Entretanto, os benefícios dessa riqueza e crescimento não são uniformemente distribuídos entre a população, apresentando altos índices de desemprego, especialmente nas áreas rurais e para a população jovem e para as mulheres (PPRC, 2006).

Já o crescimento econômico do Azerbaijão tem apresentado uma taxa anual média de 10%, muito elevada para qualquer país, especialmente um país em desenvolvimento do antigo bloco soviético. Mas, apesar de todo o vigor econômico atual, o Azerbaijão, assim como o Cazaquistão, ainda enfrenta sérios problemas de subdesenvolvimento de seu sistema político e de sustentabilidade econômica. Além de graves problemas de pobreza (49% da população vive na pobreza absoluta), um conflito territorial em Nagorno-Karabakh deixou o Azerbaijão com aproximadamente 800 mil pessoas desabrigadas dentro do país (SHULTZ, 2005). Uma vez que o governo continua a depender intensamente do setor petrolífero para suas receitas, uma queda de preços dos hidrocarbonetos pode prejudicar significativamente o processo de desenvolvimento socioeconômico. Apesar de o setor de petróleo constituir, em 2005, 27% do PIB, os impostos pagos pelo setor perfazem, aproximadamente, 40% de todas as receitas do orçamento público (PFMC, 2006).

No Cazaquistão, o governo nacional criou, no ano 2000, um Fundo Nacional (*National Fund for the Replíc of Kazakhstan – NRFK*) que recebe uma parcela designada das receitas petrolíferas nacionais. O fundo foi concebido com dois objetivos principais: utilizar as receitas petrolíferas para garantir um desenvolvimento social e econômico estável reduzindo a vulnerabilidade da economia às flutuações do preço do petróleo, e acumular recursos financeiros para as futuras gerações. Um dos enfoques do trabalho da sociedade civil organizada sobre as indústrias extrativas no Cazaquistão é fiscalizar, com eficácia, as operações do Fundo Nacional.

O governo do Azerbaijão também instituiu, no ano 2000, um fundo do petróleo nacional, o Fundo Estatal de Petróleo da República do Azerbaijão (*State Oil Fund of the Azerbaijan Republic – SOFAZ*), que, apesar de possuir os mesmos objetivos do Fundo

Nacional do Cazaquistão, visa o financiamento de investimentos estratégicos em vez de gastos correntes. Em seus primeiros anos de operação, os gastos do SOFAZ incluíram o financiamento de um oleoduto para exportação e o reassentamento de refugiados (WEAKEMAN-LINN *et al.*, 2003). No entanto, em 2003, contrariando umas das diretrizes do fundo, o então presidente assinou um decreto que permitiu a utilização das verbas do fundo para cobrir déficits do orçamento nacional, além de utilizar cerca de US\$ 100 milhões do fundo do petróleo para pagar aposentadorias e aumentar os salários em um ano de eleições presidenciais (SHULTZ, 2005), dificultando, assim, o monitoramento do uso desses fundos e ameaçando o princípio da utilização destes para investimentos futuros.

Buscando contornar problemas desta natureza, organizações da sociedade civil estabeleceram como prioridade a tarefa de monitorar o fluxo das receitas geradas pela indústria petrolífera e de exercer pressão para que o governo destine uma parcela significativa desses fundos para projetos de redução da pobreza e desenvolvimento econômico. Estas iniciativas, lideradas pelo Monitor Fiscal do Cazaquistão (*Kazakhstan Revenue Watch – KRW*), enfocam dois objetivos: convencer o governo a promover a transparência em relação ao fluxo dessas receitas e capacitar as organizações da sociedade civil para que compreendam as questões implicadas e assumam a função de monitorar e influenciar políticas públicas²⁴⁴ (KRW, 2006).

V.8.6 Avaliações das Experiências de Fundos Petrolíferos Internacionais

Verificou-se que, na maioria dos países que instituíram fundos para gerir as rendas petrolíferas (e de outros recursos não-renováveis), houve uma contribuição para a melhoria da transparência e da responsabilidade fiscal dos governos, mesmo não sendo possível evitar, por completo, o mau-uso das rendas petrolíferas. Entretanto, é

²⁴⁴ Para desenvolver a capacidade necessária da sociedade civil para a tarefa de fiscalização, o KRW oferece cursos regulares sobre monitoramento de receitas petrolíferas e de questões orçamentárias, assim como faz doações às organizações locais para apoiar as iniciativas de fiscalização. O grupo também procura desenvolver uma maior interatividade com os meios de comunicação, ao convidar jornalistas para fazerem parte de mesas redondas, seminários e oficinas de trabalho, e através da cobertura de tais eventos em jornais e noticiários na televisão (KRW, 2006).

importante ressaltar que os fundos não substituem as boas práticas de gestão fiscal²⁴⁵. Importantes países produtores de petróleo e gás natural operam sem a necessidade de Fundos Petrolíferos, tais como o Reino Unido, a Arábia Saudita, Indonésia, Austrália e Rússia (WORLD BANK, 2004).

As características principais de um fundo petrolífero eficiente incluem uma coordenação do fundo operando de maneira integrada com o restante do orçamento público (no contexto de uma eficiente política fiscal), uma eficaz gestão dos ativos e, a existência de mecanismos que garantam a total transparência e *accountability* do processo (como, por exemplo, relatórios públicos e pareceres de auditorias independentes, disponíveis à população em geral).

A performance dos fundos petrolíferos está relacionada, em parte, ao nível de volatilidade das rendas que os governos possuem. Em países nos quais a parcela da receita petrolífera na renda total do governo é menor, as dificuldades de gerenciamento das receitas, devido à volatilidade dos recursos, são menos severas que naqueles países nos quais há um comprometimento maior da receita com as rendas advindas de recursos não-renováveis.

Um potencial estímulo à transparência, proporcionado pelos fundos petrolíferos seria o fato de que, removendo do orçamento a parte referente aos recursos obtidos pela atividade petrolífera (como os *royalties* e as participações especiais), ou mesmo, criando um balanço somente para a renda gerada pela exploração do petróleo e gás natural, o balanço orçamentário a ser apresentado poderia representar de maneira mais real a situação financeira de um município, por exemplo, deixando mais claros os recursos obtidos através de receitas tributárias e repasses intergovernamentais (excluídas as participações governamentais)²⁴⁶.

²⁴⁵ De acordo com FASANO (2000, p.19), “*an oil revenue stabilization fund cannot be a substitute for sound fiscal management, and its success or failure can be attributed as much as to fiscal discipline as to the fund’s management. It is, therefore, not surprising that stabilization schemes have been more successful in countries with a strong commitment to fiscal discipline and sound macroeconomic management*”.

²⁴⁶ Entretanto, conforme apontam DAVIS *et al.* (2003), a existência de um fundo não necessariamente implica na criação de um novo mecanismo institucional. O “fundo virtual” pode estar integrado ao orçamento geral, não necessitando, contudo, que esteja em uma estrutura institucional separada para seu gerenciamento.

As regras e operações de um fundo petrolífero devem ser transparentes e livre de interferências políticas. Para auxiliar este objetivo, a legislação que rege o estabelecimento do fundo deve expor claramente suas regras e propósitos. A falta de transparência pode dificultar a legitimidade e vir a enfraquecer o apoio público em relação aos objetivos do fundo. Torna-se necessário, então, que sejam realizados, periodicamente, auditorias e relatórios, acessíveis ao público, informando as diretrizes que regem o fundo, bem como a afluência e confluência de recursos.

Independentemente das políticas e estruturas formais estabelecidas pelos governos na elaboração dos fundos, é essencial capacitar organizações da sociedade civil para que participem efetivamente da fiscalização das receitas petrolíferas geradas pelas indústrias extrativas. O *Open Society Institute* (OSI, 2006) deu início a iniciativas fundamentais no Cazaquistão, como, por exemplo, o Monitor Fiscal do Cazaquistão (*Kazakhstan Revenue Watch - KRW*), que oferece cursos regulares de capacitação para organizações da sociedade civil interessadas em iniciativas de monitoramento e, através da Fundação Soros – Cazaquistão²⁴⁷, planeja fazer doações para organizações que se ocupem da fiscalização de receitas localmente. Essa capacitação proporciona amplos benefícios em uma região onde a democracia ainda é recente²⁴⁸.

Já o Azerbaijão deu um passo importante rumo à melhoria da transparência fiscal ao se oferecer como voluntário para informar o que recebe das explorações de petróleo e gás natural através da Iniciativa de Transparência nas Indústrias Extrativas (*Extractive Industries Transparency Initiative*). Uma coalizão de ONGs foi formada para monitorar o progresso do governo na divulgação dessas informações, e para recomendar modificações para tornar os dados mais claros e informativos para o público em geral (SHULTZ, 2005).

A importância desta seção foi comprovar que a iniciativa de alguns países, de criação de fundos petrolíferos, demonstra um esforço de planejamento e gestão das receitas do petróleo e gás natural para períodos de médio e longo prazo, determinando, na maioria

²⁴⁷ Soros Foundation – Kazakhstan. Disponível em: <<http://www.soros.kz>>.

²⁴⁸ Em alguns países, as organizações que monitoram as receitas geradas pela indústria extrativa ainda enfrentam resistências e restrições quanto à divulgação de dados e relatórios. No Cazaquistão, as organizações da sociedade civil precisam de uma permissão expressa do governo para publicar seus relatórios, incluindo qualquer documento publicado em inglês e mesmo boletins informativos regulares publicados no idioma nacional (SHULTZ, 2005).

dos casos, propósitos específicos para as rendas minerais. Estas experiências internacionais vêm demonstrar possibilidades e oportunidades que podem ser utilizadas no Brasil para uma efetiva promoção de políticas de justiça intergeracional ao nível local, ou regional²⁴⁹.

A experiência de alguns fundos analisados em garantir a estabilidade macroeconômica do país (como o caso da Noruega, por exemplo), pode não ser diretamente viável de ser aplicada no âmbito das esferas municipais de governo, para a gestão dos recursos das Participações Governamentais. Porém, conforme alerta SERRA (2005), deve-se levar em conta que a expressiva injeção de rendas petrolíferas em alguns municípios localizados na Zona de Produção Principal da Bacia de Campos pode estar contribuindo para pressões inflacionárias localizadas, fato que poderia ser esterilizado com o funcionamento de um fundo que recolhesse o excesso de divisas decorrentes da ampliação das receitas petrolíferas, mesmo que no âmbito municipal.

Um outro exemplo de como um fundo petrolífero pode ser utilizado, como referência, para a utilização de rendas petrolíferas como mecanismo de sustentabilidade da qualidade de vida das futuras gerações, foi a experiência do *Alaska Renewable Resources Corporation*, fundo extinto em 1984, que tinha por objetivo o desenvolvimento de fontes de energia renovável (TSALIK, 2003). De acordo com SERRA (2005), embora este objetivo esteja mais associado às atribuições de um governo nacional, a sua implementação também ao nível municipal (ou regional) pode ser interpretada como uma política de promoção de justiça intergeracional.

V.9 Considerações Finais do Capítulo

Averiguou-se que o maior problema quanto à destinação dos *royalties* e participações especiais para determinados Órgãos da União (Ministério da Marinha, MCT, MMA, Fundo Especial) é o fato de aqueles estarem sendo utilizados para um processo de contingenciamento, como forma de contribuição para geração do superávit primário do

²⁴⁹ O fato de os Fundos Petrolíferos analisados serem, em sua maioria, de caráter nacional, não infirma a importância do estudo destas experiências, pois não há no Brasil qualquer constrangimento legal que impeça os municípios de gerir suas receitas petrolíferas através de fundos setoriais.

Tesouro Nacional²⁵⁰. Outra questão é a inexistência de uma vinculação adequada para os repasses de *royalties* e participações especiais realizados às esferas estaduais e municipais, da mesma forma que ocorre na esfera federal.

Há de se convir que práticas vinculatórias podem prejudicar o desempenho dos gastos públicos como um instrumento de política econômica, uma vez que o mecanismo vinculatório impõe uma estreita correlação entre as disponibilidades financeiras para a realização dos gastos públicos e o movimento dos ciclos econômicos. Assim, a vinculação se apresenta como um instrumento pró-cíclico, disponibilizando recursos para setores específicos nos momentos de crescimento econômico e reduzindo a disponibilidade dos setores beneficiados, justamente em momentos de menor atividade produtiva (SERRA, 2005). Desta maneira, em muitos casos, não se procura estabelecer uma vinculação de grande parte das rendas petrolíferas para propósitos específicos, relacionados, por exemplo, a políticas de promoção da justiça intergeracional, dado o peso daqueles recursos no orçamento público (principalmente na esfera municipal).

Ainda no que se refere ao controle nos gastos das participações governamentais, não se verificou mecanismos de controle efetivos na aplicação dos recursos dos *royalties* e participações especiais nos municípios e estados produtores de petróleo e gás natural. Os Tribunais de Contas (Municipais, Estaduais e da União) exercem uma fiscalização que não compreende uma avaliação sobre a oportunidade e, *a fortiori*, de uma análise econômica e financeira de eficácia, mas apenas de uma verificação de regularidade jurídica no procedimento da aplicação. Poder-se-ia conceber que, em face da importância dos valores repassados de maneira absoluta, e em relação aos orçamentos municipais, o uso e o destino destes recursos deveriam ser submetidos aos mesmos procedimentos que os recursos orçamentários correntes, ou seja, abertamente discutidos e estudados nas Câmaras e Conselhos municipais e, de maneira mais geral, nas reuniões públicas da população local.

Ao mesmo tempo em que não há um conhecimento da efetiva aplicação dos recursos petrolíferos, ainda são escassos os esforços para se buscar uma ação mais orquestrada,

²⁵⁰ Pode-se alegar que este contingenciamento, por parte do Governo Federal, equivale à um fundo de estabilização econômica, conforme verificado em algumas experiências internacionais. Contudo, esta estratégia não contribui eficazmente para a promoção direta do desenvolvimento sustentável.

voltada para um projeto de sustentabilidade e de diversificação da base produtiva e de geração e renda fora da cadeia do petróleo, reduzindo a participação dos *royalties* e participações especiais nas receitas totais. O Quadro 5.1, a seguir, demonstra, sinteticamente, alguns exemplos de critérios de utilização de alguns países analisados anteriormente neste capítulo.

Quadro 02 - Síntese dos Critérios de Direcionamento dos Recursos de Rendas Petrolíferas

	Normas de Utilização	Principais Direcionamentos dos Recursos	Fundos com Destinação específica	Fiscalização
Brasil	Vedada a aplicação dos recursos em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal	Governo Federal: Comando da Marinha, MCT, MME e MMA; Estadual: capitalização de fundo de previdência; Estados e Municípios: obras de infra-estrutura urbana	FECAM (estado do Rio de Janeiro); FUNDECAM e FUNDECANA (Campos dos Goytacazes/RJ)	Tribunal de Contas dos Estados, amparado pelo Tribunal de Contas da União
EUA	Parcela que não vai para o Tesouro Federal, é direcionada para fundos com propósitos específicos	Arrecadação do Governo Federal: objetivos de ampliação e conservação do patrimônio ambiental, histórico e hídrico	<i>National Preservation Fund; Land and Water Conservation Fund</i>	<i>Department of Interior (DOI)</i>
Bolívia	Prefeituras e Municípios devem direcionar 85% das transferências para investimentos e 15% para despesas correntes	Tesouro Nacional: financiar projetos e programas nacionais	Fundos de desenvolvimento para programas sociais e projetos de infra-estrutura	Mecanismos de fiscalização dos Departamentos, Municípios e conselhos de vigilância
Colômbia	Departamentos e Municípios: projetos prioritários de desenvolvimento (90% do total arrecadado por estes entes)	Despesas Corrente e de Capitais nos Departamentos e Municípios produtores	Fundo Nacional de <i>Royalties</i> (32% do total arrecadado)	
Equador	Estado deverá dar prioridade ao desenvolvimento sustentável e proteção ambiental	Governo central, instituições beneficiárias, fundos e agências de participação descentralizadas	FEIREP (para pagamento dívida externa e gerenciar receitas petrolíferas destinadas às áreas de educação e saúde)	
Peru	Receitas petrolíferas obtidas por algumas províncias, se destinam exclusivamente à obras de infra-estrutura urbana e rural	Financiamento de despesas de capital nas localidades produtoras de petróleo e gás natural	Pequena parcela destinada ao apoio social e à capacitação	Regiões e Municípios realizam contabilidade que especifica o direcionamento dos <i>royalties</i> em projetos de investimento
Nigéria		Programas prioritários nacionais, serviços de débito externos e fundos de estabilização	Fundos Especiais (7,5% do total arrecadado), com objetivos de compensação, estabilização	OMPADEC (arrecadação e administração dos repasses)

Fonte: Elaboração própria

É possível deduzir que a repartição das receitas dos *royalties*, na maioria dos casos, está sendo destinada a prover governos locais e estaduais dos recursos necessários ao atendimento da demanda extraordinária por serviços públicos e para o pagamento de dívidas. Embora não possam ser aplicados diretamente em pagamento de pessoal, os *royalties* podem ser investidos na expansão e melhoria da infra-estrutura pública, o que acaba elevando os gastos com custeio, em geral, e pessoal, em particular. Note-se que a legislação não obriga os gestores públicos a aplicarem os *royalties* em obra de infra-estrutura urbana. Há um vasto espectro de possibilidades de aplicação e, por conseguinte, grande margem para a participação da sociedade na definição de prioridades, sobretudo em áreas como saúde, meio ambiente, saneamento e outras cruciais para a esfera municipal.

No entanto, seria importante que ao menos uma parcela destes recursos, direcionados às esferas subnacionais de governo, fossem utilizados na promoção da diversificação da base econômica e produtiva local, especialmente para o caso dos municípios integrantes da Região Norte Fluminense do estado do Rio de Janeiro, devido à relevância que a indústria petrolífera tem na economia destas localidades.

Entretanto, a discussão sobre a utilização dos *royalties* e participações especiais não deve se situar apenas na questão ética, sendo necessária uma análise pragmática. Conforme expôs SCHULTZ (2005, p. 83): “*annual budget debates are typically short-run exercises, focused on political and economic pressures over the next year (or, where medium-term expenditure frameworks are used, the next three years)*”. O planejamento para um eficiente uso das participações governamentais requer um prazo de tempo maior, superior aos prazos políticos normais. Empregar os recursos no curto prazo (devido ao fato do breve período de um administrador à frente da função de gestor desta renda petrolífera) não seria, em alguns casos, uma questão de falta de ética, mas uma deficiência do sistema. Do mesmo modo, uma vez que o gestor tenha melhor conhecimento sobre a natureza compensatória e finita dos recursos petrolíferos, poderia utilizá-los de forma a otimizar o processo de desenvolvimento sustentável e, intrinsecamente, o processo de justiça intergeracional.

Uma maneira desta percepção de racionalidade de curto prazo se converter em uma racionalidade (ou cultura) de longo prazo seria a utilização dos *royalties*, na sua

totalidade, para a criação de infra-estrutura e capacitações²⁵¹, saindo da política assistencialista e desvinculando-se, de vez, desta prática, que não é benéfica à administração municipal. Ao nível subnacional, a política de promoção da justiça intergeracional pode seguir a alternativa de promover a diversificação da base econômica local, ou de alguma outra estratégia que tenha por objetivo minimizar a dependência das receitas municipais das participações governamentais, a fim de que o município não se encontre em situação deficitária quando do esgotamento econômico das jazidas petrolíferas.

