

ESTUDOS SOBRE O PRÉ-SAL

- ✓ **EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DE ORGANIZAÇÃO DO SETOR DE PETRÓLEO**
- ✓ **TAXAÇÃO NO BRASIL E NO MUNDO**
- ✓ **PERSPECTIVAS DE RECEITAS PÚBLICAS DA EXPLORAÇÃO DO PRÉ-SAL E O FINANCIAMENTO DA INFRA-ESTRUTURA**



DEZEMBRO/2008

ESTUDOS SOBRE O PRÉ-SAL¹

Introdução.....	1
Experiências Internacionais na Gestão de Recursos Provenientes da Exploração do Petróleo.....	3
Introdução.....	3
Mecanismos de Apropriação da Renda do Petróleo pelos Governos.....	11
Experiências Internacionais.....	18
<i>Países ricos em petróleo do Oriente Médio e do Norte da África (MENA)</i>	18
<i>Noruega</i>	26
<i>A América do Norte: os casos do Alaska (EUA) e de Alberta (Canadá)</i>	33
<i>Rússia</i>	38
Conclusão	46
Referências Bibliográficas	50
Anexo I: Indicadores Macroeconômicos dos Países do Oriente Médio e Norte da África (MENA)	56
Anexo II: Divisão das receitas de <i>royalty</i> de acordo com a parcela referente ao imposto em relação à base de incidência.	58
Anexo III: Receita de <i>royalties</i> – 1998 a 2007 (em R\$ milhões).....	59
Anexo IV: Divisão das Receitas Obtidas por Meio das Participações Especiais – 2000 a 2007 (em R\$)	60
O Novo Marco da Indústria do Petróleo e a Estrutura de Arrecadação de <i>Royalties</i>	61
Introdução.....	61
Preços Elevados e o Novo Contexto da Indústria Mundial do Petróleo	62
Rendas Extraordinárias, Justiça Inter-Geracional e Desenvolvimento Econômico	75
<i>A Experiência Internacional: Países Selecionados</i>	76
<i>Nigéria</i>	76
<i>Canadá</i>	77
<i>Qatar</i>	78
<i>Venezuela</i>	79
<i>Indonésia</i>	80
<i>Noruega</i>	80
Principais Lições da Experiência Internacional	84

¹ Trabalho coordenado por Julio Gomes de Almeida.

Contexto da Indústria Brasileira do Petróleo: Marco do Pré-sal e Modelos de Aplicação de <i>Royalties</i>	87
<i>A Necessidade de Reestruturação das Participações Governamentais</i>	89
<i>Estimativas de Arrecadação de Royalties e Participações Especiais e Cenários Alternativos de Repartição</i>	90
Considerações Finais	98
Referências Bibliográficas	99
Anexo I.....	101
Anexo II.....	103
A Tributação Sobre o Pré-Sal e a Constituição de um Fundo de Modernização da Infra-Estrutura	104
Introdução.....	104
O Regime Tributário da Exploração e Produção de Petróleo e Gás, e o Histórico de Distribuição da Arrecadação (1998-2007)	106
<i>Quadro de Referência no Brasil: O Regime Tributário da Exploração e Produção de Petróleo e Gás</i>	107
<i>A Distribuição dos Pagamentos de Royalties e Participação Especial Entre os Entes Federados e a União</i>	109
Um Modelo de Projeção de Arrecadação do Pré-sal.....	111
<i>Metodologia de Cálculo dos Royalties e PE</i>	112
<i>Simulação da arrecadação permissível sobre os campos do pré-sal</i>	113
Modelos Internacionais de Estruturação e Alocação de Receitas Oriundas de Recursos Não Renováveis	115
<i>Alaska</i>	116
<i>Noruega</i>	117
<i>Alberta, Canadá</i>	118
<i>Kuwait</i>	120
<i>Omã</i>	121
<i>Rússia</i>	121
<i>Cazaquistão</i>	123
<i>Azerbaijão</i>	124
<i>Venezuela</i>	125
A Constituição de um Fundo Voltado para a Modernização da Infra-estrutura	128
<i>O Histórico Recente do Investimento em Infra-estrutura no Brasil</i>	128
<i>A Experiência Internacional</i>	129
<i>A Importância da Constituição de um Fundo Voltado para o Financiamento de Infra-estrutura</i>	133
<i>O Fundo de Modernização da Infra-Estrutura: Características Gerais, Dinâmica do Patrimônio e Alocação de Recursos</i>	142
Anexo I: Blocos do Pré-sal licitados e em exploração.....	146
Anexo II: A Experiência Brasileira em Fundos Oriundos de Recursos Não Renováveis	147
Anexo III: Investimentos em infra-estrutura no Brasil, 2001-07	150
Anexo IV: Memória de Cálculo da Necessidade de Investimento Adicional nos Setores de Saneamento, Transporte Urbano, Ferrovias e Hidrovias	156

APRESENTAÇÃO

As recentes descobertas de reservas de petróleo sob o manto de sal na chamada camada pré-sal configuram um momento novo na história do país, o qual sempre esteve acuado pela carência de recursos para promover seu desenvolvimento econômico e por crises sucessivas de financiamento externo. Esta é uma nova oportunidade. Pensar as melhores formas de transformar essa riqueza proveniente da natureza em desenvolvimento sustentado é um grande desafio.

As novas descobertas, se, de um lado, abrem um leque enorme de oportunidades dado o potencial de volume de recursos financeiros que podem gerar, de outro, irão requerer uma administração eficiente, a fim de que se torne possível transformar essa riqueza natural em benefício de gerações atuais e futuras. Diante desses desafios e oportunidades, visando fomentar o debate qualificado sobre o assunto, o Instituto de Estudos Para o Desenvolvimento Industrial (IEDI) e o Instituto Talento Brasil (ITB), em parceria, reuniram no início deste ano especialistas para realizar uma série de estudos com foco nos problemas, nas soluções e nas experiências de diversos países, bem como para estudar propostas visando eleger o melhor modelo de exploração da nova riqueza e adotar as melhores modalidades de taxaço e utilização da riqueza em benefício do desenvolvimento e do bem-estar da atual e de futuras gerações.

A partir desses estudos e de outros que virão futuramente, cujo objetivo geral é subsidiar o debate sobre a riqueza do pré-sal, o IEDI e o ITB fundamentarão um conjunto de recomendações e propostas de políticas públicas sobre tão importante tema.

Josué Gomes da Silva
Presidente do IEDI

Antonio Machado de Barros
Presidente do ITB

Introdução

Os estudos a seguir reunidos tratam das experiências dos países produtores de petróleo quanto ao modelo de exploração, as formas de cobrança e volumes arrecadados da renda do petróleo e ainda os diversos tipos de usos e destinação dos recursos. Também abordam a evolução da arrecadação dos royalties e das participações especiais no caso brasileiro e simulam valores que a exploração dos novos campos do pré-sal pode gerar. Discutem ainda a legislação atual que regula a distribuição entre União, estados e municípios dos royalties e das participações especiais e dão sugestões de mudança tendo em vista a magnitude da riqueza prevista com o pré-sal. Um dos trabalhos agrega ainda uma proposta de criação de um fundo específico para investimentos em infra-estrutura com recursos do pré-sal. O objetivo desse fundo seria desenvolver em um espaço de dez anos a infra-estrutura do país de forma a deixá-la em linha com o padrão internacional. Novas propostas de constituição de fundos específicos serão objeto de estudo de novos trabalhos sobre o pré-sal.

O primeiro estudo trata das “Experiências Internacionais na Gestão de Recursos Provenientes da Exploração do Petróleo”. Aponta que a descoberta de grandes reservas de recursos naturais, se, de um lado constitui-se como uma grande oportunidade para o desenvolvimento dos países, de outro, pode criar diversos problemas. Destaca que a maioria dos países ricos em recursos naturais não apresenta um bom desempenho no que se refere ao crescimento econômico e muito menos no sentido do desenvolvimento. A principal razão é o chamado “mal dos recursos naturais” ou “doença holandesa”, que pode criar enormes desequilíbrios das taxas de câmbio e pressões inflacionárias e, no limite, podem levar à desindustrialização do país.

Assim, a partir da análise de diversas experiências de países exportadores de petróleo em lidar com esses problemas, o estudo detalha os vários tipos de modelos de exploração e de regras de arrecadação das rendas do petróleo e discute as soluções encontradas para viabilizar a utilização dos recursos, de modo a superar os riscos de desestabilização e garantir seu uso por futuras gerações. Analisa os diferentes tipos de fundos criados com fins específicos que recebem os recursos para alocá-los de maneira eficiente, promovendo, dentre outras coisas, a preservação da riqueza, o desenvolvimento e a estabilização.

O segundo estudo, “O Novo Marco da Indústria de Petróleo e a Estrutura de Arrecadação de Royalties”, tem por objetivos adaptar o marco regulatório para a indústria do petróleo no novo contexto nacional, diante das novas descobertas. O objetivo é estudar as possibilidades de se alterar o sistema atual de arrecadação no Brasil de modo a permitir o melhor uso das rendas do petróleo.

Em sua primeira seção, o estudo faz uma avaliação do mercado mundial de petróleo para entender a lógica dos fortes crescimentos dos preços e inferir as tendências. Demonstra que as reservas mundiais têm crescido a taxas superiores à produção, não havendo motivos para preços muito elevados do petróleo no longo prazo. Com base nessas inferências, analisa as experiências dos principais países produtores de petróleo no que se refere às formas de apropriação da renda oriunda de royalties bem como sua utilização na estruturação de fundos soberanos de estabilização ou desenvolvimento.

Dedica sua última seção ao caso brasileiro, analisando o sistema atual de arrecadação. Assim, propõe modificação nesse regime para tornar mais eficiente tanto a arrecadação como a aplicação dos recursos. Destaca que a lei do Petróleo, como hoje constituída, não apresenta definição de política estratégica quanto ao destino dos valores arrecadados. Em sua parte

final, propõe fórmulas e modificações nos percentuais para melhorar esse quadro de modo a alterar tanto a receita como a aplicação dos recursos, hoje extremamente concentrado em determinados estados e municípios.

O terceiro estudo, denominado “A Tributação Sobre o Pré-Sal e a Constituição de um Fundo de Modernização da Infra-Estrutura”, tem por objetivo avaliar de forma preliminar o volume de recursos que poderão ser arrecadados com a exploração das novas reservas sem modificar o sistema atual de cobrança de royalties e Participações Especiais. Sobre essas bases, estima o volume de arrecadação potencial das novas reservas em algo entre US\$ 956 bilhões e US\$1,8 trilhão, tomando por base o acumulado previsto em 75 anos de exploração.

Para tal cálculo, o estudo parte da apresentação das regras que definem o regime tributário atual no que se refere à lei de exploração de petróleo no Brasil. Descreve como são cobrados os royalties, as Participações Especiais e os outros tipos de impostos, como Bônus de Assinatura, Pagamento pela Ocupação de Área e de proprietários de terras destinadas à exploração. Também mostra como ocorre a atual distribuição dos valores arrecadados aos diversos beneficiários tais como Estados, Municípios Ministérios, entre outros.

O estudo também sumariza as experiências dos mais importantes países produtores de petróleo em termos de exploração, arrecadação e uso dos recursos. Como nos estudos anteriores, esses exemplos têm por objetivo servir de base para o debate qualificado sobre as modificações possíveis no sistema brasileiro para que permitam a melhor elaboração possível de um marco regulatório para o pré-sal. A exemplo dos estudos anteriores, também destaca, nos diversos países estudados, a ampla utilização de fundos soberanos com objetivo de estabilização macroeconômica ou preservação da riqueza para gerações futuras, bem como a destinação dos recursos a fundos de desenvolvimento.

Trás também uma proposta para uso das rendas oriundas da exploração do petróleo para a constituição de um fundo voltado para a modernização da infra-estrutura, como apontado nos estudos anteriores, um destino usual em países com amplos problemas estruturais como o Brasil. A constituição do fundo é destacada na proposta como uma solução para o baixo investimento no setor. Aponta, a partir de uma avaliação histórica dos investimentos em infra-estrutura no Brasil, que, nos últimos anos, os gastos nesse segmento alcançaram apenas 2% do PIB, um valor extremamente baixo frente aos padrões internacionais. O principal problema levantado é a falta de recursos do Estado para fazer frente às necessidades aliada à baixa participação privada. Tomando exemplos internacionais, o estudo destaca que seriam necessários investimentos da ordem de 3% do PIB apenas para manter a infra-estrutura existente. Mas, se o objetivo é alcançar, por exemplo, os níveis dos países asiáticos, os investimentos teriam que alcançar 4-6% do PIB, fundado principalmente em investimento público.

Neste sentido, o estudo aponta formas para se ampliar o investimento em infra-estrutura de modo a atingir os padrões de outros países emergentes. As propostas envolvem tanto investimentos públicos como a necessidade de participação privada. Para tanto, destaca a necessidade de estruturar fontes de financiamento. Nesse sentido, a constituição de um fundo com recursos oriundos das rendas da exploração do petróleo seria capaz de compatibilizar prazo, risco e retorno, questões fundamentais para o setor, mesmo que não cobrisse todas as necessidades frente à proposta. O estudo destaca ainda as necessidades e os problemas para cada um dos segmentos que envolvem a infra-estrutura, a fim de definir quais as características fundamentais para a constituição de um fundo para resolver os respectivos gargalos.

Experiências Internacionais na Gestão de Recursos Provenientes da Exploração do Petróleo²

Introdução

Evidências empíricas vêm mostrando que a exploração de recursos naturais não é capaz de promover uma trajetória de crescimento sustentável nem de garantir desenvolvimento econômico na maioria dos países em que tais recursos são abundantes. Esse fenômeno, ao contrariar o censo comum, desperta o interesse dos economistas que o denominam de “doença holandesa”, referindo-se à descoberta de importante jazida de gás natural na Holanda na década de 1960; ou ainda, mais recentemente, de “maldição dos recursos naturais”³.

Sachs & Warner (1995) encontraram, para uma amostra de 97 países em desenvolvimento, uma correlação negativa entre a taxa de crescimento econômico per capita entre 1971 e 1989 e a razão das exportações de produtos primários sobre PIB em 1970. A mesma conclusão foi obtida por Sachs & Warner (1997) controlando o efeito do crescimento econômico precedente (década de 1960) e por Gallup *et alli* (1999) incluindo variáveis geográficas e climáticas. Auty (1990 e 1993), Gelb (1988) e Gylfason *et alli* (1999), entre outros, também desenvolveram modelos que compartilharam de resultados semelhantes.

As razões apresentadas pela literatura para esse comportamento, entretanto, são de natureza variada, sem que nenhum teste de causalidade tenha se mostrado consistente o suficiente para indicar uma resposta única. A inclusão de aspectos institucionais dá ênfase à má gestão macroeconômica e à corrupção, ampliando o escopo da discussão, anteriormente centrada em questões como apreciação da taxa de câmbio, nível dos salários e desindustrialização (Gelb, 2002). Como lembra Pereira (2007) essa diversificação de análises não necessariamente deve ser vista como um progresso, dado que se aproxima de teses deterministas sobre o desenvolvimento dos países em função do clima, ensejando o oportunismo das gerações presentes em detrimento das gerações futuras, ou de posturas pouco fundamentadas a respeito da corrupção.

As riquezas naturais a que essa literatura faz referência incluem jazidas de diferentes minérios, com destaque, por exemplo, para o cobre no Chile e diamantes nos países africanos, como em Botsuana, mas também grandes extensões de território ou recursos hídricos em abundância. Entretanto, os casos mais enfatizados dizem respeito aos países ricos em petróleo e gás natural, como aqueles do Oriente Médio, norte da África, Rússia e Noruega entre outros.

² Trabalho preparado por Rafael Fagundes Cagnin e Marcos Antonio Macedo Cintra. Os autores agradecem os comentários e sugestões de Júlio Sérgio Gomes de Almeida. Agradecem também o auxílio de Vitor Andrioli, mestrando em economia na Universidade Federal do Paraná na compilação e elaboração dos dados.

³ O conceito de “doença holandesa” costuma estar associado aos fenômenos de apreciação da taxa de câmbio real e de redução da participação do setor manufatureiro no Produto Interno Bruto (PIB), especialmente no que diz respeito aos setores de bens comercializáveis, ou seja, da desindustrialização. Aspectos como corrupção, *rent seeking*, educação e capacidade de inovação são abordados sob o conceito de “maldição dos recursos naturais”. Entretanto, como enfatiza Gylfason (2001), este último conceito pode ser visto apenas como uma forma ampliada, incorporando sintomas adicionais à doença holandesa.

Em 2006, o Oriente Médio representava 57,5% das reservas mundiais comprovadas e 30% da produção total, com destaque para a Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait e Emirados Árabes (ver Quadro 1). A alta recente do preço do petróleo recolocou em pauta a discussão a respeito do uso dos recursos provenientes dessas atividades pelos grandes produtores mundiais (ver Gráfico 1).

Quadro 1: Maiores Exportadores Líquidos de Petróleo – 2006 (em mil barris/dia)

Rank	País	Exportação	Produção	% Prod Mundial	Exp/Prod
1	Arábia Saudita	8.525	10.665	12,6%	79,9%
2	Rússia	6.866	9.677	11,4%	71,0%
3	Emirados Árabes	2.564	2.945	3,5%	87,1%
4	Noruega	2.551	2.786	3,3%	91,6%
5	Irã	2.462	4.148	4,9%	59,4%
6	Kuwait	2.340	2.675	3,2%	87,5%
7	Venezuela	2.183	2.803	3,3%	77,9%
8	Nigéria	2.131	2.443	2,9%	87,2%
9	Argélia	1.842	2.122	2,5%	86,8%
10	México	1.710	3.707	4,4%	46,1%
11	Líbia	1.530	1.809	2,1%	84,6%
12	Iraque	1.438	2.008	2,4%	71,6%
13	Angola	1.379	1.435	1,7%	96,1%
14	Kazajistão	1.145	1.388	1,6%	82,5%
15	Catar	1.032	1.141	1,3%	90,4%

Fonte: US Energy Information Administration (EIA) (<http://www.eia.doe.gov>).

Notas: (1) Valor obtido a partir da subtração do consumo interno da produção total.

(2) Produção mundial total em 2006: 84,6 milhões de barris/dia.

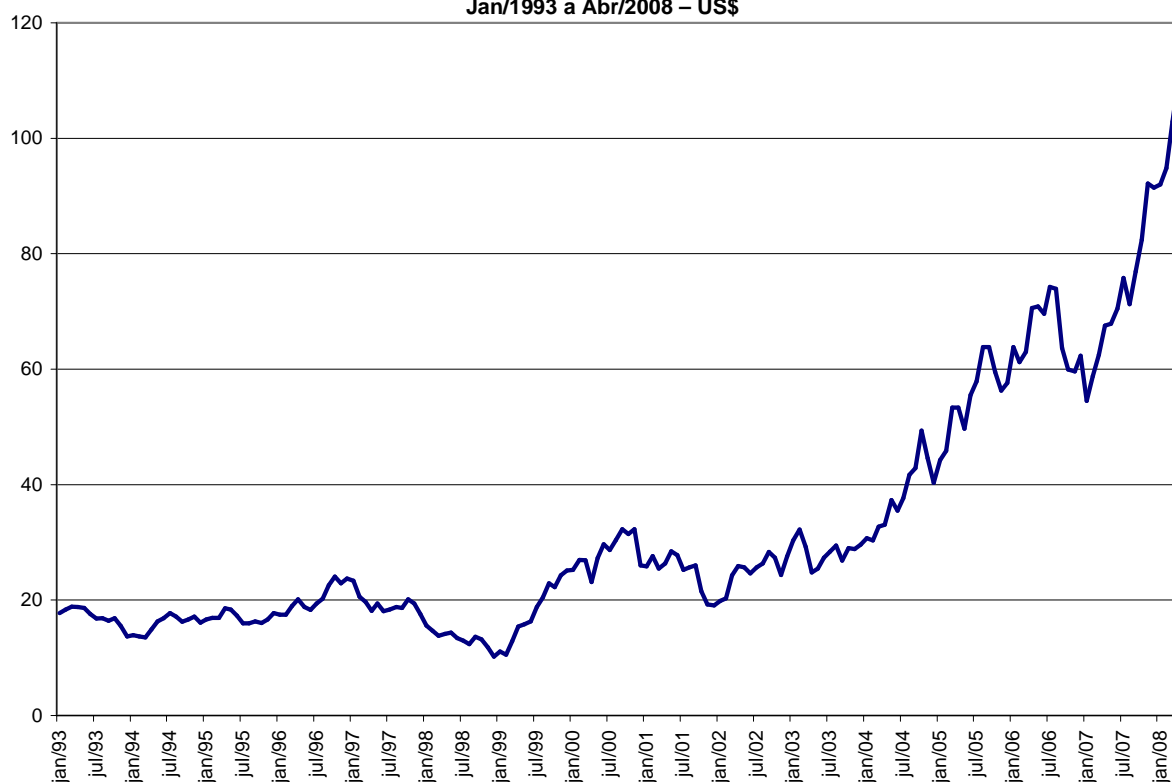
Gylfason (2001) identifica quatro canais por meio dos quais a abundância de recursos naturais pode prejudicar o crescimento econômico:

(1) Doença Holandesa

Esse modelo consiste no encadeamento de efeitos negativos sobre a economia a partir de um choque de riqueza associada à exploração de um recurso natural encontrado em abundância. A taxa de retorno dessa atividade provocaria a transferência de fatores produtivos (tanto de capital como de trabalho) de outros setores da economia, cujo movimento seria acompanhado de elevação de sua remuneração⁴. A tendência de elevação do nível geral de salários comprometeria a rentabilidade e a competitividade das outras atividades não relacionadas ao setor de exploração do recurso natural, em especial os setores de bens comercializáveis cuja capacidade de repasse da elevação de custos é restrita, uma vez que os preços de seus produtos são definidos no mercado internacional.

⁴ Seguindo as contribuições de Corden & Neary (1982) são identificados dois mecanismos por meio dos quais a doença holandesa se apresenta: *movement effect*, referindo-se à transferência de capital e trabalho em direção ao setor de exploração do recurso natural e *spending effect* que enfatiza a aceleração inflacionária e a apreciação real do câmbio. Um terceiro mecanismo foi desenvolvido posteriormente, *spillover-loss effect* referindo à perda de externalidades positivas associadas aos demais setores de bens comercializáveis da economia (ver Torvik 2001, por exemplo).

Gráfico 1: Preço do Barril de Petróleo Brent
Jan/1993 a Abr/2008 – US\$



Fonte: WTRG Economics.

O encolhimento desses setores, por sua vez, principalmente ao afetar a indústria, apresentaria efeitos secundários importantes, como a perda de *know-how* e da capacidade de inovação tecnológica.

Um efeito paralelo pelo lado da demanda também seria observável. A exploração do recurso natural, por meio da internalização das receitas de exportação, se traduziria na ampliação do poder de compra corrente do país. A primeira consequência, tratando-se de uma economia com regime de câmbio flexível, seria a apreciação nominal da taxa de câmbio; a que se seguiria uma segunda, a elevação do nível geral de preços domésticos, liderada pelos bens não-comercializáveis. Por esses dois efeitos, uma apreciação real da taxa de câmbio seria verificada, prejudicando a competitividade das exportações dos demais setores.

É nesse contexto que se fala de desindustrialização. A participação da indústria na economia seria reduzida, premida pela elevação de custos e redução de sua rentabilidade, desincentivando novos investimentos e reforçando a transferência de capital para as atividades de exploração do recurso natural (Larsen, 2004; Sachs & Warner, 2001).

Uma outra forma de ver o problema é enfatizando os efeitos sobre a taxa de câmbio. Gylfason (2001) chama atenção para o fato de a sobreapreciação cambial ser o primeiro sintoma da doença holandesa. O maior poder de compra da moeda nacional se traduz em perda de

mercado para as exportações industriais⁵ e maior concorrência no mercado doméstico pela importação de similares estrangeiros. Ademais, a ampliação relativa do peso dos recursos naturais torna as receitas de exportação mais voláteis, associadas ao ciclo de preço desses produtos, o que conseqüentemente contamina a trajetória da taxa de câmbio. A incerteza a respeito da taxa de câmbio prejudicaria os setores exportadores e os investidores estrangeiros ao elevar o risco de suas operações.

Ao se considerar uma economia aberta, não apenas em termos comerciais, mas inclusive financeiros, os efeitos sobre a taxa de câmbio são ainda mais expressivos. O crescimento do saldo comercial⁶ fortalece a solvência externa do país, sintetizada no indicador risco-país, derrubando o custo de endividamento externo e elevando a atratividade para investimentos de portfólio em ativos domésticos. Os fluxos financeiros, dessa forma, intensificariam o processo de apreciação cambial, aprofundando os efeitos deletérios sobre os demais setores de bens comercializáveis.

(2) *Rent Seeking*

O conceito de *rent seeking* é geralmente utilizado para descrever a tentativa de grupos privados em obter vantagens por meio de influência sobre a esfera governamental, objetivando especialmente ampliar as barreiras à entrada em seu setor. Esse tipo de comportamento promoveria alocação ineficiente de recursos e a redução do bem-estar da sociedade (Buchanan, 1980). Esse é um argumento corrente no caso dos países africanos e do Oriente Médio e pode se expressar de diferentes maneiras. A elite, ao se apropriar da renda proveniente da exploração da riqueza natural do país, cria mecanismos para reforçar seu poder político, promover luta armada contra grupos nacionais rivais ou países vizinhos. Dessa forma, recursos que poderiam ser utilizados na criação de infra-estrutura e diversificação produtiva são desviados para fins não-produtivos.

Sachs & Warner (1999) chamam atenção ainda para o fato de que a abundância de recursos pode criar a falsa sensação de segurança e riqueza de forma a desestimular os governos nacionais a implementar reformas e políticas voltadas para a obtenção de maior nível de crescimento e desenvolvimento econômico.

(3) Educação

Gylfason *et alli* (1999) afirmam que o baixo investimento em educação (formação de “capital humano”) constitui em causa adicional para o baixo dinamismo das economias abundantes em recursos naturais. À medida que essas economias apresentam elevado patamar de rendas não-salário, como dividendos e baixa carga tributária, são criados desincentivos a investimentos em educação e pesquisa, tanto por parte dos governos como por parte da iniciativa privada. O papel da educação na trajetória de crescimento tende, assim, a ser subestimado.

⁵ As exportações dos setores vinculados à exploração da riqueza natural seriam menos atingidas por suportar uma taxa de câmbio mais apreciada. A abundância desse recurso permite que seus custos e preços sejam inferiores àquele praticado no mercado internacional, definido pelos produtores de maior custo marginal (Bresser-Pereira, 2008).

⁶ Os desdobramentos descritos anteriormente sobre os setores industriais de *tradables* não são instantâneos. É provável que num primeiro momento ocorra elevação das exportações da *commodity* sem prejuízo para o desempenho exportador dos demais setores. Além disso, nada impede que o ajustamento sobre as exportações industrializadas seja apenas relativo, de maneira a sustentar um crescimento absoluto do total de exportação.

(4) Investimento

É de se esperar que a presença dos três fatores anteriores contribua negativamente para o nível de investimento agregado. A ocorrência da doença holandesa devido ao efeito *crowding out* sobre a indústria não relacionada ao recurso abundante deprime as expectativas de rentabilidade nesses setores, traduzindo-se na redução de seus investimentos ou até mesmo em desinvestimento. Por outro lado, o baixo nível de qualificação da mão-de-obra e a queda da rentabilidade das operações bloqueiam o desenvolvimento de novos processos que ampliariam a produtividade desses setores, permitindo seu ajustamento numa conjuntura de taxa de câmbio apreciada ou de maior nível salarial (Gylfason *et alli*, 1999; Gylfason, 2001)⁷.

As condições necessárias para se evitar, ou pelo menos atenuar, esses efeitos negativos sobre o dinamismo econômico da existência de abundante fonte de recursos naturais dizem respeito à gestão das rendas provenientes de sua exploração. Trata-se na verdade de uma questão política, da correlação de forças entre os diferentes segmentos sociais do país em questão. Ainda assim, a literatura econômica tem apontado algumas estratégias que podem ser úteis no processo de decisão.

A primeira questão a ser considerada é a velocidade da exploração do recurso natural. Em caso de incapacidade de gestão das receitas provenientes dessa atividade, uma das opções a ser considerada é manter a riqueza sob a forma em que se encontra. Tratando-se de um recurso esgotável essa estratégia, inclusive, poderia significar a valorização em termos monetários dessa riqueza no futuro. Ainda que a não exploração possa parecer improvável, dados os interesses privados e políticos associados à apropriação e ao dispêndio desses recursos, um ritmo menos acelerado relativizaria as distorções macroeconômicas provenientes da doença holandesa.

Uma segunda estratégia seria a implementação de uma política de investimento que objetivasse a redução do grau de dependência da economia em função das atividades relacionadas ao recurso natural. Auty (1994) argumenta que a falta de diversificação produtiva é uma das razões para o baixo desempenho de economias ricas em recursos minerais. A adoção de uma política pública de investimento, ainda que possa apresentar deficiências e equívocos sobre quais os setores a serem incentivados, pode desempenhar um papel importante. A literatura frequentemente destaca os casos da Indonésia, Botsuana, Malásia e Chile, que adotaram uma postura de abertura comercial em simultâneo a uma deliberada política de desvalorização cambial para garantir a competitividade das exportações outras que não petróleo, gás e minerais (Hope, 1998; Love, 1994; Tsie, 1996; Rasiah & Shari, 2001 e Stevens, 2003).

O movimento procíclico da conta de capital do balanço de pagamento também deve ser evitado. Como enfatiza Stiglitz (2008), a queda das taxas de juros e o aumento da oferta de crédito pelos bancos internacionais estimulam o endividamento externo tanto do governo como dos agentes privados dos países que tiveram sua solvência externa fortalecida. Influxos de capitais de curto prazo também costumam se ampliar nessa conjuntura. Esse movimento além de reforçar os efeitos da doença holandesa também eleva a fragilidade financeira do país. No período em que seu superávit de bens e serviços tiver se invertido e, conseqüentemente sua solvência se deteriorado, as linhas de crédito internacional poderão ser

⁷ Sachs & Warner (1997), entretanto, encontram pouca evidência de que a abundância de recursos naturais esteja associada ao nível de poupança ou investimento.

racionadas ou o custo de rolagem da dívida elevado expressivamente, em proporção ao risco associado ao país. É nessa etapa, em que o país mais precisaria de financiamento externo para manter seu nível de atividade econômica, que os capitais estrangeiros de portfólio também “batem em retirada”, proporcionando elevada volatilidade da taxa de câmbio.

Uma das propostas que tem ganhado ênfase nos últimos anos é a constituição de um fundo cambial a partir da receita das exportações da riqueza natural e de seus derivados. Bem da verdade os fundos assumem diferentes objetivos e reduzem os efeitos da doença holandesa, assim como o *rent seeking* e a corrupção.

Diante de fortes superávits comerciais, alguns países têm lançado mão da elevação da tributação das exportações, cujos recursos são canalizados para fundos cambiais. Os recursos desses fundos são acumulados em períodos de alta dos preços das exportações e utilizados para eliminar, ou pelo menos atenuar, os impactos de sua queda. Esses recursos estão expressos nas divisas obtidas com a atividade exportadora e nem sempre transitam pelo mercado de câmbio. Nos países em que a legislação impede o pagamento do tributo em divisas, a compra passa pelo mercado de câmbio, mas dispensa esterilização porque é paga com moeda nacional previamente arrecadada.

A diferença de objetivos e de forma de captação de recursos justifica a separação conceitual em três tipos de fundos⁸:

(1) fundos de estabilização com efeito sobre três variáveis, taxa de câmbio, orçamento fiscal e liquidez doméstica,

(2) *saving funds* possibilitando a transferência intergeracional da riqueza natural sob a forma monetária

(3) *sovereign wealth funds*, como estratégia de diversificação de portfólio das reservas internacionais, buscando, inclusive, maior taxa de rentabilidade.

Cerca de 2/3 dos recursos dos fundos cambiais estão sob controle de países exportadores de petróleo e gás natural, os primeiros a adotarem esse tipo de estratégia já na década de 1970. É

⁸ Salienta-se que o Fundo Monetário Internacional (FMI, 2007: p.46) procurou alargar um pouco essa taxionomia, a partir dos objetivos dos fundos, para incluir novos fundos para o desenvolvimento socioeconômico. Segundo o FMI (2007: p.46), os fundos poderiam ser: a) fundos de estabilização (*stabilization funds*) – constituídos por países ricos em recursos naturais para proteger o orçamento fiscal e a economia doméstica das oscilações dos preços dos produtos primários (sobretudo petróleo). Os fundos acumulam ativos durante os anos de receitas fiscais (elevados preços) abundantes para se preparar para os períodos de reversão; b) fundos de poupança (*saving funds for future generations*) – destinam-se a compartilhar a riqueza entre as gerações. Nos países ricos em recursos naturais, os fundos de poupança transferem ativos não-renováveis para um portfólio diversificado de ativos financeiros para suprir futuras gerações ou outros objetivos de longo prazo; c) companhias de investimentos de reservas (*reserve investment corporations*) – fundos constituídos como instituições separadas para reduzir o custo de carregamento negativo de manter reservas ou para seguir políticas de investimento com elevado retorno. Normalmente, os ativos nessas operações ainda são considerados como reservas; d) fundos para o desenvolvimento (*development funds*) – alocam recursos para financiamento de projetos socioeconômicos prioritários – em infra-estrutura ou em política de desenvolvimento industrial – a fim de ampliar o potencial de crescimento dos países; e) fundos de reserva para o sistema de aposentadoria (*contingent pension reserve funds*) – identificam-se recursos para o sistema de aposentadoria na contabilidade do setor público.

o caso, por exemplo do Future Generation Fund do Kuwait⁹, criado em 1953, ou do Abu Dhabi Investment Authority, criado pelos Emirados Árabes em 1976.

Em função do caráter não-renovável da fonte de riqueza constituída pelas jazidas minerais (petróleo, cobre ou gás natural), muitos países têm criado um tipo específico de fundo cambial, os *saving funds*. Uma elevada carga tributária sobre as atividades relacionadas a esses recursos e a posterior transferência para o fundo garantiria o direito de apropriação dessa riqueza, agora sob a forma de ativos financeiros, pelas gerações futuras.

Na maioria das vezes, o caráter intergeracional dos *saving funds* também acompanha os fundos de estabilização. Esses fundos de estabilização que também têm a conservação da riqueza natural sob forma de ativos financeiros como um de seus objetivos faz com que, em termos ideais, o montante de recursos a ser utilizado como política de estabilização deva ser restringido ao retorno real sobre o patrimônio do fundo ou, pelo menos, convergir para esse valor ao longo do tempo (Bergo, 2007; Eriksen, 2006 e Fasano, 2000).

Os “fundos de estabilização” também foram criados por países cujas economias são dependentes da evolução do mercado externo de alguns poucos produtos, sujeitos a choques, decorrentes, em grande medida, das oscilações de preço¹⁰. Esse é o caso das economias exportadoras de petróleo, como Emirados Árabes, Kuwait, Irã, Noruega, Rússia, Venezuela, entre outros países que, inclusive, têm sua dependência em relação a outras *commodities*, como o cobre no Chile (Mihaljek, 2005; Bergo, 2007 e Williams, 2007).