Outra estratégia de planejamento de longo prazo dos recursos dos *royalties* e participações especiais seria a instituição de fundos petrolíferos, a exemplo do que ocorre em diversas regiões produtoras de hidrocarbonetos (e outros recursos não-renováveis) no mundo. O estabelecimento de fundos, financiados por uma parcela dos *royalties* e participações especiais, e direcionados para a diversificação produtiva local, pode gerar o desenvolvimento de capacitações e vantagens competitivas locais tanto para os principais municípios beneficiários dos *royalties* e participação especial, quanto para as localidades circunvizinhas (menos beneficiadas com recursos petrolíferos), bem como para o estado do Rio de Janeiro como um todo²⁵².

O Fundo de Desenvolvimento de Campos²⁵³ (FUNDECAM), é considerado uma das iniciativas mais criativas e promissoras em termos de aplicação dos *royalties* na região da Bacia de Campos, sendo constituído exclusivamente por recursos dos *royalties*

²⁵¹ Como, por exemplo, a capacitação obtida através agências tecnológicas de desenvolvimento. Os investimentos transferido à estas agências (fundações e projetos nos quais atuem a administração pública e membros da sociedade), além de se beneficiar estas instituições no curto prazo, são capazes de postergar tais benefícios e resultados no longo prazo, uma vez que tais instituições não estariam limitadas à um curto período de vida, tal qual um mandato.

²⁵² Uma das ações presentes no documento “Mapa do Desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro 2006-2015”, elaborado pela Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN) é a proposta de apresentar ao Poder Legislativo Estadual um Projeto de Lei visando à criação de um fundo de desenvolvimento sustentável das regiões produtoras de petróleo do estado do Rio de Janeiro, composto por parte dos recursos advindos dos *royalties* do petróleo, destinados a financiar investimentos em infra-estrutura e/ou projetos especialmente voltados para geração de emprego e renda, fora da cadeia do petróleo (FIRJAN, 2006a).

²⁵³ O Fundo de Desenvolvimento de Campos (FUNDECAM) foi criado pela Lei Municipal n.º 7084, de 2 de julho de 2001, e regulamentado pelo Decreto n.º 147/2002, de 31 de fevereiro de 2002, a partir de uma imensa mobilização de entidades do setor produtivo e da sociedade civil. A idéia do FUNDECAM começou a ser debatida a partir do Fórum Permanente de Desenvolvimento (realizado em Campos dos Goytacazes, em 2001), que tinha como principal bandeira, a luta pela utilização dos recursos dos *royalties* num fundo capaz de viabilizar investimentos internos e externos em atividades produtivas, especialmente pequenas e médias empresas capazes de gerar emprego e dar sustentabilidade à economia local para o período pós-*royalties* (PESSANHA, 2004).

petrolíferos e se consolidando como uma das principais ferramentas de política pública para o desenvolvimento sustentável do município de Campos dos Goytacazes. Ao total, foram aprovados 55 projetos, com um valor total de investimentos de R\$ 246,6 milhões, sendo 124,2 milhões de recursos próprios dos investidores e R\$ 122,2 milhões de recursos do FUNDECAM, gerando 4.394 empregos diretos e 13.272 empregos indiretos (PREFEITURA MUNICIPAL DE CAMPOS DOS GOYTACAZES, 2007).

Nos mesmos moldes do FUNDECAM, o Fundo de Desenvolvimento da Cana (FUNDECANA), que prevê atendimento a produtores que tenham até 25 hectares de área agriculturável, também será operacionalizado pelo Banco do Brasil e terá suporte tecnológico da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro e da Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF). O Fundo será implementado em parceria com a Associação Fluminense dos Plantadores de Cana (ASFLUCAN) e a Cooperativa Mista dos Produtores Rurais Fluminenses (COOPLANTA). Os recursos do FUNDECANA, através da COOPLANTA, serão aplicados no custeio da formação de novos canaviais dotados de novas tecnologias, com a variedade de cana 7515, capaz de elevar a produtividade da cana, da atual média de 45 toneladas por hectare. O fundo vai disponibilizar R\$ 5 milhões, oriundo dos *royalties* petrolíferos, sendo até R\$ 50 mil para cada produtor, com juros de 6% ao ano (FUNDECAM, 2007).

Contudo, apesar de os fundos petrolíferos proporcionarem uma maior responsabilidade fiscal e transparência orçamentária, torna-se imprescindível, para o sucesso daqueles, o envolvimento da sociedade no processo de fiscalização e tomada de decisões destes fundos. A falta de transparência pode proporcionar um ambiente favorável a práticas de corrupção, a qual, somada ao desperdício e à má aplicação de recursos públicos, agrava as desigualdades sociais e aumenta a pobreza. Contra isto, a sociedade organizada e representantes políticos locais devem adotar eficientes mecanismos de gestão local e fortalecimento das instituições oficiais de controle, além de exigir das outras esferas receptoras de *royalties* e participações especiais (incluindo Estado e União) a mesma transparência e zelo na aplicação dos recursos.

Em todos os países há um consenso de que se devem priorizar os investimentos em lugar de gastos correntes, principalmente quando estes são realizados com recursos oriundos da exploração de recursos não-renováveis, como o petróleo e o gás natural.

Todavia, a prioridade em investimentos implica, necessariamente, em estratégias de desenvolvimento de médio e longo prazos.

O que deve ser destacado é que existe um fundamento para aplicação dos recursos provenientes dos *royalties* petrolíferos em diversificação da base econômica das regiões petrolíferas e em suas áreas de influência, com a finalidade de garantir a permanência da capacidade de promoção de uma dinâmica de desenvolvimento, de acordo com as características e potencialidades regionais. Resgatando a discussão a respeito do conceito da Sustentabilidade Fraca no processo de desenvolvimento sustentável, é necessário que se utilizem as rendas geradas pelo petróleo (um recurso natural não-renovável) para a criação de capital físico e humano. O sucesso de uma estratégia requer não apenas recursos naturais, mas também insumos complementares de capital humano, conhecimento técnico e infra-estrutura. Ademais, uma ampla rede de conhecimentos que gere inovação e facilite a adoção de tecnologias externas destaca-se como fator fundamental no dinamismo setorial.

Para o caso específico da Região Norte Fluminense, o processo de desenvolvimento sustentável, através da criação de capital físico e humano, poderia ser aplicado à atividades agrícolas e agroindustriais, as quais tiveram um papel decisivo na formação da economia regional (SILVA NETO, 2004). Sua contribuição para a recente revitalização da economia regional vem sendo, entretanto, muito limitada. As atividades ligadas à exploração do petróleo e, de forma complementar os serviços, vem comandando a retomada do desenvolvimento econômico regional, enquanto as cadeias produtivas de base agrícola apresentam baixo dinamismo.

Desta maneira, a restauração da competitividade do setor sucro-alcooleiro (e, em especial, no aumento da produtividade de biocombustíveis na região) tem, assim, uma importância estratégica para a sustentabilidade da economia regional. A longa tradição do cultivo e processamento industrial da cana-de-açúcar construiu uma competência técnica regional (industrial e agrônoma), uma importante infra-estrutura tecnológica, uma rede de instituições e associações profissionais e uma cadeia ainda enraizada na região: seis usinas em funcionamento, grande número de fornecedores de matéria prima, trabalhadores rurais, empresas de fertilizantes, defensivos e outros agroquímicos,

fundições e empresas de manutenção da maquinaria das usinas, empresas de mudas e outros insumos agrícolas.

Capítulo VI – CONCLUSÃO

O objetivo deste estudo foi analisar em que medida os critérios utilizados para o estabelecimento metodológico das regras de arrecadação, distribuição e uso das Participações Governamentais careciam, ou não, de fundamentos econômicos, e avaliar o atual sistema vis-à-vis às experiências internacionais. Para tal tarefa, foram realizadas considerações a partir de estudos das Participações Governamentais em outras regiões produtoras de petróleo e gás natural no mundo, comparando-as com o modelo nacional. Procurou-se, também, averiguar como estes recursos podem ser utilizados na promoção do desenvolvimento local sustentável.

O *royalty* é renda de escassez: trata-se de uma compensação ao proprietário de seu recurso (ou à sua ordem – distribuição entre as esferas subnacionais pela União, que detém os direitos de propriedade) por seu uso hoje ao invés de no futuro. A promoção destas compensações às gerações futuras deve ocorrer tanto em escala nacional, como também por Estados e Municípios (esferas subnacionais). Ao nível nacional, é pertinente que ocorra o ressarcimento da geração futura que não poderá se utilizar, na mesma magnitude, da riqueza mineral extraída hoje. Já para as esferas subnacionais, a justiça intergeracional deve ser promovida através da diversificação da base produtiva de tal forma que minimize os efeitos depressivos sobre uma região que possua uma economia voltada à produção de hidrocarbonetos (estruturada principalmente por indústrias petrolíferas e para-petrolíferas), no momento em que as jazidas de petróleo e gás natural tornarem-se técnica e economicamente inviáveis de serem exploradas.

Sobre o enfoque do Desenvolvimento Sustentável, o estudo do conceito de renda mineral ressaltou a característica do *royalty* de assegurar uma sustentabilidade econômica, financiando a criação de capital físico e humano às gerações futuras, à medida que o capital natural (óleo) se esgota. Em outras palavras, recorreu ao conceito de Sustentabilidade Fraca para o embasamento do estudo. O desafio da construção da sustentabilidade é particularmente complexo e difícil na gestão dos recursos naturais, principalmente por causa das multiplicidades de atores – governo federal, governos estaduais e municipais, empresários, universidades, organizações da sociedade, interesses pessoais contraditórios – que será preciso conjugar nesta combinação.

No que se refere à questão da arrecadação das Participações Governamentais e, de uma maneira geral, dos tributos sobre a indústria petrolífera, a atividade de E&P de hidrocarbonetos é capaz de gerar uma renda econômica substancial, cuja apropriação tem sido a essência dos acordos firmados entre os Governos e as empresas contratadas. Destarte, a questão da tributação e do estabelecimento de participações governamentais, especialmente dos *royalties*, nos acordos de E&P, assume uma importância estratégica para o estudo da viabilidade dos investimentos na indústria petrolífera. O sistema adotado pelo Brasil, combinando a arrecadação dos *royalties* (*quasi-tributos ad valorem*), as participações especiais (*quasi-tributos extraordinários*) e os bônus de assinatura, permitiu ao País estabelecer uma estrutura mundialmente competitiva, ao mesmo tempo em que garantiu a arrecadação de rendas para o Governo Federal e esferas subgovernamentais.

Crítérios baseados na produção, como os *royalties*, asseguram ao governo a garantia de, pelo menos, um pagamento mínimo pela exploração de seus recursos minerais. A grande funcionalidade constatada dos *royalties* reside em sua fácil administração (pois as informações necessárias para sua implementação resumem-se à medida do volume produzido e a aplicação de um preço sobre ele) e na possibilidade de um maior controle quanto à sua arrecadação, o que dificultaria a evasão fiscal. Ademais, sua arrecadação é rápida: eles são aplicados desde o início da produção, não necessitando aguardar até que a empresa tenha depreciado seus investimentos e o projeto comece a gerar lucros. Além destes fatores, os *royalties* independem da lucratividade da produção e, devido à sua natureza condicional, desloca uma parte da carga de riscos da firma para o governo, já que aquela só irá pagar os benefícios se a produção se efetivar.

Já critérios baseados nos lucros, como as participações especiais, permitem ao governo se apoderar de uma parcela considerável de projetos extremamente rentáveis, porém, em contrapartida, assume uma parcela do risco, pois pode não receber nenhuma receita, caso o projeto torne-se economicamente inviável. Além disto, as participações especiais, mesmo apresentando um bom desempenho quanto ao critério da neutralidade, apresentam uma relativa dificuldade de gerenciamento, pois requerem um grande conjunto de informações sobre os custos, os quais se encontram em posse da concessionária e nem sempre estão disponíveis para a agência reguladora.

Os bônus e pagamentos pela ocupação de áreas são instrumentos pertinentes, pois garantem uma renda antecipada ao governo e podem, de certa forma, incentivar as empresas a pesquisar e desenvolver mais rapidamente as explorações nas áreas já concedidas.

Neste ponto, cabe responder à questão, realizada na introdução deste trabalho, que se constitui em um dos pontos centrais da presente discussão: a estrutura institucional de distribuição dos royalties, no Brasil, é compatível com o conceito teórico de *royalties*?

Quanto à questão da distribuição das compensações do petróleo e gás natural, pode-se depreender que a estrutura institucional de distribuição dos *royalties* no Brasil é compatível com o conceito teórico de *royalties* (renda de escassez), compensando o proprietário de seu recurso (a União) por seu uso no presente, ao invés de no futuro. Por opção, o governo federal decidiu repassar parte destas compensações às esferas subnacionais de governo, de maneira à ressarcir-las pelo impacto das atividades petrolíferas sobre os territórios que lhes fornecem suporte operacional.

O outro questionamento, inicialmente formulado, foi: como a legislação brasileira, em relação à estrutura de distribuição dos *royalties*, se encaixa no contexto internacional?

Considerando-se o contexto internacional, a legislação brasileira identifica-se com sistemas nos quais a repartição dos *royalties* entre os entes públicos varia de acordo com o tipo de exploração (*onshore* ou *offshore*), além de dedicar uma parcela dos recursos para fundos “compensatórios”, promovendo a pulverização dos *royalties* entre os municípios que não participam das atividades petrolíferas. Tratando-se, mais especificamente, dos beneficiários municipais (nacionais e internacionais), verificou-se que, de fato, a proximidade geográfica às jazidas não é o único critério para rateio das rendas petrolíferas, mas é o principal. Em algumas nações, assim como no Brasil, a renda petrolífera concentra-se geograficamente em algumas regiões produtoras, sendo que, em alguns casos, são designadas exclusivamente aos governos subnacionais, originando pressões políticas e discussões sobre a possibilidade de redistribuição destas receitas.

No caso brasileiro, o critério de pagamento é, em boa medida, físico, mas isso é pouco relevante frente às distribuições não-locais. Mesmo havendo uma concentração geográfica das receitas petrolíferas na Região Norte Fluminense do estado do Rio de Janeiro, a crítica de que a norma de distribuição está subjugada a um “determinismo físico” perde sua efetividade, uma vez que os entes beneficiários que não são locais (municipais), como o Comando da Marinha, o Ministério da Ciência e Tecnologia, o Fundo Especial e todos os Estados da Federação, receberam cerca de 78,7% do total de *royalties* “distribuídos”. Destarte, o argumento do “determinismo físico” se enfraquece, pois mesmo existindo distorções entre os municípios vizinhos, devido a critério “físico-determinista” da legislação, nada impede que o as Unidades Federativas e as outras entidades não-locais utilizem parte, ou a totalidade, de seus recursos de *royalties* e participações especiais para reduzir as diferenças naqueles municípios vizinhos, pertencentes a uma determinada mesorregião, que não se beneficiam, na mesma magnitude, dessas participações governamentais.

Quanto à utilização de critérios de rateio entre os territórios condicionados por determinantes sócio-econômicos, isto poderia dificultar ainda mais o processo, pois uma zona de influência sócio-econômica muda constantemente ao longo do tempo. Na Bolívia, por exemplo, critérios de distribuição baseados exclusivamente na densidade populacional prejudicaram, em muitos casos, zonas pobres com pouca população, principalmente as zonas produtoras de hidrocarbonetos, uma vez que se localizavam, na maioria das vezes, em zonas rurais com ampla área territorial e população escassa.

Os argumentos existentes a favor da centralização das rendas petrolíferas afirmam que os governos centrais (esfera federal) possuem uma capacidade melhor de absorver as incertezas e volatilidades ocasionadas pelos preços do petróleo, uma vez que possuem uma base fiscal mais ampla, menos relacionada com repasses dependentes do preço do petróleo, do que as jurisdições subnacionais. Além do mais, um governo central pode promover uma equidade horizontal entre os governos subnacionais, redistribuindo as receitas petrolíferas entre regiões ricas e pobres. Entretanto, ao nível municipal, o poder público é capaz de identificar, com maior clareza, as necessidades locais e as demandas por projetos de diversificação econômica e promoção de políticas públicas sócio-econômicas. Ademais, um excessivo poder na União exige mecanismos fiscalizatórios legais mais eficazes, uma vez que pode haver possibilidade de corrupção no uso dos

recursos e não haveria um controle social direto, como ocorre nas esferas subgovernamentais.

Uma maneira alternativa, através da qual poderia ser desenvolvida uma política de equilíbrio regional estadual (com critérios que não se alterassem constantemente), por exemplo, seria o próprio estado (unidade federativa), ou a União, aplicar diretamente recursos em determinado município ou em suas mesorregiões, o que, além de promover o desenvolvimento, concomitantemente, auxiliaria a resolver distorções regionais (econômicas e sociais). O objetivo de todo este procedimento seria incentivar a criação e a expansão de pólos regionais de desenvolvimento e a redistribuição espacial e social da renda, sem que houvesse a necessidade de retirar, ou reduzir, os repasses às administrações municipais.

Nos exemplos de países estudados nesta dissertação foram identificados diversos problemas no processo de arrecadação e distribuição dos *royalties* e demais rendas originárias do setor petrolífero, tais como desvio de recursos (Colômbia), falta de transparência que originam diversos problemas administrativos (Bolívia e Equador) e falta de informação sobre os repasses às esferas subnacionais de governo, especialmente às esferas municipais (Peru), além de forte atuação de condicionantes conjunturais e político-institucionais

No entanto, é difícil especificar, com precisão, os setores beneficiados com os recursos das participações governamentais, pelo motivo da dispersão das informações sobre o assunto abordado. Além disto, é complicada a desagregação dos benefícios oriundos dos recursos dos *royalties* e participações especiais daqueles originados pela indústria petrolífera como um todo. Soma-se a este fato, a dificuldade de obtenção e a demora no encaminhamento de informações por parte dos órgãos públicos e no curto espaço temporal (no caso brasileiro), decorrido do início do recolhimento das participações governamentais e seus reais efeitos sobre a vida econômica e social dos municípios, para a materialização dos resultados dos gastos realizados. Dada a dificuldade e a complexidade que se encontra atualmente para fiscalizar, faz-se necessária a introdução de aperfeiçoamentos nos mecanismos de controle da legislação e, também, um esforço político de toda a sociedade para averiguar a eficácia dos gastos.

Diante deste fato, cabe responder a outro questionamento presente no objetivo do estudo: a legislação sobre a utilização de *royalties* no Brasil é compatível com o conceito teórico de *royalties* e, como ela se situa frente às experiências internacionais?

Constatou-se que a legislação brasileira, no que se refere à utilização das participações governamentais pelas esferas subnacionais de governo, não é compatível com a interpretação teórica dos *royalties*, ou seja, de justiça intergeracional. Exceto pela parcela dos repasses dos *royalties* direcionados ao MCT, não há, atualmente, nenhuma especificação em vigor na legislação que determine o uso de parcela dos recursos dos *royalties* e participações especiais para a promoção de projetos sustentáveis, capazes de perpetuar os benefícios advindos das rendas petrolíferas para as gerações futuras.

Tanto no exemplo nacional, quanto na maioria dos exemplos internacionais (como na Bolívia, Peru), os *royalties* e participações especiais integram a receita dos municípios de maneira generalizada, misturando-se com as demais receitas e, portando, passíveis de serem tratados como mais uma arrecadação tributária, a despeito de sua natureza distinta e especificamente compensatória. Ademais, na maior parte dos casos, as receitas petrolíferas não estão sendo direcionadas para os aspectos estratégicos do desenvolvimento regional, como políticas sociais distributivas, criação de capacitações tecnológicas e diversificação econômica para a distribuição de renda e de trabalho.

Como a legislação brasileira não determina, explicitamente, as áreas em que tais recursos devam ser empregados, cabe às Administrações Municipais, em parceria com esferas superiores de governo, a promoção de uma eficiente gestão, direcionando gastos para áreas que produzam retornos a médio e longo prazo para a população, o que possibilitaria não somente a melhoria dos indicadores socioeconômicos, como também promoveria a diversificação da economia local, possibilitando a existência de outras atividades econômicas, capazes de promover o desenvolvimento da localidade em questão.

A iniciativa de alguns países, de criação de fundos petrolíferos, demonstrou um esforço de planejamento e gestão das receitas do petróleo e gás natural para períodos de médio e longo prazo, determinando, na maioria dos casos, propósitos específicos para as rendas minerais em consonância com o conceito de desenvolvimento sustentável. Estas

experiências internacionais vêm demonstrar possibilidades e oportunidades que podem ser utilizadas no Brasil para uma efetiva promoção de políticas de justiça intergeracional ao nível local, ou regional.

A justificativa para a implementação de fundos com recursos petrolíferos, como *royalties* e participações especiais, seria a possibilidade de proporcionar estabilidade às receitas orçamentárias, acumulando renda quando o preço do recurso mineral encontra-se elevado, compensando períodos de baixa no valor dos mesmos. Em segundo lugar (neste caso, caracterizando-se como um objetivo compatível com a definição de *royalty*) um fundo pode ser visto como uma maneira de garantir, às gerações futuras, uma parcela da renda originária da exploração de um recurso não-renovável no presente. Além destes pontos, os fundos auxiliam a promoção da boa gestão e transparência no uso das receitas.

Experiências individuais, ao nível estadual e municipal, de fundos petrolíferos no Brasil, como o FUNDECAM e o FUNDECANA, constituem-se importantes ferramentas para o processo de desenvolvimento local e de diversificação da base produtiva, a partir de recursos dos *royalties* petrolíferos. No entanto, tais experiências, até o momento, vêm funcionando mais como um banco de fomento com fornecimento de crédito quando, na realidade, poderiam assumir um viés mais direcionado para uma agência de desenvolvimento, capaz de estimular e apoiar, em outras iniciativas, os empreendedores na busca de oportunidades e na redução, ou eliminação, de entraves ao desenvolvimento gerencial, tecnológico ou comercial das atividades interessadas na implantação ou ampliação de negócios na cidade (PESSANHA, 2004). Este apoio poderia ser fornecido diretamente às empresas (instaladas ou a se instalar) estimulando, ainda, suas articulações em associações, consórcios de empresas, ou mesmo, sob a forma de cooperativas. Também deveria ser estimulada uma maior articulação entre os interessados em empreender e o setor acadêmico e de pesquisa instalados na região.

O que deve ser destacado é que existe um fundamento para aplicação dos recursos provenientes dos *royalties* petrolíferos em diversificação da base econômica das regiões petrolíferas e em suas áreas de influência, com a finalidade de garantir a permanência da capacidade de promoção de uma dinâmica de desenvolvimento, de acordo com as características e potencialidades regionais. Em todos os países há um consenso de que

se devem priorizar os investimentos em lugar de gastos correntes, principalmente quando estes são realizados com recursos oriundos da exploração de recursos não-renováveis, como o petróleo e o gás natural. Todavia, a prioridade em investimentos implica, necessariamente, em estratégias de desenvolvimento de médio e longo prazos.

É necessário, do mesmo modo, buscar alternativas para transformar o petróleo em um instrumento de alcance da sustentabilidade energética e, desta maneira, contribuir para o desenvolvimento sustentável das sociedades, já que, com as tecnologias e recursos energéticos atualmente disponíveis, não há, ainda, possibilidade de se buscar a sustentabilidade sem incluir, de alguma forma, o petróleo no processo dinâmico de promoção do desenvolvimento.

As capacitações e inovações científicas e tecnológicas devem ser encaradas como vetores de renovação dos processos produtivos, em favor do desenvolvimento sustentável. Isto será decisivo para a superação dos obstáculos que dificultam a consolidação das cidades sustentáveis, de uma agricultura sustentável, da gestão dos recursos naturais, da redução das desigualdades sociais, da infra-estrutura e da integração regional.

Neste caso, a implantação dos chamados institutos de gestão tecnológica, ou plataformas tecnológicas, financiado por rendas petrolíferas, podem ser uma opção bem sucedida, uma vez que estes institutos de gestão buscam a capacitação em universidades, em empresas de consultoria e desenvolvem programas mais amplos de capacitação do segmento, através da transferência de tecnologia, numa ampla parceria entre empresas, universidades e governo. Por isto, o fomento deve ser direcionado para a pesquisa, esteja ela voltada à integração universidade-empresa, favorecendo, em consequência, o avanço do saber científico nas áreas associadas aos sistemas locais de produção e à criação de novas capacidades (como os programas de formação de recursos humanos do PRH-ANP e Prominp).

O setor extrativista do petróleo, por operar em alta tecnologia, necessita de mão-de-obra altamente qualificada, tanto em nível técnico como em nível superior. Por isto se faz necessário à região atender estas perspectivas. Além permitir a internalização, na Região Norte Fluminense, da cadeia de beneficiamento do petróleo, reduzindo o padrão

polarizado e de enclave, os *royalties*, poderiam funcionar como recursos alternativos para a dinamização do mercado de trabalho e a diversificação da economia, sendo canalizados para preparar mão-de-obra qualificada para novos patamares de ocupação e renda, e para que a economia regional possa absorvê-la em níveis superiores de integração, em atividades alternativas à economia petrolífera.

Um sistema de inovação é importante porque, apesar da aglomeração de empresas em uma região propiciar possibilidades de obtenção de economias externas e de redução nos custos de transação, o desenvolvimento de uma região baseado apenas nestas economias pode não ser sustentável. Conforme observado por SALAS *et al.* (*apud* LA ROVERE *et al.*, 2003), o aumento da renda per capita de uma região depende do aumento da produtividade de mão-de-obra, que por sua vez depende da habilidade da região não apenas de renovar continuamente sua oferta de fatores produtivos como capital humano e capital físico, como também da sua capacidade de gerar conhecimento.

Todo este processo de fomento à programas de capacitação de mão-de-obra e sistemas de inovação, bem como de construção de uma infra-estrutura capaz de fornecer suporte a um processo dinâmico de desenvolvimento, devem estar inseridos em um Plano Diretor municipal²⁵⁴. O Plano Diretor assume a função de, como instrumento, interferir no processo de desenvolvimento local, a partir da compreensão integradora dos fatores políticos, econômicos, financeiros, culturais, ambientais, institucionais, sociais e territoriais que condicionam a situação encontrada em determinado município.

A fim de funcionar como instrumento básico da política de desenvolvimento e expansão urbana, o Plano Diretor precisa dispor de um minucioso levantamento de informações sobre o município, que fornecerão as diretrizes para a discussão que precederá a sua elaboração, com a participação da população. Neste caso, os recursos petrolíferos poderiam ser utilizados para criar (ou expandir) centros de informações e dados estatísticos nos municípios.

²⁵⁴ O Plano Diretor é uma lei municipal discutida com todos os segmentos da população e representa um pacto em relação à cidade que se quer. O Plano Diretor deve fazer cumprir as determinações do Estatuto da Cidade, seus princípios e diretrizes, dentre eles: propiciar o crescimento e o desenvolvimento econômico local em bases sustentáveis; garantir o atendimento das necessidades dos cidadãos promovendo a qualidade de vida e a justiça social; garantir que a propriedade urbana cumpra sua função social (SANTORO e CYMBALISTA, 2004).

É importante que nos Planos Diretores estejam presentes projetos de Zonas de Negócio e/ou Pólos Industriais. Vários municípios do Norte Fluminense e Baixadas Litorâneas vêm criando zonas especiais para promover a implantação de indústrias nos seus respectivos territórios. Das cinco Zonas Especiais de Negócios (ZEN) previstas para serem instaladas no município de Quissamã, uma já se encontra estabelecida, a ZEN1, destinada preferencialmente à agroindústrias e empresas prestadoras de serviços²⁵⁵.

Em Macaé, a concepção do Pólo Industrial baseia-se no modelo de *cluster*, com instalação de indústrias dos setores metal-mecânico e eletro-mecânico, que têm demanda com forte crescimento nos setores de produção de gás e petróleo. O pólo possuirá apoio de uma incubadora de empresas de base tecnológica voltada, principalmente, para a mecatrônica, com objetivo de criar um diferencial competitivo para as indústrias instaladas, uma vez que, além de desenvolver alta tecnologia, ainda servirão de suporte para fornecimento, pesquisa e desenvolvimento às indústrias. Ademais, a implantação do pólo industrial visa estimular o crescimento da indústria local e a instalação de novas empresas com a configuração de uma nova indústria capaz de realizar a transição econômica entre a indústria petrolífera e um novo ciclo econômico.

A Zona Especial de Negócios de Rio das Ostras, situada no limite com Macaé e constituída por uma área de um milhão de metros quadrados, é vista como uma importante alternativa para garantir o dinamismo da economia local por períodos mais longos²⁵⁶. As empresas interessadas são avaliadas quanto a viabilidade econômica e financeira do empreendimento, número de postos de trabalhos gerados, sistema de gestão ambiental e responsabilidade social do projeto²⁵⁷. A construção deste condomínio industrial tem a função de aproveitar as oportunidades que surgem com a expansão da indústria petrolífera e parapetrolífera sem, contudo, comprometer as atividades turísticas já tradicionais no município.

²⁵⁵ Quatro empresas já se instalaram no local: a Cooperativa de Macuco; a Pró-Vida Alimentos (empresa de fabricação de açúcar mascavo); a DN Industrial Metalúrgica e a SINOPEC. Juntas, as quatro empresas irão gerar 700 empregos diretos no município (PREFEITURA MUNICIPAL DE QUISSAMÃ, 2006).

²⁵⁶ Na ZEN, empresas pagam, em contratos de até quinze anos, R\$ 0,50 por metro quadrado ao ano, contra R\$ 150,00 na média do município (PREFEITURA MUNICIPAL DE RIO DAS OSTRAS, 2007).

²⁵⁷ Está sendo elaborado, junto às empresas interessadas em se instalar na ZEN, um perfil de mão-de-obra desejada, para que antecipadamente sejam iniciados cursos de qualificação da população local, visando aumentar sua empregabilidade nas empresas que vierem a se instalar.

O turismo bem planejado pode produzir diversos efeitos positivos sobre a economia, pelo potencial de criação de empregos e renda, pelo benefício ao balanço de pagamentos (ao gerar ingresso de divisas trazidas pelos turistas estrangeiros) e, sobre tudo, investimento externo, principalmente no setor de construção na área de hotéis e parques temáticos. O uso dos *royalties* pode ser uma opção para fazer a interconexão entre a exploração petrolífera e o desenvolvimento turístico.

As exigências da legislação ambiental obrigam o setor de petróleo a implantar programas visando a qualidade ambiental. Desta maneira, considerando que o turismo necessita de ambientes limpos para desenvolvimento, tanto o setor petrolífero, como a atividade do turismo, possuem em comum a busca por uma qualidade ambiental. Assim, utilizando meio ambiente como ambiente comum, poderão ser desenvolvidas políticas integradas que vise utilizar transferências de recursos e tecnologias do setor petrolífero para o turismo, a fim de garantir a qualidade ambiental do destino turístico e, desta maneira, fortalecer este setor de atividades, contribuindo para a diversificação da base econômica local.

A atividade pesqueira representa um caso típico, já que se confunde com a história da Região Norte Fluminense. A sua decadência, portanto, é um fator de preocupação em função do elevado número de atores envolvidos direta e indiretamente. Neste aspecto, o Programa “Capacitar para Transformar Sistemas de Produção Local” é um exemplo de como os recursos petrolíferos poderiam ser utilizados para reverter os impactos da atividade de exploração petrolífera e promover a diversificação da base econômica local. Este projeto, implementado no município de São João da Barra, visa a criação de uma unidade de pesquisa e desenvolvimento em aquíicultura²⁵⁸, para cultivo da tilápia, com posterior extrapolação para instalação de laboratórios para pesquisa de espécies locais, desenvolvimento de rações alternativas e unidades de processamento, gestão de negócio, extensão rural, dentre outros (RIBEIRO e ARICA, 2003).

²⁵⁸ A Secretaria de Educação do Espírito Santo possui, desde 1987, uma Escola de Pesca que oferece aos filhos de pescadores possibilidades de se qualificarem para a atividade pesqueira, profissionalizando-os nas diversas etapas da cadeia produtiva, ao mesmo tempo em que amplia a rede de ensino fundamental da região. Além disto, o projeto também possui como objetivo colaborar na preservação de ecossistemas importantes para a vida marinha; desenvolvimento de projetos na área de educação ambiental; incentivar o cooperativismo e favorecer a participação de alunos e pescadores nos projetos de maricultura para gerarem fontes alternativas de renda, especialmente nos períodos do ano em que há restrições à pesca (PAULICS e LOTTA, 2003).

A Região Norte Fluminense apresenta, também, baixos índices de acessibilidade portuária²⁵⁹, principalmente na Baía de Campos, cuja localização geográfica resulta em maior distanciamento das instalações portuárias não privadas (LA ROVERE *et al.*, 2005), indicando uma oportunidade de utilização de investimentos dos *royalties* para a recuperação e/ou construção de novas instalações portuárias. Além de promover uma dinamização da economia local, uma infra-estrutura portuária poderia transformar a Região Norte Fluminense num canal alternativo de exportações para o estado de Minas Gerais.

O Governo do Rio de Janeiro está estudando a instalação de um complexo portuário, no litoral norte do estado, na praia do Açú, em São João da Barra, a partir da instalação do futuro porto do Açú, a ser construído pela mineradora MMX. Em sua concepção, o empreendimento tem como objetivo ser um pólo competitivo e de desenvolvimento regional, através da implantação de um porto *offshore* para movimentação, armazenagem e distribuição de derivados claros (gasolina, diesel e querosene); de álcool anidro e hidratado; de óleo cru; de carga em geral (em contêineres ou não) e de cargas para pesquisa, prospecção e exploração de hidrocarbonetos, dentre outros (LA ROVERE *et al.*, 2005).

Em Macaé, o porto *offshore* de Imbetiba já se encontra no limite de operação, levando a prefeitura macaense a iniciar um Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica para verificar a possibilidade da implementação de outro porto de apoio às operações *offshore* tanto da PETROBRAS, quanto de outras empresas que possuem atividades exploratórias na região. O projeto, em parceria com o Governo Estadual, será integrado a um estaleiro de porte médio para reparo naval, assim como a construção de uma estrutura de uma zona aduaneira com a operação de um porto seco (BRAGA, 2006).

Estas propostas não pretendem esgotar as possibilidades de utilização das Participações Governamentais em projetos locais de desenvolvimento, constituindo-se tão somente uma demonstração da pluralidade de projetos, instrumentos e políticas públicas que

²⁵⁹ O índice de acessibilidade portuária consiste no somatório das distâncias viárias (caminho mínimo) das microrregiões aos principais portos do Estado, considerando o centróide de cada microrregião (LA ROVERE *et al.*, 2005).

podem ser implementados. Desta maneira, é oportuno que discussões sobre a perspectiva de uso das Participações Governamentais em nível local sejam abordadas em trabalhos futuros.

Uma última consideração, a ser apresentada neste trabalho, e que inclusive constitui-se em uma possibilidade de desdobramento para futuros estudos, seria a promoção do desenvolvimento da produção de biocombustíveis na Região Norte Fluminense do estado do Rio de Janeiro²⁶⁰. Esta seria uma iniciativa que melhor atenderia as propostas de promoção de um desenvolvimento regional sustentável, utilizando vocações e expertise locais, e sendo financiados pelos recursos dos *royalties* e participações especiais.

Desta maneira, além de desenvolver uma atividade econômica fora da cadeia petrolífera, possibilitar-se-ia a transição da utilização de um combustível fóssil, não-renovável como o petróleo, para um energético gerado a partir de recursos renováveis, permitindo sua produção de maneira sustentável. Esta proposta encontra fundamento na própria legislação, a qual estabelece que a parcela do valor do *royalty* do petróleo que exceder a 5% da produção, destinada ao MCT (25%) poderá ser utilizada para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural e os biocombustíveis. Desta maneira, os recursos do Fundo Setorial do Petróleo (CTPetro) poderão ser utilizados para projetos em P&D na área de biocombustíveis.

O aumento do interesse pelo álcool automotivo, tanto no cenário interno quanto no cenário internacional, tem estimulado os produtores a investirem nas produções de cana e álcool, com objetivo de aumentar a oferta a fim de aproveitar as novas oportunidades no mercado de álcool automotivo. Outro combustível que passa a ter grande importância no cenário mundial é o biodiesel, um combustível renovável, biodegradável, produzido a partir de óleos vegetais. Em função de suas vantagens ambientais, como seu baixo teor de enxofre e menor emissão de dióxido de carbono,

²⁶⁰ Na Região Norte Fluminense, a produção de cana-de-açúcar está concentrada no município de Campos dos Goytacazes, com 57,9% do total da área colhida. Seguem, em ordem decrescente de importância, os municípios de São Francisco de Itabapoana, Quissamã, Carapebus, Cardoso Moreira, São João da Barra e São Fidélis. A região das Baixadas Litorâneas é a segunda maior produtora agrícola, cuja área colhida representa 3,72% da área total colhida no estado. Nesta região existe uma unidade produtora de álcool, localizada no município de Cabo Frio (VEIGA, 2006).

vários países estão produzindo comercialmente o biodiesel, ou estimulando seu desenvolvimento em escala industrial. O uso e a produção em larga escala do biodiesel promoverão ganhos econômicos no presente, com a geração de novos postos de trabalho nas zonas rurais e na indústria, assim como ganhos ambientais para as atuais e futuras gerações.

Outra oportunidade da produção de álcool consiste no fato de que a maioria das plantações de cana realizam *rotação de culturas*, ou seja, um “descanso” para o terreno, em rodízio, o que corresponde, em regime, a ter cerca de 20% da área total do canavial ocupada por outra cultura (como, por exemplo, a soja) (VEIGA, 2006). Assim, as usinas de álcool poderão consorciar a produção de álcool combustível com de biodiesel, com economias de escala e de escopo. Sementes como girassol e nabo forrageiro poderiam ser plantados na rotação das terras destinadas à cana, dentro de uma política de produção de biodiesel, aumentando a renda do setor sucroalcooleiro.

Seria importante averiguar de que maneira as rendas petrolíferas poderiam ser utilizadas para aumentar o volume produzido de biocombustíveis, não somente pela ampliação das áreas cultivadas, como também pelo fomento à projetos de pesquisa e desenvolvimento na área. A irrigação e a drenagem são tecnologias importantes para o desenvolvimento da atividade canavieira na região. Considerando-se que já existe uma imensa rede de canaviais e que estes se encontram em mal estado de conservação, causando elevados prejuízos aos produtores, sugere-se a criação de um consórcio de prefeituras locais e entidades de classe interessadas no assunto.