O caráter estabilizador desses fundos envolve diferentes aspectos que, juntos, buscam atenuar os efeitos cíclicos dos mercados das principais *commodities* sobre o restante da economia (doença holandesa). Assim, a operação desses fundos leva a uma maior estabilidade das receitas públicas, da taxa de câmbio e da liquidez doméstica.

De maneira geral, os fundos de estabilização recebem aportes periódicos de recursos provenientes dos impostos sobre as atividades relacionadas à *commodity* principal (petróleo, cobre, gás natural etc.). Dessa maneira, busca-se evitar a elevação excessiva dos gastos públicos financiados a partir das receitas adicionais obtidas com a fase expansionista do mercado internacional, o que levaria a déficits fiscais na fase contracionista do ciclo (Fasano, 2000).

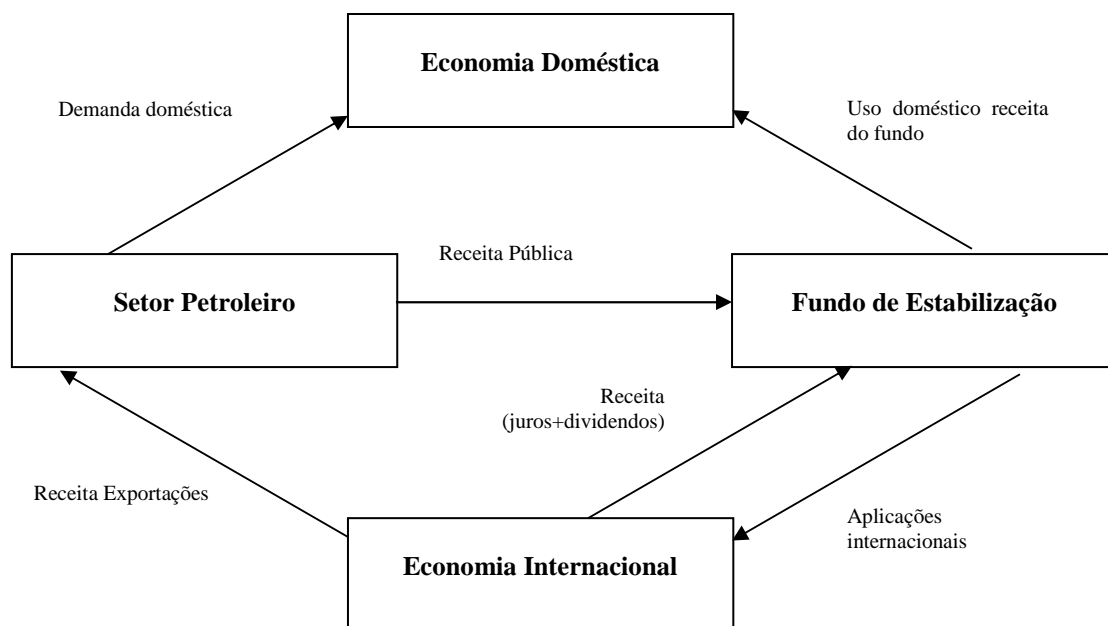
Os recursos administrados pelo fundo de estabilização costumam ser aplicados em ativos denominados em moeda estrangeira. Nos períodos favoráveis à exportação, a tendência de apreciação da moeda doméstica é arrefecida pela ampliação das transferências ao fundo que são direcionadas ao sistema financeiro internacional. Nos períodos de contração das

⁹ Em fevereiro de 1953, o Kuwait Investment Board foi estabelecido em Londres com o objetivo de investir o superávit das receitas provenientes do petróleo a fim de reduzir a dependência do país aos recursos naturais finitos. Substituído em 1965 pelo Kuwait Investment Office (KIO), uma subsidiária do Kuwait Investment Authority (KIA), a organização que administra atualmente uma parte considerável do Future Generation Fund, no qual o Estado do Kuwait aloca anualmente 10% das receitas petrolíferas. O KIO atua como um investidor global, com investimentos nas principais áreas geográficas e classes de ativos. Adota uma estratégia de longo prazo nos investimentos, de acordo com um *benchmark* (dentro de parâmetros específicos de riscos) (Kern, 2007: p.4 e Gieve, 2008: p.2).

¹⁰ Como enfatiza Stiglitz (2008), os países em desenvolvimento apresentam uma menor capacidade de suportar variações em suas receitas de exportação, pois, diferente do que ocorre em economias desenvolvidas, não apresentam mecanismos estabilizadores, como sistemas progressivos de tributação, amplos esquemas de seguro-desemprego e de programas sociais.

exportações, ao ser acompanhado por queda de receita do Estado (dado o peso do setor da *commodity*), ampliam-se as transferências de recursos do fundo para o orçamento, reduzindo o déficit público e contrabalanceando a queda de fluxo de divisas, o que tende a atenuar a desvalorização cambial e a queda do produto (ver Figura 1). Os efeitos sobre o câmbio vão depender do regime cambial adotado; países com regimes flexíveis ainda demonstram tendência à apreciação em momentos favoráveis, mas por meio de movimentos menos intensivos que o do preço de sua principal *commodity*.

Figura 1: Esquema Fundo de Estabilização



Fonte: Eriksen (2006). Adaptado.

Já os fundos de riqueza soberana ou *Sovereign Wealth Funds* (SWF) dizem respeito a estratégias mais arrojadas de administração das reservas cambiais. Esses fundos, que podem ou não fazer parte das reservas oficiais, possuem uma gestão própria, algumas vezes muito próxima da gestão de fundos de investimentos privados, buscando as alternativas de aplicação mais rentáveis disponíveis nas diferentes praças financeiras. A constituição desses fundos tem sido realizada por meio de transferências de parte das reservas oficiais existentes anteriormente. Ademais, com a valorização das *commodities*, os fundos de estabilização têm adotado gestão semelhante aos SWF, ampliando a variedade de ativos retidos em portfólio (USTD, 2007).

O uso dos recursos provenientes da exploração do recurso natural que se encontra em abundância mescla em alguma medida algumas dessas propostas, e está condicionado ao estágio de desenvolvimento de cada país. Os países que já haviam se industrializado antes da descoberta de grandes jazidas de petróleo ou gás natural, como é o caso da Holanda e da Noruega, obtiveram um grau maior de sucesso na gestão desse “choque de riqueza”. Os países emergentes ou em transição, por seu turno, apresentam maiores dificuldades. A falta de instituições consolidadas e transparência dos processos colaboram para agravar a situação. Algumas das propostas acima apresentadas fazem pouco sentido para países que buscam se desenvolver; por exemplo, a não exploração de suas riquezas naturais ou então a constituição

de fundos de estabilização (ou *saving funds*), recursos esses que poderiam ser empregados na construção de infra-estrutura, na industrialização ou em políticas sociais.

Apesar do ganho de importância desses fundos cambiais, eles não consistem na única forma institucional de gestão dos recursos provenientes da exploração de riquezas naturais. A transferência direta para o orçamento dos governos ou a criação de bancos (fundos) de desenvolvimento permitiu a implementação de projetos sociais ou de infra-estrutura. Esse trabalho busca identificar como os países ricos em petróleo e gás natural utilizaram a renda proveniente de sua exploração.

Mecanismos de Apropriação da Renda do Petróleo pelos Governos¹¹

É freqüente a existência de uma elevada carga fiscal sobre os setores de petróleo e de gás natural. Por se tratar de uma riqueza natural esgotável, a intervenção pública sobre o setor é justificada por tentar garantir que os frutos da exploração dessa riqueza possam ser transferidos às gerações futuras. Essa renda¹² apropriada pelo setor público diz respeito, em tese, à parcela que excede ao lucro normal das empresas petrolíferas. Os anos 1970 marcam o início de um processo de reafirmação da presença dos governos nesses setores. Como enfatizam Parra (2005) e Johnston (2008), esse período é importante não apenas pela elevação do preço do petróleo, mas principalmente pela retomada do controle das atividades relacionadas ao petróleo e também ao gás natural pelos governos nacionais dos maiores produtores. Esse movimento apresenta diferentes aspectos nacionais e internacionais, entre os quais podem ser citadas a nacionalização da produção, a elevação progressiva da carga fiscal dos países produtores e a atuação da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo)¹³.

O fortalecimento de empresas independentes das *majors*¹⁴, isto é, das grandes corporações britânicas e americanas que controlavam a exploração das jazidas no Oriente Médio, abriu a possibilidade para a ampliação da participação dos governos nacionais na partilha dos resultados do setor¹⁵. A regra de partilha *fifty-fifty*, típica dos contratos firmados nos anos

¹¹ Os autores agradecem os comentários de Michelle Hallack, economista pela Universidade Estadual de Campinas e doutoranda em economia na Université Paris Sud.

¹² As chamadas “rendas do petróleo” consistem nas receitas superiores ao custo de extração do mineral e são apropriadas tanto pelo setor privado como pelo setor público.

¹³ A insatisfação dos grandes exportadores de petróleo com a tendência de queda do preço dessa *commodity* – resultado de abundância da produção presente entre 1930 e 1960 – foi agravada pela decisão do governo americano de privilegiar a produção nacional por meio da imposição em 1959 de cotas de importação. A esse aspecto devem-se somadas as decisões unilaterais das grandes empresas internacionais (British Petroleum em 1959 e a Exxon em 1960) do setor de revisar os contratos firmados com os governos do Oriente Médio de maneira a proteger sua rentabilidade em detrimento das rendas apropriadas por esses governos da região. Como reação, Venezuela, Arábia Saudita, Irã, Iraque e Kuwait (80% das exportações mundiais na época). Apesar de sua criação, conflitos internos a respeito da política de preços a ser defendida pela organização dificultaram que ela funcionasse como um cartel de fato, o que só veio a ocorrer no final dos anos 1970. Atualmente, além dos cinco países fundadores, a organização reúne outros oito países: Catar (1961), Indonésia (1962), Líbia (1962), Emirados Árabes (1967), Argélia (1969), Nigéria (1971), Equador (1973), Angola (2007) (Torres, 2004).

¹⁴ *Majors international oil companies* são as empresas anglo-americanas que dominaram a exploração, refino e distribuição até meados do século XX: Standard Oil of New Jersey (Exxon), Socony-Vacuum (Mobil), Standard Oil of Califórnia, Texaco e Gulf, a anglo-holandesa Royal Dutch Shell e a britânica British Petroleum. Também ficaram conhecidas como as “Sete Irmãs”.

¹⁵ A estatal italiana ENI, apoiada por seu governo, propôs a alguns dos governantes da região, especialmente para o Irã, um acordo de partilha de resultados na base de 25% para a empresa e 75% para o país concedente. As grandes empresas anglo-americanas reagiram de forma contundente à essa iniciativa, o que lhes conferiu o título de “Sete Irmãs”.

1940, foi flexibilizada no caso de novas concessões e de revisão de antigos contratos, sob a ameaça de nacionalização da produção¹⁶.

A ausência de reações imediatas por parte das *majors* e dos governos americano e britânico conferiu poder político para a OPEP exigir “participação direta” sobre as jazidas, consistindo na compra pelo país concedente de parte dos direitos sobre suas reservas de petróleo. Na prática, tratava-se de um processo de nacionalização¹⁷.

A investida dos governos nacionais nos setores de petróleo e gás natural também contou com a criação e o fortalecimento de empresas estatais como a Oman Oil Company, de Omã, a Petronas da Malásia, a Petrobrás do Brasil, a Sonatrach da Argélia, a Statoil e a Norsk Hydro da Noruega, a CNOOC e a Sinopec da China, ONGC da Índia, EGPC do Egito, TPAO da Turquia, a Rosneft e a Gazprom da Rússia, Kufpec do Kuwait, a ENI da Itália, a CPC de Taiwan, a Nippon Oil do Japão e a ADNOC dos Emirados Árabes.

“The reasons for increasing government participation included the need to gain control over a vital industry in order to enhance national security, obtain greater financial return and gain experience” (Johnston, 2008).

Quadro 2: Alterações no Sistema de Tributação do Setor do Petróleo – 1999 a 2005

Redução da apropriação do governo						
Canadá	Australia Canadá Itália Marrocos Holanda Noruega Peru Filipinas Tailândia	Australia Dinamarca Holanda Paquistão	Canadá Índia Holanda Peru	PNG Indonésia Itália Síria Reino Unido	Australia Colômbia Nova Zelândia Noruega Peru Vietnã	Brasil Indonésia Cazaquistão Noruega
1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Índia	Rússia EUA	Equador Egito Indonésia	Argentina Rússia Reino Unido Venezuela	Egito Holanda Nigéria Rússia Sudão	Argentina Brasil Dinamarca Cazaquistão Paquistão Rússia	Argélia Bolívia Líbia Nigéria Venezuela
Elevação da apropriação do governo						

Fonte: Johnston (2008).

A capacidade de apropriação dos recursos provenientes da exploração do petróleo pelos Estados Nacionais é definida em processos complexos de negociação com empresas privadas nacionais e estrangeiras e com outros governos tanto de países concorrentes como de países demandantes. Essas negociações exigem a formulação e compatibilização de diferentes cenários para as tendências futuras do setor, envolvendo estimativas de preço, custo, capacidade de produção, tamanho das reservas e introdução de novas tecnologias. A

¹⁶ A primeira revisão de contrato nesses termos foi imposta pelo governo da Líbia que conseguiu ampliar sua parte nos resultados para 55% em 1970.

¹⁷ Torres (2004) concebe o termo “participação direta” como uma forma de diferenciar as intenções da OPEP das nacionalizações ocorridas anteriormente (da Rússia em 1920, México em 1937 e Irã em 1954).

frustração das expectativas de parte dos agentes leva a constantes pressões para reformulação dos termos dos contratos estabelecidos anteriormente¹⁸. A elevação recente do preço do petróleo tornou evidente a regressividade dos sistemas de impostos sobre o setor adotados ao longo das décadas de 1980 e 1990, incentivando os governos nacionais a ampliarem a carga tributária sobre as atividades do petróleo. Contudo, as empresas têm intensificado suas queixas a respeito dos custos de produção crescentes devido à expansão da demanda por bens e serviços específicos à extração e refino de petróleo, típica dos períodos de alta de preço do petróleo. Diante dessas pressões, a legislação e a tributação sobre o setor vêm passando por intensa alteração que deve, ao mesmo tempo, ampliar a participação do Estado e garantir a competitividade das empresas (ver Quadro 2 e Quadro3) (Johnston, 2008).

Segundo Johnston 2008, as formas de apropriação da renda do petróleo podem ser divididas em três grupos: taxas (*royalties* e impostos), *Product Sharing Contracts* (PSC) e *Service Agreement*. Como pode ser verificado no Quadro3, o primeiro grupo ainda é preponderante.

As taxas impostas pelos governos (impostos e *royalties*) são, na prática, uma parcela da renda das empresas que, teoricamente, deveria ser função da maturidade do “upstream” do país, riscos técnicos e econômicos do investimento e riscos institucionais. A carga tributária sobre o setor tende a ser maior quando as possibilidades de exploração são maiores e os riscos e os custos, menores; isto é, quando as atividades do setor já se encontram consolidadas. Estas taxas podem ser calculadas de diversas formas: sobre o volume produzido, sobre o lucro das empresas, sobre o volume e a variação do preço de mercado do petróleo, entre outros parâmetros. Existem diferentes formas de determinação do valor de *royalties* e de impostos, assim como diversos mecanismos de distribuição desta renda entre os órgãos da administração pública. A identificação das formas de cobranças destas taxas pelos governos e a sua distribuição à sociedade são bastante heterogêneas e sofrem diferentes influências das variações de preços e de volumes de produção.

Ademais, o método de definição das alíquotas sofre interferências do ciclo político e da necessidade de financiamento público, atrelado em muitos casos à evolução do mercado energético. Como os investimentos em plataformas de exploração, produção e refino de petróleo são exemplos típicos de ativos específicos, podem ser observadas ações oportunistas por parte dos governos; isto é, após os investimentos serem realizados, freqüentemente se verifica aumento nas taxas cobradas sobre as atividades relacionadas ao petróleo.

Mudanças tarifárias são mais comuns quando o preço da *commodity* aumenta no mercado internacional. O cenário favorável amplia a margem de lucro do produtor, tornando-o menos resistente à elevação de alíquotas para continuar a produção uma vez que seus custos marginais se mantêm, normalmente, inalterados.

¹⁸ Existem indícios de estimativas de reservas insistentemente sobreavaliadas ao longo dos anos 1980 e 1990. A respeito, ver Rose (2001), Alexander & Lohr (1998) e Harper (1999).

Quadro 3: Apropriação da Receita do Setor do Petróleo pelo Governo – 1998 a 2007

Países	Variação da porcentagem da renda petrolífera apropriada pelo governo entre 1998-2007	Modelo de apropriação pública	% da receita da produção do petróleo arrecadado pelo governo
Irlanda	↑	Royalties e Impostos	Menos de 30%
Peru	↓	Service Agreement	41% a 50%
Marrocos	–	Royalties e Impostos	
Nova Zelândia	↓	Royalties e Impostos	
Colômbia	↓	Royalties e Impostos	
Holanda	–	Royalties e Impostos	
Africa do Sul	–	Royalties e Impostos	51% a 60%
EUA <i>deep water</i> (águas profundas)	↑	Royalties e Impostos	
Reino Unido	↑	Royalties e Impostos	
Argentina	↑	Royalties e Impostos	
Austrália	–	Royalties e Impostos	
Canadá	–	Royalties e Impostos	
Filipinas	–	Service Agreement	
Índia	↓	Product Sharing Contract	
EUA <i>shelf</i>	↑	Royalties e Impostos	
Tailândia	–	Royalties e Impostos	
Alaska	↑	Royalties e Impostos	61% a 70%
Moçambique	↑	Product Sharing Contract	
Equador	↑	Product Sharing Contract	
Dinamarca	–	Royalties e Impostos	
Angola	–	Product Sharing Contract	
Nigéria	–	Product Sharing Contract	
Indonésia	↓	Product Sharing Contract	
Malásia	↓	Product Sharing Contract	71% a 80%
Rússia	↑	Royalties e Impostos	
Gabão	–	Product Sharing Contract	
Egito	–	Product Sharing Contract	
Noruega	–	Royalties e Impostos	
Bolívia	↑	Service Agreement	
China <i>offshore</i>	↑	Product Sharing Contract	
Nigéria <i>deep water</i> (águas profundas)	↑	Product Sharing Contract	81% a 90%
Trinidade e Tobago	↑	Product Sharing Contract	
Tunísia	–	Product Sharing Contract	
Argélia	↑	Product Sharing Contract	
Nigéria <i>shelf</i>	–	Royalties e Impostos	
Omã	–	Product Sharing Contract	Mais de 90%
Líbia	–	Product Sharing Contract	
Venezuela	↑	Service Agreement	
Irã	–	Service Agreement	

Fonte: Johnston (2008). Adaptado.

Obs.: As informações correspondem apenas à apropriação pública por meio do sistema tributário, não considera, assim, o lucro obtido pelas companhias estatais ou de capital misto que são comuns no caso dos grandes países produtores.

Entre as taxas cobradas pelos governos, os *royalties* são os mais comuns. *Royalty* garante a apropriação de parte da renda gerada pela extração de petróleo ao proprietário da terra onde se localiza a jazida. Não consiste necessariamente em um imposto. Existem países em que a lei determina que a propriedade de todos os recursos encontrados no subsolo é do Estado, assim, nesses casos todos os *royalties* de extração de petróleo e gás natural são pagos ao setor público (geralmente é dividido entre administrações locais e o governo central). Entretanto, em outros casos a legislação estabelece que os *royalties* devem ser pagos ao proprietário privado da terra. Dessa maneira, o *royalty* pode não ser uma forma de apropriação da renda do petróleo pelo governo, mas sim de divisão da renda do petróleo entre agentes privados. O *royalty* geralmente é cobrado sobre o preço de venda do petróleo e sobre a receita da empresa;

sua porcentagem varia de acordo com os ciclos de preço do petróleo e é calculado de forma diferenciada para cada país e para cada campo de extração. Nos Estados Unidos, por exemplo, os *royalties* correspondem a cerca de 14% do preço de venda em extrações *offshore*.

As outras taxas cobradas incidem sobre a produção, a receita ou o lucro das empresas. Entre elas, incluem-se taxas ambientais e sociais que buscam financiar políticas que atenuem ou compensem os efeitos negativos da produção de petróleo, como a poluição ou o desmatamento.

Por meio de impostos que recaem sobre o lucro das empresas, o governo busca incentivar os investimentos mais rentáveis. O cálculo de rentabilidade de um projeto deve considerar a dedução desse tipo de imposto; dessa maneira, o governo impõe um patamar mínimo de retorno. A desvantagem desse mecanismo diz respeito ao acesso a informações corretas sobre as atividades das empresas. Uma sobreavaliação dos lucros poderia levar à definição de impostos proibitivos a novos projetos. Quando o poder público não possui um aparato administrativo capaz de acompanhar as atividades das empresas do setor, este mecanismo pode permitir grandes possibilidades de sonegação de impostos por meio da apresentação de receitas subestimadas ou de custos superestimados.

Uma outra maneira de apropriação pelo Estado são os impostos sobre a receita das empresas que, como dito anteriormente, este é o método mais utilizado para cálculo de *royalties*. Trata-se de uma porcentagem fixa sobre cada unidade produzida que é vendida, independente do seu custo de produção. Esse tipo de taxação se mostra mais simples do que aquela baseada no lucro, tanto no que diz respeito ao cálculo da alíquota como na forma de implementação e de fiscalização. Os parâmetros a serem acompanhados são o volume produzido e um índice de preço de mercado acordado pelo governo. Uma vantagem adicional desse tipo de imposto é que permite que a arrecadação ocorra logo no início das operações das empresas, não tendo de esperar que se tornem lucrativas.

As duas principais desvantagens dos impostos sobre a receita das empresas tratam-se do desincentivo a parte dos possíveis projetos e da regressividade do imposto em relação ao lucro (ver Quadro 4). Estes mecanismos geram incentivos que podem ser perversos, sobretudo em relação aos campos maduros que tendem a ter custos menores e, assim, margens de lucro maiores que os campos novos. Geram, então, uma “sobretaxação” dos campos maduros e uma “subtaxação” dos campos novos e mais arriscados.

Quadro 4: Regressividade dos Impostos sobre Setores de Petróleo e Gás Natural

Progressividade	Conceito	Taxação
Muito Regressivo	Receita tarifária não relacionada ou negativamente relacionada à produção	Taxas sobre propriedade ou reservas (prêmio dos leilões e <i>work commitments</i>)
Moderadamente regressivo	Incidente sobre produção, ignorando preço e custo	Alíquota fixa em US\$ sobre barril
Regressivo	Incidente sobre valor bruto de produção, ignorando custos (1)	Percentagem fixa sobre valor do <i>royalty</i>
Neutro	Percentagem fixa sobre receita líquida, ou seja, leva em conta preço e custo	Alíquota fixa sobre lucro do produtor
Progressivo	Porcentagem sobre aumento da receita líquida	Alíquota variável sobre lucro do produtor, incluindo crédito tributário sobre investimentos

Fonte: Berman (2006). Adaptado.

Nota: Alíquotas de *royalties* e impostos sobre a produção que variam com o preço do petróleo e do gás natural podem ser regressivos ou progressivos dependendo se a variação dos custos (os quais não são levados em conta) importa mais ou menos para o retorno do investimento do que a variação nos preços.

Muitos países produtores ajustaram o seu sistema de imposto para atuarem de forma progressiva em relação aos lucros e diminuírem os problemas de regressividade dos impostos sobre receitas (impostos flexíveis). Os principais mecanismos usados para criar flexibilidade no sistema de impostos são os seguintes:

- Indicador simples: os impostos e/ou outras possíveis taxas são ponderados por um indicador de lucratividade baseado nas especificidades regionais e percepções da complexidade geológica ou operacional (*onshore* ou *offshore*, *offshore* de grande ou pequena profundidade, produção madura ou nova).
- Níveis de preços: o governo pode utilizar a variação de preços como uma forma de ponderar as alíquotas de acordo com a lucratividade. Há uma suposição de que a variação de preços está diretamente correlacionada à variação dos lucros.
- Índice de volume de produção: a arrecadação do governo pode ser uma função acumulativa ou diária de produção, refletindo uma correlação esperada entre o tamanho do campo de petróleo a ser explorado e a lucratividade do projeto. Existe uma hipótese de fortes ganhos de escala.

O principal problema desses mecanismos continua sendo a dificuldade de se criar *proxies* acuradas para a lucratividade das empresas. Até o presente, os índices criados, apesar de desempenharem um importante papel, ainda apresentam importantes falhas relevantes como estimadores dos lucros.

Uma opção que vem sendo utilizada é o uso da taxa de retorno de ações ou de participações em *joint-ventures*. Essas informações de conhecimento público funcionam como *proxy* do lucro obtido pelas empresas. A arrecadação do governo é, então, ajustada em função da taxa

de retorno real da empresa. A vantagem deste sistema está baseada numa maior simplicidade do cálculo e na rapidez de obtenção da informação, permitindo que automaticamente sejam alterados os valores dos impostos governamentais.

Outras taxas cobradas pelos governos podem ser observadas como os bônus e as taxas ambientais. Estes bônus podem ser fixados pelo governo ou leiloados e dão direito à exploração de determinada jazida, sob regras previamente definidas. Podem ser pagos antes da concessão do campo ou ainda de acordo com a evolução dos resultados atingidos pelas empresas. Espera-se que o valor do bônus esteja relacionado à lucratividade esperada com a descoberta e/ou produção do petróleo. Problemas podem surgir “ex post” quando se descobre que o bônus estabelecido “ex ante” na realidade não corresponde aos níveis de produção e lucratividade esperados.

Em suma, quando falamos do sistema de taxação da produção de petróleo e gás, geralmente estamos referindo a um grupo de mecanismos. Diferentes e numerosos instrumentos são utilizados para estabelecer a arrecadação do governo da renda petroleira, este grupo de mecanismos que chamamos de taxas e *royalties*.

Product Sharing Contract (PSC) é um contrato entre os governos, que detêm a propriedade dos recursos naturais, e as empresas encarregadas da exploração. Neste contrato se estabelece a divisão entre esses dois agentes do volume físico de petróleo extraído, acompanhada de um acordo que encarrega a empresa da venda da parcela do petróleo de propriedade do governo. Este mecanismo é amplamente utilizado, pois permite que os governos, assumindo o risco de preço da operação, participem do mercado de petróleo, definindo diretamente a quantidade a ser comercializada ou mantida como reservas.

Por meio dos *Services Agreements* (SA) os governos contratam empresas para fazer serviços específicos. Assim, na teoria é o governo o proprietário de todo petróleo extraído, devendo pagar uma comissão às empresas encarregadas das atividades de exploração e comercialização. Na prática muitos destes contratos acabam se assemelhando aos PSC, pois o pagamento dessas comissões é geralmente feito por meio da entrega de parte da produção de petróleo.

Nos modelos de apropriação por meio de taxas (impostos e *royalties*¹⁹) e de PSC, o risco das operações é geralmente suportado pelas empresas uma vez que são elas as responsáveis pela maior parte dos investimentos. No modelo de transação SA, são os governos os responsáveis pelos investimentos e as empresas operam como prestadoras de serviços. Logo, o risco do governo tende a ser maior e o das empresas menor que nos dois modelos anteriores. Na prática, um único país pode adotar mais de um modelo, condicionando a escolha à localização da jazida (continental ou marítima), à profundidade da reserva ou à mudança de modelo com preservação dos contratos anteriores. O caso norueguês, por exemplo, associa a cobrança de impostos e *royalties* ao modelo de partilha da produção dos campos continentais por meio de um arranjo denominado State’s Direct Financial Interest (SDFI) criado em 1985. Julgando que o setor privado nacional não tem robustez financeira e capacidade técnica suficientes para

¹⁹ No caso brasileiro, *royalties* são compensações financeiras devidas ao Estado sob a concessão para exploração de campos de petróleo e de gás natural e são distribuídos aos Estados e Municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência e Tecnologia e ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Fazenda, que repassa aos Estados e Municípios de acordo com os critérios definidos em legislação específica.

apresentar um desempenho adequado nas atividades de petróleo e gás natural, o Estado deve ocupar esse papel, envolvendo-se diretamente na realização de investimentos e arcando com os custos de produção de alguns campos de petróleo. Esse papel lhe confere o direito de apropriação de parte da produção física de dez campos continentais²⁰ por meio dos SDFI. A comercialização da cota pública da produção é realizada pela StatoilHydro. A privatização parcial e abertura do capital dessa companhia em 2001 levou à criação da estatal Petoro²¹ que a partir de então deve fiscalizar a StatoilHydro naquilo que concerne às cotas públicas da produção, reportando-se ao Ministério de Petróleo e Energia.

A variação da renda governamental advinda da variação do preço do petróleo depende também dos diferentes mecanismos de apropriação da renda petrolífera. A receita pública está mais associada à evolução do preço do petróleo nos casos de SA e PSC, uma vez que o governo possui uma fração da produção física, podendo vendê-la a preços de mercado. No caso dos impostos e *royalties*, depende dos métodos de cálculo utilizados. Quanto mais esses métodos estiverem vinculados ao lucro das empresas ou diretamente ao preço da *commodity*, mais a receita do governo será condicionada pelo mercado de petróleo internacional (ver Quadro 4).

Experiências Internacionais

Países ricos em petróleo do Oriente Médio e do Norte da África (MENA)

O Oriente Médio pode ser considerado a região mais afetada pelos ciclos do preço do petróleo, dado o grande número de países exportadores de combustíveis fósseis e por suas economias apresentarem baixo grau de diversificação. Apesar dos maiores produtores da região (e do mundo) terem estabelecido a OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), e posteriormente se associado a países de outras regiões, a organização sob a forma de cartel não se mostrou capaz de evitar fortes oscilações de preço do petróleo e seus derivados ao longo do tempo. Em consequência, foi necessária a introdução de políticas nacionais de maneira a amenizar a vulnerabilidade de suas economias. Ainda assim, a correlação entre o desempenho do setor petrolífero e o crescimento econômico se mantém elevada e desde o início da década de 1990 mais homogênea entre os países produtores (Banco Mundial, 2006).

Nos períodos de alta do preço do petróleo, como em 1974, 1979 e a partir de 2000, ficou evidente a baixa capacidade de essas economias absorverem o crescimento da renda proveniente dos setores de combustíveis fósseis (petróleo e gás natural). A expansão do dispêndio, seja por meio de consumo, seja por meio de investimentos, e o baixo desenvolvimento dos mercados financeiros nacionais obrigam que parte desses recursos adicionais sejam canalizados para o resto do mundo. A reciclagem dos chamados petrodólares se deu por meio do Euromercado nos anos 1970 e 1980, a partir dos bancos presentes na Citi de Londres. A proximidade da relação entre as praças financeiras européias e os grandes exportadores de petróleo do Oriente Médio se mantém até o presente; a “reciclagem financeira” desses recursos, contudo, se sofisticou e se diversificou seguindo o

²⁰ O arranjo SDFI esta presente em 114 licenças de produção nos dez maiores campos de exploração: Troll, Ormen Lange, Åsgard, Heidrun, Snøhvit, Oseberg, Snorre, Gullfaks, Grane, Visund.

²¹ A companhia gere 90 licenças de produção e 18 participações em outras companhias do setor. Para maiores informações, ver Seção 3.2.

desenvolvimento dos mercados financeiros internacionais. A novidade da fase recente é a proliferação dos *Sovereign Wealth Funds*, que além de ativos financeiros também assumem participação em projetos de investimento e empresas (*equity funds*) em países desenvolvidos e em desenvolvimento.

A partir da agrupagem dos países do Oriente Médio em um conjunto mais amplo, denominado de MENA²², o Banco Mundial (2005) buscou avaliar os diferentes impactos do preço do petróleo da década de 1970 e do período recente, buscando enfatizar a gestão dos recursos obtidos com sua exploração. Parte dessas diferenças é explicada por movimentos menos bruscos da tendência de preço do petróleo após 1999, quando volta a elevar-se. Os ciclos dos anos 1970 tomaram formato de *overshooting*; em outras palavras, em pouco tempo, à rápida elevação seguiu-se a queda do preço. Como consequência, a receita da exportação de petróleo e gás natural *per capita* que era de US\$ 640 em 1973 atingiu US\$ 3000 em 1974, enquanto a elevação entre 1999 e 2004 foi expressivamente menor, de US\$ 500 para US\$ 900²³. Isso significa que o choque a ser administrado é de menor proporção no presente, ainda que a alta seja persistente.

Como era de se esperar, o crescimento econômico da região acompanhou o ciclo do petróleo²⁴. A região, denominada de MENA, apresentou, em 2004, crescimento de 5,6%, liderado pelos países exportadores de petróleo (média de crescimento de 6,8%), como Arábia Saudita (7,2%) e Kuwait (9,9%) – sendo que, na década de 1990, a média de crescimento havia sido de 3,6% a.a. (Banco Mundial, 2005). Na verdade, Arábia Saudita, Irã, Argélia e Emirados Árabes foram responsáveis por 97% da elevação no crescimento verificado na região entre 2002-2004. A expansão *per capita* da região foi de 3,4% a.a., menor apenas que o crescimento obtido na década de 1970, impulsionado pela elevação na receita proveniente dos hidrocarbonetos (petróleo, gás natural e derivados), que cresceu 80%, somente entre 2002 e 2004. Em 2005, o crescimento foi ainda maior, atingindo uma média de 6% a.a. Juntamente com o crescimento, verificou-se queda no nível de desemprego, principalmente na Argélia e Irã, mas também no Iraque, Síria e Iêmen, que apresentaram no agregado uma retração de 3% no desemprego entre 2000 e 2004 (de 17% para 14% da força de trabalho). Em 2006 e 2007, a região manteve a média de crescimento de 6% a.a. (FMI, 2008a; Banco Mundial, 2006).

Devido à presença direta do Estado no setor petrolífero e à elevada tributação, um dos primeiros efeitos foi o aumento das receitas públicas. Em termos agregados, Argélia, Iraque, Irã, Síria e Iêmen tiveram a receita pública elevada em torno de 10 p.p. atingindo 32,8% do PIB na média do biênio 2003-2004. No mesmo período, o conjunto formado por Líbia, Omã, Catar, Arábia Saudita e Emirados Árabes obteve crescimento de suas receitas em quase 30

²² MENA – *Middle East and North Africa* – é constituída por Argélia, Irã, Iraque, Síria, Iêmen (que constituem o subconjunto RRLA ou Resource Rich and Labour Abundant), Egito, Jordânia, Marrocos, Líbano, Tunísia, (RPLA ou Resource Poor and Labour Abundant), Kuwait, Bahrain, Líbia, Omã, Catar, Arábia Saudita, Emirados Árabes (RRLI ou Resource Rich and Labour Importing), West Bank e Gaza. O Banco Mundial, contudo, não considera as informações estatísticas do Iraque, Líbia, Catar e West Bank e Gaza nos dados agregados do MENA devido a diferenças metodológicas em relação aos demais países.