O maquinário utilizado ns etapas de produção e colheita da cana é insuficiente e apresenta-se com elevado tempo de uso, principalmente o dos produtores dos estratos de menor produção. O elevado custo do corte manual foi a principal dificuldade apontada pela maioria dos produtores para a colheita da cana-de-açúcar. Outros pontos fracos destacados foram o elevado custo de transporte e o mau estado de conservação das estradas.

A incorporação de novas variedades de cana é, também, uma estratégia importante no aumento da produtividade da lucratividade. Pesquisas incluem o melhoramento genético

das variedades da cana, capazes de se adaptarem melhor aos diversos tipos de clima, aos solos menos férteis, ao processo de mecanização, maior resistência à pragas e doenças.

O processamento da cana-de-açúcar para fabricação do álcool ou de açúcar produz um resíduo sólido conhecido como bagaço, que possui um potencial energético considerável, sendo queimado para a co-geração de energia elétrica e vapor em destilarias de álcool. A venda de excedentes de energia elétrica gerada a partir da queima do bagaço da cana nas usinas por empresas concessionárias de distribuição é uma alternativa que poderá ser implementada pelas usinas da Região Norte Fluminense. Este procedimento permitirá, ainda, às usinas credenciarem-se para receber recursos de governos e/ou empresas de países signatários do Protocolo de Kyoto, que têm as metas de redução de emissão de CO₂ a serem cumpridas.

Desta maneira, existem várias iniciativas que podem ser tomadas por governos e lideranças locais para promover o desenvolvimento sustentável da Região Norte Fluminense e demais regiões brasileiras. Gerar sustentabilidade no desenvolvimento é o ponto central da promoção da justiça intergeracional. Trata-se do entendimento de que a geração de uma renda sobre a extração de um recurso natural não-renovável deve financiar às gerações futuras, no sentido de torna-las menos dependentes daquele recurso, ao promover a formação de capital físico e humano a partir do capital natural (petróleo).

Este conceito de Sustentabilidade Fraca permeia a opção por políticas de desenvolvimento de fontes alternativas de energia como política para o uso dos *royalties*. Através do progresso técnico, a possibilidade de substituição entre o capital natural e outras formas de capital (físico – como os biocombustíveis; ou humano – como investimentos em capacitações e pesquisa e desenvolvimento) pode permitir uma contínua redução da dependência do capital natural não-renovável enquanto fornecedor de matéria e energia. A possibilidade de substituição, aliada a eficiência produtiva, permitem superar limitações que impeçam o crescimento econômico devido à escassez de recursos.

O que deve ser ressaltado é que tais iniciativas devem ser planejadas tendo o desenvolvimento da região como meta, superando as diferenças e necessidades

específicas dos municípios. Neste ponto se faz pertinente uma ação orquestrada por parte do governo estadual e com apoio da esfera federal, num sentido de coordenação e apoio financeiro. Cabe definir uma agenda para a região que contemple tanto as flutuações, quanto a possibilidade de esgotamento de uma da principal fonte de receita dos municípios a médio prazo, garantindo assim seu desenvolvimento sustentável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACSELRAD, H., (1995). “Externalidade Ambiental e Sociabilidade Capitalista”. In: Cavalcanti, C. (org), *Desenvolvimento e Natureza: estudos para uma sociedade sustentável*, capítulo 7, São Paulo: Cortez: Fundação Joaquim Nabuco, pp. 128-138.

AHMAD, E., MOTTU, E., (2003). “Oil Revenue Assignments: Country Experiences and Issues”. In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), *Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries*, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp.216-242.

ALBUQUERQUE, F., (1998). “Desenvolvimento e Fomento Produtivo Local para a superação da Pobreza no Chile”. In: *Desenvolvimento Econômico Local e Distribuição do Progresso Técnico: uma resposta às exigências do ajuste estrutural*, Fortaleza: Banco do Nordeste. Disponível em: <<http://www.rededlis.org.br>>. Acesso em: 4 dez. 2006.

ALENCAR, M., (2003). *RIOPREVIDÊNCIA: Fundo Único de Previdência Social do Estado do Rio de Janeiro*, Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro: TCE/RJ. Disponível em: <<http://www.tce.rj.gov.br>>. Acesso em: 22 jun. 2005.

ALMEIDA, G., (2004). “Búzios fará desapropriações”, *Jornal do Brasil*, Rio de Janeiro, 25 jan., p. A.22.

ALMEIDA, M., (1997). *Orçamento Participativo*. Dicas Pólis-ILDESFES. São Paulo: Instituto Pólis, n.º 92. Disponível em: <<http://www.polis.org.br>>. Acesso em 04 fev. 2005.

ALVEAL, C., (2002). “O Brasil e os Novos Rumos da Indústria Mundial de Petróleo”. In: *IX Congresso Brasileiro de Energia – IV Seminário Latino-Americano de Energia: soluções para a energia no Brasil*. Vol. II, p.584-591, Rio de Janeiro, Ago.

ANDREWS-SPEED, P., ROGERS, C., (1999). “Mining taxation issues for the future”, *Resources Policy*, Vol. 25, pp. 221-227.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (1999). Portaria n.º 10, de 13 de janeiro de 1999 – estabelece os procedimentos para a apuração, pelos concessionários das atividades de produção de petróleo, gás natural ou ambos, da participação especial prevista no art. 50 da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, em complementação ao Capítulo VII do Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998. Rio de Janeiro: ANP, 1999. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/participacao_gov/legis_participacoes.asp>. Acesso em 20 ago. 2006.

_____. _____, (1999). Portaria n.º 102, de 9 de junho de 1999. Altera a redação do parágrafo único do art. 13, do parágrafo 4º do art. 16, os artigos 47 e 51 e o “*caput*” do art. 52 e revoga o inciso VI do art. 15, o inciso IX do art. 16, o inciso XIV do art. 18, o art. 28 e seus parágrafos 1º, 2º, 3º, 4º e 5º, o parágrafo 2º do art. 34, o parágrafo 1º do art. 52 e o art. 55, da Portaria ANP n.º 10, de 13 de janeiro de 1999. Rio de Janeiro: ANP, 1999. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/participacao_gov/legis_participacoes.asp>. Acesso em 20 ago. 2006.

_____. _____, (2003). *Petróleo e Desenvolvimento Municipal – o impacto dos royalties do petróleo nas finanças e nas condições socioeconômicas dos estados e municípios beneficiados*. Rio de Janeiro: ANP, jun. 2003a. (Mimeo).

_____. _____, (2006). *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2006*. Rio de Janeiro: ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 2 dez. 2006.

_____. _____, (2007). *Participações Governamentais*, Rio de Janeiro: ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 04 jan. 2007.

APFC. Alaska Permanent Fund Corporation, (2006). Disponível em: <<http://www.afpc.org>>. Acesso em: 12 maio 2005.

API. American Petroleum Institute, (1998). *Improvements Needed in Royalty Payment Systems*. EUA:API. Disponível em: <<http://www.api.org>>. Acesso em: 20 jul. 2005.

_____. _____, (1998b). *Improvements Needed in Royalty Payment Systems*. EUA:API. Disponível em: <<http://www.api.org>>. Acesso em: 26 set. 2006.

_____. _____, (1998c). *Questions and Answers on Royalty Valuation*. EUA:API. Disponível em: <<http://www.api.org>>. Acesso em: 26 set. 2006.

_____. _____, (2006). *Oil and Natural Gas Royalties*. EUA:API. Disponível em: <<http://www.api.org/>>. Acesso em: 30 out. 2006.

ARAGÃO, A., (2005). *Estimativas da Contribuição do Setor Petróleo ao Produto Interno Bruto do Brasil: 1955/2004*, Superintendência de Planejamento e Pesquisa, Rio de Janeiro: ANP, junho.

BACON, R.; TORDO, S., (2006). *Experiences with Oil Funds: Institutional and Financial Aspects*, Energy Sector Management Assistance Program, Washington D.C.: The World Bank, ESMAP, June. Disponível em: <<http://www.worldbank.org>>. Acesso em: 25 fev. 2007.

BALARIN, R., VIEIRA, C., VILELLA, J., (2005). “RN e RJ fazem caixa extra com a antecipação de royalties do petróleo”, *Valor Econômico*, 09 set. Disponível em: <<http://www.clipping.planejamento.gov.br/Noticias.asp?NOTCod=218929>>. Acesso em: 06 jun. 2006.

BARBIER, E., MARKANDYA, A., (1990). “The Conditions for Achieving Environmentally Sustainable Development”, *European Economic Review*, n° 34, pp.659-669.

BARBOSA, D, (2001a). *Guia dos Royalties do Petróleo e Gás Natural*. Rio de Janeiro, ANP, 156 p.

_____, (2001b). “Royalties competitivos”, *Brasil Energia*, n.º 252, nov.

BARBOSA, D., BASTOS, A. C., (2000a). *Impacto da Tributação nas Atividades de E&P em águas profundas no Brasil*. Monografia de conclusão do Curso de Especialização em Regulação para Petróleo e Gás Natural. Campinas, UNICAMP.

_____; _____, (2000b). *Participações Governamentais na Nova Lei do Petróleo*. In: *Rio Oil & Gas Expo 2000*, 16-19 out., Rio de Janeiro. 8 p.

_____; _____, (2001). “Impacto da Tributação nas Atividades de E&P em Águas Profundas no Brasil”. In: Suslick, S. (org.), *Regulação em Petróleo e Gás Natural*, Campinas: Editora Komedi, pp. 47-103.

BATISTA, L., (2002). *Procedimentos de Auditoria PA-13 Royalties*, Tribunal de Contas da União, Secretaria-Geral de Controle Externo/Secretaria Adjunta de Fiscalização. Brasília: TCU/ADFIS/SEGECEX.

BASTOS, V., (2003). “Fundos Públicos para a Ciência e Tecnologia”. In: *Revista do BNDES*, vol. 10, n.º 20, Rio de Janeiro: BNDES, dez., pp. 229-260.

BLAKE, A., ROBERTS, M., (2006). “Comparing petroleum fiscal regimes under oil price uncertainty”, *Resources Policy*, n.º 31, pp. 95-105.

BOBBIO, N., MATTEUCCI, N., PASQUINO, G., (1998). *Dicionário de Política*, Brasília: Editora UnB, 11ª ed., vol.1.

BOISIER, S. (1989). “Política Econômica, Organização Social e Desenvolvimento Regional”. In: Haddad, P., (org.), *Economia Regional: teorias e métodos de análise*, Fortaleza: BNB / ETENE, Banco do Nordeste do Brasil S.A., Estudos Econômicos e Sociais 36, pp. 589-694.

BORBA, C., (2004). *Direito Tributário: teoria e 1000 questões*, Rio de Janeiro: Impetus.

BORGES, M., (2004). “A efetividade do controle da gestão fiscal e sua relação com as sanções pessoais impostas aos administradores públicos pela Lei 10.028/2000”. In:

Revista do Tribunal de Contas da União, Brasília: TCU, Vol. 35, n.º 101 jul./set., pp. 33-36.

BP, (2006). *Statistical Review of World Energy June 2006*. Disponível em: <<http://www.bp.com/statisticalreview>>. Acesso em 23 ago. 2006.

BRANDT, A., (2007). “Testing Hubbert”. In: *Energy Policy*, n.º 35, december, pp. 3074-3088.

BRASIL, (1997). Lei n.º 9.496, de 11 de setembro de 1997. Estabelece critérios para a consolidação, a assunção e o refinanciamento, pela União, da dívida pública mobiliária e outras que especifica, de responsabilidade dos Estados e do Distrito Federal. **Lex**: Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 04 jan. 2007.

_____, (1998). Decreto n.º 2.455, de 14 de janeiro de 1998. Implanta a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, autarquia sobre regime especial, aprova sua estrutura regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos de Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. **Lex**: Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1997. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2455.htm>. Acesso em 3 jun. 2006.

_____, (1998). Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998. Define critérios para o cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. **Lex**: Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1997. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm>. Acesso em 3 jun. 2006.

_____, (1969). Decreto-Lei n.º 523 de 8 de abril de 1969. Acrescenta parágrafo ao art. 27 da Lei n.º 2.004, de 3 de outubro de 1953, com redação que lhe foi dada pela Lei n.º 3.257, de 2 de setembro de 1957, e dá outras providências. Disponível em <<http://www.senado.gov.br/legislacao.htm>>. Acesso em 3 jun. 2006.

_____, (1954). Lei n.º 2.004, de 3 de outubro de 1954. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional de Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. **Lex:** Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1997. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L2004.htm>. Acesso em 3 jun. 2006.

_____, (1957). Lei n.º 3.257 de 2 de setembro de 1957. Modifica o art. 27 e seus parágrafos da Lei n.º 2.004 de 3 de outubro de 1953. Dispõe sobre a política nacional de petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional de Petróleo, institui a Sociedade por ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima, e dá outras providências. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L3257.htm>. Acesso em 3 jun. 2006.

_____, (1985). Lei n.º 7.453, de 27 de dezembro de 1985. Modifica o art. 27 e seus parágrafos da Lei 2.004, de 3 de outubro de 1953, alterada pela Lei n.º 3.257, de 2 de setembro de 1957, que “dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as contribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade por Ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima”, e dá outras providências. **Lex:** Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1985. Disponível em: <<http://www.redenergia.com.br/Legislacao/INDLEIS.htm>>. Acesso em 3 jun. 2006.

_____, (1986). Lei n.º 7.525, de 22 de julho de 1986. Estabelece normas complementares para a execução do disposto no art. 27 da Lei n.º 2.004, de 3 de outubro de 1953, com a redação da Lei n.º 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e dá outras providências. **Lex:** Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1986. Disponível em: <<http://www.redenergia.com.br/Legislacao/INDLEIS.htm>>. Acesso em 3 jun. 2006.

_____, (1989). Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. **Lex:** Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1989. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L7990.htm>. Acesso em 3 jun. 2006.

_____, (1990). Lei n.º 8.001, de 13 de março de 1990. Define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências. **Lex:** Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1990. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8001.htm>. Acesso em 3 jun. 2006.

_____, (1996). Lei n.º 9.424, de 24 de dezembro de 1996. Dispõe sobre o Fundo de Manutenção e Desenvolvimento do Ensino Fundamental e de Valorização do Magistério, na forma prevista no art. 60, § 7º, do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, e dá outras providências. **Lex:** Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1998. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9424.htm>. Acesso em 3 jun. 2006.

_____, (1997). Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Lex:** Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1998. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm>. Acesso em 3 jun. 2006.

_____, (1999). Medida Provisória n.º 1.868-20, de 26 de outubro de 1999. Dispõe sobre operações financeiras entre o Tesouro Nacional e as entidades que menciona, e dá outras providências. **Lex:** Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 04 jan. 2007.

_____, (2001). Medida Provisória n.º 2.103-37, de 26 de janeiro de 2001. Dispõe sobre operações financeiras entre o Tesouro Nacional e as entidades que menciona, e dá outras providências. **Lex:** Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 2001. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil/mpv/antigas_2001/2103-37.htm>. Acesso em 3 jun. 2006.

_____. Câmara dos Deputados, (2006). *eCâmara – Módulo de Tramitação de Proposições*. Câmara dos Deputados, Brasília, DF. Disponível em: <<http://www.camara.gov.br>>. Acesso em: 20 set. 2006.

_____. Constituição, (1988). *Constituição da República Federativa do Brasil*: promulgada em 5 de outubro de 1988. São Paulo: Saraiva, 2000.

BRAGA, J., (2006), “Macaé: Desenvolvimento Marítimo e Social, *Techno*, São Paulo, vol. 28, pp.92-100.

BROSIO, G., (2003). “Oil Revenue and Fiscal Federalism”. In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), *Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries*, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp.243-269.

BRUM, E., (2001). “Os Emirados Fluminenses”. *Revista Época*. São Paulo, 22 jan., p.50-59.

BUARQUE, S., (2002). *Construindo o Desenvolvimento Local Sustentável: Metodologia de Planejamento*, Rio de Janeiro: Garamond.

BUGARIN, M., VIEIRA, L., GARCIA, L., (2003). *Controle de Gastos Públicos no Brasil: instituições oficiais, controle social e um mecanismo para ampliar o envolvimento da sociedade*, Rio de Janeiro: Konrad-Adenauer-Stiftung.

CAMPELO, V., (2003). “O Controle Externo e a Responsabilidade Fiscal”, *Revista do Tribunal de Contas da União*, Brasília: TCU, Ano 34, n.º 96, abr./jun., pp. 11-18.

CAMPOS, A., (2006). “Mudanças Recentes no Setor Petrolífero Colombiano”. In: *XI Congresso Brasileiro de Energia – I Seminário Brasileiro de Inovação Tecnológica no Setor Energético*. Anais..., Vol. III, pp. 1127-1137, Rio de Janeiro, Ago.

CARDOSO, R., SANTOS, L., (2002). “Perspectivas para o Controle Social e a Transparência da Administração Pública”. In: Tribunal de Contas da União. Prêmio

Serzedello Corrêa 2001: Monografias Vencedoras: Perspectivas para o Controle Social e a Transparência da Administração Pública. Instituto Serzedello Corrêa, Brasília: TCU.

CARVALHO, M.; TEIXEIRA, A., (2002). *Lei de Responsabilidade Fiscal*. Instituto Pólis. São Paulo. Disponível em: <<http://www.polis.org.br/publicacoes/repente/integrarepente20011159.html>>. Acesso em 14 abr. 2006.

CASTELLAR, P., (2001). *Os impactos da quebra do monopólio da PETROBRAS sobre a arrecadação de royalties*. COPPE, Engenharia de Produção, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001. (Mimeo).

CAVALCANTI, C., (1995). “Sustentabilidade da Economia: paradigmas alternativos de realização econômica”. In: Cavalcanti, C. (org), *Desenvolvimento e Natureza: estudos para uma sociedade sustentável*, capítulo 1, São Paulo: Cortez: Fundação Joaquim Nabuco.

CBO, Congressional Budget Office, (2000). *Reforming The Federal Royalty Program for Oil and Gas*. CBO Paper, Congressional Budget Office, Washington, nov. Disponível em: <<http://www.cbo.gov>>. Acesso em: 08 jul. 2002.

CHEVALIER, J., (1977). *L'Économie Industrielle em Question*, Paris: Calman-Levy.

CIDE. Fundação Centro de Informações e Dados do Rio de Janeiro, (1997). *Anuário Estatístico do Estado do Rio de Janeiro 1995 – 1996*. Rio de Janeiro: CIDE, 1997.

_____. _____. (1998). *Anuário Estatístico do Estado do Rio de Janeiro 1997*. Rio de Janeiro: CIDE.

_____. _____. (2001). *Anuário Estatístico do Estado do Rio de Janeiro 1999 – 2000*. Rio de Janeiro: CIDE.

_____. _____. (2002). *Anuário Estatístico do Estado do Rio de Janeiro 2001*. Rio de Janeiro: CIDE, v. 17.

_____. _____. (2004). *Anuário Estatístico do Estado do Rio de Janeiro 2003*. Rio de Janeiro: CIDE.

_____. _____. (2006a). *Anuário Estatístico do Estado do Rio de Janeiro 2006*. Rio de Janeiro: CIDE, 1 CD-ROM.

_____. _____. (2006b). *Índice de Qualidade dos Municípios: potencial para o desenvolvimento II*, Rio de Janeiro: Fundação CIDE, 1 CD-ROM.