²³ Dados para o agregado dos países exportadores do MENA, valores em dólares de 2003 calculados pelo Banco Mundial.

²⁴ Vale lembrar que não apenas o preço mas a quantidade produzida na região também se elevou. A Arábia Saudita, por exemplo, a maior produtora da OPEP, elevou entre 2002-2005 sua produção de 7,4 milhões para 9,2 milhões de barris/dia. Kuwait, Catar e Emirados Árabes também aumentaram suas produções em 33%, 24% e 23%, respectivamente, no mesmo período.

p.p., chegando a 52,9% do PIB. Essa evolução permitiu que a maioria dos países revertisse os déficits fiscais presentes na década de 1990 em superávits no biênio 2003-2004. No caso do primeiro conjunto de países, um déficit nominal de 3,5% deu lugar a um superávit de 2%; para o segundo conjunto, a evolução foi de -4,2% para 9,1%.

O reforço das contas públicas permitiu o desendividamento do setor público e a expansão dos gastos do Estado, em grande parte devido ao crescimento dos gastos correntes²⁵. A expansão fiscal tem sido mais intensa na Argélia²⁶ em função do terremoto de maio de 2003, exigindo maiores transferências de caráter social às famílias, e da política de aumentos salariais. No caso saudita, investimentos em infra-estrutura e em serviços públicos, especialmente educação e saúde, explicam a evolução do gasto estatal. Em termos agregados para Argélia, Irã, Iraque, Síria e Iêmen, o gasto público saltou de 26% do PIB na média dos anos 1990 para 31% em 2003-2004. Ainda assim, essa elevação do gasto público mostrou-se bem inferior àquela vista na década de 1970; cerca de 25% da receita marginal com a exportação de petróleo tem essa finalidade, contra 60% no ciclo anterior (Banco Mundial, 2005).

Durante o ano de 2008, a projeção do Fundo Monetário Internacional é de que os países exportadores de petróleo da região alcancem uma receita com exportações de petróleo de US\$ 940 bilhões, um aumento de quase US\$ 200 bilhões com relação aos ganhos de 2007. Com isso, as receitas governamentais podem chegar a US\$ 740 bilhões. Isso tem gerado um aumento tanto do consumo do governo quanto de seus investimentos, impactando não somente as economias locais, mas os seus principais parceiros comerciais na região²⁷ (FMI, 2008a).

A participação das receitas provenientes do petróleo reduziu-se de 46% para 43% no total do balanço fiscal, entre 2005-06 e 2007. Isto porque tais países estão gastando proporções crescentes de suas receitas em projetos de infra-estrutura e programas sociais, assim como com medidas que objetivam diversificar a economia (FMI, 2008a).

A Síria e o Iêmen destacaram-se pela acentuada redução da dívida externa que se reduziu em 40% e 35%, respectivamente. No caso da Argélia e de Omã a retração foi em torno de 22% - tais reduções ocorreram em apenas quatro anos, entre 1998 e 2002. Tendência semelhante não foi verificada nos ciclos anteriores em função do baixo endividamento que a maioria dos países da região apresentava anteriormente²⁸ (ver Tabela 1).

²⁵ Frente ao aumento da disputa pela apropriação de parte da receita pública do petróleo, alguns governos tem resistido à pressão do funcionalismo público por elevação de salários e benefícios. O governo do Kuwait declarou privilegiar a elevação do investimento públicos em infra-estrutura, educação e serviços públicos que colaborem para a geração de empregos no setor privado como a melhor estratégia para defender os interesses das gerações futuras e promover maior independência do orçamento público em relação ao setor do petróleo (FMI, 2008b).

²⁶ Os gastos com o Economic Recovery Program não são integralmente refletidos nos gastos orçamentários.

²⁷ Entre 2001 e a projeção que se faz para 2008, a participação da região nas importações mundiais de bens e serviços elevou-se de 2,5% para aproximadamente 4% (FMI, 2008a).

²⁸ Para outros indicadores econômicos de alguns países do MENA, ver Anexo 1.

Tabela 1: Estoque Total da Dívida Externa como % do PIB

	Situação antes da alta do petróleo			Diferença entre situação inicial e 3 anos depois		
	1972	1978	1998	1976	1982	2002
Argélia	23,0	61,0	67,6	12,1	-20,8	-25,2
Síria	13,1	20,9	153,7	1,5	16,0	-40,7
Irã		0,0	13,9		6,6	-5,9
Iême			93,3			-35,9
Omã	0,0	24,1	46,0	18,8	-11,2	-22,6

Fonte: Banco Mundial (2005).

O fortalecimento do balanço de pagamento dos países da região vem permitindo não apenas seu desendividamento externo, mas também o acúmulo de ativos estrangeiros. Juntamente com o crescimento das reservas soberanas de US\$ 140 bilhões para mais de US\$ 300 bilhões entre 2002 e 2005, importantes para a sustentabilidade do regime de câmbio fixo que ainda está presente em muitos desses países, parte importante do superávit externo vem sendo transferida para fundos cambiais (ver Tabela 2). Como comentado anteriormente, um mesmo fundo cambial pode apresentar diferentes objetivos, como a transferência inter-geracional de riqueza, a redução da volatilidade na economia doméstica e a diversificação de portfólio das aplicações das reservas. O aporte nesses fundos é realizado quando o preço de mercado do petróleo encontra-se acima do preço de longo prazo calculado pelos governos nacionais²⁹ (Banco Mundial, 2006).

Tabela 2: Principais Fundos de Reserva – MENA, Fim de 2007

País	Fundo de Riqueza	Ano de Criação	Investimentos	Reserva em US\$
Arábia Saudita	Previsão de estabelecimento – 2008	2008	Desconhecido	900 bilhões
Emirados Árabes	Abu Dhabi Investment Authority	1976	Ações, imóveis, <i>bonds</i> , <i>private equity</i> , ativos diferenciados, fundos de hedge	Estimado entre 600 e 900 bilhões
Kuwait	Future Generation Fund	1953	Inicialmente, ações nos EUA e títulos governo norte-americano. Atualmente diversificação em ativos na Ásia, Oriente Médio e Norte da África.	70 bilhões
Irã	Oil Stabilization Fund	2000	Desconhecido	7 bilhões (dez.)
Argélia	Revenue Regulation Fund	2000	Desconhecido	47,3 bilhões (jun.)
Líbia	Oil Stabilization Fund	1995	Desconhecido	40 bilhões (out.)
Catar	Qatar Investment Authority	2005	Ações, imóveis, infra-estrutura, <i>private equity</i> e fundos de <i>hedge</i>	Desconhecido
Omã	Oman's State General Reserve Fund	1980	Desconhecido	Desconhecido

Fonte: Banco Mundial (2005) e Alaska Permanent Fund Corporation (2008).

Alguns dos países que concentram as maiores riquezas derivadas do petróleo ainda não possuem uma institucionalidade específica que constitua um fundo cambial único, como no caso da Arábia Saudita – embora haja levantamentos que o país já tenha mais de US\$ 100 bilhões em ativos no exterior. Os fundos constituídos pelos países da região costumam compartilhar da falta de transparência de suas estratégias de investimento, diferente do que ocorre com outros fundos como o da Noruega, do Alaska e de Alberta.

Com portfólios alocados prioritariamente no exterior, esses fundos evitam uma pressão no sentido de valorização das taxas de câmbio ou uma expansão monetária excessiva, garantindo, assim, a manutenção de taxas de câmbio fixas. Apesar de estarem atreladas ao dólar (*dollar-*

²⁹ Essa política de alocação de recursos nos fundos não é definida como regulamentação, o que confere discricionariedade aos governos.

peg-driven), as taxas reais de câmbio desses países têm se mantido estáveis. A desvalorização em relação às demais moedas (sobretudo frente ao euro), condicionada pela depreciação da moeda americana, tem sido em grande medida compensada pela aceleração inflacionária verificada nos países da região³⁰ (FMI 2008a).

Os investimentos dos fundos soberanos da região não estão restritos apenas a aplicações financeiras ou a ativos de países desenvolvidos. Suas estratégias têm envolvido um conjunto diversificado de aplicações, incluindo compra de participação em empresas e investimento em projetos de países vizinhos (BIS, 2005). Egito, Iraque, Jordânia, Líbano, Síria, Gaza e West Bank vêm se destacando como destino da maior parte dos fluxos de investimentos externos a partir dos países exportadores de petróleo da região. Os setores priorizados têm sido aqueles vinculados ao refino de petróleo, petroquímica, cimento e construção (Banco Mundial 2006).

Esses investimentos em países vizinhos vêm ampliar a integração regional ao lado de transferências unilaterais (ajuda humanitária) e fluxos comerciais. Como chama atenção o Banco Mundial (2005 e 2006), os termos de comércio têm se apresentado bastante negativos para aqueles países não produtores de petróleo da região do MENA em função da alta do preço da *commodity* e pela resposta menos intensa da importação dos exportadores de petróleo. Outro aspecto de destaque na integração na década de 1970 e que tendeu a perder importância consiste nos fluxos migratórios. Cada vez menos os países ricos em petróleo utilizam mão-de-obra estrangeira nos períodos de expansão das atividades ligadas ao petróleo.

A diversificação das economias do MENA ainda se mostra restrita ao desenvolvimento de atividades relacionadas ao petróleo³¹. As exportações não-petróleo em alguns países (Kuwait, Catar e Arábia Saudita), por exemplo, consistem em mais de 90% de produtos petroquímicos. Em grande medida esse desempenho demonstra o esforço de implantação de uma base petroquímica importante na região. O crescimento menos acelerado da economia mundial no final da década de 1990 e a persistente alta do petróleo comprimiu a margem de lucros das empresas petroquímicas instaladas na Europa, EUA e Japão. Como parte da reestruturação a que se deu início, diversas plantas produtivas foram transferidas para a região do Oriente Médio na tentativa de redução de custos, especialmente de transporte. A Arábia Saudita, Bahrain, Kuwait, Catar, Emirados Árabes (formam o GCC – Gulf Cooperation Council) e o Irã correspondiam em 2004 por 10% da produção mundial de petroquímicos (principalmente etileno). A projeção do Banco Mundial (2005) é de que em 2010 essa participação atinja 20%. Os governos nacionais têm se encarregado de apoiar a construção de infra-estrutura necessária

³⁰ A progressiva perda de poder de compra internacional das moedas do Kuwait e da Síria, com repercussões sobre o nível de inflação, levou em 2007 as autoridades monetárias desses países a associarem suas taxas de câmbio a um conjunto mais amplo de moedas então mais exclusivamente ao dólar americano (FMI, 2008a).

³¹ O governo do Kuwait planeja elevar a produção de petróleo dos 2,7 milhões de barris por dia em meados de 2008 para 4 milhões de barris/dia até 2020 e de dobrar sua capacidade de refino para 1,4 milhões de barris/dia até 2013. Os investimentos necessários somariam cerca de US\$ 50 bilhões de acordo com estimativas do governo, financiados pela Kuwait Petroleum Company (KPC) e por investidores privados nacionais e estrangeiros. Dos investimentos totais estimados para o período 2008-2013, cerca de 28% seria direcionado para a ampliação da capacidade de refino, 2% no setor petroquímico, 3% em transportes, 19% em outras atividades *downstreams* e 30% em atividades *upstreams*. O “Projeto Kuwait”, que ampliaria a exploração das jazidas ao norte do país, exigiria 18% dos investimentos totais estimados (FMI, 2008b).

para a criação dos pólos. O Irã, que respondia por 9% da capacidade de produção de etileno da região em 2004, vem investindo na construção de complexos petroquímicos em Bandar Imam e Assalouyeh. A Arábia Saudita por meio da SABIC³², a companhia estatal petroquímica que iniciou a construção de plantas industriais para a produção de etileno, polietileno e polipropileno, devendo ter obras concluídas até final de 2008. A empresa também vem realizando investimentos internacionais na produção de estireno e resinas. Outros investimentos estão sendo feitos pelo Kuwait, Catar (2,7 milhões de toneladas de etileno até 2011), Emirados Árabes e Omã (2 milhões de toneladas de metanol em 2008).

Os Emirados Árabes, no entanto, vêm conseguindo obter maior grau de diversificação, tendo adotado uma série de projetos que permitiram, desde a década de 1990, que as exportações não ligadas ao petróleo ultrapasassem às petrolíferas no período 2000-2004 (ver Tabela 3). Investimentos importantes foram feitos nos setores de aviação, indústria naval, facilidades portuárias, turismo, finanças e telecomunicações. Além disso também estabeleceu áreas de livre comércio e diversos acordos bilaterais de comércio exterior.

Tabela 3: Diversificação das Exportações - Emirados Árabes
Períodos Diversos

	Década de 1970	Década de 1980	Década de 1990	2000-2004
Participações no total de exportações				
Exportações não ligadas ao petróleo	31,9	29,5	52,4	52,3
Exportações petróleo	68,1	70,5	47,6	47,7
Participações no PIB				
Exportações não ligadas ao petróleo	29,4	17,5	36,6	36,7
Exportações petróleo	62,7	41,7	33,2	33,5

Fonte: Banco Mundial (2005).

A estratégia parece consistir na construção de um centro comercial, turístico e financeiro concentrado especialmente em Dubai. Nesse sentido tem havido atração de investimentos privados em construção civil, como hotéis, resorts, edifícios comerciais³³ e *shoppings* de maneira a criar infra-estrutura³⁴ turística na região. Entre os diversos exemplos estão o Mall of the Emirates que reúne mais de 400 lojas das principais grifes mundiais, o Ski Dubai que comporta pistas de esqui em pleno deserto, e o centro de entretenimento Dubailand com o dobro da área da Disney World nos EUA³⁵.

³² A Saudi Basic Industries Corporation atua nos setores químicos, metais, fertilizantes e plásticos. Para mais informações, acessar www.sabic.com.

³³ Entre os projetos mais grandiosos, destacam-se o Burj Dubai, previsto para ter 807,7 metros de altura ou 162 andares e o Burj Al Alam, com 484 metros de altura e 108 andares, ambos em construção com datas de inauguração até 2011. Entre os projetos lançados mas com obras ainda não iniciadas até final de 2007 encontram-se o Al Burj (1.050 metros e 200 andares) e os residenciais Pentominium (120 andares e 516 metros de altura com data de inauguração prevista para 2010) e Damac Heights (460 metros distribuídos em 106 andares). Ver: “Emirados Árabes: Arranha-céu mais alto do planeta terá 162 andares”, *Folha de S. Paulo*, 11 de outubro de 2007; “Cash is going to the poor, too”, *The Economist*, 21 de fevereiro de 2008; “How to spend it”, *The Economist*, 24 de abril de 2008.

³⁴ A ampliação das atividades de turismo levou à expansão do Aeroporto Internacional de Dubai, com obras orçadas em US\$ 4 bilhões.

³⁵ Ver “Emirados Árabes: Dubai vira paraíso de arquitetos e endinheirados”, *Folha de S. Paulo*, 11 de outubro de 2007. Ver também www.dubailand.ae e www.malloftheemirates.ae.

A especulação imobiliária e a construção civil, contudo, não tem se restringido aos Emirados Árabes. Diversos países na região tem desenvolvido projetos de grande escala tendo à frente os governos nacionais. É o caso, por exemplo, da King Abdullah City, uma cidade de 55 milhões de metros quadrados, a um custo estimado de US\$ 26 bilhões, que esta sendo construída na Arábia Saudita, ou então a Blue City em Omã, orçada em US\$ 15 bilhões e destinada a acomodar 250 mil residentes e receber 2 milhões de turistas anualmente (Banco Mundial, 2006).

A Arábia Saudita, por sua vez, criou o Saudi Industrial Development Fund (SIDF), em 1974, para apoiar o desenvolvimento industrial e tecnológico do país. Vinculado ao Ministério de Finanças e da Economia, funciona como um banco de desenvolvimento apoiando a iniciativa privada por meio de financiamento de médio e longo prazo, garantias, consultoria e apoio técnico na preparação e implantação de projetos industriais. Entre os objetivos do fundo estão o desenvolvimento da indústria não relacionada ao petróleo, substituição de importações, atração de investimento direto externo e transferência de tecnologia, integração regional, proteção ambiental e geração de empregos. Em 2005, as operações de crédito aprovadas somaram US\$ 15,5 bilhões e os desembolsos, US\$ 10,2 bilhões³⁶.

Ademais, há também o Saudi Human Resources Development Fund que a partir da receita do petróleo, apóia programas de qualificação da mão-de-obra saudita e subsidia a iniciativa privada na contratação de trabalhadores nacionais, cobrindo os custos de contratação pelo período de dois anos (Banco Mundial, 2005).

O programa criado na Argélia, Economic Recovery Program, também a partir dos recursos do petróleo, tem como objetivo diversificar e beneficiar a população. O primeiro programa (2001-2004) alocou 9% do orçamento do projeto em reformas estruturais na economia, 22% em desenvolvimento local, 12% na agricultura e pesca, 17% em desenvolvimento e a maior parte, 40%, no pagamento do funcionalismo público. Um segundo programa começou a ser implementado em seguida (duração 2005-2008), com objetivo prioritário de geração de emprego³⁷. Esse segundo programa faz parte de mudanças muito mais amplas que vem sendo realizadas. Aproveitando os benefícios advindos do desempenho do setor energético (petróleo e gás) o governo tem ampliado o grau de abertura comercial e realizado reformas estruturais que estimulem a diversificação da economia. Dentre estas, destaca-se a reforma tarifária em 2001, o *Association Agreement* com a União Européia, em 2005 e o progresso na associação à OMC (Organização Mundial do Comércio) (FMI, 2008a). A reforma tarifária permitiu uma redução das alíquotas sobre comércio exterior, que eram em torno de 26% para 19%. Já o *Association Agreement* com a União Européia teve como objetivo estreitar as relações com os países europeus, uma vez que o acordo prevê o estabelecimento de uma área de livre comércio e a elevação da cooperação econômica³⁸ (Banco Mundial, 2005).

³⁶ Valores em Saudi Ryal convertidos para dólar pela taxa de câmbio de SR 3,75/US\$ 1 disponibilizada pela Saudi Arabian Monetary Agency (<http://www.sama.gov.sa>). Para mais informações a respeito do Saudi Industry Development Fund, ver <http://www.sidf.gov.sa/english/index.htm>.

³⁷ Até 2005, a geração de emprego do programa consistiu na ampliação do funcionalismo público e na geração de empregos temporários, principalmente na construção e na agricultura (Banco Mundial, 2006).

³⁸ O acordo foi assinado em 2002 e entrou em vigor em setembro de 2005. Dentre os componentes do acordo, há o estabelecimento de diálogo político regular; a implementação da área de livre comércio, em etapas; prevê a liberalização comercial em serviços, fluxos de capitais, direitos de propriedade intelectual. Estabelece ainda que,

A riqueza advinda do petróleo permitiu que o governo implementasse um programa de investimento, iniciado em 2005 e com duração prevista até 2009. O programa prevê, inicialmente, o investimento de US\$ 155 bilhões, o equivalente a 120% do PIB do país em 2007. O objetivo é melhorar a infra-estrutura, ampliar a oferta de moradia e de serviços públicos. O programa prevê ainda a redução de impostos e da dívida pública. Efetivamente, entre 2002 e 2007, a dívida pública caiu de 50% do PIB para apenas 12% do PIB, com o pagamento quase integral da dívida externa (FMI, 2008a).

Desde 2000, o governo vem reservando 50% da receita dos impostos sobre o setor do petróleo em uma conta especial junto ao banco central, o *Fond de Régulation des Recettes (FRR)*. Apesar do nome, não se trata de um fundo cambial (fundo de estabilização ou *sovereign wealth fund*), pois não possui um arranjo institucional específico e é visto pelo governo como sendo temporário. A conta é denominada em moeda local e obtém a mesma remuneração da dívida pública argeliana com prazo de um ano. Os fluxos do fundo têm sido utilizados para financiar os gastos do governo no orçamento não ligado ao petróleo e para o pagamento da dívida pública, sem que haja um objetivo de transferência de riqueza para gerações futuras. Isso pode ser considerado um problema, uma vez que, como parte da riqueza advinda do petróleo tem sido utilizada para amortizar a dívida pública, isso permitiu o aumento dos gastos, o que gerou aumento do déficit do governo (FMI, 2005b; FMI, 2008a).

Além do papel desempenhado diretamente pelos gastos estatais, a empresa nacional de petróleo, Sonatrach, tem impulsionado os investimentos no país. A empresa fica com cerca de 1/3 da receita proveniente da exportação do petróleo e, com ganhos crescentes, prevê a realização de investimentos de US\$ 50 bilhões nos próximos anos, a fim de desenvolver novos campos de exploração no país que permitam um aumento na capacidade de produção e ampliem a infra-estrutura de armazenamento e transporte. Para ampliação da produção, incluem-se os projetos de lançamento da produção do *Alrar oil ring*; projetos de produção em *Bir Berkine* e *Bir Berkine North*; o projeto para produção de gás In Amenas; a recuperação da estação de gás Mesdar; lançamento da unidade de produção de hélio Skikda. Já para a ampliação da infra-estrutura de armazenamento e transporte, a construção do oleoduto OH4 30" Hassi Berkine-Haoud El Hamra, a estação para mares profundos em Skikda e estação SP2 Laghouat (Sonatrach, 2006).

Assim, os recursos obtidos com o petróleo vêm financiando políticas de desenvolvimento, voltadas especialmente para a construção de infra-estrutura e na diversificação produtiva priorizando a agregação de valor na cadeia produtiva do petróleo e do gás natural, e o dispêndio do governo, com destaque recente para os gastos correntes (com pessoal e com programas de subsídios, inclusive ao mercado doméstico de combustíveis). A redução do endividamento externo e o acúmulo de ativos estrangeiros por meio de fundos soberanos consistem em elementos novos em relação ao ciclo dos anos 1970. O crescimento do papel de credor internacional vem sendo importante para fechar o circuito gasto-renda internacional e colabora na integração com os países vizinhos por meio de operações de *equity fund*.

para a Argélia atingir os objetivos de liberalização, será implementado mecanismos de cooperação financeira (European Commission, 2007).

Tabela 4: Mercado Acionário de Alguns Países do MENA – 2003 e 2005

	P/L ⁽¹⁾		P/B ⁽²⁾		Dividendos (%)	
	2003	2005	2003	2005	2003	2005
Bahrain	31	16	1,4	2,0	3,6	3,3
Egito	12	43	2,1	8,7	4,9	1,2
Jordânia	22	39	1,9	4,4	2,4	1,2
Marrocos	25	22	1,7	2,4	4,7	4,2
Omã	9	11	1,5	2,9	8,8	3,1
Arábia Saudita	29	47	3,7	9,6	1,9	1,3
Emirados Árabes	18	34	3,2	6,7	3,1	1,0

Fonte: Banco Mundial (2006).

Notas: (1) P/L: Preço de mercado da empresa em relação ao lucro do período.

(2) P/B: *Price-to-Book* consiste no valor de mercado em relação ao valor contábil da empresa.

Vale mencionar ainda que têm havido efeitos relevantes sobre os mercados financeiros domésticos. Diante do baixo desenvolvimento desses mercados, o crescimento da renda com origem nas atividades de petróleo tem levado a forte elevação de ativos financeiros no período recente. A relação entre preço de mercado e lucro no agregado das empresas com ações negociadas em bolsa no Egito cresceu de 12% para 43% entre 2003 e 2005 – na Arábia Saudita a alta foi de 29% para 47% e nos Emirados Árabes (Dubai) de 18% para 34% (ver Tabela 4). O crédito bancário também tem seguido a mesma tendência de alta, mas devido à baixa bancarização desses países, efeitos limitados sobre a economia real têm sido verificados. Entretanto, o rápido desenvolvimento do crédito hipotecário ajudou a estimular a especulação imobiliária e a expansão da construção civil comentada anteriormente.

Noruega

A gestão norueguesa dos recursos provenientes da exploração do petróleo é correntemente citada por ter conseguido evitar grande parte dos efeitos da doença holandesa. As primeiras descobertas importantes de reservas de petróleo datam do início da década de 1970, referindo-se aos campos de Tor, Ekofisk e Eldfisk, no Mar do Norte. Entretanto, foi somente a partir de 1975 que o volume de exploração torna-se relevante. Desde então que as discussões a respeito de diferentes aspectos que envolvem a exploração, taxaço e utilização dos recursos tomaram-se mais intensas.

As autoridades públicas desde o princípio tinham consciência dos possíveis efeitos da exploração do petróleo sobre a economia doméstica. O Storting Report n. 25 de 1974 já chamava atenção para os efeitos sobre o mercado de trabalho e a indústria norueguesa por meio de dois meios: “directly by affecting Norwegian labour and Norwegian industry through their participation in exploration, production and base activities, through deliveries of production plataformas, equipment etc. and through industrial processing in the form of oil refining, petrochemical production etc. Or indirectly through the use of the increased revenues for domestic consumption and investment” (Al-Kasim, 2006).

Diante dos receios quanto à capacidade da economia norueguesa de responder à demanda por trabalho e investimento requerida na atividade petroleira, assim como de absorver a renda adicional, decidiu-se por uma estratégia gradualista de extração por meio do controle do nível de produção planejado. A produção anual deveria oscilar entre 25 milhões e 90 milhões de toneladas³⁹.

³⁹ Para uma crítica a essa estratégia, ver Al-Kasim (2006).

A manutenção do preço do barril em patamar elevado até meados dos anos 1980, contudo, evidenciou a dependência das receitas do governo do ciclo do petróleo, assim como a ineficiência de controles quantitativos sobre o ritmo de exploração das jazidas. O período de consolidação do setor petrolífero, de 1979 a 1986, apresentou duas mudanças importantes que rompem com a visão anterior sobre o papel do setor na economia. Em primeiro lugar, a atividade petrolífera deixa de ser vista como uma ameaça à economia para assumir a função de “locomotiva” da economia. Em segundo lugar, verificou-se que o mercado de trabalho não era um fator limitante para a expansão da atividade, exceto em algumas ocupações altamente especializadas. Como resultado, os limites à produção foram flexibilizados e a criação de um fundo de estabilização foi sugerida como forma de isolar a economia doméstica dos movimentos do mercado de petróleo.

A criação do fundo de estabilização foi o aspecto mais documentado no que diz respeito à gestão das rendas do petróleo na Noruega, servindo de modelo para outros grandes exportadores do produto em função de sua efetividade como instrumento de isolamento da economia. Entretanto, como destaca Larsen (2004), outros fatores também colaboraram na redução dos efeitos da doença holandesa na Noruega, como a centralização das negociações salariais, cujas negociações se pautavam pela produtividade da indústria como um todo e não pela do setor petrolífero. Ademais, o setor público conseguiu fortalecer seu balanço patrimonial, reduzindo fortemente seu endividamento, o que facilitou a execução de uma política fiscal de caráter contracíclico.

O governo também tem lançado mão de política industrial⁴⁰ para incentivar o desenvolvimento tecnológico do país. Atualmente existem três instituições que operam a política industrial nacional, voltada para criar um ambiente propício à inovação tecnológica: Innovation Norway, Industrial Development Corporation of Norway (SIVA) e Research Council of Norway. Innovation Norway (ativo em 2006 de US\$2,84 bilhões⁴¹) foi criada em janeiro de 2004 a partir da fusão de quatro outras organizações (Norwegian Industrial and Regional Development Fund – SND, Norwegian Trade Council, Norwegian Tourist Board e Government Consultative Office for Inventors – SVO). Sua principal função é dar suporte a pequenas e médias empresas, encorajar o desenvolvimento de novos produtos e a internacionalização das empresas nacionais. Suas ações focam os setores em que o país apresenta vantagens competitivas, como setor energético, naval, pesqueiro etc. Entre suas atividades, estão o financiamento de projetos (empréstimos, garantias, participações de capital) subsidiados ou não, consultoria, criação de *networks* e promoção internacional das empresas norueguesas⁴².

A SIVA (ativos de US\$102,84 milhões em 2006⁴³) foi criada em 1968 com objetivo de incentivar a formação de clusters industriais regionais por meio da compra de participações de companhias (ou funcionando como incubadora) e de projetos em infra-estrutura e centros de inovação, colaborando com o desenvolvimento econômico de regiões remotas. A companhia

⁴⁰ Para uma argumentação favorável à política industrial em países exportadores de petróleo, ver Rodrik (1995 e 1997) para o caso asiático e Sachs & Warber (2001) a favor da diversificação produtiva. Larsen (2004) mantém-se cauteloso quanto à capacidade de o governo eleger setores de maneira eficiente.

⁴¹ 18,2 bilhões de Krones convertidos à taxa média de câmbio em 2006 (NOK 6,4179/US\$ 1); disponível em www.norges-bank.no.

⁴² Para informações adicionais, ver: <http://arsrapport.innovasjon Norge.no/2006/templates/Page.aspx?id=839>.

⁴³ 660 milhões de Krones, convertidos pela taxa de câmbio média de 2006. Ver Nota 32.

tem participações em mais de 150 empresas e em 80 centros de inovação, onde já aportou cerca de € 37 milhões. Suas ações estão divididas em quatro áreas: construção, indústria, inovação e cooperação internacional (desenvolve projetos na Rússia, Lituânia e Letônia)⁴⁴.

O principal objetivo do Research Council é fornecer *research support* aos projetos de investimento avaliados como estratégicos em função do potencial de criação de valor, considerando as atividades de maior vantagem competitiva da Noruega. São sete as grandes áreas de concentração da instituição: nanotecnologia, genoma, petróleo, energia renovável, mudança climática e aquicultura. O orçamento da instituição foi estipulado em US\$ 1,11 bilhão⁴⁵ para 2008, provenientes em grande parte do Ministério da Educação e Pesquisa (21,8%) e do Ministério do Comércio e da Indústria (20,3%)⁴⁶.

O Fundo de Estabilização Norueguês

Em 1990, o Parlamento norueguês (*Storting*) criou, a partir das receitas obtidas com a exportação de petróleo, um fundo de reservas, o *Government Petroleum Fund*⁴⁷, que era controlado pelo Ministério das Finanças e cujas operações eram dirigidas por um setor específico do Banco Central. Em 2006, o fundo foi renomeado de *Government Pension Fund – Global* (GPF-G). Apesar da alteração no nome, os objetivos do fundo não foram alterados (Gronvik, 2006). O GPF-G compõe, juntamente com o *Government Pension Fund – Norway*⁴⁸ (GPF-N), um fundo ainda mais amplo que lhes dá nome, o *Government Pension Fund* (GPF), cujo objetivo é facilitar a formação de poupança pelo setor público, necessária para, no futuro, fazer frente à rápida expansão dos gastos com seguridade social (pensões e aposentadorias)⁴⁹, assim como garantir a gestão de longo prazo das receitas provenientes do petróleo. Os ativos do *Government Pension Fund* chegaram a US\$ 382,2 bilhões em março de 2008 (Gráfico 2)⁵⁰. Os objetivos do *Government Pension Fund – Global* são três:

- (1) proteger a política fiscal e monetária de desdobramentos das oscilações do preço do petróleo (meta de estabilidade);
- (2) transformar recursos naturais de ativos reais em ativos financeiros, a fim de permitir que as gerações futuras pudessem ser beneficiadas (meta intergeracional);
- (3) evitar a apreciação cambial e o demasiado aquecimento da demanda interna, com possíveis repercussões nos preços internos (meta de competitividade) (Gutierrez, 2005).

⁴⁴ Para informações adicionais, ver <http://www.siva.no>.

⁴⁵ 5,7 bilhões de Krones, convertidos à taxa de câmbio média do mês de março de 2008 (NOK 5,13/US\$ 1); disponível em www.norges-bank.no.

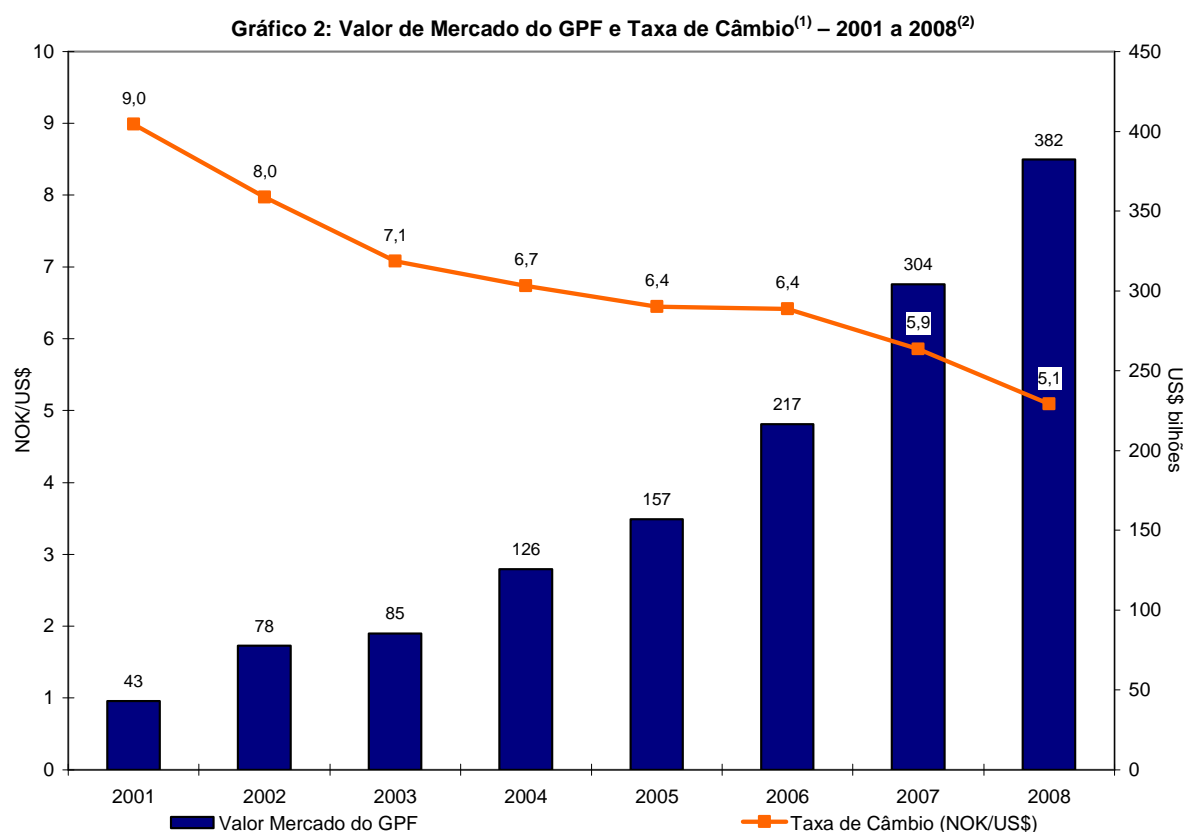
⁴⁶ Para informações adicionais, ver <http://www.forskningradet.no>.

⁴⁷ Por meio do Act on the Government Petroleum Fund, N. 36, de 22 de junho de 1990.

⁴⁸ O GPF-N substituiu o *National Insurance Scheme Fund* e é gerido pelo Folketrygdfondet.