CONGRESSO NACIONAL, (2006). *Relatório Setorial – Alterações da Proposta Orçamentária para 2006*, Comissão Mista de Planos, Orçamentos Públicos e Fiscalização, Brasília: Congresso Nacional, fev. Disponível em: <<http://www.congresso.gov.br>>. Acesso em: 14 dez. 2006.

CORDEIRO, R., (2006). “Carteira recheada”, *Brasil Energia*, n.º 302, janeiro, p.38.

CRELIER, C., (2004). “Municípios excluídos do rateio dos *royalties* se unem para brigar na Justiça”, *Gazeta Mercantil*, Caderno Economia, p.1, 20 de maio.

CRUZ, J., (2004a). “Modernização Produtiva, Crescimento Econômico e Pobreza no Norte Fluminense (1970-2000)”. In: Pessanha, R.; Silva Neto, R., (orgs.), *Economia e Desenvolvimento: da cana-de-açúcar aos royalties do petróleo*, Rio de Janeiro: WTC Editora, pp. 77-192.

CRUZ, J., (2004b). *Projetos Nacionais, Elites Locais e Regionalismo: desenvolvimento e dinâmica territorial no Norte Fluminense*, Tese de Doutorado, IPPUR/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

DALY, H., (1997a). “Forum: Georgescu-Roegen versus Solow/Stiglitz”. *Ecological Economics*, 22 (3): pp. 261-266.

_____, (1997b). “Forum: Reply to Solow/Stiglitz”. *Ecological Economics*, 22 (3): pp 271-271.

DASGUPTA, P.; MALER, K., (1995). "Poverty, Institutions, and the Environmental Resource-Base". In: Behrman, J.; Srinivasan, T., (eds.), *Handbook of Development Economics*, vol. III, Elsevier Science.

DAVIS, J., OSSOWSKI, R., DANIEL, J., BARNETT, S., (2003). "Stabilization and Saving Funds for Nonrenewable Resources: Experience and Fiscal Policy Implications". In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), *Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries*, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp.273-315.

DE FRANÇA, M., (2004). "Campos, entre novas obras e antigos valões", *O Globo*, Rio de Janeiro, Economia, 05 dez., p. 44.

DECRETO FUNDECAM, (2001). *Decreto FUNDECAM n.º 147/2002. Regulamentação da Lei Municipal n.º 7.084/2001*, Prefeitura Municipal de Campos dos Goytacazes, RJ.

DISMUKES, D., BURKE, J., MESYANZHINOV, D., (2006). "Estimating the impact of royalty relief on oil and gas production on marginal states leases in the US", *Energy Policy*, n.º 3, pp. 1399-1398.

DODD, R., (2005). "Protecting Developing Economies from Price Shocks". In: Tsalik, S.; Schiffrin, A. (org.), *Covering Oil: a reporter's guide to energy and development*, New York: Open Society Institute. Disponível em: <<http://www.soros.org>>. Acesso em: 12 set. 2006.

DRAIBE, S., (1985). *Rumos e Metamorfoses: um estudo sobre a constituição do Estado e as alternativas da industrialização no Brasil, 1930-1960*. Rio de Janeiro: Paz e Terra.

DUTRA, L., CECCHI, J., (1998). *Petróleo, Preços e Tributos: experiência internacional e política energética nacional*, Rio de Janeiro: Tama.

ECONOMIST, (2006). *Country Briefings: Nigéria*. Disponível em: <<http://www.economist.com>>. Acesso em: 2 out. 2006.

ENGEL, E., VALDÉS, R., (2000). “Optimal Fiscal Strategy for Oil Exporting Countries”, *IMF Working Paper 00/118*, Washington: International Monetary Fund. Disponível em: <<http://www.imf.org>>. Acesso em: 12 jun. 2006.

FASANO, U., (2000). *Review of the Experience with Oil Stabilization and Saving Funds in Selected Countries*, Washington D.C.: International Monetary Fund, IMF Working Paper WP/00/12, june. Disponível em: <<http://www.imf.org>>. Acesso em: 23 ago. 2005.

FAURÉ, Y., (2005). “Macaé: internalizar as oportunidades do petróleo e diversificar a economia municipal”. In: Fauré, Y.; Hasenclever, L., (orgs.), *O Desenvolvimento Local no Estado do Rio de Janeiro: estudos avançados nas realidades municipais*, Rio de Janeiro: E-Papers Serviços Editoriais, pp. 215 - 322.

FAURE, Y.; HASENCLEVER, L., (2003). *O Desenvolvimento Econômico Local no Estado do Rio de Janeiro – Quatro Estudos Exploratórios: Campos, Itaguaí, Macaé e Nova Friburgo*, Rio de Janeiro: E-Papers Serviços Editoriais.

_____; _____, (2005). *O Desenvolvimento Local no Estado do Rio de Janeiro: estudos avançados nas realidades municipais*, Rio de Janeiro: E-Papers Serviços Editoriais.

FECOMÉRCIO-RJ. Federação do Comércio do Estado do Rio de Janeiro, (2001). *Os Royalties e o Estado do Rio de Janeiro: valores distribuídos, a Legislação e as Aplicações dos Recursos*, Cadernos FECOMÉRCIO Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, ago.

FERRANTI, D.; PERRY, G.; LEDERMAN, D.; MALONEY, W., (2002). *From Natural Resources to the Knowledge Economy*, World Bank Latin American and Caribbean Studies, Washington D.C.: The World Bank.

FIRJAN. Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro, (2002). *Mapeamento dos Incentivos Fornecidos pelos Municípios do Estado do Rio de Janeiro*, Rio de Janeiro: Sistema FIRJAN, Assessoria de Infra-Estrutura e Novos Investimentos.

_____. _____. (2006a). *Mapa do Desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro: 2006-2015*, Rio de Janeiro: Sistema FIRJAN/DCO.

_____. _____. (2006b). *Decisão Rio Investimentos 2006 – 2008*, Rio de Janeiro: FIRJAN/RJ. Disponível em: <<http://www.firjan.org.br>>. Acesso em: 12 fev. 2007.

FIRMINO, M., (2003). “Cidades petrolíferas: tragédia ou desafio?”, *Jornal do Brasil*, Rio de Janeiro, Caderno Ecológico, 10 out., pp. 26-28.

FISCALIZAÇÃO dos *Royalties* fica com o TCE, (2003). *O Fluminense*, Rio de Janeiro, 21 fev., p.5.

FRANÇA, M.; ORDOÑEZ, R., (2000). “Governos esbanjam dinheiro do petróleo”. *O Globo*. Rio de Janeiro, 24 set. Economia, p.31.

FRANCO, A., (2000). *Por que Precisamos de Desenvolvimento Local Integrado e Sustentável?* PNUD. Disponível em: <<http://www.dlis.undp.org.br>>. Acesso em: 21 set. 2005.

FUNDECAM, (2007). *Fundo de Desenvolvimento de Campos*, Prefeitura Municipal de Campos dos Goytacazes, Campos dos Goytacazes, RJ. Disponível em: <<http://fundecam.campos.rj.gov.br>>. Acesso em: 11 fev 2007.

FURTADO, C. (1983). *Teoria e Política do Desenvolvimento Econômico*, São Paulo: Editora Nacional.

GARY, I.; KARL, T., (2003). *Bottom of the Barrel: Africa's Oil Boom and the Poor*, Baltimore: Catholic Relief Press, jun. Disponível em: <<http://www.revennewacth.org>>. Acesso em 21 ago. 2006.

GAVIRIA, A., ZAPATA, J., GONZÁLES, A., (2001). *Assessment of the Economic and Social Impact from Oil-Related Activities in the Departament of Casanare 1985-2000*,

Bogotá, FEDESARROLLO, nov. Disponível em: <<http://www.fedesarrollo.org>>. Acesso em: 12 dez. 2005.

GIAMBIAGI, F., (1999). *Finanças Públicas: teoria e prática*. Rio de Janeiro: Campus.

GODEC, M., KUUSKRAA, V., BANK, G., (2002). “Future Gulf Supplies: Role of the Federal Government”, *Oil & Gas Journal*, pp. 32-38, sept.

GOVERNO DO CANADÁ, (2006). “Canadá: a serviço das indústrias de Petróleo e Gás”. Serviço Canadense de Promoção Comercial, Governo do Canadá.

GOVERNO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, (2004). *Governo do Estado do Rio de Janeiro: Contas de Gestão 2004*. Rio de Janeiro: Secretaria de Estado de Finanças, Controladoria Geral do Estado. Disponível em: <<http://www.financas.rj.gov.br>>. Acesso em: 12 set. 2006.

GOWDY, J.; JULIA, R., (2005). “Technology and Petroleum Exhaustion: Evidence from Two Mega-Oilfields. In: *Rensselaer Working Papers in Economics*, New York: Rensselaer Polytechnic Institute, nº. 0512, december. Disponível em: <<http://www.rpi.edu/dept/economics/>>. Acesso em: 6 jul. 2007.

GRAY, L., (1914). “Rent under the Assumption of Exhaustibility”, *The Quarterly Journal of Economics*, may.

GUTMAN, J., (2007). *Tributação e Outras Obrigações na Indústria do Petróleo*, Rio de Janeiro: Freitas Bastos: Maria Augusta Delgado.

GUTMAN, J., LEITE, G., (2003). “Aspectos Legais da Distribuição regional dos *Royalties*”. In: Piquet, R. (org), *Petróleo, Royalties e Região*, Rio de Janeiro: Garamond, pp. 125-161.

_____; _____, (2004). “Aspectos Contratuais, Fiscais e Econômicos – Um Estudo de Caso para E&P em Águas Profundas: Brasil, Angola e Nigéria”. In: *Rio Oil & Gas 2004*

Expo and Conference, IBP006.04, Rio de Janeiro. Anais eletrônicos..., Rio de Janeiro. CD-ROM.

HADDAD, P., (1999). “A Concepção de Desenvolvimento Regional”. In: Haddad, P. (org.), *A Competitividade do Agronegócio e o Desenvolvimento Regional do Brasil: estudos de clusters*, Brasília: CNPq: Embrapa, pp. 3-21.

HARTWICK, J., (1977). “Intergenerational Equity and the Investing of Rents from Exhaustible Resources”, *American Economic Review*, v. 67, nº 5, dec.

HAUSMANN, R., RIGOBON, R., (2003). “Na Alternative Interpretation of the ‘Resource Course’: Theory and Policy Implications”. In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), *Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries*, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp.13-44.

HORSNELL, P., MABRO, R., (1993). *Oil Markets and Prices: The Brent Market and the Formulation of World Oil Prices*. London: Oxford University Press.

HOTELLING, H., (1931). “The Economics of Exhaustible Resources”, *Journal of Political Economy*, v.39, nº 2, p.137-175, abr.

IAEA. International Atomic Energy Agency, (2002). *Indicators for Sustainable Energy Development*, International Atomic Energy Agency. Disponível em: <<http://iaea.org/Publications/Factsheets/English/indicators.pdf>>. Acesso em: 02 abr. 2007.

IANNI, O., (1991). *Estado e Planejamento Econômico no Brasil*. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 5ª ed.

JOHNSTON, D., (1994). *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Publishing Company.

KRW. *Kazakhstan Revenue Watch*, (2006). Disponível em: <<http://www.kazakhstanrevenuewatch.org>>. Acesso em: 10 out. 2006.

LA ROVERE, R.; CARVALHO, R., (2003). “Algumas Questões Relativas ao Desenvolvimento da Configuração Produtiva Local de Campos dos Goytacazes”. In: Fauré, Y.; Hasenclever, L., *O Desenvolvimento Econômico Local no Estado do Rio de Janeiro – Quatro Estudos Exploratórios: Campos, Itaguaí, Macaé e Nova Friburgo*, Rio de Janeiro: E-Papers Serviços Editoriais, pp.27-48.

LA ROVERE, R., FAURÉ, Y., CARVALHO, R., MELO, L., MATTOS, C., PACHECO, C., SCABELO, D., MARTINS, C., (2005). *Alternativas de Diversificação para o Desenvolvimento Econômico Regional: o Caso do Norte Fluminense Pós-Royalties*. Relatório Final, Segunda Versão, Rio de Janeiro: IE/UFRJ para o Governo do Estado do Rio de Janeiro (Mimeo).

LEAL, J.; SERRA, R., (2002). *Nota sobre os Fundamentos Econômicos da Distribuição Espacial dos Royalties Petrolíferos no Brasil*. Universidade Cândido Mendes – Campos dos Goytacazes, Rio de Janeiro, 20 p. (Mimeo).

_____; _____, (2003). “Uma Investigação sobre os Critérios de Distribuição dos Royalties Petrolíferos”. In: Piquet, R. (org), *Petróleo, Royalties e Região*, Rio de Janeiro: Garamond, pp. 163-184.

LEI Robin Hood entra em vigor no ES, (2006). In: *Boletim Petróleo, Royalties e Região*, Ano III, n.º 12, Campos dos Goytacazes, RJ, pp. 2-4, jun. Disponível em: <<http://www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br>>. Acesso em: 4 jun. 2006.

LEMOS, H., (1996). *Desenvolvimento Sustentável*, Brasília: Edições MMA/IBAMA.

LIMA, L., (2004). “Niterói recupera royalties”, *O Fluminense*, Rio de Janeiro, 20 mar., p. 5.

LIMA, S., (2002). *Nota Técnica sobre a Receita Proveniente dos Royalties do Petróleo*, Câmara dos Deputados, Consultoria de Orçamento e Fiscalização Financeira, Brasília: Nota Técnica n.º 14/2002 – COFF. Disponível em: <<http://www2.camara.gov.br>>. Acesso em: 21 ago. 2006.

LODI, C., (1989). *Modelo Analítico de Formação no Preço no Mercado Internacional de Petróleo*. Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

LOTTA, A., (2003). “Tribunal de Contas e os Municípios”, *Instituto Polis Dicas – Idéias para a Ação Municipal*, n.º 207. Disponível em: <<http://www.polis.org.br>>. Acesso em: 02 jul. 2006.

LUCZYNSKY, E., BLANCO, N., SAUER, I., (1999). “Os Regimes de Concessões e Licenças no Setor de Petróleo Internacional e a Flexibilização do Monopólio no Brasil”. In: *VIII Congresso Brasileiro de Energia. Anais...*, Vol. I, pp. 424 - 444. Rio de Janeiro, dez.

LUND, D., (1992). “Petroleum taxation under uncertainty: contingent claims analysis with an application to Norway”, *Energy Economics*, Vol.14, n.º1, pp.23 – 31, jan.

MACHADO, H., (1999). *Curso de Direito Tributário*, São Paulo: Malheiros Editores.

MANFRINI, S., (2006). “Coari (AM) utiliza receita de royalties para promover desenvolvimento”, *SEBRAE – Prefeito Empreendedor 2005*, Disponível em: <<http://www.sebrae.br>>. Acesso em; 25 abr. 2006.

MANOEL, C., (2003). *Disciplina Jurídica dos Royalties de Petróleo no Ordenamento Jurídico Brasileiro*. Monografia de Bacharelado, Curso de Direito/Centro de Ciências Sociais Aplicadas/UFRN, Natal, RN, Brasil.

MARGULIS, S., (1990). “Introdução à Economia dos Recursos Naturais”. In: Margulis, S. (org), *Meio Ambiente: Aspectos Técnicos e Econômicos*, capítulo 1, Rio de Janeiro: IPEA, 246 p.

MARSHALL, A., (1982). *Princípios de Economia*. São Paulo: Abril Cultural, Col. Os Economistas, 328 p.

MARTINS, L., (1997). *Política e Administração da Exploração e Produção de Petróleo*. Estudos e Documentos n.º 35. Rio de Janeiro: CETEM, CNPQ.

MARX, K., (1983). *O Capital: Crítica da Economia Política*. São Paulo: Abril Cultural, v.3, tomo 2, Col. Os Economistas.

MAY, P., LUSTOSA, M. C., VINHA, V., (2003). *Economia do Meio Ambiente: teoria e prática*. Rio de Janeiro: Campus Elsevier.

McLURE JR, C., (2003). “The Assignment of Oil Taxes”. In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), *Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries*, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp.204-215.

MCT. Ministério da Ciência e Tecnologia, (1999). *Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor Petróleo e Gás Natural CTPETRO – Diretrizes Gerais*, Brasília, Ministério da Ciência e Tecnologia, Versão 1, dez. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br>>. Acesso em: 05 jul. 2006.

MEIRELES, V., (2006). “Nova tentativa de repartir o bolo”. In: *Boletim Petróleo, Royalties e Região*. Ano IV, n.º 13, Campos dos Goytacazes, RJ, pp. 2-3, set. Disponível em: <<http://www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br>>. Acesso em: 4 out. 2006.

MINERALS REVENUE MANAGEMENT, (2001). *Implementing Royalty in Kind Business Processes and Support Systems – Road Map to the Futures*. Department of the Interior/Mineral Management Service/ Minerals Revenue Management. Disponível em <<http://www.mrm.mms.gov>>. Acesso em: 24 jul. 2006.

_____, (2004). *Annual Financial Report – Fiscal Year 2003*. Department of the Interior/Mineral Management Service/ Minerals Revenue Management. Disponível em <<http://www.mrm.mms.gov>>. Acesso em: 21 jul. 2006.

_____, (2005). *Royalty in Kind Program Revenue Performance: Fiscal Year 2004*. Department of the Interior/Mineral Management Service/ Minerals Revenue Management. Disponível em <<http://www.mrm.mms.gov>>. Acesso em: 24 jul. 2006.

_____, (2006). *United States Energy Data, Statistics and Analysis – Oil, Gas Electricity, Coal*. Department of the Interior/Mineral Management Service/ Minerals Revenue Management. Disponível em <<http://www.mms.gov>>. Acesso em: 24 jul. 2006.

MIRANDA, A., MARCH, R., (2006). “Jogo com o dinheiro público”, *O Globo*, Rio de Janeiro, Seção Rio, 01 maio, p. 8.

NAPOLEONI, C., (1985). *Smith, Ricardo e Marx*, 7ª ed., Rio de Janeiro: Graal.

NAVARRO, C. (2003). *Royalties do Petróleo, Estudo do Caso de Campos dos Goytacazes*. Dissertação de Mestrado, Economia Empresarial/UCAM, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

NIDECKER, F., (2004). “Muita fraude, pouca punição”, *Jornal do Brasil*, Rio de Janeiro, 17 abr. p. A5.

NORMAN, D., (2001). *Royalty-in-Kind: Solution to Valuation Disputes?* EUA: API, Policy Analysis and Strategic Planning Department. American Petroleum Institute. Disponível em:<<http://www.api.org>>. Acesso em: 16 dez. 2005.

NORWEGIAN MINISTRY OF FINANCE, (2006). “The Norwegian Government Petroleum Fund”. Disponível em: <<http://www.odin.dep.no/fin/engelsk/p10001617/>>. Acesso em: 30 maio 2006.

NOVAES, W.; RIBAS, O.; NOVAES, P., (2000). *Agenda 21 Brasileira – Bases para Discussão*, Brasília: MMA/PNUD.

NUAN, G., (1970). *História da Petrobrás*. PETROBRAS, SEPES: Divisão de Desenvolvimento de Pessoal, Setor de Documentação, Rio de Janeiro.

NUNES, L., (2005). *Regulação e Sustentabilidade: o caso do setor petróleo no Brasil*. Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

O ROYALTY é nosso!, (2004). In: *Boletim Petróleo, Royalties e Região*. Ano I, n.º 4, Campos dos Goytacazes, RJ, pp. 3-6, jun. Disponível em: <<http://www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br>>. Acesso em: 19 set. 2005.

O TAMANHO da Riqueza, (2004). *Boletim Petróleo, Royalties & Região*, Campos dos Goytacazes, Rio de Janeiro: UcamCidades, Ano 1, n.º 4, jun. Disponível em: <<http://www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br>>. Acesso em: 30 jan. 2005.

OGUINE, I., (2000). “Nigeria’s Oil Revenues and the Oil Producing Areas”. In: *The CEPMLP Journal*, The Center for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy. Vol.4, Article 10. Disponível em: <<http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/vol4/article4-10.html>>. Acesso em: 18 mar. 2005.

OLIVEIRA, A., (2002). *Controle Social: Perspectivas para a Fiscalização Popular da Administração Pública no Brasil*. In: TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. Prêmio Serzedello Corrêa 2001: Monografias Vencedoras: Perspectivas para o Controle Social e a Transparência da Administração Pública. Instituto Serzedello Corrêa, Brasília: TCU.

OLSON, M., (1998). *The Logic Collective Action: public goods and the theory of groups*, Cambridge, Massachusetts Harvard University Press, 186 p.

OMOLE, O., BORISADE, T., MUHAMMAD, A., (2004). “Risk impacts on the economic performance of oil and gas projects in Nigeria”, *OPEC Review*, Organization of the Petroleum Exporting Countries, OPEC, dec, pp.247-274.

ORÇAMENTO Participativo chega ao Mar do Norte, (2001). *Jornal Tribuna dos Municípios*, Rio de Janeiro, 20 ago., p.4.

ORDOÑEZ, R., (2004). “Rio das Ostras, um canteiro de obras com calçada de porcelanato na praia”, *O Globo*, Rio de Janeiro, Economia, 05 dez., p. 44.

OSI. *Open Society Institute Assistance Foundation – Azerbaijan*, (2006). Disponível em: <<http://www.osi-az.org>>. Acesso em: 10 out. 2006.

PACHECO, C., (2003). *A Aplicação e o Impacto dos Royalties do Petróleo no Desenvolvimento Econômico dos Municípios Confrontantes da Bacia de Campos*. Monografia de Bacharelado, Instituto de Economia/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PAULICS, V., LOTTA, G., (2003). “Escola de Pesca”, *Dicas – Idéias para a Ação Municipal*, São Paulo: Instituto Polis, n.º 200. Disponível em: <<http://www.polis.org.br/publicacoes/dicas>>. Acesso em: 25 ago. 2005.

PEARCE, D., (1997). “Forum: Substitution and sustainability: some Reflections on Georgescu-Roegen”. *Ecological Economics*, 22 (3): pp. 295-297.

PEARCE, D., ATKINSON, G., (1993). “Capital Theory and the Measurement of Sustainable Development. In: Indicator of Weak Sustainability. *Ecological Economics*, 8 (2): 85-103.

_____, _____, (1995). “Measuring Sustainable Development”. In: Bromley, D., *Handbook of Environmental Economics*, Blackwell, UK e USA, pp. 166-181.

PEARCE, D., TURNER, R., (1990). *Economics of Natural Resources and the Environment*. London: Harvester Wheatsheaf.

PERCEBOIS, J., (1989). *Economie de l’Energie*, Paris: Économica.

PEREIRA, Merval, (2004). “Vícios municipais”, *O Globo*, Rio de Janeiro, O País, 06 mar., p.4.

PEREIRA, Mariana A., (2004). *Avaliação do Impacto dos Tributos na Incorporação de Reservas nas Empresas do Setor de Petróleo*. Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PERMAN, R., MA, Y., MCGILVRAY, J., COMMON, M., (1999). *Natural Resources and Environmental Economics*. London: Longman.

PESSANHA, R., (2004). “Radiografando o orçamento de Campos dos Goytacazes”. In: Pessanha, R., Silva Neto, R., (orgs.), *Economia e desenvolvimento no Norte Fluminense: da cana-de-açúcar aos royalties do petróleo*, Rio de Janeiro: WTC Editora, pp. 193 – 266.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S. A., (2007). *Relações com o Investidor - Notícias*, Rio de Janeiro: PETROBRAS, Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br>>. Acesso em: 27 dez. 2006.

PETRÓLEO e Comércio como as atividades principais, (2003). *Boletim Petróleo, Royalties e Região*, Campos dos Goytacazes, RJ: UcamCidades / Universidade Cândido Mendes, ano I, n.º 2, dez., pp. 2-3.

PFMC. *Public Finance Monitoring Center*, (2006). Disponível em: <<http://www.pfmc.az>>. Acesso em: 10 out. 2006.

PIMENTEL, D., (2006). *Indicadores de Vulnerabilidade de Produtores de Petróleo: o caso da OPEP*, Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PINTO JUNIOR, H., IOOTTY, M., FERNANDES, C., (2006). “O Mercado Internacional de Petróleo: Preços Altos Significam Maior Volatilidade?”. In: *XI Congresso Brasileiro de Energia – I Seminário Brasileiro de Inovação Tecnológica no Setor Energético*. Anais..., Vol. III, pp.1221-1229, Rio de Janeiro, Ago.

PIQUET, R., (2003). “Da cana ao petróleo: uma região em mudança”. In: Piquet, R. (org.), *Petróleo, Royalties e Região*, Rio de Janeiro: Garamond, pp.219-238.

_____, (2004). “Impactos de um setor de alta tecnologia em uma região brasileira – o norte fluminense na era do petróleo”. In: *V Colóquio sobre Transformaciones Territoriales*, La Plata: Universidade Nacional de la Plata, Argentina, novembro. Disponível em: <<http://www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br>>. Acesso em: 30 set. 2004.

PIRES, V., (1999). *Orçamento Participativo: o que é, para que serve, como se faz*, Piracicaba: Edição do Autor.

PNUD. Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, (2006). *Novo Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil*, Brasília: PNUD. Disponível em: <<http://www.pnud.org.br>>. Acesso em: 12 nov. 2006.

PONTES, C., (2006). “Royalties: ameaças ao atual padrão de distribuição”. In: *Boletim Petróleo, Royalties e Região*. Ano III n.º 11, Campos dos Goytacazes, RJ, pp. 8-9, mar. Disponível em: <<http://www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br>>. Acesso em: 30 mar. 2006.

PORTER, M., (1993). *A Vantagem Competitiva das Nações*, Rio de Janeiro: Campus.

_____, (1999). *Competição – On Competition: Estratégias Competitivas Essenciais*, Rio de Janeiro: Campus.

POSTALI, F., (2002). *Renda Mineral, Divisão de Riscos e Benefícios Governamentais na Exploração de Petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro, BNDES, 120 p.

PPRC. *Public Policy Research Center - Kazakhstan*, (2006). Disponível em: <<http://www.pprc.kz>>. Acesso em: 20 out. 2006.

PREFEITURA MUNICIPAL DE CAMPOS DOS GOYTACAZES, (2007). *Home-Page Oficial do Fundo de Desenvolvimento de Campos (FUNDECAM)*. Disponível em: <<http://www.fundecam.campos.rj.gov.br>>. Acesso em: 03 jan. 2007.

PREFEITURA MUNICIPAL DE RIO DAS OSTRAS, (2007). *Home-Page oficial do Município de Rio das Ostras*. Disponível em: <<http://www.riodasostras.rj.gov.br>>. Acesso em: 03 jan. 2007.

PREFEITURA MUNICIPAL DE QUISSAMÃ, (2007). *Home-Page oficial do Município de Quissamã*. Disponível em: <<http://www.quissama.rj.gov.br>>. Acesso em: 03 jan. 2007.

PROJETO cria novo modelo de rateio, (2005). *Jornal do Commercio*, Rio de Janeiro, 22 maio, p. A-3.

QUINTELLA, S., (2006). *Os Royalties do Petróleo e a Economia do Estado do Rio de Janeiro*. Rio de Janeiro: TCE-RJ, 2000. Mimeo. Disponível em: <<http://www.tce.rj.gov.br>>. Acesso em: 27 maio 2006.

RABELO, J., (2006). *Contas de Gestão do Estado do Rio de Janeiro: Exercício 2005*, Tribunal de Contas da União, Rio de Janeiro: TCE/RJ, Processo 102.996-2/06. Disponível em: <<http://www.tce.rj.gov.br>>. Acesso em: 03 jul. 2006.

RANGEL, J., (2005). “ANP recuperou R\$ 500 milhões que deixaram de ser pagos pela Petrobras de 2000 a 2005”, *Globo Online*, Rio de Janeiro, 21 jun. Disponível em: <<http://www.oglobo.com.br>>. Acesso em: 08 jul. 2005.

RESENDE, F.; SILVA, B., (1987). *Contribuições Sociais – Estudos para a Reforma Tributária*, São Paulo: IPEA, Texto para Discussão n°. 107, março.

RIBEIRO, M. (2003). *Direito do Petróleo: as Joint-Ventures na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro, São Paulo: Renovar, 2ª ed.

RIBEIRO, A.; ARICA, J., (2003). “Novo olhar sobre o Norte Fluminense”, *Jornal do Commercio*, Rio de Janeiro, p.17, 16 de outubro.

RICARDO, D., (1982). *Princípios de Economia Política e Tributação*. São Paulo: Abril Cultural, Col. Os Economistas, 376 p.

ROMEIRO, A., (2003). “Economia ou Economia política da Sustentabilidade”. In: May, P., Lustosa, M., Vinha, V., (orgs), *Economia do Meio Ambiente: teoria e prática*, Rio de Janeiro, Editora Campus.

RUTLEDGE, I., WRIGHT, P., (1998). “Profitability and taxation in the UKCS oil and gas industry: analyzing the distribution of rewards between company and country”, *Energy Policy*, Vol. 26, n.º 10, pp. 795-812.

SACHS, I., (2004). *Desenvolvimento Inclusivo, Sustentável, Sustentado*, Rio de Janeiro: Garamond.

SALANT, S., (1995). “The Economics of Natural Resource Extraction: a primer for development economists”, *The World Bank Observer*, Washington, feb.

SANDBU, M., (2004). “Taxable Resource Revenue Distributions: A Proposal for Alleviating the Natural Resource Curse”, New York: The Earth Institute at Columbia Institute, *CGSD Working Papers Series*, n.º 21, aug. Disponível em: <<http://www.earth.columbia.edu>>. Acesso em: 28 maio 2005.

SANTORO, P.; CYMBALISTA, R., (2004). “Plano Diretor”, *Dicas – Idéias para a Ação Municipal*, São Paulo: Instituto Polis, n.º 221. Disponível em: <<http://www.polis.org.br/publicacoes/dicas>>. Acesso em: 25 ago. 2005.

SANTOS, S., (2005). *Royalties do Petróleo à luz do direito positivo*. Rio de Janeiro: Esplanada, 3ª ed.

SCHECHTMAN, R., (2001). “A Atuação da ANP no Novo Contexto da Indústria do Petróleo”. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 20 set. 2001 (Palestra). In: Castellar, P. *Os impactos da quebra do monopólio da PETROBRAS sobre a arrecadação de royalties*. (Mimeo). Rio de Janeiro: COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SCHIOZER, R., (2002). *Um Modelo de Alívio de Royalties para Campos Maduros de Petróleo*. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências/UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.

SCHÜFFNER, C., (2003). “Ministério estuda alterar alíquota de royalty de petróleo”, *Valor Econômico*, Rio de Janeiro, 20 ago., p. A3.

SEBRAE. Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (2006). *Home-Page do Sistema SEBRAE - Prêmio Prefeito Empreendedor*, Brasília: SEBRAE. Disponível em: <<http://www.sebrae.com.br/br/cooperecrescer/premioprefeitoempreendedor.asp>>. Acesso em: 25 abr. 2006.

SEBRAE/RJ. Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas – Rio de Janeiro, (2006). *Prêmio SEBRAE Prefeito Empreendedor Rio de Janeiro 2005*, SEBRAE Prefeito Empreendedor, Rio de Janeiro: SEBRAE/RJ.

SEN, A., (1997). “Human Capital and Human Capability”, *World Development*, vol. 25, n.º 12, pp. 1959-1961.

_____, (1993). “O Desenvolvimento como Expansão das Capacidades”. In: *Lua Nova*, São Paulo, n.º 28/29, pp.313-333.

_____, (2000). *Desenvolvimento como Liberdade*, São Paulo: Companhia das Letras.

SERRA, R., (2003). *Desdobramento Espacial da Exploração e Produção de Petróleo no Brasil: em busca de um nexo para a distribuição dos royalties entre os municípios*. Rio de Janeiro: UCAM-Campos dos Goytacazes, (Mimeo).

_____, (2005). *Contribuições para o Debate Acerca da Repartição dos Royalties Petrolíferos no Brasil*. Tese de Doutorado, IE/UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.

SERRA, R., FERNADES, A., (2005). “A Distribuição dos Royalties Petrolíferos no Brasil e os Riscos de sua ‘Financeirização’”, *Revista de Desenvolvimento Econômico*,

Ano VII, nº 11, Salvador: Departamento de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade de Salvador, pp.30-38.

SERRA, R., PATRÃO, C, (2003). “Impropriedade dos Critérios de Distribuição dos *Royalties* no Brasil”. In: Piquet, R. (org), *Petróleo, Royalties e Região*, Rio de Janeiro: Garamond, pp. 185-216.

SERRA, R., TERRA, D., PONTES, C., (2006). “*Royalties*: Ameaças às Atuais Regras de Distribuição. In: *XI Congresso Brasileiro de Energia – I Seminário Brasileiro de Inovação Tecnológica no Setor Energético*. Anais...,Vol. III, pp.1281-1292. Rio de Janeiro, Ago.

SHULTZ, J., (2005). *Follow the money: a guide to monitoring budgets and oil and gas revenues*, New York: Open Society Institute. Disponível em: <<http://www.soros.org>>. Acesso em: 10 out. 2006.

SILVA, F., (2002). *Controle Social: Reformando a Administração para a Sociedade*. In: TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. Prêmio Serzedello Corrêa 2001: Monografias Vencedoras: Perspectivas para o Controle Social e a Transparência da Administração Pública. Instituto Serzedello Corrêa, Brasília: TCU.

SILVA, M., (2003). “Economia dos Recursos Naturais”. In: May, P., Lustosa, M., Vinha, V., (orgs), *Economia do Meio Ambiente: teoria e prática*, Rio de Janeiro, Editora Campus.

SILVA, M., (2005). “Teoria do Federalismo Fiscal: notas sobre as contribuições de Oates, Musgrave, Shah e Ter-Minassian”, *Nova Economia*, Belo Horizonte, n.º 15, Vol. 1, janeiro-abril, pp. 117-137.

SILVA NETO, R., (2004). “O Papel das Administrações Municipais no Processo de Desenvolvimento Local – uma Proposta para a Região Norte Fluminense”. In: Pessanha, R., Silva Neto, R., (orgs.), *Economia e Desenvolvimento no Norte Fluminense: da cana-de-açúcar aos royalties do petróleo*, Rio de Janeiro: WTC Editora, pp. 333 – 363.

_____, (2005). *A evolução do emprego formal na Região Norte Fluminense: uma análise do período jan/97 – dez/04*, Observatório Socioeconômico da Região Norte Fluminense, Campos dos Goytacazes, RJ, Boletim Técnico n.º 12, abr. Disponível em: <<http://www.cefetcampos.br>>. Acesso em: 13 set. 2005.

SILVIO afirma que aplicação dos *royalties* é rigorosamente legal (2001). *O Debate*, Rio de Janeiro, 21 fev., p. 2.

SIMÃO, N., (2001). *A Reestruturação do Setor Petrolífero no Brasil: a Questão da Tributação*. Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SIMÃO, N.; DUTRA, L., (1999). “As Mudanças Institucionais da Indústria Nacional e Internacional de Hidrocarbonetos”. In: *VIII Congresso Brasileiro de Energia*, Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, Anais..., pp.1232-1245.

SIMPÓSIO SOBRE ROYALTIES – ENCONTRO DOS MUNICÍPIOS PRODUTORES DE PETRÓLEO, (1986). Rio de Janeiro, Atas..., Rio de Janeiro: Clube de Engenharia, fev.

SKANCKE, M., (2003). “Fiscal Policy and Petroleum Fund Management in Norway”. In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), *Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries*, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp. 316-338.

SOLOW, R., (1956). “Technical Change and the Aggregate Production Function”, *The Review of Economics and Statistics*, n.º 39, ago., pp.312-320.

_____, (1974). “The Economics of Resources or the Resources of Economics”, *American Economic Review*, 64, nº 2, May: pp. 1-14.

_____, (1997). “Reply: Georgescu-Roegen versus Solow/Stiglitz”. *Ecological Economics*, 22 (3): pp. 267-268.

SOUTO, A., (1995). *Como reconhecer um bom governo? O papel das administrações municipais na melhoria da qualidade de vida*. São Paulo: Publicações Pólis, n.º 21.

SOUZA, A., (2005). “Contas de Gestão do Governo – Exercício 2004”. *Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro*, Rio de Janeiro: TCE/RJ, Processo 103.291-5/05. Disponível em: <<http://www.tce.rj.gov.br>>. Acesso em: 14 mar. 2006.

SOUZA, M., (2000). *O Desafio Metropolitano: um estudo sobre a problemática sócio-espacial nas metrópoles brasileiras*, Rio de Janeiro: Bertrand Brasil.

SOUZA, R., (2006). *Panorama, Oportunidades e Desafios para o Mercado Mundial de Álcool Automotivo*, Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE/UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

STAHEL, A. W., (1995). “Capitalismo e entropia: os aspectos ideológicos de uma contradição e a busca de alternativas sustentáveis”. In: Cavalcanti, C., (org) “Desenvolvimento e Natureza: estudos para uma sociedade sustentável”. São Paulo: Cortez: Fundação Joaquim Nabuco.

STEVENS, P., (2006). “Resource Impact: Curse or Blessing? A Literature Survey”. In: *Journal of Energy Literature*, vol. 9, n.º1, pp. 1-20.

STIGLITZ, J., (1997). “Reply: Georgescu-Roegen versus Solow/Stiglitz”. *Ecological Economics*, 22 (3): pp. 269-270.

STN. Secretaria do Tesouro Nacional, (2007). *Transferências a Estados e Municípios*, Brasília: Ministério da Fazenda. Disponível em: <<http://www.tesouro.fazenda.gov.br>>. Acesso em 04 jan. 2007.

STUART MILL, J., (1982). *Princípios de Economia Política*, São Paulo: Nova Cultural, Col. Os Economistas.

SOUZA, F., (2005). “Os Novos Critérios de Distribuição da Renda Petrolífera Propostos pelo Substitutivo ao Projeto de Lei Nº. 1.618, de 2003”, *Consultoria Legislativa*, Estudo, Câmara dos Deputados, Brasília, DF, maio.

SUNLEY, E., BAUNSGAARD, T., SIMARD, D. (2003). “Revenue from the Oil and Gas Sector: Issues and Country Experience”. In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), *Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries*, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp.153-183.

SUPLICY, E., (2002). *Renda de Cidadania: a saída é pela porta*, São Paulo: Cortez, Fundação Perseu Abramo.

SZKLO, A.; CARNEIRO, J.; MACHADO, G., (2006). “Estimativa de Preço de Indiferença para Atividades de E&P no Brasil: Análise do Custo de Oportunidade do Atraso da Produção de Petróleo”. In: *Rio Oil & Gas 2006 Expo Conference*, IBP1117_06, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, set.