⁴⁹ Como afirma Gronvik (2006), não existe nenhuma vinculação legal entre os recursos do fundo e o pagamento de pensões; a alteração de nome teve por objetivo indicar à sociedade norueguesa que os recursos acumulados nesses fundos fazem parte de um direito da coletividade e não será gasto pelo governo.

⁵⁰ Os valores patrimoniais do fundo são publicados em Krones (NOK), moeda norueguesa, convertidos em dólar por meio da taxa de câmbio média anual disponibilizada pelo Banco Central da Noruega, o Norges Bank.



Fonte: NBIM (<http://www.nbim.no/>) e Banco Central da Noruega (<http://www.norges-bank.no>).

Notas: (1) Média anual da taxa de câmbio.

(2) Valores para 2008 são referentes ao valor de março, tanto para o patrimônio do GPF como para a taxa de câmbio (cotação de 31 de março).

O fundo é capitalizado a partir das receitas fiscais da exploração do petróleo. Os instrumentos utilizados pelo governo são taxas, a rentabilidade proveniente da propriedade e licenciamento das reservas de petróleo e gás natural apropriadas por meio do *State's Direct Financial Interest* (SDFI)⁵¹, dividendos, taxas sobre emissão de CO₂ (introduzidas em 1991) e *royalties*. As taxas e os retornos da SDFI são as fontes mais relevantes, sendo responsáveis por cerca de 95% do fluxo de captação.

O sistema de taxação sobre o petróleo recai sobre as receitas líquidas, sendo dedutíveis alguns gastos com investimentos. Em primeiro lugar, incide a *Ordinary Corporate Tax* de 28%, que é aplicável a todas as empresas na Noruega. Das receitas líquidas são subtraídos os gastos com investimentos e depreciação, incidindo, então, sobre esse valor (receita ajustada) uma taxa de 50% referente à *Special Tax Rate*. Assim, em termos marginais, a apropriação da renda do setor pelo Estado pode chegar a 78%. O sistema norueguês, administrado pelo *Norwegian Oil Taxation Office*, tem se mostrado bastante eficiente no sentido de transferir renda das atividades petrolíferas ao Estado (Eriksen, 2006).

⁵¹ O Estado norueguês se responsabiliza diretamente por parte dos investimentos e dos custos de alguns campos de exploração e de sistemas de transporte. A propriedade desses ativos é garantida por meio de um arranjo especial, o SDFI criado em 1985. O portfólio é gerido pela Petoro S.A. desde 2001, quando a estatal Statoil (antiga gestora) teve seu capital aberto. A Petoro tem a função de maximizar o valor dos ativos da SDFI por ela administrados (licenças sobre cerca de 1/3 das reservas de petróleo e mais de 1/4 da produção de petróleo e gás natural). Para maiores informações, acessar <http://www.petoro.no/eng/>.

A gestão operacional do *Government Pension Fund – Global* é realizada pelo Banco Central da Noruega, a partir de um departamento específico, o *Norges Bank Investment Management* (NBIM). Entretanto, é o Ministério das Finanças quem determina os objetivos estratégicos a serem seguidos e supervisiona a gestão dos operadores.

A divisão de responsabilidades, com relação ao *Government Pension Fund – Global*, é bastante clara. O Ministério das Finanças é responsável pela alocação estratégica dos recursos; define o portfólio *benchmark*; estabelece limites dos desvios com relação a esse *benchmark* e reporta os resultados obtidos pelo fundo ao Parlamento norueguês. Já o NBIM é responsável pela gestão do portfólio; pela exposição a riscos e pelos custos de transação. Assim, o Ministério das Finanças estabelece um portfólio (*benchmark*), a partir do qual o NBIM buscará obter a maior rentabilidade possível para níveis de risco semelhantes.

As aplicações dos recursos do fundo, realizadas nos mercados internacionais em sua totalidade, devem partir do portfólio estabelecido pelo Ministério, e consiste em títulos de renda fixa e em ações, em proporções de 60% e 40% respectivamente a partir de 2006. Os ativos de renda fixa devem ser compostos por 60% de títulos emitidos por países europeus, 35% de americanos e africanos e 5% de países da Ásia ou Oceania. No que diz respeito às *equities*, as proporções são 50% para ações negociadas em Bolsas da Europa, 35% da América e África e 15% da Ásia e Oceania.

Os ativos adquiridos são compostos por ações de 27 países pertencentes ao FTSE Equity Index⁵² e por títulos de 21 países incluídos no Lehman Brothers Global Aggregate Bond Index⁵³. Ao longo do tempo da aplicação, entretanto, a evolução dos preços dos ativos pode e, geralmente, leva a uma composição diferente do portfólio do fundo, a que se deve seguir uma recomposição da carteira de maneira a aproximá-la do *benchmark*. Para facilitar (e reduzir o custo) dessas operações, o Ministério das Finanças estabeleceu transferências mensais, a partir de 2002, de recursos, permitindo que os limites de aplicação estabelecidos sejam alcançados sem que aplicações sejam liquidadas, isto é, o ajuste é feito na margem, não no estoque. A injeção de capital por parte do Tesouro provém do superávit fiscal obtido (considerando a receita dos impostos sobre petróleo), assim como do rendimento do Estado com exploração do petróleo. Desde sua criação, o ano em que houve maior volume de transferência para o fundo foi em 2001, com US\$ 28,6 bilhões.

A supervisão e avaliação do Ministério se dão por meio do acompanhamento do desvio padrão da diferença entre o retorno anual do portfólio efetivo e o retorno anual do portfólio que funciona como *benchmark* (*tracking error*). Foi estabelecido um *tracking error* esperado de até 1,5 p.p., buscando, dessa maneira, limitar os riscos assumidos pela gestão do fundo. A rentabilidade ou prejuízo da carteira total do *Government Pension Fund – Global* deve ficar contido do intervalo de +/- 1,5 p.p. em relação ao rendimento do *benchmark*.

⁵² FTSE é uma companhia independente formada pelo Financial Times e pela London Stock Exchange (Para maiores informações ver – <http://www.ftse.com/Indices/index.jsp>).

⁵³ O Lehman Brothers Global Aggregate Bond Index fornece uma ampla medida dos investimentos internacionais do mercado de bônus. O Índice combina o U.S. Aggregate Index com o Pan-European Index, e componentes do Japão, do Canadá, da Austrália e da Nova Zelândia num Global Treasury Index. Para maiores informações – http://www.lehman.com/LL_S/public/publicsite/bondindex.html.

Vale destacar ainda que parte dos recursos do fundo não é administrada diretamente pelo NBIM, mas repassada a gestores privados. Em 2006, cerca de 78% dos ativos eram geridos pelo próprio *Norges Bank Investment Management (internal management)* e os 22% restantes por corretoras e bancos privadas (*external managements*). Essa alocação advém da convicção do Banco Central de que existem melhores condições de se obter rentabilidade mais elevada quando um grupo maior de gestores pode tomar decisões de aplicação de forma independente uns dos outros (NBIM, 2006). Ao final de 2006, o fundo contava com 28 *equity managers* no exterior com 45 *mandates managed assets*, o equivalente a US\$ 42,22 bilhões e 22 *fixed income managers* no exterior com 35 *mandates managed*, com ativos totalizando US\$ 19,63 bilhões.

O fundo recebe a totalidade das receitas públicas com origem nas atividades de petróleo e gás; entretanto, deve financiar o déficit do orçamento não-petróleo, isto é, a diferença entre as receitas advindas de impostos não relacionados às atividades petrolíferas e os gastos públicos. Assim, recursos só são incorporados ao patrimônio do fundo em caso de superávits orçamentários, vale dizer, quando as receitas relacionadas a petróleo mais aquelas com outras origens conseguem superar o volume de gastos públicos.

Em março de 2001, as transferências do fundo ao orçamento público passaram a seguir diretrizes públicas, objetivando aumentar a transparência das operações. A principal medida foi limitar as transferências anuais para o orçamento público em 4% do patrimônio do fundo. Essa taxa representa o retorno real esperado anualmente sobre seus ativos, o que conservaria, como discutido anteriormente, o valor do estoque de riqueza para as gerações futuras.

Entretanto, o limite de 4% possui alguma flexibilidade. As transferências devem ser capazes de financiar a política fiscal anticíclica em momentos de recessão ou desaceleração econômica. Em 2005, por exemplo, as transferências totalizaram 6%. Dessa maneira, o limite estabelecido pela legislação deve ser atingido, na verdade, em média, ao longo do tempo. Taxas mais elevadas de transferências, se não forem incompatíveis com o objetivo de *saving fund* do *Government Pension Fund – Global*, isto é, se acompanharem a expectativa de retorno do fundo, não devem minar a credibilidade do arranjo institucional criado para regular as relações com a política fiscal e ao mesmo tempo garantir maior capacidade de atuação como fundo de estabilização (Gjedrem, 2005 e Eriksen, 2006).

Ademais, a decisão do volume da retirada anual do fundo está condicionada a outros fatores, como a estabilização da taxa de câmbio ou a tentativa de impedir apreciação da taxa, ainda que o regime vigente seja de câmbio flutuante, em função do impacto sobre competitividade dos demais setores da economia norueguesa que não os relacionados ao petróleo. Segundo Gjedrem (2005: p.5): “*the Petroleum Fund and the fiscal rule shield the economy from fluctuations in oil prices and extraction rates. With an inflation target, inflationary pressures are steered using the interest rate, while the value of the krone fluctuates. Consequently, when decisions on the use of petroleum revenues are taken, weight must not only be given to long-term considerations and the distribution of wealth across generations, but also to developments in the real exchange rate and the competitiveness of the exposed sector over the short and medium term*”.

Apesar da existência do fundo, a forte valorização do petróleo acabou apreciando a taxa nominal de câmbio. Gjedrem (2005) afirma, no entanto, que a taxa de câmbio nominal não necessariamente tem acompanhado o preço de petróleo em todos os períodos (ver Gráfico 2).

Avaliações empíricas apontam a divergência de indicadores na economia norueguesa que poderiam indicar ou não a presença de doença holandesa. Além da apreciação real e nominal da taxa de câmbio desde 2002, o custo unitário do trabalho tem se elevado a partir de meados da década de 1990 e a participação das exportações de outros produtos não derivados de petróleo na produção industrial tem se reduzido, indicando perda de competitividade externa da indústria norueguesa. Em sentido oposto, a participação desse tipo de exportação em relação ao PIB tem se mantido estável, assim como a inflação, sugerindo a ausência de doença holandesa (FMI, 2005).

A diversificação produtiva do país se mostra ainda limitada, ainda que tenha se incentivado o desenvolvimento de outras atividades ao longo da cadeia produtiva do petróleo e do gás natural. A presença de reservas sob grande profundidade no Mar do Norte colaborou para que a extração desse recurso natural fosse acompanhado de desenvolvimento tecnológico, transformando empresas norueguesas em consultoras internacionais desse tipo de operação.

De acordo com o Ministério das Finanças, o setor petrolífero ainda representa cerca de 25% do PIB nacional e mais de 50% das exportações. O aumento dos investimentos do setor referente a 1% do PIB excluindo-se a produção de petróleo, por exemplo, se traduz ainda numa elevação do PIB não-petroleo de 0,6% (ver Tabela 5).

Tabela 5: Efeito de um Aumento nos Investimentos em Petróleo Equivalente a 1 Ponto Percentual do PIB Não-petróleo

	PIB	Emprego
Manufatura	0,6	0,4
Construção	1,5	0,7
Transporte	0,3	0,0
Outros serviços	1,2	0,3
PIB não-petroleo	0,6	0,2

Fonte: OCDE (2007).

Em síntese, os recursos obtidos a partir da exploração do petróleo e do gás natural foram direcionados para três fins: re-inversão, financiamento do déficit público não-petróleo e formação de um fundo de estabilização. Os investimentos na própria atividade dizem respeito tanto a partes da renda apropriada pela iniciativa privada como pelo Estado a partir de impostos; vale lembrar a presença de importantes empresas de controle estatal em atividades vinculadas ao setor, como a Statoil, Nork Hydro⁵⁴ e Gassco⁵⁵. Até 1995, quando o Petroleum

⁵⁴ A exploração do petróleo era realizada por duas companhias de controle estatal, a Norwegian State Oil Company – Statoil (criada em 1972) e a Norsk Hydro (criada em 1905 e atuante no setor de petróleo desde final dos anos 1960), cujos conselhos de administração, em dezembro de 2006, recomendaram aos acionistas a fusão das duas companhias. A partir de outubro de 2007 a companhia resultante da fusão passou a se denominar

Fund recebeu seus primeiros aportes, as receitas públicas não reinvestidas no setor de petróleo e gás eram incorporadas em sua integralidade no orçamento público, de maneira a financiar gastos correntes, investimentos e pagamento de dívida anteriormente contraída. Após essa data, à medida que a produção norueguesa avançava e o preço internacional se recuperava, essas receitas passaram a suplantam a necessidade de financiamento do gasto público; a partir de 2001, como já mencionado, foi estabelecida uma regra (ainda que flexível) para o financiamento de déficit público com as receitas obtidas com a taxaço das atividades de petróleo e gás. Os recursos acumulados no fundo de estabilização norueguês não apresentam finalidade predeterminada, a não ser aquilo que consiste nas diretrizes de investimento. Contudo, a alteração de nome para Government Pension Fund – Global, em 2006, pode indicar que esses recursos poderão ser transferidos à população por meio de aposentadorias e pensões no futuro, colaborando, inclusive, com o equilíbrio do sistema previdenciário do país⁵⁶.

A América do Norte: os casos do Alaska (EUA) e de Alberta (Canadá)

Tanto o estado do Alaska, nos EUA, como a província de Alberta, no Canadá, em meados da década de 1970, buscaram evitar o comportamento cíclico das receitas públicas por meio da criação de fundos (Alaska Permanent Fund e Alberta Heritage Fund), condicionados pela elevação do preço do petróleo no mercado internacional. Em paralelo ao caráter estabilizador, esses fundos também assumiram a função de garantir que as gerações futuras de cada uma das regiões pudessem usufruir dos benefícios provenientes da existência de importantes reservas de petróleo e gás natural. Para a obtenção desse objetivo, entretanto, adotaram estratégias substancialmente diferentes. Enquanto o Alaska privilegiou a acumulação financeira de seu fundo a partir de aplicações de portfólio no mercado financeiro internacional, Alberta decidiu promover um conjunto de políticas voltadas para a diversificação e o bem-estar de sua população.

A obtenção de uma receita quase nove vezes maior que o orçamento anual do Estado do Alaska, em 1969, a partir da venda da concessão do direito de exploração de campos de petróleo, deu início às discussões a respeito da finalidade desses recursos. Desde essa época, foi lançada a idéia da constituição de um fundo de maneira a garantir o direito das gerações futuras usufruírem dessa riqueza. Contudo, o reconhecimento da precariedade da infraestrutura da região levou a investimentos em saneamento, na construção de rodovias, aeroportos e escolas e da constituição de sistema de distribuição de água. Os cerca de US\$ 900 milhões obtidos com a concessão foram gastos nesses empreendimentos. A rapidez com que esses recursos se esgotaram deu força política para os defensores da criação de um fundo,

StatoilHydro. A empresa privada que atuava no setor, a Saga, foi adquirida pela Hydro em 1999. Ambas as companhias têm atuação em diferentes países, especialmente na Europa, e estão listadas na Bolsa de Estocolmo (ver <http://www.statoilhydro.com/en/Pages/default.aspx>).

⁵⁵ A Gassco foi estabelecida em maio de 2001 com o objetivo de concentrar a gestão e o investimento em infraestrutura de transporte de gás natural que antes eram realizados por diferentes empresas. A empresa tem todo seu capital em posse do Estado norueguês (ver <http://www.gassco.no/sw3044.asp>).

⁵⁶ A respeito, ver por exemplo, Gronvik (2006).

que se impuseram nos anos subseqüentes, quando a receita do petróleo voltou a crescer devido à elevação de seu preço internacional a partir de 1973.

O Alaska Permanent Fund (APF) foi finalmente estabelecido em 1976, por meio de emenda constitucional⁵⁷, tendo por objetivo a transferência inter-geracional de riqueza. Em 1980, foi criada a Alaska Permanent Fund Corporation (APFC), que passou a gerir os recursos do fundo, sob dois parâmetros: preservar seu patrimônio e maximizar os rendimentos sobre esses recursos.

Os recursos administrados pela *Alaska Permanent Fund Corporation* são constituídos de duas partes, referentes ao principal, isto é, ao montante acumulado a partir das transferências do Estado para o fundo e à *Realized Earning Account* que contabiliza a massa de recursos proveniente do rendimento das aplicações do capital. A primeira parte, também conhecida como *Reserved Assets*, não pode ser gasta e deve ser aplicada de acordo com as diretrizes definidas pelo conselho da APFC. A segunda parte, os rendimentos, tem uso mais flexível. Uma parcela deve ser distribuída, anualmente, como dividendo para os habitantes do Alaska, por meio do *Permanent Fund Dividend Division* que administra o programa de distribuição desses recursos; o excedente pode ser usado conforme definição do poder legislativo do estado que, inclusive, pode decidir reinvesti-lo no fundo.

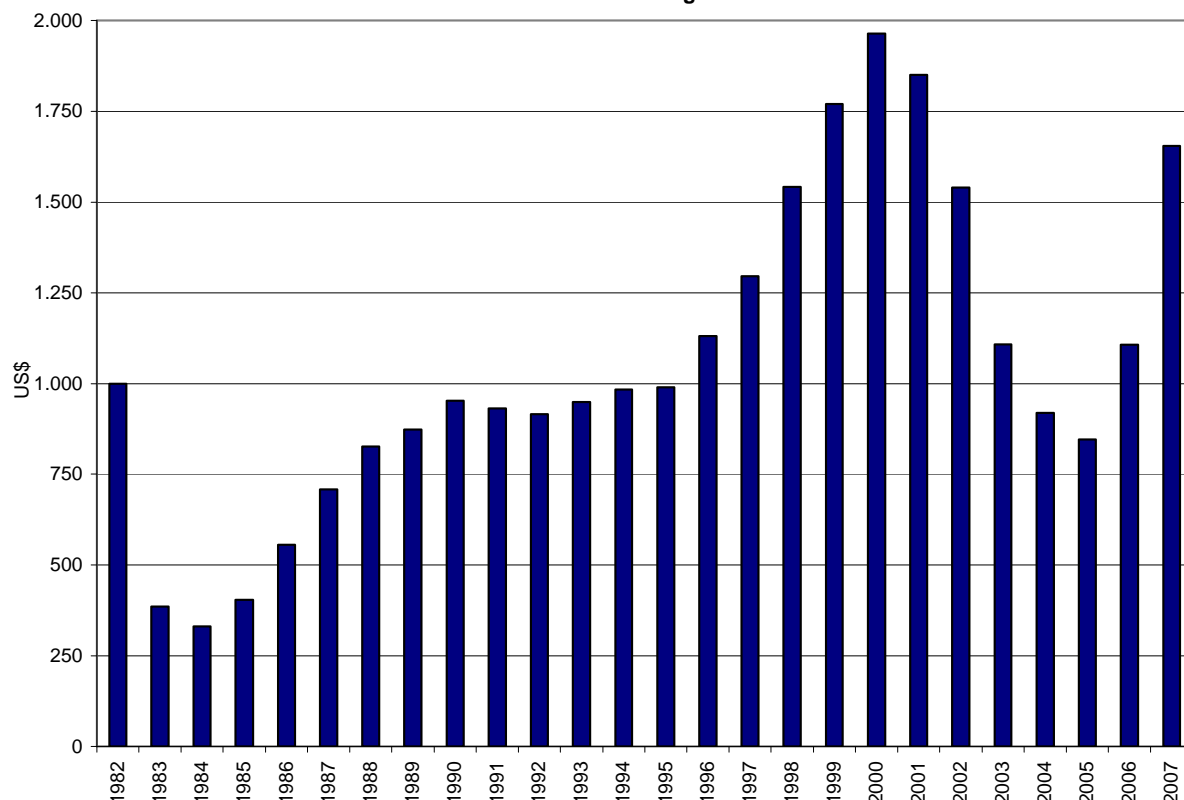
O programa de dividendos foi criado em 1982, com intuito de estimular o interesse dos cidadãos na preservação dos recursos. Desde a criação desse fundo, 42% dos rendimentos foram gastos com o pagamento de dividendos e o restante foi retido no fundo como reinvestimento. Em 1999, por exemplo, todo cidadão⁵⁸ residente no Alaska recebeu US\$ 1.770 por meio do programa de dividendos. Em 2007, US\$ 1.654 (Gráfico 3). Essas transferências têm assumido papel importante no rendimento anual de alguns setores da sociedade, especialmente nas zonas rurais (Rasmuson, 1993 e Fasano, 2000).

Criado também em 1976, ao Alberta Heritage Fund foram dados quatro objetivos: (1) transferência inter-geracional de riqueza; (2) constituir-se em mecanismo de alavancagem do gasto público alternativo ao endividamento junto aos agentes privados; (3) melhorar a qualidade de vida dos habitantes da província e (4) promover maior estabilidade da economia regional por meio de sua diversificação produtiva. Com o tempo, alguns desses objetivos perderam importância frente aos demais (Warran & Keddie, 2002).

⁵⁷ A Constituição do Alaska proíbe a vinculação de recursos públicos para objetivos específicos, é por isso que foi necessária uma emenda constitucional para que o fundo fosse criado, uma vez que consta de sua estrutura uma definição do uso de seus recursos.

⁵⁸ Para ser elegível, o cidadão deve ter residido no estado ao longo de todo o ano de referência de distribuição dos dividendos.

Gráfico 3: Valor do Dividendo Anual Pago a Cada Beneficiário



Fonte: Alaska Permanent Fund (<http://www.apfc.org/alaska/dividendPrgrm.cfm>).

Quadro 5: Comparação entre Alaska Permanent Fund (APF) e Alberta Heritage Fund (AHF)

	AHF	APF
Período de criação	década de 1970	década de 1970
Fonte de Recursos	Petróleo e gás natural	Petróleo e gás natural
Meio de criação	Legislação	Referendo
Desenvolvimento Econômico	Sim	Não
Dividendos Sociais	Sim	Não
Aquisição de ações	Não até 1997	Sim
Perfil dos Investimentos	Ativos Domésticos apenas (até 1997)	Ativos Estrangeiros
Crescimento do Fundo	Não	Sim

Fonte: Warrack (2008).

Inicialmente, o fundo foi dividido em três departamentos: Canada Investment Division (CDI), limitado a 20% do capital do fundo; Capital Projects Division (CPD), também limitado a 20%, e Alberta Investment Division (AID), cujos investimentos não estavam limitados.

A intensificação do movimento separatista no Quebec, em 1976, elevou o prêmio de risco exigido pelos credores privados do governo canadense em todas as suas esferas. O AHF, então, como parte da intenção do governo de Alberta de ampliar a atuação do fundo a todo o país, passou a realizar empréstimos para as regiões mais pobres do Canadá por meio da Canada Investment Division. A taxa de juros exigida nessas operações foi definida como sendo a menor taxa paga por uma instância pública, no caso, à taxa que a Ontario Hydro⁵⁹

⁵⁹ Empresa do setor de energia criada em 1974 pelo governo de Ontario. Em abril de 1999 a Ontario Hydro foi reestruturada e dividida em três companhias: Ontario Power Generation, The Ontario Hydro Services Company e Independent Market Operator. Essas novas companhias passaram a ter ações negociadas em bolsa e a estarem submetidas ao Ontario's Business Corporations Act, como qualquer outra corporação. Em maio de 2000, a

conseguia se financiar. O primeiro empréstimo entre províncias foi realizado em 1977 a Newfoundland. Até 1982, o fundo realizou 33 operações, somando 1,9 bilhão de dólares canadenses. A partir de então nenhum outro empréstimo dessa natureza foi concedido.

O objetivo da Capital Projects Division era ampliar o bem-estar socioeconômico da população residente na província. Em função da natureza de seu objetivo, a eficácia das ações do departamento não deveriam ser avaliada apenas por critérios financeiros. O financiamento dos projetos dessa divisão deveria obter aprovação do órgão legislativo de Alberta e eram considerados à margem do orçamento público. Uns dos projetos de maior envergadura estavam vinculados à área de saúde. Em 1980 uma transferência de 300 milhões de dólares canadenses criou a Alberta Heritage Foundation for Medical Research, cujos rendimentos vêm financiando a pesquisa médica, assim como o treinamento de profissionais da área⁶⁰.

Outros projetos em infra-estrutura também foram realizados, especialmente na agricultura, com a criação de sistemas de irrigação e transporte. Também foram realizados investimentos em terminais aeroviários e portuários, na criação de parques e reservas naturais (Kananaskis Country Park e parques urbanos em Calgary e Edmonton) e em pesquisa e desenvolvimento na área de energia⁶¹ (Warrack, 2008).

Alberta Investment Division foi criada para estimular a diversificação da economia de Alberta e, por conseqüência, reduzir a influência do ciclo dos negócios do petróleo, por meio do financiamento e da compra de participações em empresas e projetos (*equity investments*). Suas operações estiveram voltadas especialmente para o conjunto de empresas públicas canadenses (*Crown corporations*⁶²), sendo que, entre os maiores investimentos, se incluem aqueles realizados no Alberta Mortgage and Housing Corporation, Alberta Agricultural Development Corporation, Alberta Municipal Financing Corporation e Alberta Government Telephones⁶³. O papel da AID permitiu que o governo financiasse suas empresas sem ter de lançar mão de endividamento junto aos mercados financeiros, podendo inclusive socorrer companhias em dificuldades⁶⁴.

Ao longo dos sete primeiros anos de existência, cerca de 30% das receitas da província obtidas a partir de recursos não-renováveis (em sua maioria, petróleo e gás natural) foram alocados no fundo, além do aporte inicial de 1,5 bilhão de dólares canadenses. Entre 1984 e 1987 essa proporção se reduziu a 15%; a partir de então, em função da queda do preço do petróleo, os aportes foram suspensos. O valor total transferido nesses dez anos chegou a cerca de 12 bilhões de dólares canadenses ao todo. O rendimento dos investimentos realizados

Ontario Hydro Services Company foi renomeada de Hydro One Inc., uma *holding* que reúne outras cinco empresas do setor (Ver <http://www.hydroone.com/en/>).

⁶⁰ O governo realizou mais um aporte de 200 milhões de dólares canadenses em 2006, a primeira das transferências que devem somar 500 milhões de dólares canadenses em três anos (ver <http://www.ahfmr.ab.ca>).

⁶¹ Atualmente, os projetos criados a partir da CPD não são contabilizados no Alberta Heritage Savings Trust Fund (AHSTF).

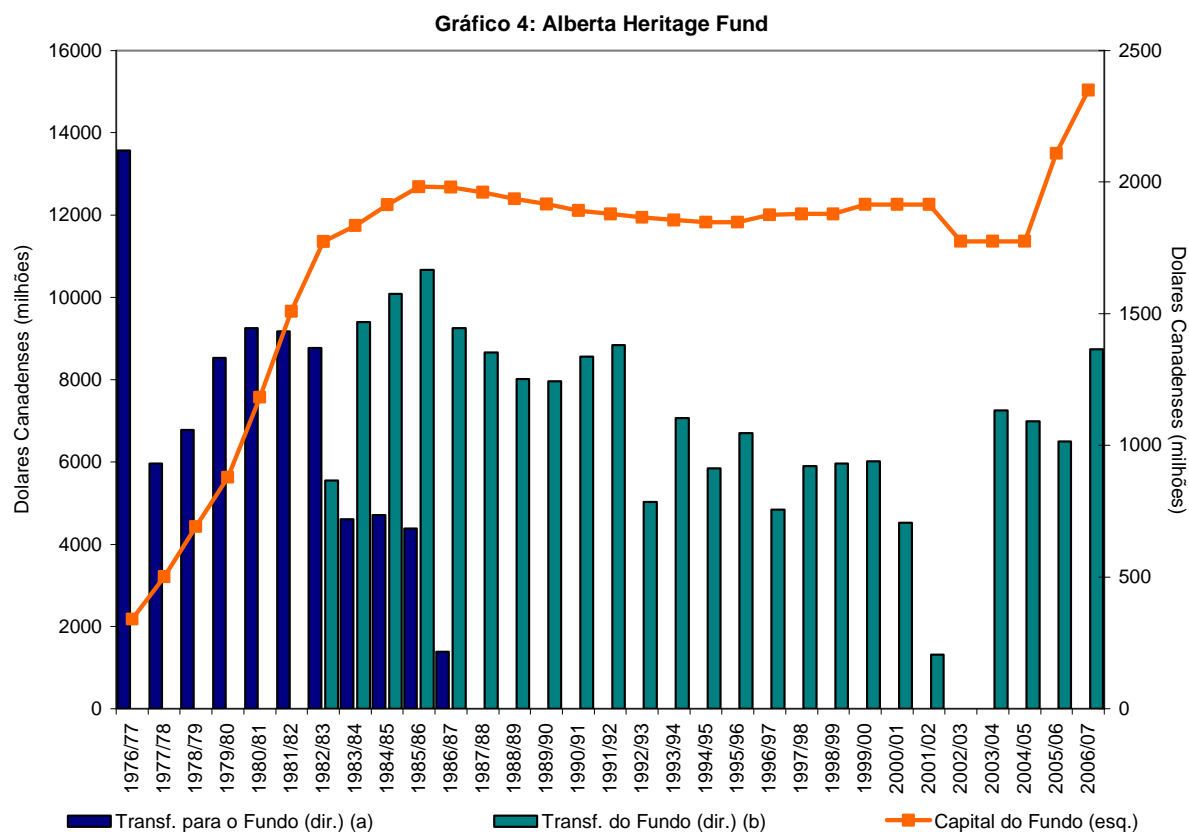
⁶² Para uma lista de todas as corporações, assim como para os relatórios anuais, consultar <http://www.tbs-sct.gc.ca/reports-rapports/cc-se/index-eng.asp>.

⁶³ Foi privatizada em 1990, sob o nome de TELUS.

⁶⁴ Recursos sob a gestão da AID foram utilizados para socorrer o megaprojeto de Syncrude Oil Sands em 1977, que anos depois demonstrou desempenho satisfatório, em grande medida devido à política de preços elevados implementada pela OPEP nos anos 1980. Essa foi uma das poucas vezes que, sob decisão do governo, o fundo foi utilizado para socorrer empresas em problemas financeiros. A participação de 10% no projeto que custou à AID US\$ 180 milhões foi vendido por US\$ 352 milhões em 1995 (Warrack, 2008).

inicialmente ficava retido no fundo para reinversão até 1987, quando passou a ser canalizado ao orçamento público em sua integralidade. Em termos absolutos seu patrimônio sofreu reduções em função dos aportes em projetos, tais como os de irrigação, de pesquisa e a construção de parques e hospitais. Essa modalidade de gasto cessou desde 1995. A partir de então, o valor do fundo tem ficado em torno de 12 bilhões de dólares canadenses, caindo para cerca de 11 bilhões em 2002 e recuperando em 2005 e 2006 em função de novos depósitos realizados pelo governo de Alberta (ver Gráfico 4). Em 2007, o capital do fundo chegou a 15,02 bilhões de dólares canadenses⁶⁵.

Em janeiro de 1997, o fundo passou por uma reestruturação⁶⁶. Foi dividido em duas partes: Transition Portfólio e Endowment Portfólio, sendo que o primeiro tem caráter provisório e reúne os antigos ativos do fundo. Um mínimo de 1,2 bilhão de dólares canadenses de ativos deve ser transferido anualmente do primeiro para o segundo portfólio. As novas diretrizes de aplicação dos recursos do fundo o aproximaram da estratégia adotada pelo Alasca; um mínimo de 35% e um máximo de 65% do Endowment Portfolio deve ser aplicado tanto em títulos de renda fixa como em ações. O rendimento obtido pelo fundo deve cobrir as perdas com a inflação e o excedente transferido ao governo da província. Assim, com a reforma, o fundo deixa de privilegiar políticas de desenvolvimento para garantir maior acumulação financeira interna.



Fonte: Alberta Heritage Savings Trust Fund, Annual Report, 2006.

Notas: (a) Refere-se à alocação de receitas provenientes da exploração dos recursos naturais.

(b) Consiste no rendimento das aplicações do fundo que devem ser transferidos anualmente para o governo de Alberta.

Obs.: Nos anos fiscais de 2005/06 e 2006/07, o governo de Alberta realizou dois depósitos de mil dólares canadenses. Outros dois depósitos de 750 milhões de dólares canadenses em 2005/06 e de 250 milhões em 2006/07 foram feitos efetivados para que o fundo reforçasse sua política de apoio à educação, conforme estabelecido pelo Access to the Future Act.

⁶⁵ Cerca de US\$ 13,99 bilhões, convertidos à taxa de câmbio média de 2007 de 1,074 CAN/US\$.

⁶⁶ Além da mudança de objetivos, foi criada o Oversight Committee composto de membros da Assembléia Legislativa de Alberta e o Operations Committee, que conta com a presença de agentes privados.

No que diz respeito à arrecadação tributária, ambas as regiões revisaram regras de taxaço diante da mudança recente de patamar do preço do petróleo e do gás natural. Buscaram também criar incentivos ao investimento no setor a partir da criação de impostos de caráter mais progressivo. A principal alteração em Alberta teve início em 2007 e deverá ser concluída em 2009. A província canadense elevou a alíquota e introduziu mudanças na forma de cobrança de royalties sobre o petróleo e o gás natural. O *New Royalty Framework* de Alberta extinguiu os regimes especiais de royalties e, com eles, as diferentes faixas de alíquotas. De acordo com a nova legislação, a alíquota pode variar entre 0% e 50% (a maior alíquota do sistema anterior não ultrapassava 35%) de acordo com a evolução do preço do barril de petróleo. Houve também elevação do preço mínimo sobre o qual a alíquota incidente deverá ser máxima de 30 para 120 dólares canadenses. No caso do gás natural o novo intervalo para as alíquotas é de 5% a 50% e o novo valor de referência para a alíquota máxima é de 16,59 dólares canadenses por gigajoule (expressivamente superior aos \$ 3,7/GJ de até então). Já no caso do betume (*oil sands*) foi mantida a alíquota mínima de 1%, que deverá ser elevada até 9% por cada dólar adicional do preço do barril entre 55 e 120 dólares canadenses, a partir do qual deve incidir a alíquota marginal máxima de 9%. A expectativa do governo da província é de que as receitas provenientes dos royalties cresçam 20% devido às alterações introduzidas.

Adicionalmente aos impostos federais, aos royalties e ao imposto de renda, o governo do Alaska criou em 2007 um imposto sobre os lucros das empresas do setor de petróleo e gás natural. A alíquota foi definida em 22,5%, devendo ser elevada em 0,25 pontos percentuais a cada dólar adicional do preço do petróleo acima de US\$ 40/barril. Uma revisão desses parâmetros foi feita em meados de 2007, quando a alíquota foi elevada para 25% e o preço de referência do barril de petróleo reduzido para US\$30, a partir do qual a alíquota deve ser elevada em 0,4 pontos percentuais por dólar adicional (Johnston, 2008).

Rússia

O setor petrolífero russo ocupa uma posição de destaque tanto no que diz respeito aos negócios internacionais do petróleo, como para a economia russa. De acordo com a Energy Information Administration dos EUA, em 2006, a Rússia apresentou a segunda maior produção e exportação de petróleo, ficando atrás apenas da Arábia Saudita (ver Quadro 1). Em relação à economia doméstica, o Fundo Monetário Internacional estima que o peso do setor tenha sido de 20% do PIB em 2005, desempenhando um papel importante no equilíbrio das contas do governo. No mesmo ano o setor foi responsável por 61% das exportações do país (ver Tabela 6 e Tabela 7).

Tabela 6: Rússia – Balança Comercial (em US\$ Bilhões)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Exportações (a)	105	101,9	107,3	135,9	183,2	243,6
Não ligadas ao setor energético	52,2	49,7	51,1	62,2	83	94,7
Setor energético (b)	52,8	52,2	56,2	73,7	100,2	148,9
Petróleo	36,2	34,4	40,3	53,7	78,3	117,2
Gás	16,6	17,8	15,9	20	21,9	31,7
Importações	-44,9	-53,8	-61	-76,1	-97,4	-125,3
Balança Comercial	60,2	48,1	46,3	59,9	85,8	118,3
<i>Memo</i>						
Part. Setor Energético (b/a)	50,3%	51,2%	52,4%	54,2%	54,7%	61,1%
Part. Petróleo (c/a)	34,5%	33,8%	37,6%	39,5%	42,7%	48,1%
Part. Gás (d/a)	15,8%	17,5%	14,8%	14,7%	12,0%	13,0%

Fonte: FMI (2006b e 2006a).

Tabela 7: Rússia – Indicadores Seleccionados (em % PIB)

	2001	2002	2003	2004	2005
Taxa crescimento real PIB	5,1	4,7	7,3	7,2	6,4
Receitas do Governo	37,3	37,6	36,3	36,8	40,0
Receitas do Petróleo	6,0	5,7	6,0	9,2	14,0
Gastos do Governo	34,6	37,0	34,9	31,9	31,9
Gastos primários	31,9	34,9	33,0	30,5	30,8
Resultado Geral do Governo	2,7	0,6	1,4	4,9	8,1
Resultado primário	5,4	2,7	3,3	6,3	9,2
Resultado primário exceto setor petrolífero	-0,6	-3,1	-2,7	-3,0	-4,8
Memo					
Preço do petróleo em US\$ (a)	23,0	23,5	27,3	34,3	49,9
Preço do petróleo considerado para orçamento (em US\$)	19,0	22,4	24,1	20,0	26,0

Fonte: FMI (2006a e 2006b).

Notas: (a) Média anual do preço do barril de petróleo do tipo Urals Blend.

Apesar do bom desempenho da atividade, alguns gargalos de infra-estrutura começaram a aparecer em 2005, sobretudo na ampliação da rede de distribuição. Ademais a manutenção do ritmo de expansão da produção exigiria novos investimentos, desincentivados em alguma medida pela elevação da carga tributária sobre o setor (ver Quadro 3). Dessa maneira, a evolução do preço internacional do petróleo passou a ser determinante para o desempenho do setor desde então (OOMES & KALCHEVA, 2007) (ver Tabela 8).

**Tabela 8: Rússia – Produção Industrial Bruta
(crescimento % a.a.)**

	2003	2004	2005
Total Indústria	8,9	8,3	4,0
Mineração e extração de recursos naturais	8,7	6,8	1,3
Manufaturados	10,3	10,5	5,7
Produção e oferta de eletricidade, gás e água	3,3	1,3	1,2

Fonte: FMI (2006b).

A elevada tributação sobre as atividades relacionadas à extração de petróleo e gás natural e a adoção de uma política fiscal de corte mais conservador desde a crise cambial de 1998 têm evitado taxas de crescimento doméstico mais elevadas, o que poderia se converter em pressões inflacionárias. Ademais, a formação de reservas internacionais pela autoridade monetária tem permitido que o *rublo* não sofra uma apreciação mais intensa. Esses aspectos têm colaborado para que os efeitos da expansão do setor petrolífero não sejam transferidos integralmente à economia doméstica (FMI, 2006a).

No início dos anos 1990, o setor energético russo passou por profundas transformações de corte liberal. Em 1992, o governo iniciou processo de realinhamento dos preços doméstico e internacional para o petróleo e o gás natural. Levou cerca de 18 meses para que os diversos controles – administrativos, restrição à margem de lucro e alocação das receitas – fossem totalmente removidos. Nesse mesmo período, foram realizadas privatizações⁶⁷ integrais ou

⁶⁷ A reforma incluiu a obtenção do status de independência legal para as oito empresas estatais do setor (McPherson, 1996). Entre 1991 e 1995, as produtoras e refinarias foram reunidas em 10 *joint stock companies*, combinando participação privada e estatal; 4 companhias com autonomia e 1 de propriedade integral do Estado (Rosneft). Dentre as 10 *joint stock companies*, 3 foram inicialmente formadas como companhias integradas verticalmente: LUKoil, Surgut Holding e Yukos. Em 1994, criaram-se mais 6 empresas dentro da mesma perspectiva: Sidanco, Slavneft, VNK, e ONACO e depois as empresas Rosneft e TNK. Em 1995, uma última empresa foi formada, a Sibneft. Quando da estruturação dessas empresas, o governo manteve 38% do total das ações das empresas e 51% das ações ordinárias. A partir de 1996, o governo reduziu sua participação nessas

parciais das empresas públicas do setor. Apesar das alterações, ao longo da década a produtividade do setor foi declinante (Margeson, 2008; McPherson, 1996).

As quotas para exportação de petróleo foram abolidas e as taxas de exportação foram reduzidas em 1995, sendo que, ao final desse ano, os preços internos já equivaliam a 70% dos preços mundiais em termos absolutos. O aumento do preço doméstico permitiu uma elevação do fluxo de caixa das empresas e dos incentivos à produção. No entanto, a demanda doméstica efetivamente sentiu os efeitos da alta do preço, assim como da reestruturação do setor⁶⁸.

Apesar de nos últimos anos ter ocorrido uma elevação no controle estatal sobre a exploração de petróleo com a re-estatização de uma das maiores empresas, a Yukos⁶⁹, a maior parte das produtoras de petróleo na Rússia consistem em companhias privadas (embora o transporte do petróleo seja monopólio da estatal AK Transneft). A exploração e exportação do gás, por sua vez, está nas mãos do Estado russo, por meio da Gazprom (cerca de ¼ do mercado mundial) (Mihaljek, 2005).

No governo Putin, as tarifas que incidem sobre o petróleo voltaram a ser modificadas. As alíquotas e a forma de cobrança dessas taxas sofreram alterações de valor e no formato de cobrança ao longo do tempo, o que proporcionava instabilidade no setor. Recentemente, com a implementação do *Tax Code*, a apropriação da riqueza derivada do petróleo passou a ser realizada pelo governo russo por meio de três instrumentos principais: taxa sobre renda e dividendos da empresa (CIT – *corporate income tax*); taxa sobre extração de recursos naturais (RET – *natural resources extraction tax*); e tarifas sobre exportação (ET – *export tariffs*) (FMI, 2006a).

A alíquota da CIT é de 24% e recai sobre parte da receita das empresas, definida pela *Tax Code*⁷⁰. A RET consiste em *royalty* incidente sobre toda a receita proveniente da extração de petróleo a uma alíquota de 22% sobre o que excede US\$ 9 por barril⁷¹. Já as tarifas sobre exportação (ET) obedecem a diferentes faixas considerando o preço do barril do petróleo: entre US\$ 15/barril e US\$ 20/barril a alíquota é de 35%; entre US\$ 20/barril e US\$ 25/barril, de 45% e acima de US\$ 25/barril, de 65%⁷². Esses três impostos representam a maior

empresas. Atualmente, o governo ainda mantém a posse da Rosneft e participações menores em algumas das empresas de menor porte dentro do setor. Com relação às grandes empresas, o governo mantém participações significativa apenas na LUKoil e na TNK – de 16% e pouco menos de 50%, respectivamente. O Estado mantém o controle da empresa monopolista no transporte do petróleo – Transneft (Ledyeva, 2006).

⁶⁸ Considerando os indicadores de inflação na Rússia, o setor que mais tem contribuído para altas de preço é o setor de extração. Em anos em que o país apresentou altos índices inflacionários no setor industrial – 2000 e 2004, por exemplo, com taxa de 31,9% e 28,8%, respectivamente –, o setor de extração apresentou altas bastante expressivas de preço – em 2000, de 49,1%, e em 2004, de 64,7% (FMI, 2006b).

⁶⁹ A Yukos foi declarada como falida em 2006, depois da realização de uma série de escândalos de corrupção, sendo que o presidente da companhia, Mikhail Khodorkovsky, foi preso e condenado por evasão fiscal. A maior parte do que restou da estrutura da Yukos – entre produção, refinarias e estações de petróleo – foi assumida pela Rosneft, empresa estatal do setor (*The Economist*, 2007).

⁷⁰ A *Tax Code* foi uma ampla reforma nas tarifas existentes na economia, e que se estendeu de 2000 até 2004. A partir dela, a CIT foi reduzida de 35% para 24% (Ahrend, 2004a) e diversas despesas das empresas puderam ser deduzidas do valor sobre o qual a taxa incide, como, por exemplo, juros com empréstimos de longo prazo (FMI, 2006a). A maior parte do ganho advindo da taxa é regional, 17% dentre os 24% – do restante, 5% é ganho federal e 2% local.

⁷¹ Essa taxa é basicamente incorporada ao orçamento do governo.

⁷² As tarifas sobre exportação são exclusivamente fontes de recursos federais.

contribuição na carga fiscal incidente sobre o setor energético. As ET são responsáveis por 6% da receita fiscal, as RET por 4,5% e as CIT por 3,5% do total de 14% PIB que representaram as receitas do petróleo em 2005 (FMI, 2006a).

A manutenção dos valores de referência à aplicação das tarifas abaixo do nível atual do preço do petróleo garantiu ganhos fiscais significativos. No entanto, como valores semelhantes são considerados pelo governo na elaboração do orçamento, parte importante das receitas obtidas com a elevação do preço internacional do petróleo tornou-se excedente aos gastos orçados e, assim, passou a ser alocada no *Oil Stabilization Fund*, o fundo de estabilização russo criado em 2004.

As receitas excedentes contribuíram para o pagamento antecipado de parte da dívida externa pública – permitindo que o estoque total em relação ao PIB caísse de 44,1% em 2002, para 31,5% em 2006⁷³ – e para acumulação de reservas internacionais, assim como para a formação do fundo de estabilização. Essas medidas possibilitaram, em grande medida, a redução da vulnerabilidade externa do país⁷⁴ (Owen, 2002; OCDE, 2006; Ahrend, 2004a) (ver Tabela 9).

Tabela 9: Rússia: Dívida Externa Pública e Privada – 2002 a 2007 (em US\$ Bilhões)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Governo	96,8	98,2	97,2	71,1	44,7	37,4
Governo Federal	95,7	96,9	95,5	69,9	43,2	35,8
Débito Rússia (tomada pós 1991)	39,8	38,6	39,6	35,7	33,8	28,7
Outros créditos (incluindo Clube de Paris)	5,7	4,9	4,2	3,0	2,6	1,7
Bônus em moeda estrangeira	26,7	26,8	28,9	26,7	25,0	21,3
Outros	7,5	6,9	6,4	5,9	6,2	5,6
Débitos da ex-URSS	55,9	58,3	55,9	34,3	9,4	7,1
Clube de Paris	39,2	42,7	43,3	22,2	0,6	0,0
Outros	16,8	15,6	12,6	12,1	8,9	7,0
Governo Local	1,1	1,3	1,6	1,2	1,5	1,5
Autoridades Monetárias	7,5	7,8	8,2	11,0	3,9	9,0
Empréstimos do FMI	6,5	5,1	3,6	0,0	0,9	1,9
Outros	1,0	2,7	4,6	11,0	3,0	7,1
Bancos (excluindo <i>equity capital</i>)	14,2	24,9	32,3	50,1	101,2	163,7
Outros setores (excluindo <i>equity capital</i>)	33,8	55,1	75,7	125,0	160,7	249,6
Total Dívida Externa	152,3	186,0	213,5	257,2	310,6	459,6

Fonte: Banco da Rússia. Disponível em: http://www.cbr.ru/eng/statistics/credit_statistics/.

A alta do petróleo proporcionou também um significativo aumento dos investimentos do setor petrolífero (alta de 25%, antes de 1998, e de 35%, em 2002). Entre 2002 e 2006, embora tenha ocorrido um aumento de 60% dos investimentos em termos nominais, o investimento real permaneceu praticamente o mesmo (FMI, 2008a).

Inicialmente, apenas as empresas petrolíferas estatais apresentaram elevação em seus investimentos, cujo montante em 2000 já era 70% maior do que aquele verificado em 1998.

⁷³ Em 2007, no entanto, houve um aumento significativo da dívida externa russa, que se elevou de US\$ 310,6 bilhões para US\$ 459,6 bilhões, tendo em vista a tomada de novos empréstimos, principalmente por parte do setor privado (Banco da Rússia, 2008).

⁷⁴ A expansão da dívida externa em termos absolutos, liderada pelo setor privado financeiro e não-financeiro, deve relativizar a afirmação. Como enfatiza Stiglitz (2008), a redução do risco dos países ricos em petróleo na fase de elevação de preço dessa *commodity* estimula o mercado financeiro internacional a atender a demanda de financiamento dos agentes domésticos. A reversão da tendência do preço do petróleo costuma expor a fragilidade financeira constituída na fase anterior.

As empresas privadas só começaram a elevar de forma mais ampla seus investimentos a partir de 2001 – quando ocorreram mudanças legais nos direitos de propriedade⁷⁵, gerando maior segurança para tais empresas. Esses investimentos permitiram o forte crescimento na produção – pelo menos até 2005 – e na exportação de petróleo que se verificou nos anos posteriores. Mas é evidente que o maior impulso para o crescimento dos investimentos foi a alta do preço do petróleo no período e o efeito que gerou nos ganhos das empresas do setor e para as receitas do governo. O crescimento do setor permitiu uma contribuição substancial para a economia do país como um todo, sendo que as empresas inicialmente utilizaram os ganhos para reinvestimento e, depois, para investimento ao longo da cadeia produtiva (Owen, 2002; Ahrend, 2004a).

O *Oil Stabilization Fund* consistiu no principal instrumento de gestão da crescente riqueza advinda do petróleo, dando maior transparência à utilização desses recursos. Anteriormente, a identificação e monitoramento das receitas do petróleo e do gás eram difíceis de ser realizadas, uma vez que eram integradas ao orçamento fiscal do governo (Owen, 2002).

As diretrizes do Fundo são definidas pelo Ministério das Finanças e a gestão dos recursos é realizada pelo Banco Central. Seu patrimônio é denominado em moeda estrangeira, cuja remuneração é determinada por uma cesta de investimentos em títulos estrangeiros soberanos, sendo que toda riqueza do fundo está em moeda estrangeira (FMI, 2006a).

As fontes de captação do fundo consistem no imposto sobre extração de recursos naturais (RET) e no imposto sobre exportação do petróleo bruto (ET), a partir de um limite estabelecido para o preço internacional do produto, que corresponderia a um preço de equilíbrio de longo prazo (Ahrend, 2004a). Em 2004, foi estabelecido um preço-limite de US\$ 20/barril. Quando o preço de mercado se verificasse acima desse patamar, os recursos captados por meio dos impostos deveriam ser depositados no fundo. Em 2006, em função da crescente elevação no preço do petróleo, o preço-limite foi elevado para US\$ 27/barril⁷⁶. Somadas, tais taxas transferidas para o fundo correspondem a, aproximadamente, 1/4 e 1/3 das receitas advindas do petróleo e gás, em 2004 e 2005, respectivamente (FMI, 2006a). Além disso, o excedente no orçamento do governo que não é utilizado é transferido para o fundo ao final do ano fiscal.

O fundo deveria atingir uma massa crítica de 500 bilhões de rublos⁷⁷. Até acumular esse valor, nenhum saque pôde ser realizado até 2005, quando houve superação desse limite. Os recursos excedentes foram usados para o pagamento antecipado da dívida externa, junto ao FMI, ao Clube de Paris e ao banco *Vnesheconombank*. Além disso, nesse mesmo ano, cerca de US\$ 1,26 bilhão foram destinados à capitalização do Fundo de Pensão Russo (ver Quadro 6) (Ahrend, 2004a).

⁷⁵ As empresas obtêm o direito de produzir petróleo por meio de um *licensing regime*, que lhes dá direito de exploração, porém sem que as empresas tenham propriedade sobre a licença; ou seja, a concessão pode ser revogada quando o período expirar (Thompson, 2006).

⁷⁶ A definição do preço de referência não está condicionada a nenhuma regra explícita. Estando vinculado ao preço de mercado do petróleo, o preço-limite reflete a estimativa do governo russo do preço médio do óleo no longo prazo (Ignatiev, 2007).

⁷⁷ O valor de 500 bilhões de rublos foi estabelecido tendo como base a quantia necessária para garantir as perdas se, por dois anos consecutivos, o preço do petróleo se mantivesse a US\$ 15 por barril (Ahrend, 2004a).

Quadro 6: Balanço do Fundo de Estabilização do Petróleo: Depósitos e Saques – US\$ Bilhões

Depósito		Saque	
2004			
Superávit não gasto de 2003	4,4		
Receitas do petróleo	17,4		
Balanço ao final de 2004	21,9		
2005			
Superávit não gasto de 2004	9,1	3,9	Pagamento prévio dívida – FMI
Receitas do petróleo	49,2	18,0	Pagamento prévio dívida - Clube de Paris
		5,2	Pagamento prévio dívida – banco Vnesheconombank
		1,3	Transferência para Fundo de Pensão
Balanço ao final de 2005	53,3		
2006			
Receitas do petróleo	39,4		
Balanço ao final de 2006	89,1		
2007			
Receitas do petróleo	66,8		
Balanço ao final de 2007	156,8		

Fonte: Ministério de Finança da Rússia (2008); FMI (2006a).

Na fase de abundância de divisas, a existência do fundo garantiria a disciplina fiscal, reduzindo os efeitos negativos de uma brusca apreciação da moeda nacional e de pressões inflacionárias. De acordo com OCDE (2006: p.5): “stabilization fund can capture, and thus ‘neutralise’, windfall income, the authorities can mitigate exchange rate pressures without stimulating faster money supply growth”.

Em janeiro de 2008, calculava-se um valor patrimonial do fundo de US\$ 157 bilhões. A partir de julho de 2006, seus ativos passaram a ser convertidos numa variedade maior de ativos denominados em moeda estrangeira.

Desde sua formação, o funcionamento do fundo de estabilização russo tem sofrido críticas, especialmente pela falta de regras claras para sua capitalização e para o uso de seus recursos. A discricionariedade que o governo russo ainda mantém em definir o preço-limite coloca ressalvas sobre o alcance de estabilização do fundo; em outras palavras, o preço-limite pode ser estabelecido em um patamar propositalmente mais alto de forma a reduzir o comprometimento das receitas fiscais com a injeção de capital no fundo.

O rápido crescimento⁷⁸ do patrimônio do fundo abriu possibilidade para ampliar seus objetivos. Em fevereiro de 2008, o governo russo, por meio de proposta formulada por seu ministro de finanças, Alexei Kudrin, dividiu o fundo de estabilização de petróleo (*Oil Stabilization Fund* – OSF) em dois outros: *Reserve Fund*, cujo patrimônio deve ser mantido em 10% do PIB, e, com o excedente dos recursos, o *National Wealth Fund*. O *Reserve Fund* realiza investimentos em títulos públicos estrangeiros de baixo risco e pode ser utilizado se os preços do petróleo e do gás caírem – afetando o orçamento do governo (fundo de estabilização). Já o *National Wealth Fund* tem como objetivo investir em ativos de maior risco (*equities* e *corporate bonds*) e que proporcionem maiores retornos sobre o investimento (*sovereign wealth fund*). Como os investimentos de ambos os fundos são mantidos no exterior, evitam um excesso de liquidez na economia doméstica, reduzindo possíveis pressões inflacionárias.

⁷⁸ As transferências para o fundo em 2004 somaram algo como 3,1% do PIB; em 2005, a relação foi de 6,4% (OCDE, 2006).

Inicialmente, o Reserve Fund recebeu um aporte de US\$ 125 bilhões e o *National Wealth Fund* de US\$ 32 bilhões. Em 01 de maio de 2008, o *Reserve Fund* possuía quase US\$ 130 bilhões e o *National Wealth Fund* US\$ 32,7 bilhões (Ministério de Finança da Rússia, 2008). O ritmo de crescimento do volume presente nos fundos está diminuindo porque, apesar da contínua alta do preço do petróleo, a desvalorização do dólar gera perdas para os fundos, denominados em grande parte na moeda estrangeira.

Uma série de alterações estava prevista após a separação nesses dois novos fundos. Dentre essas, destaca-se a resolução de que todos os impostos sobre a riqueza do petróleo passariam a ser transferidos para os fundos, incluindo aquelas sobre os primeiros US\$ 27 por barril; a inclusão das tarifas associadas a transações com gás natural também sendo direcionadas aos fundos; o *National Wealth Fund* teria um portfólio bastante diversificado, incluindo *equities*, *oil options* e outros tipos de ativos não-soberanos.

No entanto, embora tal separação tenha sido realizada desde fevereiro de 2008, o próprio Ministério de Finança não havia fornecido até maio de 2008 qualquer informação específica sobre os objetivos, missão e gerenciamento de tal riqueza. Apenas os valores existentes em cada um dos fundos são apresentados (Ministério de Finança da Rússia, 2008). Apesar disso, sabe-se que os fundos mantêm o princípio de diversificar os ganhos por meio de investimentos nos mercados financeiros internacionais; há, porém, uma proposta em debate para que uma parte (entre 5% e 10%) do *National Wealth Fund* possa ser investida nos mercados financeiros domésticos (Prime-Tass, 2008).

Apesar de grande parte da riqueza advinda da alta dos preços do petróleo ter passado a fazer parte de tais fundos, há ainda um questionamento em como tais riquezas deveriam ser administradas. Mesmo considerando que a proposta de preservar parte das receitas para as gerações futuras sempre apareça dentro das propostas dos fundos soberanos, no caso da Rússia, há uma grande necessidade no uso atual desses recursos. Isso porque o país apresenta um gargalo em termos de infra-estrutura muito significativo, que poderia ser suprido com a realização de investimentos públicos nos setores com maior necessidade (Owen, 2002). A própria infra-estrutura dos setores de petróleo e gás estaria bastante desgastada, necessitando de investimento a fim de sustentar a dimensão da produção e, principalmente, a expansão do transporte por meio dos oleodutos (Mohaghan, 2005; Evans-Pritchard, 2008).

No que diz respeito à diversificação produtiva russa, o setor industrial russo continua concentrado em um número pequeno de empresas, criadas basicamente em torno de alguma *commodity* de exportação. Em torno de 50% de toda produção industrial russa é realizada por cerca de 12 empresas, incluindo as grandes empresas estatais de gás (Gazprom) e de eletricidade. O governo Putin investiu cerca de US\$ 1 trilhão, desde o início de seu mandato em 1999 até 2006, para a reparação e construção de portos, estradas, entre outros. Do total investido, cerca de US\$ 200 bilhões consistiram em investimento público, financiados pelos superávits fiscais decorrentes da expansão das atividades petrolíferas. O restante dos recursos teve origem nas próprias indústrias envolvidas e no setor financeiro (Evans-Pritchard, 2008).

Os projetos de investimento em infra-estrutura mais importantes envolveram os setores de petróleo e gás. Dentre os projetos planejados para os próximos cinco anos ou em andamento desde 2008, encontram-se a construção do oleoduto East Siberian-Pacific Ocean (com investimentos de US\$ 11 bilhões) e o oleoduto Nord Stream (orçado em US\$ 10,5 bilhões) (Business Monitor International, 2008).

O financiamento dos investimentos realizados nos últimos anos na Rússia tem origem, principalmente, no Fundo de Investimento da Federação Russa⁷⁹. O Fundo foi criado no final de 2005, com objetivo de utilizar parte da riqueza do petróleo para modernizar a infraestrutura do país. Por meio desse instrumento, desenvolveu-se o conceito de parcerias público-privado (PPP) na Rússia⁸⁰. Em 2006, o fundo recebeu US\$ 2,7 bilhões do orçamento do governo e a expectativa é de que, entre 2007 e 2009, receba em torno de US\$ 12 bilhões (Reuters, 2007).

O governo Putin considerou que a capacidade de investimento do setor público, embora tenha sido elevada pela riqueza advinda do petróleo, não seria capaz, sozinha, de recuperar⁸¹ e ampliar toda infra-estrutura em rodovias, ferrovias, portos, etc. que se faz necessário (The Guardian, 2008). Assim, foram criadas parcerias para dez grandes projetos de investimento, sendo que o governo comprometeu-se com um investimento inicial em torno de US\$ 1,5 bilhão, estimando que o setor privado se responsabilize por aporte 20 vezes maior, atingindo US\$ 30 bilhões. Dentre os projetos aprovados, até 2007, o governo já previa o investimento público de mais de US\$ 11 bilhões, com participação privada de aproximadamente US\$ 41 bilhões, em doze projetos diferentes (ver Quadro 7).

Quadro 7: Rússia – Investimentos em Infra-estrutura (Em US\$ Bilhões)

Projeto	Local	Investimento Total	Contribuição do Estado
Desenvolvimento da infra-estrutura em torno da hidroelétrica Boguchanskaya	Rio Angara, na Sibéria	13,80	1,32
Infra-estrutura de transporte para depósitos de metal	Região de Chita, na Sibéria	5,50	1,57
Infra-estrutura para refinaria de petróleo	República Tatarstan	5,00	0,63
Estrada pedagiada	Região dos Caucasus, ao sul da Rússia	4,30	2,30
Estrada pedagiada	São Petersburgo	3,80	1,23
Estrada de ferro para depósito de carvão Elegest	Fronteira com a Mongólia	2,90	2,00
Extensão em 43 km da estrada Moscou – São Petersburgo	Moscou – São Petersburgo	2,10	0,99
Túnel sobre o rio Neva	São Petersburgo	1,20	0,39
Reconstrução da estrada M4	Ligação de Moscou com o Sul da Rússia	0,77	0,01
Sistema de oferta de esgoto e água	Região de Rostov, sul da Rússia	0,77	0,19
14 km estrada ligação com oeste de Moscou	Moscou	0,65	0,38
Terminal portuário	Próximo a São Petersburgo	0,31	0,08

Fonte: Reuters (2007). Disponível em: <http://www.reuters.com/article/inDepthNews/idUSL2719450120070402>.

Em 2007, o governo também criou o *Russian Development Bank*, com objetivo de contribuir para o desenvolvimento de infra-estrutura no país (Banco Mundial, 2008). O banco foi formado a partir da reestruturação do banco estatal Vnesheconombank (VEB).

⁷⁹ Ver Resolução 694 de 11 de novembro de 2005 do Governo da Federação Russa em http://eng.rosneft.ru/docs/docs_base/141106.

⁸⁰ Na verdade, a possibilidade da realização de parcerias público-privada surgiu da Lei Federal de Concessão, aprovada em abril de 2005, e que permitiu a formação de PPP. Mas a criação do fundo foi importante como fonte pública de financiamento inicial para os projetos selecionados.

⁸¹ Trata-se de recuperação da infra-estrutura, no caso da Rússia, porque grande parte da mesma ainda é da era soviética, sem que tenham ocorrido reparos e modernizações em parte dela.

Em síntese, o governo russo tem aproveitado a fase de crescimento das receitas provenientes do setor energético para reduzir a vulnerabilidade externa do país, por meio da redução do endividamento externo do setor público e do acúmulo de reservas internacionais; para constituir ativos estrangeiros sob a forma de um fundo de estabilização e para investir em infra-estrutura em parceria com a iniciativa privada.

Conclusão

A fase recente de crescimento do preço do petróleo, que atingiu US\$ 137 o barril Brent em junho de 2008, tem estimulado o debate sobre a gestão desses recursos que, por sua vez, ancoram as decisões de política econômica. À medida que se solidifica o consenso de que se trata de uma mudança de patamar⁸² dos preços e não apenas uma alta temporária, os governos dos grandes exportadores de petróleo vêm adotando medidas que, por um lado, lhes garantam a apropriação de parte da alta da rentabilidade desses setores e que, por outro, evitem os efeitos negativos da elevação brusca das receitas de exportação sobre o restante de suas economias.

Essa conjuntura deixou evidente que os sistemas tributários sobre os setores de petróleo e gás natural em muitos países apresentavam-se regressivos diante da alta de preços e de rentabilidade das empresas. Por essa razão os governos têm promovido revisões da carga tributária e dos instrumentos de apropriação da renda do petróleo.

“There is so much fiscal/legislative action during these last few years and it is to keep track of all the changes underway. Some are shrouded in confidential arbitrations and in many countries the changes are multidimensional. Few countries or provinces have settled for a single change and many have made changes are considering more” (Johnston, 2008: p.38).

As alterações nas formas de tributação buscam dar caráter progressivo ao sistema e podem, ou não, serem acompanhadas de elevação da carga tributária. Ademais, tentam garantir a constituição de um ambiente propício aos investimentos, estimulando as empresas a realizarem novas prospecções e a desenvolverem tecnologias que viabilizem a extração em jazidas cujos custos são atualmente elevados.

O outro aspecto que se impõe aos governos é qual a utilização das receitas públicas adicionais obtidas a partir das atividades desses setores. A observação das trajetórias nacionais dos grandes produtores de petróleo após a década de 1970 mostra que a existência da riqueza mineral não foi suficiente para estimular o desenvolvimento econômico desses países. Sob o nome de “maldição dos recursos naturais” ou ainda de “doença holandesa” a literatura econômica aponta diferentes fatores que estão por detrás desse processo, enfatizando as distorções na taxa de câmbio, a perda de competitividade dos setores industriais não associados ao petróleo e ao gás natural, o oportunismo das gerações contemporâneas e o surgimento de conflitos armados.

⁸² Esse consenso vem sendo construído a partir de evidências de sobreavaliação das reservas nos anos 1980 e 1990 e pela demanda crescente liderada pela expansão econômica da Ásia, sobretudo da China. Sobre esses processos os agentes financeiros internacionais têm construído operações especulativas nos mercados de mercadorias e futuros que intensificam a tendência de alta. Ver Rose (2001), Alexander & Lohr (1998) e Harper (1999) ou então “Petrolíferas começam a admitir que a produção está perto do limite”, *Valor Econômico*, 27 de novembro de 2007; “L’offre de pétrole ne parvient pas à suivre la demande”, *Le Monde*, 24 de maio de 2008; e “La crainte d’une pénurie durable et généralisée commence à hanter les marchés pétrolier”, *Les Echos*, 23 de maio de 2008.

O estudo dos países abordados nesse relatório permite apontar os seguintes usos dos recursos advindos da exploração do petróleo no período recente: (1) redução da dívida pública externa, (2) investimentos em infra-estrutura, em especial àquela vinculada aos setores de petróleo e gás natural, (3) reinvestimento nas empresas petrolíferas, (4) apoio à agregação de valor à cadeia do petróleo, sobretudo à indústria petroquímica, (5) políticas de diversificação produtiva, ainda que de caráter limitado, (6) financiamento de política de bem-estar social, e (7) constituição de fundos cambiais de caráter intergeracional ou de estabilização. Além desses usos que podem ser mais facilmente identificados devido à vinculação direta com a arrecadação de receitas, parte dos recursos apropriados são destinados ao orçamento público anual de forma a complementar as receitas tributárias não vinculadas às atividades do petróleo.

A descoberta de importantes jazidas de petróleo na Bacia de Santos reforça a importância dessas questões para o Brasil. Juntos, o campo de Tupi e o pré-sal Pão de Açúcar adicionariam de 38 bilhões a 43 bilhões⁸³ de barris às reservas brasileiras de petróleo, o que colocaria o país entre os dez mais ricos em petróleo do mundo (ver Tabela 10). A elevação da participação do setor na economia nacional⁸⁴ e do Brasil na produção total, num contexto pouco otimista para a expansão da oferta de petróleo no mundo, tem justificado as iniciativas do governo federal em rever os mecanismos de tributação e sua participação nas rendas do setor.

**Tabela 10: As Vinte Maiores
Reservas de Petróleo do Mundo – 2007**

Países	Em Bilhões de Barris	Particip.
1 Arábia Saudita	262,3	19,9%
2 Canadá	179,2	13,6%
3 Irã	136,3	10,3%
4 Iraque	115,0	8,7%
5 Kuwait	101,5	7,7%
6 Emirados Árabes	97,8	7,4%
7 Venezuela	80,0	6,1%
8 Rússia	60,0	4,6%
<i>Brasil+pré-sal e Tupi</i>	52,8	
9 Líbia	41,5	3,1%
10 Nigéria	36,2	2,7%
11 Cazaquistão	30,0	2,3%
12 EUA	21,8	1,7%
13 China	16,0	1,2%
14 Catar	15,2	1,2%
15 México	12,4	0,9%
16 Argélia	12,3	0,9%
17 Brasil	11,8	0,9%
18 Angola	8,0	0,6%
19 Noruega	7,8	0,6%
20 Azerbaijão	7,0	0,5%
Mundo	1.317,4	100,0%

Fonte: PennWell Corporation, Oil & Gas Journal, vol. 104.47 (Dez. 2006).

Obs.: Dados para os EUA são da Energy Information Administration, "U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves, 2005 Annual Report" (Nov. 2006).

⁸³ Os valores consistem em estimativas preliminares da Agência Nacional do Petróleo e da Petrobras, segundo as quais, a capacidade do campo de Tupi atingiria 5 bilhões a 8 bilhões de barris e a do pré-sal, cerca de 33 bilhões de barris. A International Energy Agency, em maio de 2008, entretanto, avaliou o total das novas jazidas em 33 bilhões de barris. Ver "Reservas do Brasil podem superar 70 bilhões", *Valor Econômico*, 9 de novembro de 2007; "Diretor da ANP anuncia megacampo e gera confusão", *Valor Econômico*, 15 de abril de 2008 e "Reservas de petróleo do Brasil confundem AIE", *Valor Econômico*, 14 de maio de 2008.

⁸⁴ A Agência Nacional do Petróleo estima que a participação do setor do petróleo tenha sido de 8,11% do crescimento do PIB a preços de mercado em 2004 (Aragão, 2005).

O marco regulatório do setor petrolífero no Brasil foi estabelecido pela Lei n. 9.478 de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, após o fim do monopólio da Petrobras em 1995 por meio da Emenda Constitucional n. 9. A participação do Estado no setor, além de sua presença como acionista da Petrobras, ocorre por meio de quatro instrumentos: bônus de assinatura, *royalties*, participações especiais e pagamentos pela ocupação ou retenção de área.