SZKLO, A., MACHADO, G., SCHAEFFER, R., (2006a). “Future Oil Production in Brazil – Estimates Based on a Hubbert Model”. In: *Energy Policy*, doi: 10.1016/j.enpol.2006.08.014.

_____; _____; _____, (2006b). “Integrated Alternative Energy Systems: Oil as a Modern Lance of Peleus for the Energy Transition”. In: *Rio Oil & Gas 2006 Expo Conference*, IBP1014_06, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, set.

_____; _____; _____, (2006c). “Perspectivas de Produção de Petróleo no Brasil nas Próximas Décadas: Simulação de Cenários a partir de um Modelo de Hubbert”. In: *Rio Oil & Gas 2006 Expo Conference*, IBP1034_06, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, set.

SZKLO, A.; MACHADO, G.; SCHAEFFER, R.; MARIANO, J., (2005). “Perspectivas de Produção de Petróleo no Brasil”. In: *3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*, IBP, Salvador, BA, Brasil, out.

TAVARES, W., (2005a). *Os Fundos Setoriais de Ciência e Tecnologia e seu Impacto sobre o Setor*, Consultoria Legislativa / Câmara dos Deputados, Brasília: Câmara dos Deputados, jun. Disponível em: <<http://www.camara.gov.br>>. Acesso em: 15 jul. 2006.

_____, (2005b). “O descompasso entre a aplicação e a arrecadação de recursos do Fundo Setorial de Petróleo”. In: *Petróleo, Royalties e Região*, Universidade Cândido Mendes, Campos dos Goytacazes, RJ, Ano III, n.º 9, set. Disponível em: <<http://www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br>>. Acesso em: 08 out. 2005.

TCE-RJ. Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro, (2003a). *Estudos Socioeconômicos 1997-2002*, Secretaria-Geral de Planejamento, Rio de Janeiro: TCE-RJ, out. Disponível em: <<http://www.tce.rj.gov.br>>. Acesso em 04 jan. 2007.

_____. _____, (2003b). “Royalties: recursos para uso imediato ou desenvolvimento a longo prazo?”, *TCE-RJ Notícia*, Rio de Janeiro: TCE-RJ, Ano 1, n.º 11, abr.

_____. _____, (2006a). *Desempenho econômico e financeiro do Estado do Rio de Janeiro em 2005 e de seus municípios nos últimos seis anos*, Secretaria-Geral de Planejamento, Rio de Janeiro: TCE-RJ, dez. Disponível em: <<http://www.tce.rj.gov.br>>. Acesso em 04 jan. 2007.

_____. _____, (2006b). *Estudos Socioeconômicos 2000-2005*, Secretaria-Geral de Planejamento, Rio de Janeiro: TCE-RJ, dez. Disponível em: <<http://www.tce.rj.gov.br>>. Acesso em 04 jan. 2007.

_____. _____, (2006c). “Tribunal rejeita contas de 21 ex-prefeitos”, *Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro*, Rio de Janeiro: TCE-RJ. Disponível em: <<http://www.tce.rj.gov.br>>. Acesso em: 20 outubro 2006.

TCU. Tribunal de Contas da União, (2000). *Transferências de recursos e a Lei de Responsabilidade Fiscal: orientações fundamentais*. Brasília: Tribunal de Contas da União, Secretaria Geral de Controle Externo.

TERSMAN, G., (1991). “Oil, National Wealth and Current and Future Consumption Possibilities”, *IMF Working Paper 91/60*, Washington: International Monetary Fund. Disponível em: <<http://www.imf.org>>. Acesso em: 12 jun. 2006.

THOMAS, J., (2001). *Fundamentos da Engenharia do Petróleo*, Rio de Janeiro: Editora Interciências.

TILTON, J., (1996). “Exhaustible Resources and Sustainable Development – Two Different Paradigms”, *Resources Policy*, Elsevier Science Ltd., Vol. 22, n.º 1/2, pp. 91-97.

TODARO, M. (1997). *Economic Development*, 6 ed., London & New York: Longman.

TOLMASQUIM, M., (1995). “Economia do Meio Ambiente: forças e fraquezas”. In: Cavalcanti, C. (org), *Desenvolvimento e Natureza: estudos para uma sociedade sustentável*, capítulo 7, São Paulo: Cortez: Fundação Joaquim Nabuco, pp. 323- 341.

TSALIK, S., (2003). *Caspian Oil Windfalls: Who Will Benefit?*, Central Eurasia Project, Open Society Institute, Caspian Revenue Watch. Disponível em: <<http://www.soros.org>>. Acesso em: 09 abr. 2005.

UDEH, J., (2002). “Petroleum Revenue Management: The Nigerian Perspective”, *World Bank Petroleum Revenue Management Workshop*, Washington: World Bank/ESMAP, Oct. Disponível em: <<http://www.worldbank.org>>. Acesso em: 4 maio 2005.

VARIAN, H., (2000). *Microeconomia – Princípios Básicos – Uma Abordagem Moderna*. 5ª Edição, Rio de Janeiro: Campus Elsevier.

VIEIRA, C., VILELLA, BAUTZER, T., FRISCH, F., (2006). “Estados descobrem o mercado de capitais”, *Valor Econômico*, 10 ago. Disponível em: <<http://www.debentures.com.br/informacoesaomercado/noticias.asp?mostra=3464&pagina=-1>>. Acesso em: 7 ago. 2006.

VEIGA, C., (2006). *Diagnóstico da cadeia produtiva da cana-de-açúcar do Estado do Rio de Janeiro: relatório de pesquisa*, Rio de Janeiro: FAERJ: SEBRAE/RJ.

WAKEMAN-LINN, J., MATHIEU, P., VAN SELM, B., (2003). “Oil Funds in Transition: Azerbaijan and Kazakhstan”. In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), *Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries*, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp.339-358.

WCED. World Commission on Environment and Development, (1987). *Sustainable Development: the report of the World Commission on Environment and Development (WCED)*, WCED. Disponível em: <<http://www.wced.org>>. Acesso em: 12 out. 2006.

WELCH, C., (2002). *Oil Funds: Answer to the Paradox of Plenty?*, Washington D.C.: International Monetary Fund, Friends of the Earth, nov. Disponível em: <<http://www.imf.org>>. Acesso em: 23 out. 2005.

WORLD BANK. The International Bank for Reconstruction and Development, (2004). “Petroleum Revenue Management Workshop”, Washington D.C.: The World Bank, mar. Disponível em: <<http://www.worldbank.org>>. Acesso em: 14 set. 2005.

_____. _____, (2005). “Comparative Study on the Distribution of Oil Rents in Bolivia, Colombia, Ecuador, and Peru”, *The World Bank: ESMAP*, Aug. Disponível em: <<http://www.worldbank.org>>. Acesso em 23 out. 2005.

WWF. World Wildlife Fund, (2002). *Living Planet Report 2002*, WWF. Disponível em: <<http://www.wwf.org.uk>>. Acesso em 02 abr. 2007.

YANG, Z., (1995). “Optimal Exporting of Exhaustible Resources with Endogenous Trade Revenue: The Case of a Resource-Scarce and Capital-Short Economy”, *Resource and Energy Economics*, (17), v. 4, pp. 379-404.

YERGIN, D., (1992). *O Petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder*. São Paulo: Scritta.

YOUNG, C., PEREIRA, A., HARTJE, B., (2000). *Sistemas de Contas Ambientais para o Brasil: Estimativas Preliminares*. Texto para Discussão, Rio de Janeiro, IE/UFRJ, n.º 448, set.

ZIMMERMANN, D., (2005). “Utilização de Recursos dos *Royalties*”. In: *Revista da Procuradoria-Geral do TCE-RJ*, n.º 1, Rio de Janeiro: Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro, Procuradoria Geral, nov., pp. 319-333.

ANEXOS

ANEXO I – Distribuição da Parcela de 30% aos Municípios da Bacia de Campos, segundo Zonas de Produção

Município	Coefficiente individual de participação (1)	Rateio dos 30% em porcentagem (2)
Zona de Produção Principal		
Armação de Búzios	1,15	4,107
Cabo Frio	1,85	6,607
Campos dos Goytacazes	2,00	7,143
Carapebus	1,00	3,571
Casimiro de Abreu	1,30	4,643
Macaé	1,90	20,000
Quissamã	1,10	3,929
Rio das Ostras	1,40	5,000
São João da Barra	1,40	5,000
Zona de Produção Secundária		
Cachoeiras de Macacu	1,35	1,720
Duque de Caxias	2,00	2,548
Guapimirim	1,45	1,847
Magé	1,80	2,293
Silva Jardim	1,25	1,592

(1) - Coeficiente adotado para o cálculo das parcelas, determinado com base na respectiva população (Decreto n.º 01/91).

(2) - Porcentagem do rateio relacionado aos 30% destinados aos Municípios Confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas, para a parcela dos *royalties* excedentes à 5% da produção *offshore*.

Fonte: BARBOSA, 2001.

ANEXO I – Distribuição da Parcela de 30% aos Municípios da Bacia de Campos, segundo Zonas de Produção (continuação)

Município	Coeficiente individual de participação (1)	Rateio dos 30% em porcentagem (2)
Zona Límítrofe à de produção principal		
Aperibé	1,00	0,624
Araruama	1,70	1,062
Arraial do Cabo	1,30	0,813
Bom Jardim	1,30	0,813
Bom Jesus de Itabapoana	1,45	0,906
Cambuci	1,15	0,717
Cantagalo	1,25	0,780
Cardoso Moreira	1,05	0,657
Carmo	1,15	0,717
Conceição de Macabu	1,25	0,780
Cordeiro	1,20	0,750
Duas Barras	1,00	0,624
Iguaba Grande	1,00	0,624
Italva	1,10	0,687
Itaocara	1,30	0,813
Itaperuna	1,80	1,125
Lage do Muriaé	1,00	0,624
Macuco	1,00	0,624
Miracema	1,35	0,843
Natividade	1,15	0,717
Nova Friburgo	2,00	1,248
Petrópolis	2,00	1,248
Porciúncula	1,15	0,717
Rio Bonito	1,55	0,969
Santa Maria Madalena	1,45	0,656
Santo Antônio de Pádua	1,20	0,905
São Fidélis	1,05	0,937
São Francisco de Itabapoana	1,45	0,906
São José de Ubá	1,50	0,624
S. José do Vale do Rio Preto	1,00	0,749
São Pedro da Aldeia	1,60	0,999
São Sebastião do Alto	1,00	0,624
Saquarema	1,55	0,969
Sumidouro	1,10	0,687
Teresópolis	1,90	1,185
Trajano de Moraes	1,05	0,657
Varre-Sai	1,00	0,624

(1) - Coeficiente adotado para o cálculo das parcelas, determinado com base na respectiva população (Decreto n.º 01/91).

(2) - Porcentagem do rateio relacionado aos 30% destinados aos Municípios Confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas, para a parcela dos *royalties* excedentes à 5% da produção *offshore*.

Fonte: BARBOSA, 2001.

ANEXO II – Alíquotas Médias dos *Royalties* nas Bacias Brasileiras

Bacia	Alíquota Média	Bacia	Alíquota Média
Campos	9,9%	Recôncavo	9,3%
Ceará	10,0%	Santos	8,3%
Espírito Santo	9,3%	Sergipe-Alagoas	9,5%
Mucuri	10,0%	Solimões	10,0%
Paraná	6,8%	Tucano	7,8%
Potiguar	9,4%	Média Ponderada Brasil	9,8%

Fonte: BARBOSA, 2001.

ANEXO III – Distribuição da Arrecadação dos *Royalties* entre Beneficiários

Beneficiários	Royalties distribuídos (mil R\$)									
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Total	154.093	190.289	283.704	983.600	1.867.753	2.303.290	3.183.985	4.396.378	5.042.826	6.206.086
Unidades Federativas	63.711	76.095	106.885	330.444	623.287	762.479	1.020.960	1.413.174	1.618.686	1.984.329
Amazonas	2.583	3.742	6.587	20.274	48.561	59.679	70.308	90.480	113.978	143.046
Ceará	1.046	1.298	1.600	4.267	6.688	8.579	9.357	14.154	13.735	13.950
Rio Grande do Norte	12.450	13.924	18.623	49.698	85.150	90.134	103.435	140.946	163.848	181.023
Alagoas	1.124	1.083	1.656	5.206	9.463	11.742	14.398	23.037	29.053	34.824
Sergipe	4.918	4.935	6.223	16.446	28.800	31.831	39.810	55.526	63.659	74.658
Bahia	9.181	9.181	12.433	33.954	58.857	70.990	77.689	114.993	129.686	148.111
Espírito Santo	1.464	1.489	2.166	7.446	13.919	24.347	31.131	59.279	51.617	57.284
Rio de Janeiro	29.176	38.618	55.942	190.041	367.806	461.458	671.656	907.744	1.041.661	1.318.598
São Paulo	845	859	1.000	2.088	1.839	2.184	2.497	4.000	3.947	4.148
Paraná	924	966	617	1.019	2.151	1.496	660	3.017	7.503	8.688
Santa Catarina	-	-	39	4	53	40	19	-	-	-
Municípios das UF	57.266	71.364	101.355	327.440	622.860	769.298	1.070.436	1.474.619	1.700.446	2.110.827
Amazonas	877	1.220	2.160	7.514	16.577	20.265	24.839	37.782	48.232	58.452
Pará	-	-	-	-	-	-	640	1.070	1.073	1.205
Amapá	-	-	-	-	-	-	113	189	189	213
Ceará	1.475	1.335	1.684	4.831	9.098	11.633	12.005	19.363	19.651	23.081
Rio Grande do Norte	6.001	6.552	8.937	26.429	43.778	47.435	67.217	97.011	112.259	132.556
Paraíba	258	341	425	940	1.793	2.206	320	-	-	-
Pernambuco	1.289	1.829	2.550	5.640	10.756	13.235	1.921	343	10.669	5.340
Alagoas	738	826	1.104	2.934	4.989	5.982	14.097	20.183	23.376	29.266
Sergipe	3.498	3.615	4.588	13.590	20.995	22.162	40.395	54.025	58.720	69.648
Bahia	4.437	4.798	6.679	18.720	31.334	39.032	54.192	79.644	87.800	106.102
Minas Gerais	454	632	791	1.764	3.365	4.148	603	1.771	4.211	5.339
Espírito Santo	1.791	2.219	2.883	7.618	14.132	19.668	28.453	52.078	61.201	67.762
Rio de Janeiro	31.641	41.986	60.652	206.708	397.059	497.353	740.207	997.787	1.138.917	1.446.811
São Paulo	2.603	3.199	5.154	20.376	49.910	63.863	57.090	73.959	83.815	99.185
Paraná	914	1.106	1.065	1.939	3.943	3.702	980	1.978	8.541	8.688
Santa Catarina	258	341	776	3.816	6.273	8.181	16.192	20.812	21.157	28.489
Rio Grande do Sul	1.031	1.365	1.908	4.621	8.857	10.434	11.171	16.624	20.633	28.691
Fundo Especial¹	11.039	14.277	20.449	68.469	131.058	163.036	233.672	322.353	368.742	411.147
União	22.077	28.554	55.014	257.247	490.547	608.477	858.917	1.186.232	1.354.952	1.699.783
MCT	14.070	120.240	228.430	282.406	391.573	541.527	619.055	770.013
Comando da Marinha	22.077	28.554	40.944	137.007	262.117	326.071	467.345	644.705	735.897	929.769

Fonte: ANP/SPG, conforme as Leis n.º 7.990/89 e n.º 9.478/97 e o Decreto n.º 2.705/98.

Notas: 1. Reais em valores correntes.

2. Foi utilizado regime de caixa na elaboração da tabela.

¹ Fundo a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios.

ANEXO IV – Distribuição da Arrecadação das Participações Especiais entre Beneficiários

Beneficiários	Participação especial distribuída (mil R\$)					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Total	1.038.738	1.722.047	2.510.182	4.997.435	5.271.977	6.966.998
Unidades Federativas	415.495	688.819	1.004.073	1.998.974	2.108.791	2.786.799
Amazonas		4.987	6.375	21.765	26.908	33.706
Alagoas						1.501
Bahia					4.356	3.548
Rio Grande do Norte		789		7.532	21.527	25.969
Sergipe					53	7.991
Espírito Santo		97	2.068	8.380	11.273	13.844
Rio de Janeiro	415.495	682.946	995.630	1.961.297	2.044.674	2.700.240
Municípios	103.874	172.205	251.018	499.743	527.198	696.700
Coari (AM)		1.247	1.594	5.441	6.727	8.426
Areia Branca (RN)		44		390	741	951
Mossoró (RN)		153		1.493	4.641	5.541
Marechal Deodoro (AL)						85
Pilar (AL)						243
Rio Largo (AL)						13
Satuba (AL)						34
Carmópolis (SE)					5	830
General Maynard (SE)						4
Japarutuba (SE)					7	1.038
Maruim (SE)						29
Rosário do Catete (SE)					1	79
Santo Amaro das Brotas (SE)						17
Pojuca (BA)					1.089	887
Jaguaré (ES)			517	1.240	240	45
Presidente Kennedy (ES)		24		855	2.578	3.416
Armação dos Búzios (RJ)			818	3.523	3.496	6.204
Arraial do Cabo (RJ)						3
Cabo Frio (RJ)			5.157	21.798	22.323	44.403
Campos dos Goytacazes (RJ)	54.743	88.550	128.735	253.489	266.550	351.337
Carapebus (RJ)	591	660	993	1.671	2.026	2.492
Casimiro de Abreu (RJ)			1.217	4.826	4.793	13.125
Macaé (RJ)	17.366	30.503	41.058	72.301	73.121	84.071
Quissamã (RJ)	5.972	6.668	9.227	16.504	17.840	22.124
Rio das Ostras (RJ)	25.202	44.267	61.703	114.415	115.601	144.129
São João da Barra (RJ)		88		1.797	5.415	7.175
União	519.369	861.024	1.255.091	2.498.717	2.635.989	3.483.499
MME	415.495	688.819	1.004.073	1.998.974	2.108.791	696.700
MMA	103.874	172.205	251.018	499.743	527.198	2.786.799

Fonte: ANP/SPG, conforme a Lei n.º 9.478/97 e o Decreto n.º 2.705/98.

Notas: 1. Reais em valores correntes.