Os bônus de assinatura⁸⁵ referem-se ao pagamento pela obtenção da licença de exploração de uma região. O valor é definido em leilão e independente dos resultados dos projetos de investimento (trata-se, então, de um bônus fixo ou “pagamento incondicional”) implementados pelas empresas vencedoras. Assim, o governo transfere às empresas o risco (e o custo) da operação, isto é, o risco de não encontrar reservas exploráveis. Os *royalties*⁸⁶ consistem em tributos *ad valorem* e recaem sobre o valor bruto da produção (não levam em conta o custo de produção). No Brasil, o valor da alíquota varia entre 5% e 10%, de acordo com a lucratividade esperada do projeto. Os *royalties* garantem que o governo assuma parte dos riscos, uma vez que só haverá arrecadação se houver produção. Já as participações especiais⁸⁷ permitem que o Estado se aproprie de parte das rendas geradas decorrentes da finitude desse recurso mineral por meio de alíquotas sobre a receita líquida dos custos totais e dos *royalties*. Essas alíquotas apresentam um caráter progressivo em relação ao volume de produção. Ademais, as empresas devem pagar anualmente um imposto sobre a área ocupada pelo projeto⁸⁸ (ver Tabela 11) (Postali, 2002).

Tabela 11: Arrecadação do Estado no Setor de Petróleo Brasileiro – 1998 a 2007 (Em R\$ Milhões)

	Bônus de Assinatura	Royalties	Part. Especiais	Impostos de Ocupação	Total
1998		284		29	313
1999	322	984		73	1.379
2000	468	1.868	1.039	91	3.466
2001	595	2.303	1.722	125	4.745
2002	92	3.184	2.510	147	5.933
2003	27	4.396	4.998	126	9.547
2004	665	5.043	5.272	124	11.104
2005	1.089	6.206	6.967	130	14.392
2006	11	7.704	8.840	135	16.690
2007	2.101	7.491	7.178	142	16.912
Total	5.370	39.463	38.526	1.122	84.481

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (ANP).

No que diz respeito à arrecadação fiscal no setor, o debate tem se polarizado em duas propostas. De um lado, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e a maioria das empresas petrolíferas, reunidas no Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), defendem a manutenção do marco regulatório e a elevação das alíquotas das participações especiais⁸⁹, cujo valor máximo é de 40%⁹⁰. Argumentam que sua proposta evitaria que os projetos de investimento fossem

⁸⁵ Artigo 46 da Lei n. 9478/1997.

⁸⁶ Artigo 47 da Lei n. 9478/1997.

⁸⁷ Artigo 50 da Lei n. 9478/1997.

⁸⁸ Artigo 51 da Lei n. 9478/1997, regulamentado pelo Decreto n. 2705/1998.

⁸⁹ De acordo com o IBP o cálculo da alíquota poderia vir a ser proporcional à rentabilidade do campo e não à sua produtividade, o que lhe conferiria um maior grau de progressividade em relação ao preço do petróleo.

⁹⁰ De acordo com a Comissão de Assuntos Econômicos (CAE) do Senado, de janeiro a março de 2008 apenas 14 das 74 plataformas marítimas e 6 das 179 plataformas em terra pagaram participações especiais, sendo que a maior tributação foi a do campo de Marlim, chegando a 31,2%. A média do valor das participações especiais foi de 18,05% (“Gabrielli defende partilha da produção”, *Valor Econômico*, 4 de junho de 2008).

interrompidos em função de incertezas contratuais, o que prejudicaria não apenas as empresas, mas o próprio Estado, uma vez que levaria mais tempo para que as novas jazidas fossem exploradas. Do outro lado, a Petrobras defende a substituição do modelo de concessão estabelecido pela Lei do Petróleo pela partilha da produção dos novos campos, uma vez que seu risco exploratório⁹¹ é baixo. Por esse mesmo motivo também apoiou a suspensão da oitava rodada de licitações na ANP que incluía campos nas proximidades do pré-sal, dada a elevada probabilidade de sucesso dos projetos. A adoção do modelo de partilha para os novos campos exigiria a criação de uma nova empresa de propriedade exclusiva do Estado para gerir a parcela estatal da produção, à semelhança da Petoro na Noruega.

A preocupação em relação à utilização dos recursos públicos obtidos a partir da exploração do petróleo e gás natural levou a Comissão de Assuntos Econômicos (CAE) do Senado a debater a divisão desses recursos entre os diferentes níveis da federação. Atualmente a maior parte dos *royalties* (ver Anexos II e III) e 50% das participações especiais⁹² são transferidos aos Estados e Municípios envolvidos direta ou indiretamente⁹³ nas atividades petrolíferas. O objetivo da comissão é propor mudanças na distribuição e nas regras de destinação de maneira a inibir a concentração e o desperdício dos recursos.

Além disso, com as mudanças das regras de exploração da nova província petrolífera, a fatia apropriada pela União deverá crescer. Parte desses recursos poderia capitalizar um fundo soberano que teria um duplo objetivo: a) impedir o desenvolvimento da chamada “doença holandesa” em que um evento desta natureza provoca forte apreciação da taxa de câmbio e deprime o desenvolvimento de outras atividades de produção de bens comercializáveis; b) permitir que parte dessa riqueza possa ser transmitida às gerações futuras. A aplicação de seus recursos seria canalizada para ativos financeiros internacionais, tais como títulos dos tesouros dos países desenvolvidos, bônus do BNDES denominados em moeda estrangeira e outras aplicações. Os recursos captados pelo BNDES seriam utilizados para auxiliar a modernização da infra-estrutura, promover a oferta de energia e ampliar a política industrial e de progresso técnico e de inovação (com destaque para a indústria petrolífera e seus derivados). Observa-se que a parcela do fundo detida em divisas ainda contribuiria para atenuar as pressões de apreciação da taxa de câmbio que reduz a competitividade da indústria doméstica.

O que se apresenta ao Brasil é uma oportunidade singular de ocupar um papel estratégico no mercado internacional de energia, por meio dos biocombustíveis a partir do setor agrícola, e mesmo por meio dos combustíveis fósseis com a descoberta das novas jazidas. Por isso a relação entre o Estado e os demais agentes do setor petrolífero deve ser revista de maneira que o máximo proveito dessa situação seja obtido. A capitalização de um fundo soberano auxilia na prevenção dos efeitos adversos da nova riqueza e, simultaneamente, perpetuar os seus benefícios.

⁹¹ Como foi afirmado anteriormente, o risco das operações é transferido para as empresas no caso dos leilões de concessão.

⁹² A parte da União nas participações especiais é composta de 10% do Ministério do Meio Ambiente e 40% do Ministério de Minas e Energia (dos quais 70% é direcionado para o financiamento de estudos de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis (realizados pela ANP e pelo próprio ministério), 15% para estudos de expansão do sistema energético e 15% para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional (ver Anexo 4).

⁹³ Além dos municípios que possuem instalações ligadas à produção de gás e petróleo (não apenas refinarias, mas portos, aeroportos etc.), chamados de municípios confrontantes, aqueles que são atravessados por oleodutos e gasodutos ou então que se localizam nas proximidades dos municípios confrontantes e que sofrem influências da atividade petrolífera também possuem direito de receber parcela dos *royalties*.

Referências Bibliográficas

- AHREND, R. (2004a). *Accounting for Russia's post-crisis growth*. Paris: OECD/Economics Department (Working Papers no. 404), September.
- AHREND, R. (2004b). *Russian industrial restructuring: trends in productivity, competitiveness and comparative advantage*. Paris: OECD/Economics Department (Working Papers no. 408), October.
- ALASKA PERMANENT FUND CORPORATION (2008). *Wealth Management: sovereign and permanent funds around the world*. Trustees' Papers, vol. nº 8.
- ALEXANDER, J. & LOHR, J. (1998) Risk analysis: lessons learned. Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition. Nova Orleans, 27 a 30 de Setembro de 1998.
- AL-KASIN, F. (2006) Managing petroleum resources: the Norwegian model in a broad perspective. Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.
- ARAGÃO, A. P. (2005) Estimativa da contribuição do setor petróleo ao Produto Interno do Brasil: 1955/2004. Nota Técnica ANP, n. 20. Disponível em http://www.anp.gov.br/doc/notas_tecnicas/Nota_Tecnica_ANP_020_2005.pdf
- AUTY, R.M. (1990) *Resource-based industrialization: sowing the oil in eight developing countries*. Oxford University Press, New York.
- AUTY, R. (1993). *Sustaining Development in Mineral Economies: The Resource Curse Thesis*. Londres: Routledge.
- AUTY, R. (1994). Industrial policy reform in six newly industrializing countries: the resource curse thesis. *World Development*, Vol 22, No 1.
- AUTY, R. M. (1988) The Economic Stimulus from Resource-Based Industry in Developing Countries: Saudi Arabia and Bahrain. *Economic Geography*, Vol. 64, No. 3, Jul., pp. 209-225. Clark University
- BANCO MUNDIAL (2005) Middle East and North Africa Economic Developments and Prospects 2005: Oil booms and revenue management.
- BANCO MUNDIAL (2006) Middle East and North Africa Economic Developments and Prospects 2006: Financial markets in a new age of oil.
- BANCO MUNDIAL (2007). Russian Economic Report. World Bank in Russia, Economic Management and Policy Unit, nº 15, nov.
- BANCO MUNDIAL (2008). Project Information Document: Public-private partnership development project. Disponível em: http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2008/02/22/000076092_20080226130032/Rendered/IND/EX/Project0Inform1ept0Stage1012FEB2008.txt.
- BERGO, J. (2007) Best practice in structuring stabilization and commodity wealth funds. European Institute's Sovereign Funds Roundtable, Londres.
- BOER, K. & TURNER, J. M. (2007) Beyond Oil: Reappraising the Gulf States. The McKinsey Quarterly, 31 January 2007.
- BUSINESS MONITOR INTERNATIONAL (2008). The Russia Infrastructure Report 2008. Sumário Executivo Disponível em: <http://www.businessmonitor.com/infra/russia.html>

- BARGER, T. C. (1972) Middle Eastern Oil Since the Second World War. *Annals of the American Academy of Political and Social Science*, Vol. 401, America and the Middle East, mai, pp. 31-44. Sage Publications, inc. in association with the American Academy of Political and Social Science.
- BERMAN, M. (2006) Changing Alaska's Oil and Gas Production Taxes: Issues and Consequences. Apresentação ao International Association for Energy Economics, 20 de abril.
- BRESSER-PEREIRA, L. C. (2008) The Dutch Disease and its neutralization: a Ricardian approach. *Revista de Economia Política*, v. 28, n. 1, São Paulo, jan-mar.
- BRITISH PETROLEUM. BP Statistical Review of World Energy 2007. Disponível em: <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>. Acesso em: 02 abr. 2008.
- CAGNIN, R.; CINTRA, M. A. M.; ALMEIDA, J. S. G. e FARHI, M. (2008) *O debate em torno dos fundos cambiais*. Campinas: Instituto de Economia (mimeo).
- CHATELUS, M. & SCHEMEIL, Y. (1984). Towards a New political economy of State Industrialization in the Arab Middle East. *International Journal of Middle East Studies*, Vol. 16, No. 2, May, pp. 251-265. Cambridge University Press.
- CORDEN, W.M. & NEARY, J.P. (1982). Booming sector and Dutch disease economics: a survey. *Economic Journal*, Vol.92.
- ERIKSEN, T. (2006) The Norwegian petroleum sector and the Government Pension Fund – Global, Secretary General of Ministry of Finance, June 2006. Disponível em http://www.regjeringen.no/upload/FIN/Statens%20pensjonsfond/The_Norwegian_Petroleum_Sector_te.pdf. Acesso em 10 de junho de 2007.
- EVANS-PRITCHARD, A. (2008). Russian economy succumbs to the oil curse. *Telegraph*, fev. Disponível em: <http://www.telegraph.co.uk/money/main.jhtml?xml=/money/2008/02/04/ccview104.xml>
- FASANO, U. (2000) Review of the experience with oil stabilization and savings funds in selected countries. IMF Working Paper, n. 112. Washington, D.C.: International Monetary Fund. Disponível em – <http://www.imf.org>.
- FUNDO MONETARIO INTERNACIONAL (2005a) Norway: select issues. IMF Country Report n. 05/197, jun.
- FUNDO MONETARIO INTERNACIONAL (2005b) Algeria: select issues. IMF Country Report n. 05/52, fev.
- FUNDO MONETARIO INTERNACIONAL (2006a). Russian Federation: Select Issues. IMF Country Report No. 06/430, dez.
- FUNDO MONETARIO INTERNACIONAL (2006b). Russian Federation: Statistical Appendix. IMF Country Report No. 06/431, dez.
- FUNDO MONETARIO INTERNACIONAL (2007). *Global Financial Stability Report*, September 2007, Annex 1.2. Sovereign Wealth Funds. Washington, D.C., p.45-51. Disponível em – <http://www.imf.org>.
- FUNDO MONETARIO INTERNACIONAL (2008a). The Role of Policies to Foster Oil Sector Investment in a Global Context. 11th Energy Forum/ 3rd International Energy Business Forum. Disponível em: <http://www.imf.org/external/np/speeches/2008/042108.htm>

- FUNDO MONETARIO INTERNACIONAL (2008b). Kuwait: Staff Report for the 2008 Article IV Consultation. IMF Contry Report n. 08/191, jun.
- GALLUP, J. L., SACHS, J. D. e MELLINGER, A. D. (1999) Geography and economic development. *International Regional Sciences Review* n. 22(2).
- GELB, A. H. (1988) *Windfall Gains: blessing or curse?* Oxford University Press, New York.
- GELB, A., (2002) Presentation at Oil, Gas, Mining and Chemicals Department of the WBG and ESMAP Workshop on Petroleum Revenue Management, Washington, DC, October 23-24.
- GIEVE, J. (2008) Sovereign wealth funds and global imbalances. Speech by the Deputy Governor of the Bank of England to the Sovereign Wealth Management Conference, London, March 14th 2008 (BIS Review, n.31/2008). Disponível em – <http://www.bis.org>.
- GJEDREM, S. (2005) Petroleum and the Nowergian economy. ABN Amro's Nordic Energy Conference, August 2005. Disponível em: http://www.norges-bank.no/Pages/Article____18130.aspx.
- GRONVIK, G. (2006) The pension reform in Norway: a useful step, but more funding could be beneficial. Staff Memo, n. 05.
- GUTIERREZ, C. J. (2005) La política de hidrocarburos de Noruega: es un ejemplo para Bolivia? Disponível em <http://www.ecoportal.net/content/view/full/49765>. Acesso em 10 de junho de 2007.
- GYLFASON, T.; HERBERTSSON, T. T. e ZOEGA, G. (1999) A Mixed Blessing: Natural Resources and Economic Growth. *Macroeconomic Dynamics*, n. 3, jun..
- GYLFASON, T. (2001a) Natural Resources and Economic: What is the connection? CESifo Working Paper n. 530.
- GYLFASON, T. (2001b) Lessons from Deutch Disease: causes, treatment and cure. Institute of Economic Studies, Working Paper n. 6, August.
- HALLACK, M. (2007) Mecanismos de governança do comércio de Gas entre Brasil e Bolívia. IE/UFRJ Dissertação de Mestrado.
- HARPER, F. (1999) BP prediction accuracy in prospect assessment: a 15-year retrospective. Birmingham: AAPG International Conference Paper.
- HOPE, K. R. (1998) Development policy and economic performance in Botswana: lessons for the transition economies in Sub-Saharan Africa. *Journal of International Development*, n. 10.
- JOHNSTON, D. (2008) Changing fiscal landscape. *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 1, n. 1.
- KABOUDAN, M. A. (1988) Oil Revenue and Kuwait's Economy: an Econometric Approach. *International Journal of Middle East Studies*, Vol. 20, No. 1, February, pp. 45-66. Cambridge University Press.
- KERN, S. (2007). Sovereign wealth funds: state investments on the rise. *Deutsche Bank Research*, September 10th 2007. Disponível em – <http://www.dbresearch.com>.
- LARSEN, E. R. (2004) Escaping the Resource Curse and the Dutch Disease? When and Why Norway Caught up with and Forged ahead of Its Neighbors. Statistics Norway, Discussion Papers n. 377, maio.

- LEDYAEVA, S. (2006) Oil Industry in Russia. University of Joensuu. Disponível em: http://www.joensuu.fi/taloustieteet/ktt/kurssit/EconTran-2006/Lecture5_p2.pdf
- LOVE, R. (1994) Drought, Dutch disease and controlled transition in Botswana agriculture. *Journal of southern African Studies*, v. 20, n. 1.
- MARGESON, J. (2008) Russia: Survey of Russian Energy Infrastructure. Article: International Analyst Network, jan. Disponível em: http://www.analyst-network.com/article.php?art_id=1634.
- McKINLEY, T. (2005) Why is ‘the Dutch Disease’ always a disease? The macroeconomic consequences of scaling up ODA. International Poverty Center, United Nations Development Programme, Working Paper n. 10, nov.
- McPHERSON, C. P. (1996) Policy Reform in Russia’s Oil Sector. Finance & Development, Banco Mundial, jun.
- MIHALJEK, D. (2005) Local Complications of Global Economic Integration: privatisation receipts and volatile export earnings. BIS Papers nº 23, part 5. Disponível em: <http://www.bis.org/publ/bppdf/bisap23d.pdf>
- MINISTERIO de FINANCA da RUSSIA (2008). Stabilization fund of the Russian Federation: Funds flow on the Federal Treasury's account in the Bank of Russia in US dollars in 2005, 2006 and 2007. Disponível em: <http://www1.minfin.ru/en/nationalwealthfund/statistics/amount/index.php?id4=5830>
- MONAGHAN, A. (2005) Russian Oil and EU Energy Security. Conflict Studies Research Centre, Russian Series, 05/65, nov.
- NBIM – Norges Bank Investment Management. Annual Report, 2006. Disponível em <http://www.norges-bank.no>.
- OCDE (2007) Economic Survey of Norway. Policy Brief, jan. Disponível em <http://www.oecd.org/dataoecd/52/55/38001508.pdf>
- OCDE (2006). Economic Survey of the Russian Federation 2006. Chapter 2: Ensuring sound macroeconomic management. Disponível em: <http://www.oecd.org/eco/surveys/russia>.
- OOMES, N. & KALCHEVA, K. (2007) Diagnosing Dutch Disease: Does Russia Have the Symptoms? IMF Working Paper, Middle East and Central Asia Department, n.102, abr.
- OWEN, D. (2002) Russia: Revenue Management without an Oil Fund. Fundo Monetário Internacional, Washington DC, out.
- PARK, J. J. (2007) Presentation to Alberta Royalty Review Panel. 14 de maio de 2007.
- PARRA, F. (2005) Oil Politics: a modern History of Petroleum. Nova York: Tauris & Co. Ltd.
- PEREIRA, E. A. (2007) “Doença Holandesa”, “Maldição dos Recursos” e Falha no Desenvolvimento Econômico: Há Indicações? Artigo apresentado no 4º Fórum de Economia da Escola de Economia de São Paulo – FGV (Disponível em http://www.eesp.fgv.br/preview/papers/Edgard_Pereira.pdf).
- POSTALI, F. A. S. (2002) Relações entre governo e investidores na indústria do petróleo no Brasil: algumas considerações. *Revista do BNDES*, v. 9, n. 17, Rio de Janeiro, junho.
- PRIME-TASS (2008) Kudrin sees 5-10% of National Welfare Fund invested in Russian mkts. Disponível em: <http://www.prime-tass.com/news/show.asp?topicid=68&id=436521>

- RASIAH, R. & SHARI, I. (2001) Market, government and Malaysia's new economic policy. *Cambridge Journal of Economics*, n. 25.
- RAUTAVA, J. (2004). The Role of the Oil Prices and the Real Exchange Rate in Russia's Economy: A Cointegration Approach. *Journal of Comparative Economics*, Vol.32, n°. 2.
- REUTERS (2007). FACTBOX-Projects backed by Russia's investment fund. Disponível em: <http://www.reuters.com/article/inDepthNews/idUSL2719450120070402>
- RODRIK, D. (1995). Getting interventions right: how South Korea and Taiwan grew rich, *Economic Policy*, 20, pp. 53-97.
- RODRIK, D. (1997). The 'Paradoxes' of the Successful State, *European Economic Review*, 41, pp. 411- 442.
- ROSE, P. (2001) Risk analysis and management of petroleum exploration ventures. American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series, n. 12.
- SACHS, J. D. & WARNER, A. M. (1997) Sources of slow growth in African economies. *Journal of African Economies*, n. 6(3).
- SACHS, J. D. & WARNER, A. M. (1995). Economic reform and the process of global integration. *Brookings Papers on Economic Activity*, n.1, pp. 1-118.
- SACHS, J. D. & WARNER, A. M. (1999). Natural resource intensity and economic growth. In MAYER, Jörg; CHAMBERS, Brian & FAROOQ, Ayisha (Org.). *Development policies in natural resource economies*, Cap. 2. Edward Elgar, Cheltenham, UK, e Northampton, Massachusetts.
- SACHS, J. D. & WARNER, A. M. (2001). The curse of natural resources. *European Economic Review*, n. 45, p. 827-838.
- SARKIS, N. (1974). Oil revenues and economic development in the Arab Countries. MERIP Reports, No. 31, Oct., pp. 29-32. Middle East Research and Information Project.
- SOVEREIGN WEALTH FUND INSTITUTE (2008). National Welfare Fund: Russian Federation. Disponível em: <http://www.swfinstitute.org/fund/russia.php>
- SOSUNOV, K. & OLEG, Z. (2006). Can Oil Prices Explain the Real Appreciation of the Russian Ruble in 1998–2005? CEFIR/NES Working Paper No. 83, Center for Economic and Financial Research at New Economic School, set.
- STEVENS, P. (2003) Resource Impact – Curse or Blessing? A literature survey. Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, University of Dundee. Disponível em <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/Vol13/article13-14.pdf>.
- STIGLITZ, J. E. (2007) *Globalização: como dar certo*. São Paulo: Ed. Companhia das Letras.
- STIGLITZ, J. E. (2004). We can now cure Dutch Disease. *The Guardian*, 18 de Agosto.
- SONATRACH (2007). Annual Report 2006. Disponível em: <http://www.sonatrach-dz.com/rapanu-2006uk.pdf>
- THE ECONOMIST (2007). *Business in Russia*. Disponível em: http://www.economist.com/business/displaystory.cfm?story_id=9167397
- THE ECONOMIST (2008) More bounty: could Brazil become as big an oil power as it is an agricultural one? Edição de 17 de abril de 2008. Disponível em http://www.economist.com/opinion/displaystory.cfm?story_id=11049391.

- THE GUARDIAN (2008). *View from Russia*. Disponível em: http://www.guardian.co.uk/public/features/story/0,,2162164,00.html#article_continue
- THOMPSON, W. (2006) Getting the Framework Conditions Right: Property Rights and Taxation Oil Sector. EDRC Workshop ‘Realising the Oil Supply Potential of the CIS: The Impact of Institutions and Policies’. OCDE, jun.
- TORRES FILHO, E. T. (2004) O papel do petróleo na geopolítica americana. In FIORI, José Luiz (Org.). *O poder americano*. Petrópolis: Ed. Vozes.
- TORVIK, R. (2001). Learning by doing and the Dutch disease. *European Economic Review*, Vol.45.
- TSIE, B. (1996) The political context of Botswana’s development performance. *Journal of Southern African Studies*, v. 22, n. 4.
- USDT (2007) *Sovereign wealth funds*. U.S. Department of the Treasury, Office of International Affairs. Semiannual Report on International Economic and Exchange Rate Policies, Annex III, June 2007. Disponível em – http://www.treasury.gov/offices/international-affairs/economic-exchange-rates/pdf/2007_Appendix-3.pdf.
- WARRACK, A. A. & KEDDIE, R. R. (2002). Natural resource trust funds: a comparison of Alberta and Alaska Resource Funds. Western Centre for Economic Research Bulletin, n. 72, University of Alberta, Edmonton.
- WARRACK, A. A. (2008). Whither a heritage fund public dividend policy? In: *Wealth Management: sovereign and permanent funds around the world*. Alaska Permanent Fund, Trustees’ papers, n.8.
- WILLIAMS, E. S. (2007). The heritage and stabilization fund of Trinidad and Tobago. Heritage and Stabilization Fund Forum, Porto de Espanha, maio de 2007.

Anexo I: Indicadores Macroeconômicos dos Países do Oriente Médio e Norte da África (MENA)

1.1 Taxa de crescimento do PIB – 1980, 1990, 2000 a 2007 (em %)

	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Argélia	0,79	0,80	2,20	2,60	4,70	6,90	5,20	5,30	3,00
Arábia Saudita	6,52	8,33	4,86	0,55	0,13	7,66	5,27	6,06	4,30
Catar	7,13	3,49	20,84	6,07	..
Emirados Árabes Unidos	26,42	17,53	4,98	7,97	2,60	11,90	9,70	8,00	..
Irã	-13,23	13,69	5,14	3,67	7,52	7,11	5,08	4,32	4,57
Kuwait	-20,62	..	4,69	0,73	5,11	13,39	6,19	8,00	..
Líbia	0,60	..	1,15	4,52	3,26	-2,75	5,00	6,30	5,60
Síria	11,98	7,64	2,74	5,20	3,96	1,64	5,83	4,50	5,10
Tunísia	7,42	7,95	4,70	4,92	1,65	5,56	6,04	4,22	5,20
Yemen	4,40	4,60	3,90	3,10	3,97	4,56	3,32

Fonte: Banco Mundial.

1.2 Formação Bruta de Capital Fixo – 1980, 1990, 2000 a 2007 (% do PIB)

	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Argélia	39,08	28,59	25,02	27,33	31,19	30,47	33,27	30,14	..
Arábia Saudita	22,80	15,07	18,71	18,88	19,67	19,82	18,14	17,86	17,92
Catar	20,15	29,12	32,65	33,70	33,39	35,48	..
Emirados Árabes Unidos	28,37	20,49	23,17	24,65	24,13	23,49	22,33	24,42	..
Irã	31,14	37,18	32,98	32,86	35,10	36,29	36,02	34,09	34,31
Kuwait	13,92	17,63	10,67	14,31	17,09	16,55	17,84	19,74	..
Líbia	22,09	18,62	13,14	12,22	15,03
Síria	29,56	16,55	17,27	20,34	20,32	23,31	18,71	17,37	15,67
Tunísia	29,36	27,07	27,35	27,92	25,68	25,10	24,16	23,37	23,98
Yemen	..	14,55	19,49	22,02	21,51	24,36

Fonte: Banco Mundial.

1.3 Dívida Externa Total – 1980, 1990, 2000 a 2007 (% do PIB)

	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Argélia	45,73	45,37	46,12	40,89	40,01	34,58	26,06	16,54	4,87
Arábia Saudita	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Catar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	..
Emirados Árabes Unidos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	..
Irã	5,00	7,77	7,88	6,48	7,64	10,27	12,47	11,07	9,23
Kuwait	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	..
Líbia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Síria	27,16	140,22	112,06	98,30	92,51	86,02	77,55	23,08	19,46
Tunísia	40,31	62,55	58,15	64,39	73,48	73,71	71,19	61,58	60,99
Yemen	..	131,57	53,75	53,77	52,76	48,84	39,56	32,02	29,19

Fonte: Banco Mundial.

1.4 Exportação – 1980, 1990, 2000 a 2007 (% do PIB)

	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Argélia	34,34	23,44	41,18	36,25	35,08	38,27	40,07	47,84	..
Arábia Saudita	63,55	40,63	43,65	39,88	41,18	46,12	52,67	59,38	62,18
Catar	67,28	65,89	60,34	61,70	64,17	68,25	..
Emirados Árabes Unidos	77,93	66,36	73,32	73,03	72,90	78,88	89,88	94,33	..
Irã	14,41	14,52	22,71	20,50	26,54	27,23	29,05	38,35	41,59
Kuwait	78,35	44,94	56,47	51,30	44,64	52,14	57,08	67,66	..
Líbia	66,18	39,68	35,01	30,19	47,74
Síria	18,63	28,34	35,39	35,38	38,07	31,39	40,57	41,47	39,42
Tunísia	40,24	43,56	44,54	47,68	45,23	43,81	46,92	47,99	54,38
Yemen	..	14,28	42,34	36,68	38,95	38,00

Fonte: Banco Mundial.

1.5 Importação – 1980, 1990, 2000 a 2007 (% do PIB)

	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Argélia	30,34	24,94	21,35	21,60	25,40	23,87	25,65	23,60	..
Arábia Saudita	27,34	31,60	24,90	24,07	23,78	24,11	24,87	25,92	30,75
Catar	22,33	29,08	28,13	28,47	28,08	33,45	..
Emirados Árabes Unidos	34,48	41,24	55,34	60,47	64,16	65,42	75,07	76,31	..
Irã	27,07	23,14	17,43	18,79	22,73	25,70	25,93	29,81	33,63
Kuwait	34,30	58,07	30,15	35,54	36,62	34,50	32,47	30,35	..
Líbia	31,42	31,12	15,23	18,92	36,36
Síria	36,13	27,95	28,58	29,24	30,54	28,59	37,78	39,50	35,56
Tunísia	45,60	50,60	48,19	52,26	49,51	47,69	49,86	50,64	54,29
Yemen	..	20,07	36,65	38,66	40,28	41,44

Fonte: Banco Mundial.

1.6 Exportações de Bens de Alta Tecnologia – 1980, 1990, 2000 a 2007 (% das Exportações de Bens Manufaturados)

	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Argélia	..	0,00	4,14	0,61	1,06	2,25	1,05	1,48	1,62
Arábia Saudita	..	0,00	0,40	0,45	0,35	1,12	0,29	0,64	0,89
Catar	..	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01
Emirados Árabes Unidos	0,69	1,93
Irã	1,88	1,02	2,57	1,68	2,59	2,41	5,87
Kuwait	..	3,49	0,78	0,96
Líbia
Síria	..	0,00	0,53	0,41	0,61	0,79	1,02	2,07	0,82
Tunísia	..	2,12	3,42	3,31	3,69	4,08	4,93	4,38	..
Yemen	0,00	0,92	1,96	0,35	0,24	0,24	5,06

Fonte: Banco Mundial.

1.7 Valor Adicionado pela indústria – 1980, 1990, 2000 a 2007 (% do PIB)

	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Argélia	57,65	48,17	58,61	53,45	53,09	54,82	56,35	61,46	..
Arábia Saudita	71,60	48,79	53,91	51,23	51,47	54,36	20,44	63,23	65,03
Catar
Emirados Árabes Unidos	77,23	63,69	55,67	52,37	49,84	50,35	52,08	55,72	..
Irã	30,75	28,70	36,74	35,39	41,39	40,95	42,74	44,60	44,60
Kuwait	74,86	52,34	59,16	54,03	49,16	51,06
Líbia	76,36
Síria	..	25,45	37,94	33,23	32,18	32,55	35,63	35,35	32,18
Tunísia	31,11	29,79	28,59	28,84	29,55	28,28	28,20	28,66	28,38
Yemen	..	26,78	46,50	41,64	40,14	40,30

Fonte: Banco Mundial.

Anexo II: Divisão das receitas de *royalty* de acordo com a parcela referente ao imposto em relação à base de incidência.

Parcela de 5% – Lei nº 7.990/1989 e Decreto nº 01/1991

Plataforma em terra	70% Estados produtores
	20% Municípios produtores
	10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural
Plataforma continental (marítima)	30% Estados confrontantes com poços
	30% Municípios confrontantes com poços e respectivas áreas geoeconômicas
	20% Comando da Marinha
	10% Fundo Especial (estados e municípios)
	10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

Parcela acima de 5% – Lei nº 9.478/1997 e Decreto nº 2.705/1998

Plataforma em terra	52,5% Estados produtores
	25% Ministério da Ciência e Tecnologia
	15% Municípios Produtores
	7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural
Plataforma continental (marítima)	25% Ministério da Ciência e Tecnologia
	22,5% Estados confrontantes com campos
	22,5% Municípios confrontantes com campos
	15% Comando da Marinha
	7,5% Fundo Especial (estados e municípios)
	7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

Fonte: Agência Nacional do Petróleo.

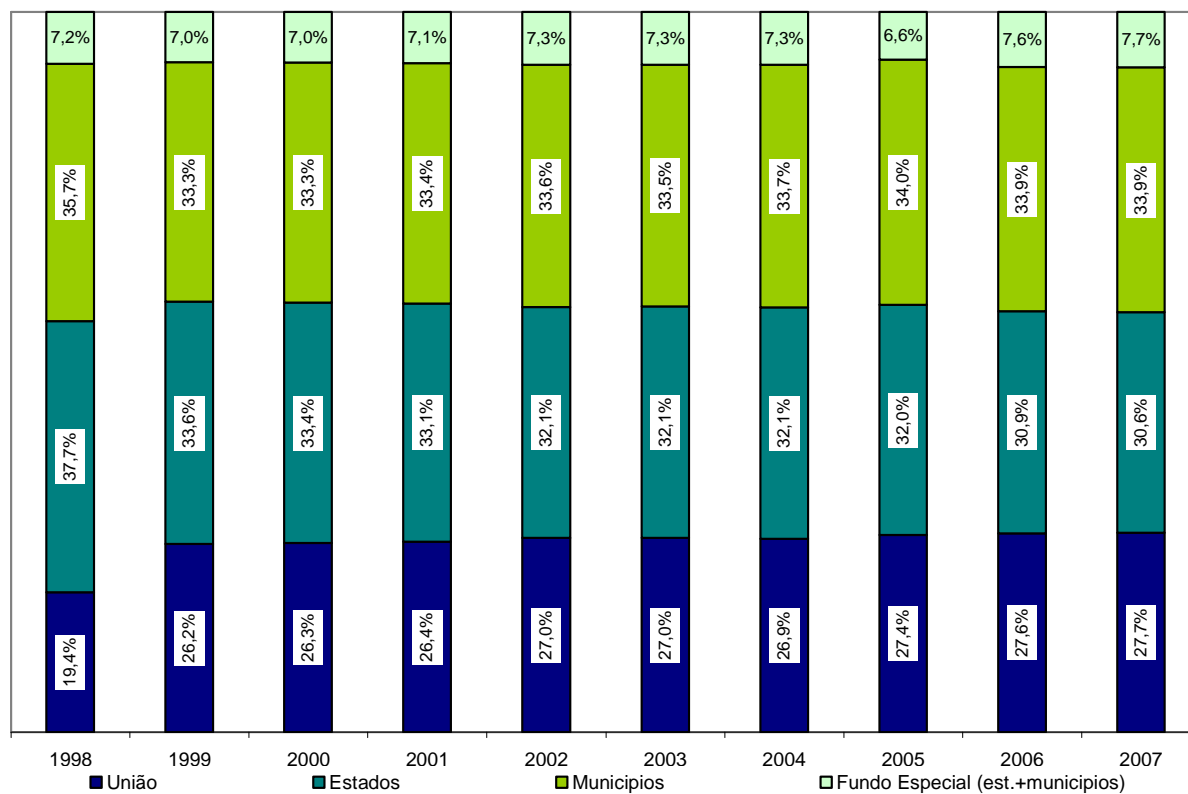
Anexo III: Receita de *royalties* – 1998 a 2007 (em R\$ milhões)

Receita de *Royalties* – 1998 a 2007 (em R\$ Milhões)

Beneficiários	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Estados	106.885	330.444	623.287	762.479	1.020.960	1.413.174	1.618.686	1.984.329	2.380.443	2.291.236
Municípios	101.355	327.440	622.860	769.298	1.070.436	1.474.619	1.700.446	2.110.827	2.612.338	2.541.055
Fundo Especial (est+municípios)	20.449	68.469	131.058	163.036	233.672	322.353	368.742	411.147	588.037	576.573
União	55.014	257.247	490.547	608.477	858.917	1.186.232	1.354.952	1.699.783	2.122.725	2.073.696
Marinha	40.944	137.007	262.117	326.071	467.345	644.705	735.897	929.769	1.176.074	1.153.146
Min. Ciência e Tecnologia	14.070	120.240	228.430	282.406	391.573	541.527	619.055	770.013	946.651	920.550
TOTAL	283.704	983.600	1.867.753	2.303.290	3.183.985	4.396.378	5.042.826	6.206.086	7.703.543	7.490.614

Fonte: Agência Nacional do Petróleo.

Participação de Estados, Municípios e União na Receita de *Royalties*



Fonte: Agência Nacional do Petróleo.

Anexo IV: Divisão das Receitas Obtidas por Meio das Participações Especiais – 2000 a 2007 (em R\$)

Beneficiários	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Participações
Estados	415.495.233	688.818.943	1.004.072.645	1.999.122.686	2.108.790.844	2.786.799.043	3.535.996.324	2.871.013.224	40%
Municípios	103.873.808	172.204.736	251.018.161	499.780.671	527.197.711	696.699.760	883.999.080	717.753.306	10%
União	519.369.042	861.023.680	1.255.090.807	2.498.903.357	2.635.988.555	3.483.498.803	4.419.995.404	3.588.766.530	50%
Min. Minas e Energia	415.495.233	688.818.944	1.004.072.645	1.999.122.686	2.108.790.844	2.786.799.043	3.535.996.324	2.871.013.224	40%
Min. Meio Ambiente	103.873.808	172.204.736	251.018.161	499.780.671	527.197.711	696.699.760	883.999.081	717.753.306	10%
TOTAL	1.038.738.083	1.722.047.360	2.510.181.613	4.997.806.714	5.271.977.109	6.966.997.607	8.839.990.808	7.177.533.059	100%

Fonte: Agência Nacional do Petróleo.

O Novo Marco da Indústria do Petróleo e a Estrutura de Arrecadação de *Royalties*⁹⁴

Introdução

As condições de contorno da indústria do petróleo foram radicalmente alteradas nos últimos anos. No plano internacional, a escala dos preços internacionais de petróleo, desde 2003, vem determinando uma expressiva transferência de renda dos países importadores para os países produtores. Além disso, nestes últimos foram sendo progressivamente revisadas as estruturas de apropriação e repartição da renda petrolífera.

No plano nacional, as descobertas na área geológica denominada pré-sal apontam para um novo paradigma de exploração e produção cujos desdobramentos e impactos econômico para o país requerem cuidadosa análise.

Confirmados os volumes encontrados, as descobertas recentes, irão demandar a reorientação das diretrizes de política energética no Brasil. Esta tem como objetivo fundamental garantir o suprimento de energia necessário ao desenvolvimento econômico e ao bem-estar de uma sociedade. As políticas energéticas implicam decisões e ações e têm a função não só de responder a questões conjunturais, mas também a de estruturar o futuro de um país ou uma região. Nesse sentido, pode ser definida como uma intervenção estratégica do Estado, que envolve um conjunto de instrumentos e instituições.

É importante notar que a magnitude das descobertas efetuadas revela que as decisões governamentais, visando maximizar os benefícios oriundos do setor de petróleo e de gás, deverão contemplar aspectos que vão além do setor energético; e irão demandar alterações no marco regulatório e institucional que preside a indústria brasileira de petróleo. Em particular, a arrecadação fiscal advinda da produção esperada das jazidas recém-descobertas emerge como um ponto central a ser examinado.

Assim, a questão fundamental não se resume a uma escolha rígida e hierarquizada de objetivos, mas a clareza de que existem *trade-offs* internos ao conjunto de políticas públicas que têm de ser claramente reconhecidos para que sejam administrados e reduzidos ao longo do tempo, de tal forma a garantir a sustentabilidade desse conjunto de políticas.

Com as novas descobertas, as políticas de incremento da oferta de petróleo devem considerar formalmente o equilíbrio entre as condições prioritárias de suprimento do mercado doméstico e a demanda externa. Desse modo, o Brasil se encontra numa posição extraordinariamente privilegiada com relação à garantia das condições de abastecimento energético e aos desafios colocados para a sua posição futura de exportador líquido de petróleo.

É important recordar que a abundância de petróleo se constitui num fator potencial de geração de riqueza. Entretanto, trata-se de um recurso esgotável e o ritmo de aproveitamento das jazidas é uma variável-chave. Igualmente importante é o regime fiscal que incide sobre este bem e os efeitos gerados pela produção de petróleo sobre a economia como um todo. Experiências mal-sucedidas em diferentes países com relação ao uso de mecanismos de controle deficientes dessas duas variáveis-chave não são raras. Os efeitos perversos podem se

⁹⁴ Trabalho preparado por Helder Queiroz Pinto Junior e Grupo de Economia da Energia – IE/UFRJ. O autor agradece a colaboração dos assistentes de pesquisa Juliana Carvalho Sardinha e Francisco Ebeling pelo tratamento das informações.

traduzir no esgotamento precoce das reservas e/ou tornar a economia de um país dependente demais do setor petróleo, acarretando perda de competitividade e/ou atrofia dos demais setores econômicos (“doença holandesa” ou “maldição do petróleo”).

É fundamental para o Brasil, no presente, aproveitar as oportunidades oferecidas por tão extraordinária dotação de recursos energéticos para estudar as melhores alternativas que possibilitem a maximização dos benefícios econômicos de sua produção.

Esta tarefa implica na necessidade de repensar, de forma inovadora, a adequação do marco regulatório e das participações governamentais às novas condições de contorno da indústria do petróleo. Este texto tenta contribuir nesta direção. A seção 1 apresenta as condições de contorno da indústria mundial do petróleo. Quais os fatores determinantes da recente escalada de preços? Eles continuarão ativos a longo prazo? Este é um tema central, pois os montantes de arrecadação das chamadas participações governamentais (*government take*) dependem sempre da evolução esperada dos preços internacionais.

A seção 2 discute as formas de apropriação da renda petrolífera pela sociedade. Por se tratar de um recurso esgotável, o princípio de justiça inter-geracional deve se constituir no critério principal que deveria presidir o regime de participações governamentais. Assim, nesta seção são apresentadas, de forma resumida e esquemática, as experiências de alguns países produtores de petróleo tanto no que concerne o regime de *royalties*, quanto com relação à estruturação de fundos soberanos formados pela renda petrolífera. Na sequência, a seção 3 busca extrair as principais lições observadas nos diferentes casos observados.

A seção 4 examina o caso brasileiro, situando o novo paradigma da indústria do petróleo vis-à-vis o regime vigente de arrecadação de *royalties*⁹⁵. Este regime está adequado às novas condições de contorno da indústria de petróleo mencionadas acima? Neste sentido, a partir de uma metodologia simples de estimativa de arrecadação de *royalties*, o trabalho examina, num primeiro momento, o grau de concentração da repartição destes recursos. Um dos aspectos centrais no regime atual diz respeito à ausência de diretrizes e prioridades para a aplicação de *royalties*.

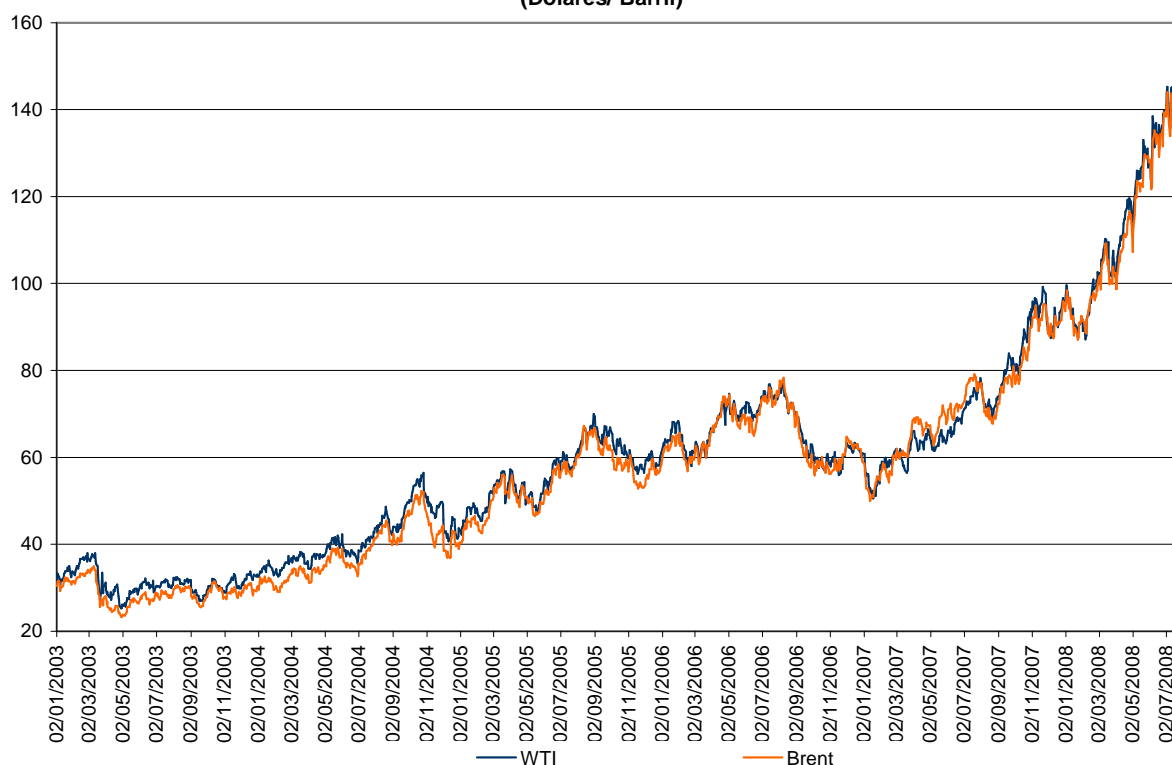
Para ilustrar este aspecto, é feita uma análise dos impactos dos *royalties* sobre os municípios do estado do Rio de Janeiro - principal estado beneficiário devido à importância da Bacia de Campos na produção nacional do petróleo. Por fim, é apresentada uma simulação que contempla simultaneamente o crescimento da produção na área do pré-sal e o um desenho alternativo de repartição de *royalties*.

Preços Elevados e o Novo Contexto da Indústria Mundial do Petróleo

A partir de 2003, com o início da Guerra do Iraque, e, sobretudo, pela percepção das dificuldades crescentes de se estabilizar as tensões geopolíticas com relação à situação do país, os preços transpuseram o teto da banda de preços da OPEP e assim se mantiveram até os dias atuais. Desse modo, diferentes patamares de preços foram sendo progressivamente registrados até a transposição da barreira emblemática dos US\$ 100 por barril em fevereiro de 2008. Os preços continuaram a crescer, se aproximando dos US\$ 150 por barril, com o pico de US\$ 145,31 por barril em julho de 2008, como mostra o gráfico 1. É possível notar que, após sucessivas altas, os preços recuaram acentuadamente na segunda metade do mesmo mês.

⁹⁵ Este estudo terá prioritariamente como foco os royalties arrecadados, apesar deles não se constituírem na única modalidade de participação governamental incidente sobre a indústria do petróleo.

**Gráfico 1: Evolução do Preço do Petróleo
(Dólares/ Barril)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da IEA.

Conseqüentemente, neste contexto de volatilidade, torna-se necessária a análise de causas para esse comportamento, buscando examinar se as condições estruturais do mercado permanecerão, no curto e médio prazo, mantendo os preços internacionais em níveis elevados.

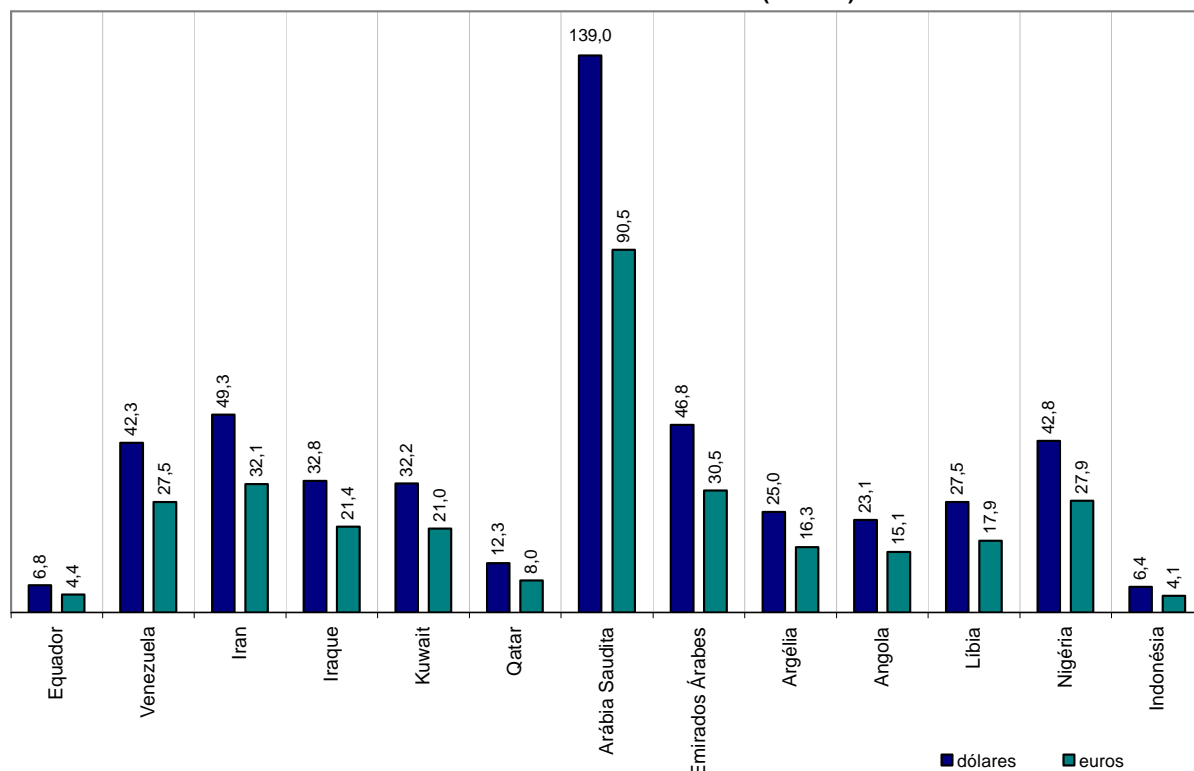
Cinco fatores distintos, mas fortemente interdependentes, contribuem para justificar este movimento altista ao longo do último ano.

i) depreciação do dólar

O primeiro fator, associado às condições macroeconômicas nos EUA e à economia internacional, é a depreciação do dólar, uma vez que o petróleo comercializado internacionalmente é cotado na moeda americana.

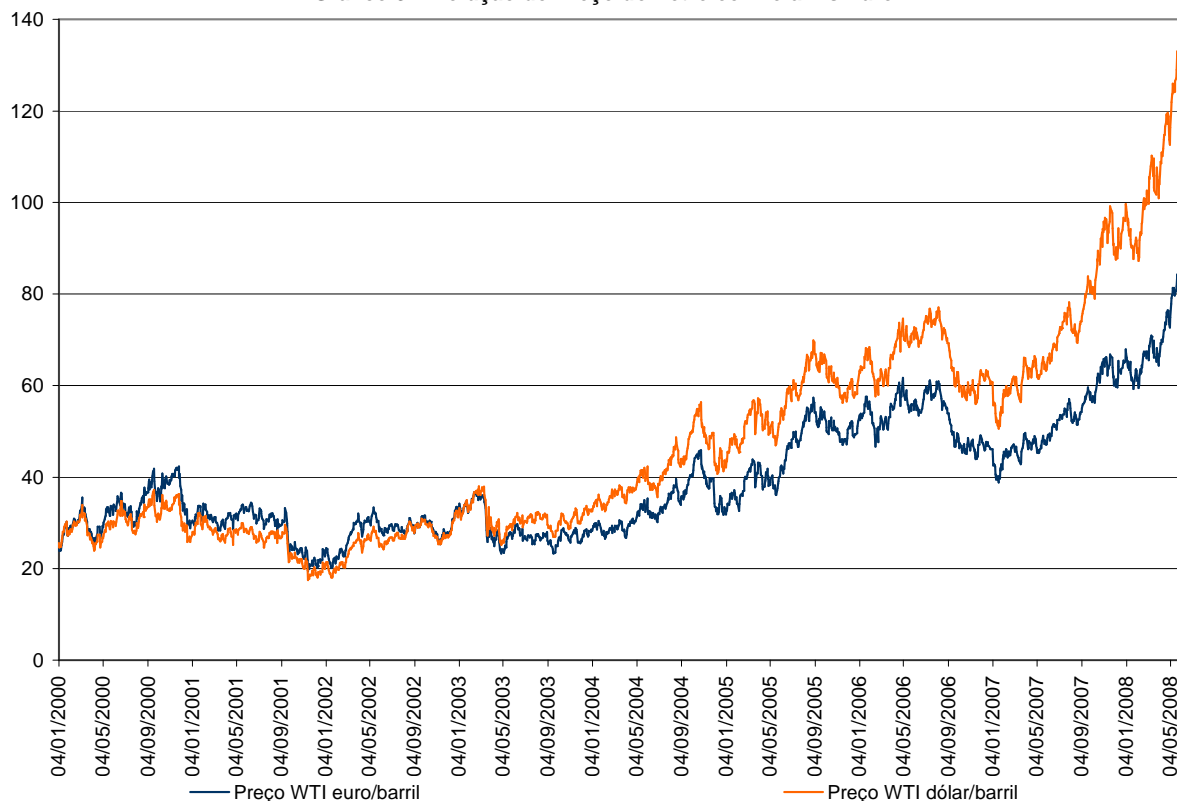
Dessa maneira, a depreciação do dólar perante as demais moedas reduz o poder de compra do exportador de petróleo, fazendo com que se cobre, implicitamente, um prêmio para compensar a desvalorização, como uma forma de compensação pela perda de renda oriunda da exportação (cf. gráfico 2). Cabe observar, a título de ilustração, que os preços do petróleo, em euros, registram uma menor volatilidade quando comparados com as séries de preços usualmente cotadas em dólares (cf. gráfico 3). O preço médio anual do petróleo WTI, em dólares, subiu 267,6% desde de 2003 até os dias atuais, enquanto este mesmo preço registrou uma elevação de 160,6% em euros.

Gráfico 2: Renda Obtida com as Exportações de Petróleo no Primeiro Semestre de 2008 (Bilhões)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da OPEP e da EIA.

Gráfico 3: Evolução do Preço do Petróleo: Dólar vs Euro

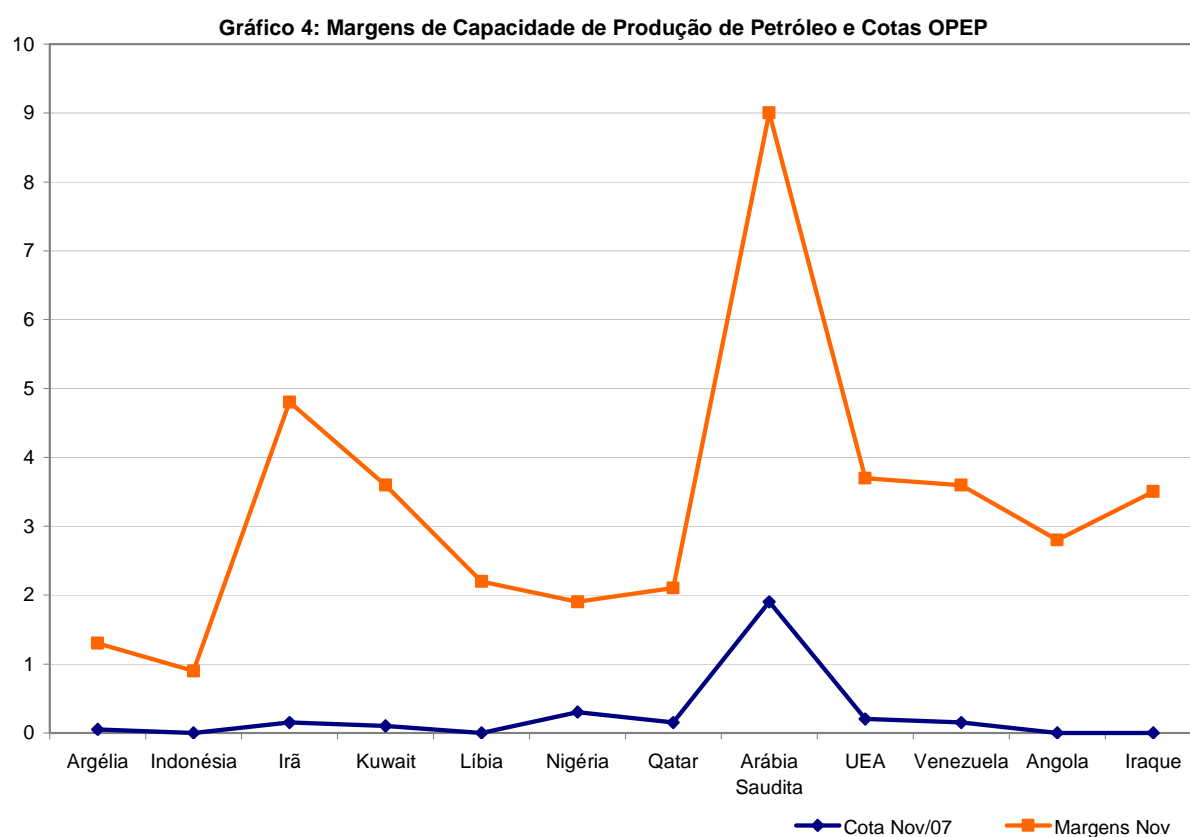


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da IEA e do IPEADATA.

ii) reduzido excedente de capacidade produtiva

O segundo fator, relacionado com as condições de base da indústria mundial do petróleo, revela que o exame comparativo do comportamento das estruturas de oferta, demanda e de importações do petróleo pode oferecer interessantes elementos de análise.

Com relação à estrutura de oferta, é possível observar aspectos que contribuem para sustentar o patamar elevado dos preços. O excedente de capacidade de produção, principalmente com relação aos países membros da OPEP, exceto a Arábia Saudita, é muito restrito (cf. gráfico 4). No curto prazo, essa limitação torna ainda mais graves as eventuais interrupções no fornecimento: visto que a oferta não responderia de forma imediata, os impactos sobre preços são imediatamente percebidos.



Fonte: IFP (2007)

Por isso, apesar de as reservas mundiais continuarem crescentes, a produção mundial registra um nível menor de crescimento (cf. tabelas 1 e 2).

Além, disso, cabe notar que 75,5 % relacionam-se aos países da OPEP e 61% localizam-se no Oriente Médio, região notadamente instável politicamente.

Tabela 1: Evolução da Distribuição das Reservas Mundiais de Petróleo

Bilhões de Barris	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007
EUA	36,5	36,4	33,8	29,8	30,4	29,9	29,4
Canadá	8,7	9,6	11,2	10,5	18,3	17,1	27,7
México	47,2	55,6	51,3	48,8	20,2	13,7	12,2
Total América do Nore	92,5	101,5	96,3	89,0	68,9	60,7	69,3
Brasil	1,3	2,2	4,5	6,2	8,5	11,8	12,6
Equador	1,0	1,1	1,4	3,4	4,6	4,9	4,3
Venezuela	19,5	54,5	60,1	66,3	76,8	80,0	87,0
Total América Central e do Sul	26,7	62,9	71,5	83,7	97,9	103,5	111,2
Cazaquistão	n/a	n/a	n/a	n/a	25,0	39,8	39,8
Noruega	3,6	5,6	8,3	10,8	11,4	9,7	8,2
Rússia	n/a	n/a	n/a	n/a	59,6	77,7	79,4
Reino Unido	8,4	5,6	4,0	4,5	4,7	3,9	3,6
Total Europa	98,3	78,6	80,4	81,6	108,5	144,0	143,7
Irã	58,3	59,0	92,9	93,7	99,5	137,5	138,4
Iraque	30,0	65,0	100,0	100,0	112,5	115,0	115,0
Kuwait	67,9	92,5	97,0	96,5	96,5	101,5	101,5
Qatar	3,6	4,5	3,0	3,7	13,1	26,9	27,4
Arábia Saudita	168,0	171,5	260,3	261,5	262,8	264,2	264,2
Emirados Árabes	30,4	33,0	98,1	98,1	97,8	97,8	97,8
Total Oriente Médio	362,4	431,7	659,6	663,3	692,9	754,5	755,3
Argélia	8,2	8,8	9,2	10,0	11,3	12,3	12,3
Angola	1,4	2,0	1,6	3,1	6,0	9,0	9,0
Egito	2,9	3,8	3,5	3,8	3,6	3,7	4,1
Líbia	20,3	21,3	22,8	29,5	36,0	41,5	41,5
Nigéria	16,7	16,6	17,1	20,8	29,0	36,2	36,2
Sudão	-	0,3	0,3	0,3	0,6	6,4	6,6
Total África	53,4	57,0	58,7	72,0	93,4	117,0	117,5
China	13,3	17,1	16,0	16,3	17,9	15,6	15,5
Índia	2,8	3,8	5,6	5,5	5,3	5,9	5,5
Indonésia	11,6	9,2	5,4	5,0	5,1	4,2	4,4
Total Ásia	33,9	39,1	36,6	39,4	42,9	40,7	40,8
TOTAL MUNDIAL	667,2	770,9	1.003,2	1.029,1	1.104,5	1.220,4	1.237,9
OECD	109,3	118,7	115,2	111,4	93,3	81,8	88,3
OPEC	436,0	537,8	767,5	788,2	846,5	926,1	934,7
Não-OPEC	149,2	170,4	172,4	178,8	170,4	167,9	175,0

Fonte: BP.

Tabela 2: Evolução da Produção Mundial de Petróleo

Mil barris dia	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007
EUA	10.170	10.580	8.914	8.322	7.733	6.895	6.879
Canadá	1.764	1.812	1.965	2.402	2.721	3.041	3.309
México	2.129	2.912	2.977	3.065	3.450	3.760	3.477
Total América do Norte	14.063	15.304	13.856	13.789	13.904	13.696	13.665
Brasil	188	560	650	718	1.268	1.716	1.833
Equador	206	286	292	395	409	541	520
Venezuela	2.228	1.744	2.244	2.959	3.239	2.937	2.613
Total América Central e do Sul	3.747	3.720	4.507	5.782	6.813	6.899	6.633
Cazaquistão	n/a	466	551	434	744	1.356	1.490
Noruega	528	823	1.716	2.903	3.346	2.969	2.556
Rússia	n/a	10.904	10.405	6.288	6.536	9.552	9.978
Reino Unido	1.663	2.675	1.918	2.749	2.667	1.809	1.636
Total Europa	15.088	16.442	16.106	13.830	14.950	17.542	17.835
Irã	1.479	2.205	3.270	3.744	3.818	4.359	4.401
Iraque	2.658	1.425	2.149	530	2.614	1.833	2.145
Kuwait	1.757	1.127	964	2.130	2.206	2.618	2.626
Qatar	476	315	434	461	757	1.028	1.197
Arábia Saudita	10.270	3.601	7.105	9.145	9.491	11.114	10.413
Emirados Árabes	1.745	1.260	2.283	2.362	2.626	2.753	2.915
Total Oriente Médio	18.882	10.645	17.540	20.239	23.516	25.393	25.176
Argélia	1.139	1.151	1.347	1.327	1.578	2.014	2.000
Angola	150	232	475	633	746	1.246	1.723
Egito	580	882	897	924	781	696	710
Líbia	1.862	1.025	1.424	1.439	1.475	1.751	1.848
Nigéria	2.059	1.499	1.870	1.998	2.155	2.580	2.356
Total África	6.225	5.433	6.725	7.111	7.804	9.846	10.318
China	2.119	2.505	2.774	2.989	3.252	3.627	3.743
Índia	193	627	732	804	780	776	801
Indonésia	1.577	1.342	1.539	1.578	1.456	1.087	969
Total Ásia	4.943	5.928	6.743	7.380	7.928	7.880	7.907
TOTAL MUNDIAL	62.948	57.472	65.477	68.132	74.916	81.255	81.533
OECD	17.138	20.064	18.845	20.742	21.521	19.861	19.170
OPEC	27.399	16.927	25.104	28.305	32.160	35.321	35.204
Não-OPEC	23.433	28.505	28.807	32.530	34.742	34.095	33.524

Fonte: BP.

Dado isto, o R/P indica que o volume de reservas mundial atual seria suficiente para sustentar a também produção anual mundial atual em torno de 41 anos (cf. tabela 3). A partir da Tabela 3, também é possível perceber que os países da OPEP apresentam um nível de reservas/produção de 72,7 anos, muito superior aquele registrado pelos países Não-OPEP de 14,3 anos.

Tabela 3: Evolução do Indicador R/P

Anos	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007
EUA	9,8	9,4	10,4	9,8	10,8	11,9	11,7
Canadá	13,5	14,4	15,6	12,0	18,4	15,4	22,9
México	60,8	52,3	47,2	43,6	16,0	10,0	9,6
Total América do Norte	18,0	18,2	19,0	17,7	13,6	12,1	13,9
Brasil	19,2	10,6	19,0	23,7	18,3	18,8	18,9
Equador	13,0	11,0	12,7	23,5	30,6	24,6	22,5
Venezuela	24,0	85,5	73,3	61,4	65,0	74,6	91,3
Total América Central e do Sul	19,6	46,3	43,5	39,7	39,4	41,1	45,9
Noruega	18,9	18,5	13,2	10,1	9,3	8,9	8,8
Rússia	n/d	n/d	n/d	n/d	25,0	22,3	21,8
Reino Unido	13,9	5,8	5,7	4,5	4,9	5,9	6,0
Total Europa	17,8	13,1	13,7	16,2	19,9	22,5	22,1
Irã	108,0	73,3	77,8	68,6	71,4	86,4	86,2
Iraque	30,9	124,9	127,5	516,7	117,9	171,9	146,9
Kuwait	105,9	224,8	275,7	124,1	119,8	106,2	105,9
Qatar	20,7	39,1	18,9	22,0	47,4	71,6	62,8
Arábia Saudita	44,8	130,5	100,4	78,3	75,9	65,1	69,5
Emirados Árabes	47,7	71,7	117,7	113,8	102,1	97,3	91,9
Total Oriente Médio	52,6	111,1	103,0	89,8	80,7	81,4	82,2
Argélia	19,7	21,0	18,7	20,6	19,6	16,7	16,8
Angola	25,0	23,8	9,4	13,5	21,9	19,9	14,4
Egito	13,8	11,8	10,6	11,3	12,7	14,6	15,7
Líbia	29,9	56,9	43,9	56,2	66,9	64,9	61,5
Nigéria	22,2	30,3	25,1	28,6	36,9	38,5	42,1
Total África	23,5	28,8	23,9	27,7	32,8	32,6	31,2
China	17,2	18,7	15,8	15,0	15,1	11,8	11,3
Índia	39,1	16,4	20,8	18,8	18,6	20,9	18,7
Indonésia	20,2	18,7	9,6	8,6	9,6	10,6	12,4
Total Ásia	18,8	18,1	14,9	14,6	14,8	14,2	14,2
TOTAL MUNDIAL	29,0	36,8	42,0	41,4	40,4	41,1	41,6
OECD	17,5	16,2	16,7	14,7	11,9	11,3	12,6
OPEC	43,6	87,0	83,8	76,3	72,1	71,8	72,7
Não-OPEP	17,4	16,4	16,4	15,1	13,4	13,5	14,3

Fonte: BP.

Para um entendimento mais completo, é necessário agregar a essa análise os dados referentes à capacidade mundial de refino de petróleo. Ao fazer isso, ressalta-se a importância do comércio mundial para a Indústria Petrolífera, na medida em que fica evidenciado que as repartições geográficas das reservas e da capacidade de refino apresentam diferenças significativas, visto que os países da OECD concentram 51% da última (cf. tabela 4).

Tabela 4: Evolução da Capacidade Mundial de Refino de Petróleo

Mil barris/dia	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007
EUA	18.620	15.460	15.680	15.333	16.595	17.339	17.588
Canadá	2.155	1.880	1.920	1.792	1.861	1.896	1.919
México	1.207	1.282	1.595	1.444	1.481	1.463	1.463
Total América do Norte	21.982	18.622	19.195	18.569	19.937	20.698	20.970
Brasil	1.393	1.435	1.440	1.481	1.849	1.916	1.928
Venezuela	1.330	1.243	1.186	1.212	1.291	1.311	1.311
América Central e do Sul	7.251	6.104	6.009	5.877	6.307	6.424	6.513
França	3.326	2.184	1.699	1.728	1.984	1.978	1.959
Alemanha	3.422	2.198	2.024	2.104	2.262	2.322	2.390
Itália	3.005	2.664	2.416	2.272	2.294	2.348	2.329
Países Baixos	1.852	1.478	1.207	1.267	1.282	1.279	1.274
Rússia	7.002	7.212	7.278	6.087	5.395	5.515	5.583
Espanha	1.396	1.346	1.265	1.215	1.247	1.377	1.377
Reino Unido	2.614	1.864	1.850	1.844	1.778	1.819	1.836
Total Europa	32.037	28.695	27.929	25.675	24.837	25.043	25.024
Irã	1.085	685	865	1.295	1.602	1.647	1.857
Arábia Saudita	700	1.420	1.885	1.692	1.806	2.100	2.100
Total Oriente Médio	3.529	4.425	5.214	5.776	6.335	7.159	7.525
Total África	2.102	2.532	2.804	2.893	2.872	3.221	3.280
China	1.805	2.149	2.892	4.014	5.407	6.587	7.511
Índia	557	867	1.122	1.133	2.219	2.558	2.983
Indonésia	449	867	866	991	1.127	1.057	1.163
Japão	5.643	4.724	4.324	5.006	5.010	4.529	4.598
Cingapura	1.069	968	1.060	1.273	1.255	1.255	1.255
Coreia do Sul	608	751	798	1.727	2.598	2.598	2.668
Taiwan	542	570	570	732	732	1.159	1.197
Tailândia	163	181	201	529	1.062	1.062	1.082
Total Ásia	12.365	12.634	13.449	17.303	21.641	22.954	24.601
TOTAL MUNDIAL	79.266	73.012	74.600	76.093	81.929	85.499	87.913
OECD	49.370	40.859	40.018	41.109	44.006	44.525	44.946

Fonte: BP.