2. Foi utilizado regime de caixa na elaboração da tabela.

ANEXO V – Características Gerais de Regimes Fiscais Petrolíferos em Países em Desenvolvimento Seleccionados

País	Royalties	Partilha de Produção	Percentual Imposto de Renda	Imposto sobre a Renda do Recurso (IRR)
<u>Africa:</u>				
Angola	16-20%	15-18% (V)	50%	nenhum
Benin	12,5%	55%	nenhum	nenhum
Camarões	negociável	nenhum	48,65%	nenhum
C.A.R.	12,5%	nenhum	50%	nenhum
Chad	12,5%	nenhum	50%	nenhum
Costa do Marfim	nenhum	60-90% (V)	nenhum	nenhum
Etiópia	nenhum	15-75% (V)	50%	nenhum
Gabão	10-20%	65-85% (V)	nenhum	nenhum
Gana	12,5%	nenhum	50%	12-28%
Moçambique	8%	10-50%	40%	nenhum
Namíbia	12,5%	nenhum	42%	fórmula
Niger	12,5%	nenhum	45%	nenhum
Nigéria	0-20%	20-65%	50-85%	nenhum
Senegal	5-12,5%	0-50%	35%	possui (mas n.d.)
África do Sul	2-5%	nenhum	30%	40%
Sudão	nenhum	60-80%	nenhum	nenhum
Tanzânia	20%	45-72,5%	nenhum	25-35%
Uganda	nenhum	nenhum	30%	0-80%
Zâmbia	10%	0-25%	contrato	possui (mas n.d.)
<u>Ásia e Pacífico</u>				
Bangladesh	nenhum	65-80% (V)	nenhum	nenhum
Brunei	8-12,5%	nenhum	55%	nenhum
Camboja	12,5%	40-65% (V)	20%	nenhum
Indonésia	n.d.	75-90% (V)	30%	nenhum
Malásia	10%	50-70%	38%	70%
Mongólia	12,5%	35-60%	40%	nenhum
Papua Nova Guiné	2%	nenhum	45%	20-25%
Filipinas	nenhum	60%	32%	nenhum
Tailândia	3,5-10,5%	nenhum	50%	nenhum
Vietnam	6-25%	65-80% (V)	50%	formula
<u>Europa</u>				
Bulgária	12,5-17,5%	50%	40%	nenhum
Turquia	12,5%	nenhum	25%	nenhum
<u>Oriente Médio</u>				
Abu Dhabi	12,5-20%	nenhum	55-85%	n.d.
Algéria	10-20%	60-88% (P)	n.d.	nenhum
Bahrein	nenhum	70%	46%	nenhum
Dubai	12,5-20%	nenhum	55-85%	nenhum
Egito	10%	70-87% (V)	40,55%	nenhum
Líbia	16,67%	5-90%	nenhum	nenhum
Marrocos	n.d.	nenhum	39,6%	possui (mas n.d.)
Omã	nenhum	77,5-80%	nenhum	nenhum
Qatar	nenhum	35-90%	n.d.	nenhum
Tunísia	2-25%	nenhum	50-75%	possui (mas n.d.)
Yêmen	3-9%	50-86%	nenhum	nenhum

* Partilha de produção associada ao volume físico da produção (V); anos de produção (A); ou lucro obtido (*realized profitability* P).

** n.d. – não disponível

*** C.A.R. – República Central da África (*Central Africa Republic*)

(continua na próxima página)

ANEXO V (continuação) – Características Gerais de Regimes Fiscais Petrolíferos em Países em Desenvolvimento Selecionados

País	Royalties	Partilha de Produção	Percentual Imposto de Renda	Imposto sobre a Renda do Recurso (IRR)
<u>América Latina</u>				
Antígua	5%	30-50% (A)	nenhum	nenhum
Argentina	12%	nenhum	30%	nenhum
Aruba	nenhum	79-89,5% (V)	39%	nenhum
Barbados	12,5%	50-70% (V)	nenhum	nenhum
Belize	7,5%	5-15% (V)	25%	nenhum
Bolívia	18%	nenhum	25%	25%
Brasil	5-10%	nenhum	34% ***	fórmula
Chile	28-45%	nenhum	15%	nenhum
Colômbia	5-20%	nenhum	35%	nenhum
Costa Rica	1-15%	nenhum	30%	nenhum
Rep. Dominicana	17-30%	nenhum	25%	nenhum
Equador	12,5-18,5%	nenhum	25%	fórmula
Guatemala	5-20%	30-70% (V)	30%	nenhum
Guiana	nenhum	12,5-55% (V)	35%	nenhum
Honduras	1-15%	nenhum	25%	nenhum
México	nenhum	nenhum	35%	nenhum
Peru	negociável	nenhum	20%	nenhum
Trinidade e Tobago	12,5%	variável	50%	0-45%
Venezuela	30%	nenhum	50%	nenhum
<u>Economias em Transição</u>				
Arzeibaijão	nenhum	50-90%	32%	nenhum
Kazaquistão	20%	negociável	30%	0-30%
República do Kirguistão	nenhum	60-80% (V)	n.d.	nenhum
Turcomenistão	3-15%	40-60%	25%	nenhum
Uzbequistão	5%	75%	25%	nenhum

* Partilha de produção associada ao volume físico da produção (V); anos de produção (A); ou lucro obtido (*realized profitability* P).

** n.d. – não disponível

*** IRPJ (25%) + Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) (9%)

Fonte: SUNLEY *et. al* (2003)

ANEXO VI – Indicador de Esforço Tributário Próprio dos Municípios e Regiões de Governo do Estado do Rio de Janeiro (2000-2005)

Municípios e Regiões de Governo	Esforço Tributário Próprio *					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Armação dos Búzios	0,503	0,423	0,204	0,178	0,157	0,218
Cabo Frio	-0,402	0,170	0,171	0,152	0,201	0,144
Campos dos Goytacazes	0,120	0,091	0,048	0,049	0,039	0,056
Carapebus	0,013	0,014	0,008	0,014	0,015	0,022
Casimiro de Abreu	0,066	0,081	-0,023	0,035	0,024	0,043
Macaé	0,137	0,132	0,159	0,139	0,151	0,178
Quissamã	0,016	0,016	0,016	0,019	0,021	0,025
Rio das Ostras	0,111	0,043	0,036	0,043	0,067	0,058
São João da Barra	0,065	0,063	0,083	0,046	0,028	0,050
Norte Fluminense	0,040	0,035	0,048	0,065	0,030	0,069
Cardoso Moreira	0,022	0,020	0,020	0,028	0,011	0,028
Conceição de Macabu	0,064	0,019	0,019	0,029	0,026	0,033
São Fidélis	0,049	0,065	0,051	0,061	0,046	0,069
São Francisco de Itabapoar	0,025	0,037	0,101	0,140	0,037	0,144
Baixadas Litorâneas	0,378	0,286	0,227	0,265	0,194	0,232
Araruama	0,487	0,063	0,196	0,189	0,180	0,356
Arraial do Cabo	0,115	0,421	0,465	0,416	0,405	0,274
Cachoeiras de Macacu	0,120	0,167	0,121	0,178	0,134	0,087
Iguaba Grande	1,214	0,588	0,111	0,167	0,154	0,161
Maricá	0,480	0,438	0,349	0,353	0,210	0,343
Rio Bonito	0,213	0,262	0,252	0,371	0,341	0,380
São Pedro da Aldeia	0,395	0,447	0,343	0,354	0,137	0,147
Saquarema	0,343	0,132	0,163	0,300	0,150	0,302
Silva Jardim	0,039	0,058	0,047	0,061	0,033	0,037
Noroeste Fluminense	0,074	0,046	0,059	0,061	0,040	0,053
Aperibé	0,023	0,022	0,016	0,021	0,011	0,011
B. J. Itabapoana	0,097	0,085	0,077	0,079	0,092	0,083
Cambuci	0,180	0,028	0,051	-0,007	0,035	0,042
Italva	0,049	0,040	0,042	0,040	0,024	0,035
Itaocara	0,061	0,059	0,068	0,055	0,037	0,068
Itaperuna	0,170	0,172	0,168	0,164	0,111	0,160
Lage do Muriaé	0,024	0,014	0,017	0,027	0,015	0,021
Miracema	0,060	0,054	0,046	0,049	0,033	0,028
Natividade	0,044	0,027	0,027	0,027	0,028	0,032
Porciúncula	0,086	0,061	0,055	0,068	0,047	0,067
S. Antônio de Padua	0,138	0,000	0,165	0,234	0,062	0,100
S. José de Ubá	0,017	0,024	0,027	0,030	0,022	0,026
Varre-Sai	0,013	0,015	0,012	0,012	0,008	0,010

*Indicador de Esforço Tributário Próprio = (receita tributária própria + inscrição líquida na dívida ativa) / receita arrecadada.

** Os valores referentes à Região Norte Fluminense, Região das Baixadas Litorâneas e Região Noroeste Fluminense são o resultado da média dos resultados registrados pelos municípios componentes das respectivas regiões.

Fonte: TCE-RJ (2006b).

ANEXO VII – Investimentos per capita dos Municípios e Regiões de Governo do Estado do Rio de Janeiro (1997-2005)

Municípios e Regiões de Governo	Investimentos <i>per capita</i>								
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Armação Búzios	107,38	168,12	159,89	304,99	294,58	377,15	650,10	930,44	276,43
Cabo Frio	29,18	27,87	53,75	73,51	150,61	325,32	418,85	354,45	248,09
Campos dos Goytacazes	21,95	23,69	78,58	221,19	228,39	282,63	313,73	265,65	219,75
Carapebus	88,85	337,14	298,64	692,61	689,66	759,30	1.066,84	471,27	311,79
Casimiro de Abreu	66,98	77,58	117,63	246,01	181,38	350,41	251,77	157,07	228,24
Macaé	46,22	49,49	82,51	220,86	232,97	271,21	1.022,45	1.309,84	676,56
Quissamã	194,12	197,86	510,04	1.134,40	1.268,50	1.864,10	2.228,30	1.621,10	669,00
Rio das Ostras	77,35	54,86	221,45	556,91	976,20	2.093,25	3.191,64	4.356,45	3.187,71
São João da Barra	54,05	88,47	68,38	315,06	260,42	123,59	350,67	272,33	162,60
Norte Fluminense	40,02	64,27	62,27	88,76	83,59	174,94	89,69	78,46	50,04
Cardoso Moreira	62,35	108,09	141,04	179,33	136,56	239,76	137,85	75,95	46,39
Conceição de Macabu	41,05	29,38	31,60	78,17	88,74	202,51	92,21	168,92	46,24
São Fidélis	20,62	16,78	13,14	17,75	63,14	0,00	20,88	36,75	46,74
S.F. Itabapoana	36,06	102,83	63,31	79,80	45,90	257,50	107,80	32,20	60,80
Baixadas Litorâneas	21,72	41,40	37,57	76,69	66,77	158,87	74,69	85,63	75,79
Araruama	6,48	20,78	29,80	32,75	14,89	40,14	59,74	43,29	95,42
Arraial do Cabo	46,16	8,85	35,40	21,58	55,83	95,68	114,05	116,92	136,16
Cachoeiras de Macacu	25,55	62,78	44,92	26,59	42,70	81,85	69,04	24,05	95,39
Iguaba Grande	35,09	67,13	38,01	363,10	103,12	411,94	54,67	68,97	38,77
Maricá	7,17	31,07	38,35	44,93	48,16	103,75	45,95	94,13	48,48
Rio Bonito	16,39	43,70	49,88	29,64	28,24	75,64	64,67	63,03	38,25
São Pedro da Aldeia	16,36	26,52	24,52	46,28	74,77	129,14	48,14	96,25	93,06
Saquarema	16,63	25,01	17,78	47,22	205,06	324,49	91,27	113,60	86,22
Silva Jardim	25,62	86,73	59,46	78,12	28,15	167,19	124,69	150,45	50,34
Noroeste Fluminense	54,53	63,11	53,61	83,22	78,57	114,55	59,83	69,13	78,30
Aperibé	84,14	100,21	143,01	137,22	110,51	115,32	37,88	15,65	216,57
B. J. Itabapoana	29,76	36,58	27,77	39,59	19,30	85,90	23,51	59,41	14,80
Cambuci	31,67	44,00	30,91	59,30	162,45	78,39	80,91	124,52	56,52
Italva	41,59	35,56	34,92	84,88	47,12	88,87	93,44	8,69	58,06
Itaocara	18,94	49,02	17,87	40,06	20,06	44,56	31,07	188,08	31,55
Itaperuna	13,66	23,21	33,12	22,85	27,30	40,35	28,51	25,03	35,51
Lage do Muriaé	191,35	98,49	71,26	147,30	110,42	184,17	116,70	143,39	40,56
Miracema	18,60	41,01	12,58	30,24	41,60	96,78	36,41	51,79	20,65
Natividade	14,88	36,44	55,36	64,21	36,56	212,33	37,32	67,72	148,28
Porciúncula	62,25	83,11	38,45	78,82	106,12	76,00	20,52	33,30	61,31
S. Antônio de Padua	5,25	14,89	10,13	33,22	30,86	39,77	60,63	91,59	71,72
S. José de Ubá	176,99	229,07	163,24	213,76	212,25	368,54	135,52	41,99	194,41
Varre-Sai	19,86	28,78	58,25	130,37	96,83	58,12	75,31	47,54	67,91

* Os valores referentes à Região Norte Fluminense, Região das Baixadas Litorâneas e Região Noroeste Fluminense são o resultado da média dos resultados registrados pelos municípios componentes das respectivas regiões.

Fonte: TCE-RJ (2003a, 2006b) e CIDE (2006a).

ANEXO VIII – Indicador do Grau de Investimento dos Municípios e Regiões de Governo do Estado do Rio de Janeiro (1997-2005)

Municípios e Regiões de Governo	Indicador do Grau de Investimento (%) *								
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Armação Búzios	17,00	17,00	12,00	17,39	13,55	13,28	17,98	27,42	7,12
Cabo Frio	7,00	6,00	10,00	11,41	18,61	26,19	27,69	23,99	13,50
Campos dos Goytacazes	11,00	9,00	20,00	33,14	24,61	22,29	17,96	14,79	9,97
Carapebus	14,00	28,00	18,00	27,93	23,19	18,55	24,00	10,82	6,66
Casimiro de Abreu	10,00	11,00	11,00	17,12	10,03	13,95	8,72	5,70	6,58
Macaé	10,00	9,00	11,00	17,96	13,90	11,11	28,74	37,15	16,89
Quissamã	16,00	15,00	22,00	28,98	25,55	28,86	26,54	20,70	8,56
Rio das Ostras	14,00	8,00	21,00	23,40	27,69	39,51	40,78	62,15	42,40
São João da Barra	12,00	17,00	10,00	30,79	20,19	12,84	17,89	12,10	6,51
Norte Fluminense	12,50	16,00	11,25	13,34	9,63	17,35	9,23	7,90	5,09
Cardoso Moreira	13,00	16,00	18,00	18,66	11,29	17,80	10,87	5,24	3,02
Conceição de Macabu	12,00	8,00	7,00	13,18	11,10	18,96	9,49	17,76	4,25
São Fidélis	7,00	5,00	3,00	3,63	8,40	0,00	3,26	4,84	5,65
S.F. Itabapoana	18,00	35,00	17,00	17,90	7,74	32,62	13,31	3,77	7,44
Baixadas Litorâneas	6,22	9,89	8,33	12,30	10,88	17,55	9,23	9,64	7,91
Araruama	2,00	5,00	7,00	6,97	2,61	6,65	9,34	5,79	10,59
Arraial do Cabo	10,00	2,00	6,00	2,49	8,12	12,13	13,10	12,04	11,83
Cachoeiras de Macacu	8,00	19,00	12,00	6,26	8,60	14,50	10,72	3,16	10,45
Iguaba Grande	8,00	11,00	5,00	45,76	17,54	24,04	5,10	5,74	3,11
Maricá	3,00	10,00	12,00	11,46	11,54	17,91	7,60	14,15	6,93
Rio Bonito	6,00	12,00	12,00	6,46	5,10	10,16	6,91	6,35	3,37
São Pedro da Aldeia	7,00	8,00	7,00	11,88	15,89	22,39	7,68	13,98	12,00
Saquarema	6,00	6,00	4,00	9,30	25,52	34,57	11,72	13,63	9,72
Silva Jardim	6,00	16,00	10,00	10,10	3,02	15,63	10,87	11,90	3,16
Noroeste Fluminense	8,31	10,31	11,62	10,38	7,87	11,05	5,99	7,09	6,10
Aperibé	17,00	13,00	14,00	13,46	10,06	8,77	2,98	1,19	12,42
B. J. Itabapoana	7,00	9,00	11,00	8,01	3,21	12,39	3,92	8,33	1,67
Cambuci	5,00	7,00	8,00	7,29	16,45	7,22	7,47	10,39	4,36
Italva	5,00	9,00	7,00	11,75	5,09	8,49	9,08	0,78	4,80
Itaocara	4,00	6,00	13,00	7,12	3,24	6,84	4,34	21,62	3,58
Itaperuna	10,00	6,00	7,00	5,90	6,22	8,63	5,77	4,61	5,73
Lage do Muriaé	9,00	28,00	13,00	14,37	0,36	13,01	8,75	9,65	2,59
Miracema	4,00	6,00	13,00	6,88	8,26	14,78	5,69	7,46	2,63
Natividade	9,00	3,00	7,00	8,87	4,36	19,83	3,62	6,13	12,13
Porciúncula	8,00	14,00	18,00	11,80	14,52	8,48	2,33	3,39	5,54
S. Antônio de Padua	3,00	2,00	5,00	7,36	6,00	6,86	10,04	13,06	9,48
S. José de Ubá	19,00	28,00	31,00	19,65	16,20	24,36	8,63	2,48	10,32
Varre-Sai	8,00	3,00	4,00	12,46	8,29	4,04	5,30	3,11	4,03

*Indicador do Grau de Investimento = Investimentos / Receita Total

** Os valores referentes à Região Norte Fluminense, Região das Baixadas Litorâneas e Região Noroeste Fluminense são o resultado da média dos resultados registrados pelos municípios componentes das respectivas regiões.

Fonte: TCE-RJ (2003a, 2006b) e CIDE (2006a).

ANEXO IX – Investimentos dos Municípios e Regiões de Governo e Relação Investimentos / Royalties (2005)

Municípios e Regiões de Governo	Royalties* (mil R\$)	Investimentos (mil R\$)	Investimentos/Royalties *
Armação Búzios	46.019	6.361	0,138
Cabo Frio	148.492	39.616	0,267
Campos dos Goytacazes	670.847	93.660	0,140
Carapebus	28.878	3.171	0,110
Casimiro de Abreu	53.852	5.990	0,111
Macaé	351.264	105.821	0,301
Quissamã	77.019	10.493	0,136
Rio das Ostras	259.898	152.433	0,587
São João da Barra	46.003	4.652	0,101
Região Norte Fluminense (média)	4.674	1.518	0,325
Cardoso Moreira	3.771	578	0,153
Conceição de Macabu	4.195	910	0,217
São Fidélis	5.140	1.784	0,347
S.F. Itabapoana	5.591	2.800	0,501
Região das Baixadas Litorâneas (média)	7.096	4.337	0,611
Araruama	6.144	9.323	1,517
Arraial do Cabo	4.781	3.593	0,752
Cachoeiras de Macacu	14.104	5.129	0,364
Iguaba Grande	3.851	750	0,195
Maricá	5.859	4.637	0,791
Rio Bonito	5.384	2.009	0,373
São Pedro da Aldeia	5.500	7.111	1,293
Squarema	5.312	5.310	1,000
Silva Jardim	12.927	1.169	0,090
Região Noroeste Fluminense (média)	4.157	1.320	0,317
Aperibé	3.342	1.968	0,589
B. J. Itabapoana	4.929	533	0,108
Cambuci	3.919	816	0,208
Italva	3.680	728	0,198
Itaocara	4.358	727	0,167
Itaperuna	6.431	3.274	0,509
Lage do Muriaé	3.359	322	0,096
Miracema	4.480	585	0,130
Natividade	3.865	2.288	0,592
Porciúncula	3.853	1.031	0,268
S. Antônio de Padua	5.113	3.018	0,590
S. José de Ubá	3.363	1.300	0,387
Varre-Sai	3.348	564	0,169

* Royalties = royalties + participações especiais

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2007) e TCE-RJ (2006a).