Uma constatação importante com relação às recentes descobertas do pré-sal brasileira é de que as estimativas mais conservadoras com relação ao volume de reservas – 70 bilhões de barris- já colocaria o país numa posição relevante no cenário petrolífero internacional. Adicionadas às reservas atuais de cerca de 13 bilhões⁹⁶, o total de reservas elevaria o Brasil a uma disponibilidade de reservas equivalente à da Venezuela.

iii) descolamento entre as taxas de crescimento das importações e da demanda

No que concerne ao comportamento da demanda e das importações, vale salientar que o crescimento da demanda, alavancado principalmente pela China e pelos EUA, também contribui para a elevação dos preços, na medida em que aumenta a preocupação no mercado sobre um possível desabastecimento. Na verdade, a pressão de demanda oriunda do aumento do consumo da China, dos EUA e da Índia já dura um pouco mais de uma década. Apenas estes três países respondem por 56% da demanda adicional de petróleo no período 1995-2007 (cf. tabela 5 e gráfico 5).

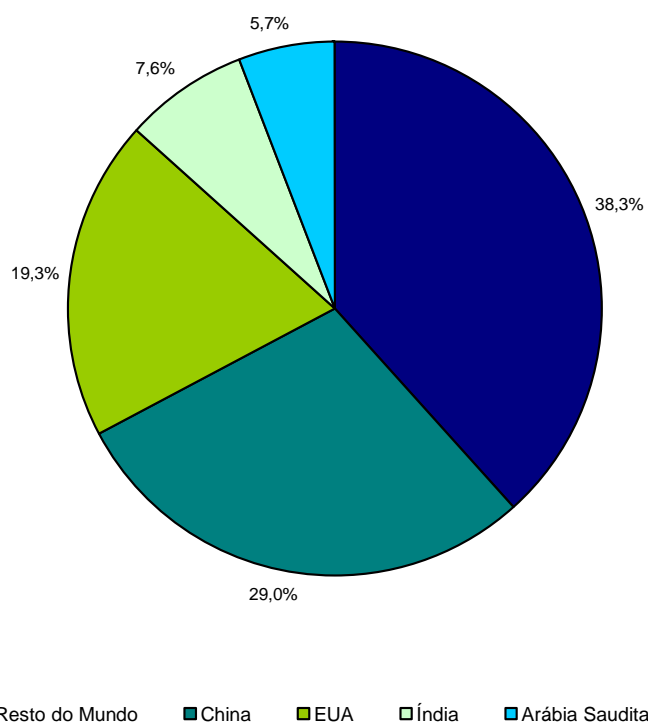
⁹⁶ 14 bilhões de barris, segundo a ANP.

Tabela 5: Grau de Concentração da Estrutura de Consumo Mundial do Petróleo

CONSUMO	Δ (2007-1995) mil barris/dia	%
TOTAL MUNDO	15.378,3	100,0%
Resto do Mundo	5.895,9	38,3%
China	4.459,9	29,0%
EUA	2.972,7	19,3%
Índia	1.168,1	7,6%
Arábia Saudita	881,7	5,7%
CR4		61,7%

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados do BP.

Gráfico 5: Consumo de Petróleo Δ (2007-1995)



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados do BP.

Entretanto, é necessário observar não somente a taxa de crescimento da demanda, mas também a taxa de crescimento das importações. Essa última se revela mais significativa na explicação da evolução dos preços do petróleo por caracterizar as condições em que se encontra o mercado internacional, que é onde efetivamente são formados os preços do petróleo. Pode-se observar que a taxa de crescimento médio anual da demanda registrada entre 1995 e 2006 foi de 1,83%, enquanto que a taxa de crescimento médio anual das importações registrada no mesmo período foi de 3,58% , ou seja, praticamente o dobro, o que também colabora com os patamares elevados dos preços. (cf. tabela 6).

Tabela 6: Taxas de Crescimento do Consumo, Produção e Importação do Petróleo

	1995	2007	Taxa de Crescimento Médio Anual
Consumo	69.841	85.220	1,83%
Produção	68.132	81.533	1,65%
Importação	37.253	54.824	3,58%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BP e da IEA.

Analisando a tabela abaixo é possível perceber também uma forte concentração existente, já que a China, os EUA e a Índia são, sozinhos, responsáveis por 32,6 % do incremento das importações entre 1995 e 2007 (cf. tabela 7).

Tabela 7: Grau de Concentração das Importações Mundiais do Petróleo

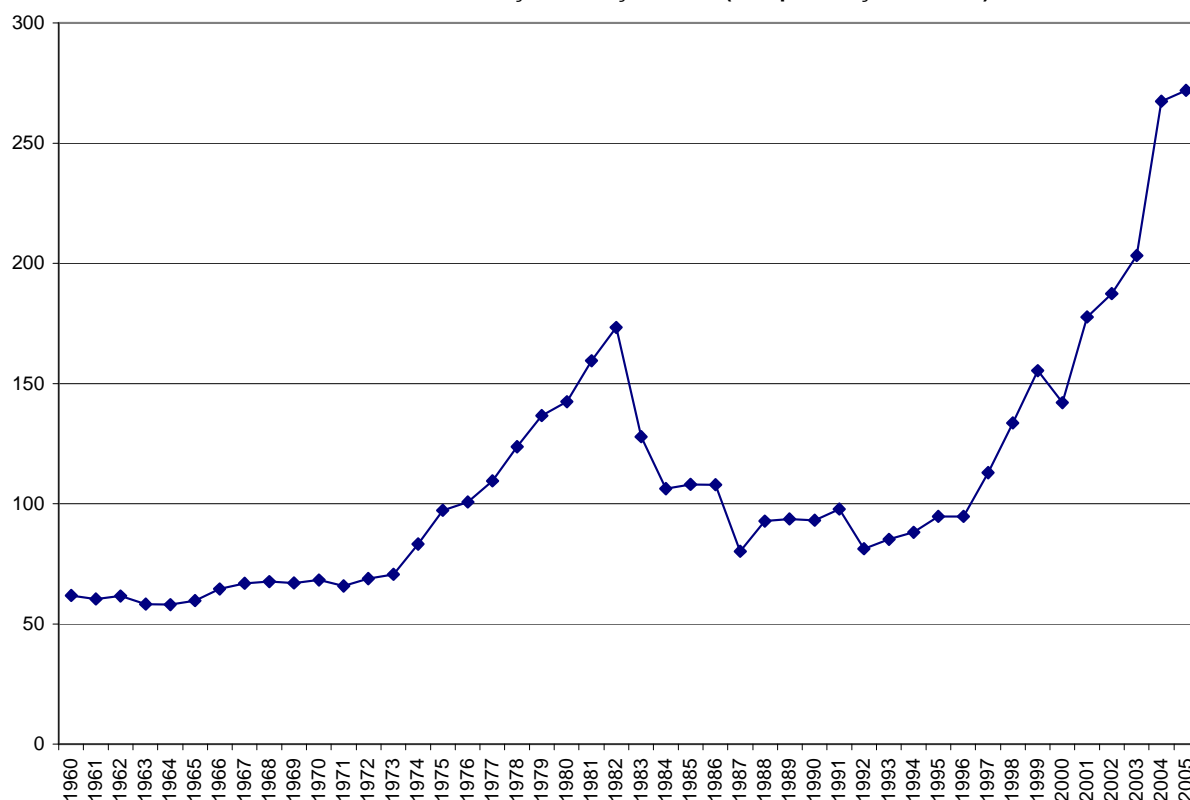
IMPORTAÇÃO	Δ (2007-1995) mil barris/dia	%
TOTAL MUNDO	21.563,90	100,00%
RESTO DO MUNDO	14.542,70	67,40%
EUA	2.357,00	10,90%
CHINA	2.870,70	13,30%
ÍNDIA	1.793,50	8,30%
CR3		32,60%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da IEA.

iv) choque de custos de exploração, produção e desenvolvimento

O terceiro fator diz respeito à elevação dos custos de exploração, de produção e de desenvolvimento (cf. gráfico 6). Neste sentido, os elevados preços do petróleo viabilizaram campos petrolíferos que exigem tecnologias mais caras.

Gráfico 6: Custos de Perfuração de Poços - EUA (US\$/pé - Preços de 2000)



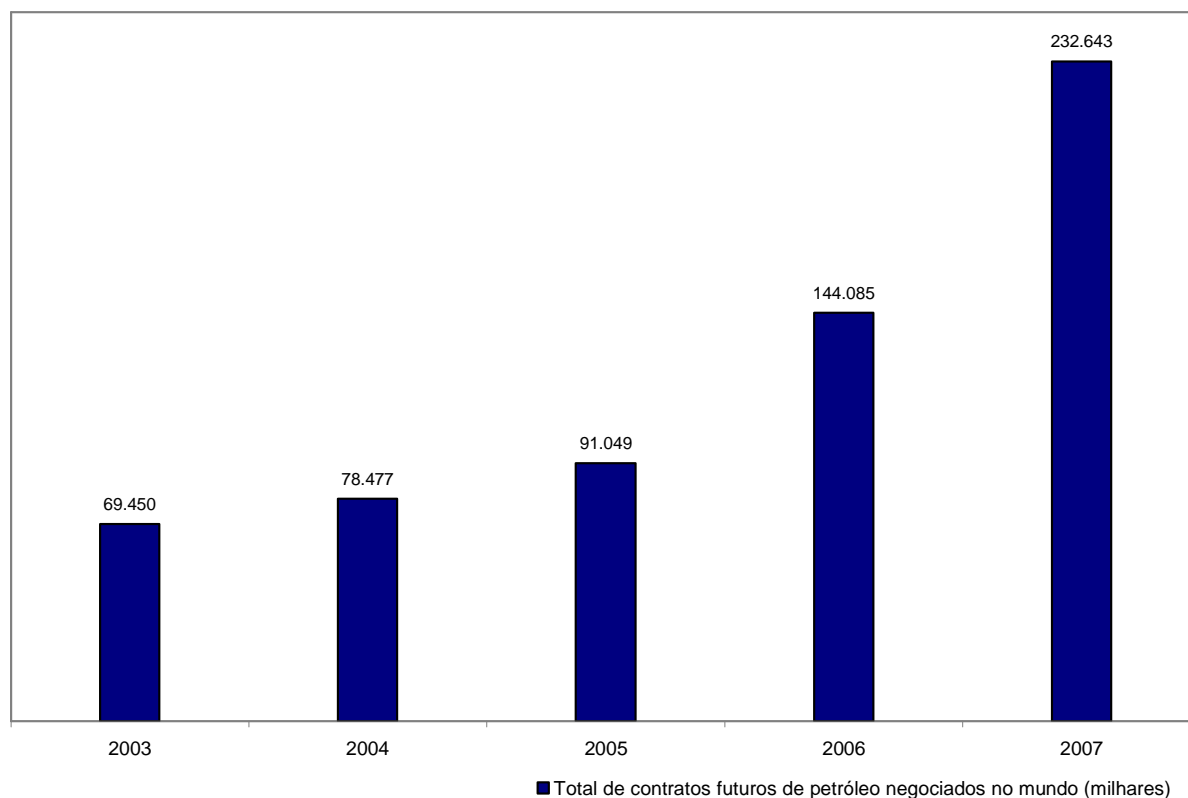
Fonte: American Petroleum Institute, 2005 Joint Association Survey on Drilling Costs (June 2007).

Desse modo, os preços atrativos também provocaram uma demanda muito grande pelos serviços prestados pelas empresas para-petrolíferas. Estas operam, hoje, sem nenhuma capacidade ociosa, o que acarreta em maior competição pelas tecnologias e equipamentos já existentes, elevando os preços dos mesmos. Hoje, o aluguel diário de uma sonda de perfuração (com capacidade para operar em áreas com profundidade de 2 mil a 3 mil metros) varia entre US\$ 400.000 e US\$ 600.000. Esses dois aspectos, unidos, causam um choque de custos, que colabora com a melhor compreensão da alta dos preços.

v) intensificação do movimento especulativo (elevação do volume de contratos futuros comercializados)

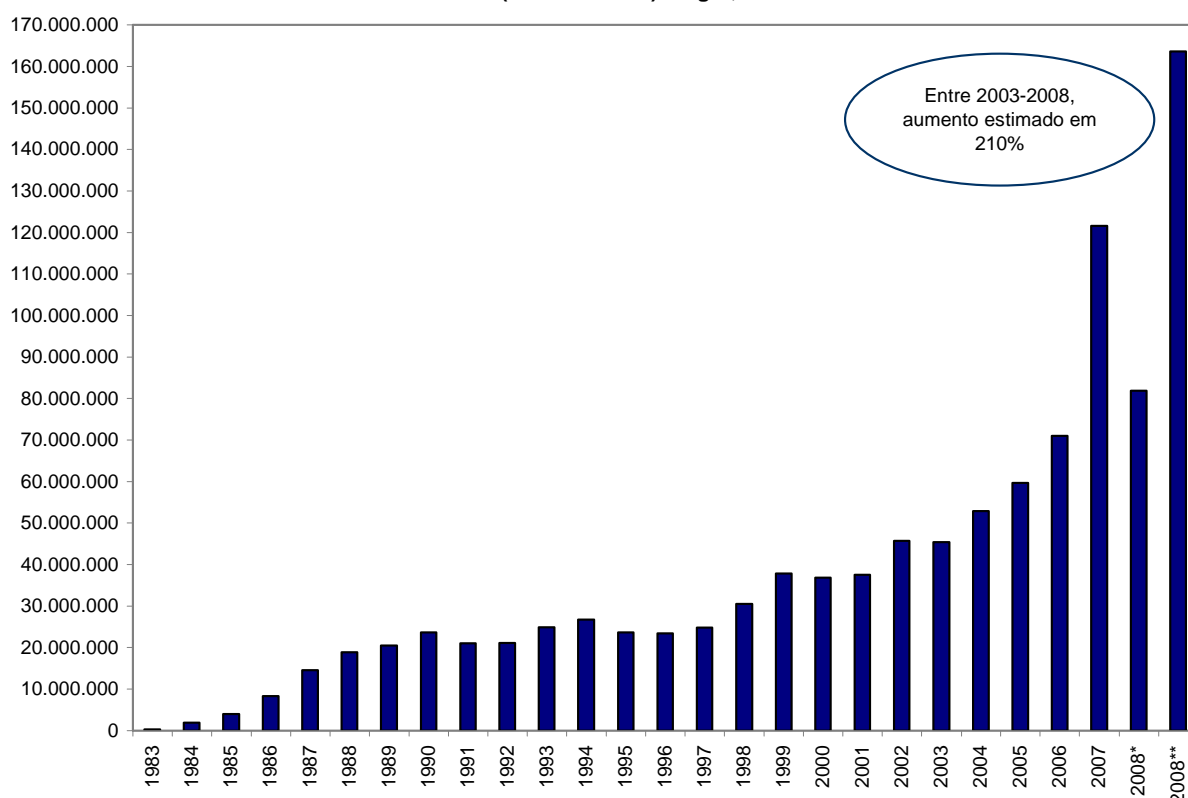
Tendo em vista que as variáveis apontadas como explicativas da alta dos preços permanecem presentes, porém sem revelar melhoria, tampouco deterioração, é válido investigar a contribuição de um componente de natureza especulativa para explicar o aumento de preços do petróleo. No contexto apresentado, as oscilações conjunturais das condições de oferta favorecem os movimentos especulativos de curto prazo, ampliando o volume de transações no mercado futuro (cf. gráficos 7 e 8), reforçando pressões altistas.

Gráfico 7: Contratos Futuros de Petróleo



Fonte: FONTE: ICE - Intercontinental Exchange Annual Report 2007.

Gráfico 8: Contratos Futuros (Volume Anual) - Light, Sweet Crude Oil - NYMEX



Fonte: NYMEX.

* Dado consolidado referente ao período entre janeiro e junho de 2008

** Estimativa do total em 2008

Importa notar que desde janeiro até julho corrente, os preços aumentaram cerca de 45%. Comparando os rendimentos auferidos das aplicações financeiras em fundos ancorados na *commodity* petróleo, observa-se que o retorno registrado é extremamente alto vis-à-vis outras aplicações financeiras realizados em diferentes países. Muitos analistas identificam neste movimento de corrida para fundos de *commodities*, um processo de realocação de ativos oriundo da “crise dos *subprime*” ocorrida em 2007 nos EUA. Este texto não tem o objetivo de identificar eventuais relações de causalidade destes eventos. Mas reforça-se aqui a percepção de que o movimento de alta do petróleo não obedece unicamente aos fundamentos do mercado físico de petróleo; dado que o ritmo de crescimento da demanda de menos de 1,5% ao ano não explicaria tal aumento, ainda que a capacidade excedente de produção seja limitada no curto prazo, tal como mencionado acima.

Além disso, qualquer exame dos patamares dos preços não pode desconsiderar o fato de o petróleo ser um recurso originário, em sua maioria atualmente, de regiões politicamente instáveis. Isso faz com que seu preço seja mais sujeito às mudanças imprevistas por oscilar de acordo com o cenário geopolítico, acarretando na cobrança de um prêmio de risco maior ou menor.

Logo, as estruturas de curto prazo da oferta e da demanda mundiais de petróleo favorecem os países produtores/exportadores por possibilitarem uma maior apropriação da renda petrolífera. Na tabela 8, encontram-se os montantes de renda extraordinária – definida como aquela parte

da renda oriunda das exportações, advinda da parcela do preço internacional do petróleo excedente a US\$ 25 – recebidos pelos países da OPEP⁹⁷.

Tabela 8: Renda Extraordinária Anual Obtida com as Exportações de Petróleo (Bilhões de Dólares)

	Equador	Venezuela	Iran	Iraque	Kuwait	Qatar	Arábia Saudita	Emirados Árabes	Argélia	Angola	Líbia	Nigéria	Indonésia
2003	0,6	3,4	5,3	0,9	2,7	1,2	14,4	4,5	1,6	1,8	2,5	4,8	1,0
2004	2,3	9,3	15,9	8,6	8,4	3,2	40,3	12,8	5,3	5,6	7,6	13,9	2,4
2005	3,2	14,1	18,9	11,6	13,0	5,3	56,9	17,3	7,7	7,5	10,3	18,3	3,0
2006	6,1	25,6	35,1	21,7	25,5	9,2	103,8	35,7	14,0	14,9	21,1	33,2	4,5
2007	5,8	36,0	42,0	28,0	27,4	10,5	118,5	39,9	21,3	19,7	23,4	36,5	5,4
2008*	5,3	32,7	38,2	25,4	25,0	9,5	107,7	36,2	19,4	17,9	21,3	33,2	4,9

Fonte: OPEP.

* Considerando a exportação de 2007 multiplicada pelas médias mensais (até junho) dos preços de 2008.

Assumindo como hipótese que a exportação média mensal de 2008 como sendo igual a exportação média mensal registrada em 2007, a Tabela 8 mostra que os países importadores já teriam transferido, apenas na primeira metade deste ano, 376,7 bilhões de dólares de renda extraordinária para os países exportadores, o que corresponde a 91% do total de renda extraordinária transferida no ano de 2007.

De que forma os fatores acima listados continuarão pressionando os preços do petróleo a médio e longo prazos? Apesar de não ser trivial oferecer elementos de resposta a esta questão, importa notar que ela é de fundamental relevância para o Brasil devido a perspectiva de incremento significativo da produção a partir das descobertas do pré-sal. O fator preço influenciará sobremaneira a rentabilidade das jazidas pré-sal devido ao elevado custo de produção; e igualmente os recursos financeiros a serem arrecadados na forma de participações governamentais.

Assim, a médio prazo, caberá examinar de forma cuidadosa, pelo lado da demanda, os resultados das políticas energéticas de diferentes países sobre a redução de emissões, que preconizam atender os objetivos do Protocolo de Kyoto. Isto implica a substituição de combustíveis fósseis, que embora seja lenta poderia engendrar efeitos de redução da demanda.

Por outro lado, é importante destacar que existe uma expectativa do incremento da capacidade de produção de petróleo dos países Não-OPEP. A Agência Internacional de Energia listou, em 2007, um conjunto de 27 novos projetos de plataformas de produção que se encontram atrasados, especialmente pelo aumento dos custos e das dificuldades de contratação dos serviços de empresas para-petrolíferas para desenvolvimento de novos campos. Porém, estas novas plataformas irão progressivamente começar a produzir, ampliando a capacidade de oferta mundial.

O movimento descendente identificado no gráfico 1 não torna ainda possível o apontamento de uma tendência efetiva a redução ou estabilização dos patamares dos preços internacionais do petróleo, pois os fatores estruturais examinados aqui continuam presentes no curto prazo.

⁹⁷ Desse modo, a renda extraordinária aqui diz respeito aos valores de rendas petrolíferas acima do patamar de US\$ 25 por barril, praticado até 2003. Tal patamar, naquele momento, já permitia aos países a apropriação de rendas econômicas levadas, dado que na maioria os países da OPEP os custos de produção são inferiores a US\$ 10 por barril, sendo que no Golfo Pérsico, inferiores seguramente a US\$ 5 por barril.

Entretanto, cenários de queda dos preços internacionais não deveriam ser descartados, especialmente se a situação geopolítica não se deteriorar bruscamente.

Em todo caso, a expectativa de arrecadação de tributos da atividade petrolífera é largamente crescente ante os volumes de produção esperados. Neste sentido, cabe investigar de que forma poderiam ser transferidos à sociedade brasileira os benefícios econômicos da produção futura de petróleo. Os benefícios esperados deveriam obedecer a critérios transparentes e rigorosos em matéria de aplicação da renda petrolífera em programas que promovam o desenvolvimento econômico do país.

Rendas Extraordinárias, Justiça Inter-Geracional e Desenvolvimento Econômico

Uma localidade ou país com uma grande dotação de recursos naturais não renováveis enfrenta um desafio para o seu desenvolvimento: diferentemente de outros bens e serviços que geram valor na economia, tais como artigos de vestuário, alimentos e atividades de ensino, a produção corrente dos recursos não renováveis diminui a sua disponibilidade para a produção futura. Dependendo do grau de dependência desses recursos, essa peculiaridade pode ser determinante na condução de uma política de desenvolvimento.

Essa especificidade dos recursos não renováveis é particularmente importante para a condução da política fiscal (Bregman e Pinto Jr, 2008). Os governos nacionais, regionais ou locais, enfrentam o desafio de capturar para si a renda econômica gerada na atividade mineral e através de sua aplicação conciliar o benefício à geração presente e a garantia de bem-estar às gerações futuras⁹⁸. A decisão na aplicação dos recursos é norteadora por duas grandes questões:

- (i) o montante da aplicação presente e futura (o quanto será gasto e o quanto será poupado hoje);
- (ii) as atividades prioritárias para a aplicação (como os recursos serão aplicados).

A experiência internacional na aplicação das receitas provenientes da extração dos recursos não renováveis, descrita nesta seção, analisará essas duas questões básicas em seis grandes produtores de petróleo e gás natural. e analisará brevemente a primeira questão.

Se a avaliação do resultado fiscal vis-à-vis com o nível do preço do petróleo é relativamente simples, a avaliação de uma despesa como geradora de bem-estar às futuras gerações não é nem um pouco trivial: são diversas as possíveis aplicações para uma política de bem-estar às gerações futuras, tais como investimentos em educação e saúde, melhoria da infra-estrutura e modernização administrativa. Assim, as políticas voltadas para o bem-estar das futuras gerações se confundem com aquelas voltadas para a promoção do desenvolvimento econômico e social.

Há ainda uma consequência importante da aplicação dos recursos decorrentes da exploração de recursos não-renováveis: a influência da política fiscal na taxa de câmbio e dessa na

⁹⁸ Hartwick (1977) argumentou que a população de um país dotado apenas de um recurso não renovável, sem qualquer fonte alternativa para promover investimentos, poderia desfrutar de um nível perpétuo de consumo, desde que utilizasse parte da renda advinda do recurso não renovável para atividades intensivas em capital e trabalho.

competitividade dos demais setores da economia, num mecanismo conhecido como “*dutch disease*”- doença holandesa⁹⁹.

O fracasso de alguns países com abundância de recursos naturais, em especial o petróleo, em superar a pobreza e promover o desenvolvimento fez com que surgisse a proposição de que os recursos naturais representam uma “maldição” ao invés de uma bênção¹⁰⁰. Além da “doença holandesa”, alguns países ricos em recursos sofrem com instabilidade política e guerras civis, e não conseguem superar a pobreza.

Alguns países recorrem a fundos específicos, de natureza distinta dos seus orçamentos, para gerenciar a renda advinda do petróleo e do gás natural, tanto para definir o quanto deve ser gasto quanto para instituir as regras de como os recursos devem ser gastos. A próxima seção discorrerá brevemente sobre as especificidades da constituição dos fundos.

A Experiência Internacional: Países Selecionados

Esta seção discorrerá sobre a experiência de aplicação dos recursos em seis grandes produtores de petróleo e/ou gás natural: Nigéria, Canadá, Qatar, Venezuela, Indonésia e Noruega. Estes países são bastante heterogêneos entre si, pois possuem características políticas, econômicas e sociais muito distintas, com diferentes dotações de recursos energéticos. O Quadro 1 a seguir apresenta as informações sobre as reservas, que dão uma idéia da dependência dos países, e seu Índice de Desenvolvimento Humano (IDH).

Quadro 1: Reservas de Petróleo e IDH

País	Reservas Provasdas de Petróleo (bilhões de barris)	Reservas Provasdas de Gás Natural (Tcf)	IDH (2005)
Noruega	7,7	84,3	0,968
Canadá	27,7	57,9	0,961
Qatar	15,2	910,5	0,875
Venezuela	80,0	152,0	0,792
Indonésia	4,3	97,8	0,728
Nigéria	36,2	182,0	0,470

Fonte: Reservas: Relatórios da EIA (2007). IDH: PNUD. Relatório do Desenvolvimento Humano: 2007/2008.

Nigéria

As reservas provadas nigerianas são de 36,2 bilhões de barris de petróleo e 182 Tcf de gás natural. Nos dezesseis meses que antecederam as eleições presidenciais de abril de 2007, a primeira na história do país em que um governo civil passou o controle para outro, ataques de militantes insatisfeitos impactaram a produção nacional em cerca de 20% (EIA NIGÉRIA,

⁹⁹ A denominação surgiu dos fatores adversos da apreciação da taxa de câmbio da Holanda, posterior à descoberta de reservas de gás natural no Mar do Norte. Segundo a abordagem do “Dutch disease”, o aumento da exportação de recursos não-renováveis aprecia o câmbio, influenciando a competitividade dos demais produtos comercializáveis.

¹⁰⁰ Sachs e Warner (1995) utilizaram um conjunto de 97 países em desenvolvimento no período de 1970 a 1989 e encontraram uma relação negativa entre as exportações de produtos de base natural (não só de recursos não renováveis) e o crescimento econômico.

2007, p.1). O IDH de 0,47 é muito menor do que o dos outros países analisados nesta nota, e o país é constantemente apontado como vítima da “maldição dos recursos”¹⁰¹.

O petróleo continua desempenhando grande importância na economia do país, sua participação nas exportações é de cerca de 95 % (EIA NIGÉRIA, 2007, p. 1), entre 1995 e 2001 representou 37% do PIB e 63% da arrecadação pública (Eifert et al, 2002, p. 20).

Eifert et al (2002) defendem que as receitas do petróleo foram utilizadas para manter uma frágil coalizão política, com diversos grupos étnicos e religiosos. O gasto público beneficiou uma pequena elite política. A gestão fiscal foi inadequada, com forte crescimento dos gastos públicos nos momentos de alta do preço do petróleo. De acordo com Gary e Karl (2003, p. 28) o país ainda sofreu com a “doença holandesa”.

Eifert et al (2002, p. 23) sustentam ainda que boa parte das razões do sucesso da Indonésia e do fracasso da Nigéria na gestão da renda do petróleo pode ser explicada pelas instituições políticas. A instabilidade social na Nigéria, com grupos insatisfeitos atacando as instalações das petrolíferas estrangeiras, chegou a tal ponto que os investimentos *offshore* (menos vulneráveis à ação dos grupos) ganharam espaço nos últimos anos, mesmo com o custo de extração significativamente maior do que o *onshore* (Gary e Karl, 2003, p. 29).

Segundo estes autores, a Nigéria estaria gastando muito e poupando pouco os recursos do petróleo (primeira questão da seção 2) e aplicando os recursos em benefício de uma minoria, o que não gera benefícios através da melhora de sua economia, tampouco proporciona rentabilidade para as futuras gerações com a aquisição de ativos.

Canadá

O Canadá conta com cerca de 27 bilhões de barris de reservas provadas de petróleo. A província de Alberta, objeto de estudo dessa seção, conta com 95% das reservas do país (EIA CANADÁ, 2007, p. 2). As reservas de gás natural são de 57,9 Tcf. Assim como a Noruega, o país apresenta um elevado grau de desenvolvimento, o que se reflete no seu IDH, de 0,961.

A província de Alberta criou, em 1976, um fundo para gerenciar os recursos arrecadados com o petróleo. O referido fundo foi criado em 1976 e reestruturado em 1997, a partir de uma consulta popular. Seus objetivos são o de reduzir o endividamento da província, promover a qualidade de vida dos seus cidadãos e diversificar a economia (Serra, 2005, p. 130). O fundo é financiado com 12% do valor bruto da produção de petróleo (Enriquez, 2006, p. 66).

Assim como no fundo norueguês, há uma forte vinculação entre o Fundo de Alberta e as contas do setor público (Enriquez, 2006, p. 66). Antes da reestruturação, o fundo destinava boa parte dos recursos a investimentos produtivos diretos e sociais, com objetivo de promover a diversificação da economia. Esses investimentos foram suspensos após a reestruturação, que definiu regras simples e diretas para as aplicações do fundo, que atualmente são norteadas pela rentabilidade, não mais pela diversificação econômica.

Dentre essas regras, está a definição de uma composição dos investimentos no longo prazo: 29% das aplicações devem ser destinadas a investimentos em renda fixa, 45% em ações

¹⁰¹ Ver Stiglitz (2005, p. 13).

(sendo que 15% no Canadá, 15% nos Estados Unidos e 15% fora dos dois países), 10% em investimento imobiliário e 16% em outras aplicações¹⁰².

Portanto, após a reestruturação, o fundo de Alberta se aproximou do modelo norueguês: a manutenção da riqueza do fundo, com investimentos prudentes, é o seu maior objetivo. O fundo de Alberta não tem a mesma preocupação estabilizadora do norueguês, já que prevê investimentos no Canadá, mas claramente optou por adquirir ativos que gerem rentabilidade, ao invés de investir em infra-estrutura e educação.

Qatar

O Qatar apresenta 15,2 bilhões de barris de reservas provadas de petróleo, o mais baixo entre os países-membros da OPEP em 2006. Se o país não é um grande *player* da indústria petrolífera mundial, apresenta um papel de destaque no gás natural: possui a terceira maior reserva provada do mundo, 910,5 Tcf, atrás apenas da Rússia e do Irã. Atualmente o Qatar é o maior exportador mundial de gás natural liquefeito (EIA QATAR, 2007).

O IDH do Qatar é alto para um país comparado com demais países do Golfo Pérsico e com a sua herança histórica: 0,875 em 2005. O pequeno país, de cerca de 1 milhão de habitantes, é extremamente dependente do petróleo e do gás natural, que contribuem com 61,9% do PIB (dados de 2006). A estatal Qatar Petroleum contribui com cerca de 50% do PIB (Qatar, 2007, p. 4).

Como todos os países dependentes dos hidrocarbonetos, a pulverização na aplicação dos recursos da renda mineral é inevitável. A promoção das políticas públicas no Qatar é financiada, mesmo que não explicitamente, pelas receitas da exploração mineral¹⁰³. Para este país chama a atenção o viés do gasto público para a educação, ciência e tecnologia¹⁰⁴.

Tilly (2006, p. 56) destaca o esforço pessoal do emir, Sheikh Hammad bin Khalifa Al-Thani, em transformar o país em um pólo de pesquisa no Oriente Médio, ao investir bilhões através da Fundação Qatar para Educação, Ciência e Desenvolvimento da Comunidade, dirigida por sua esposa.

Segundo Qatar (2007, p. 5), o país reúne boas condições para desenvolver a economia baseada em conhecimento, pois vêm apresentando elevadas taxas de crescimento com estabilidade econômica nos últimos anos e desfruta de relativa estabilidade política.

Essas características, aliadas às crescentes receitas da venda de hidrocarbonetos e vultosos investimentos em educação, saúde e infra-estrutura, trouxeram um grande contingente de trabalhadores estrangeiros (cerca de 75% da população do país é formada por imigrantes). Essa diversidade de trabalhadores estrangeiros pode permitir que o país diversifique a sua economia, e se torne menos dependente do petróleo e do gás natural.

¹⁰² O leitor interessado deve consultar Alberta (2007).

¹⁰³ A influência da emergência da economia do petróleo nas instituições do Qatar é analisada em perspectiva histórica em Crystal (1995, p. 112-135).

¹⁰⁴ Yamani (2006) analisa as diferenças entre os sistemas educacionais do Qatar e da Arábia Saudita.

Quanto às medidas do governo voltadas para a diversificação econômica, é possível inferir que os incentivos econômicos e as instituições são satisfatórios, mas que o país ainda deve melhorar na inovação tecnológica e, principalmente, na educação. Segundo esta ótica, seriam essas as condições para transformar o Qatar numa economia intensiva em conhecimento e menos dependente dos recursos não renováveis.

Vale ressaltar, no entanto, que a continuidade das medidas de diversificação econômica depende da continuidade de elevadas receitas dos recursos naturais. As dotações desses recursos e a ainda incipiente diversificação econômica não permitem que o Qatar esteja livre das oscilações dos mercados de *commodities*.

No entanto, ao que parece, a aplicação da renda mineral até o momento tem contribuído para a superação da dependência dos recursos naturais, e o país tem grandes chances de não sofrer no futuro com a “maldição dos recursos”. Diferentemente da Noruega, que investe em ativos estrangeiros como forma de preservar a riqueza para as gerações futuras, o Qatar procura melhorar a qualidade dos seus fatores de produção: ao que parece são duas boas estratégias, a da Noruega para um país desenvolvido e do Qatar para um país em desenvolvimento.

Venezuela

As reservas provadas de petróleo na Venezuela são de 80 bilhões de barris. A dependência do óleo é notável: suas receitas de exportação representam 75% do total, é responsável por metade da arrecadação pública e cerca de 1/3 do PIB (EIA VENEZUELA, 2007, p. 1).

A riqueza mineral não fez com que o país superasse suas mazelas sociais. Além da influência da herança colonial na formação da sociedade venezuelana, a má gestão da renda petrolífera é responsável por esse desempenho: segundo Eifert et al (2002, p. 13-14) as instituições venezuelanas não estão preparadas para lidar com a dependência das rendas do petróleo, com seus constantes déficits fiscais e sua incapacidade de gerenciar a diversificação econômica.

Em 1998, quando os preços do petróleo atingiram o valor mais baixo desde a década de 1970, a Venezuela lançou um fundo de estabilização, que acumularia reservas quando o preço do petróleo estivesse elevado e cobriria o déficit orçamentário quando os preços caíssem. A lei definia claramente esses dois momentos: os preços seriam considerados altos sempre que estivessem acima da média móvel dos últimos cinco anos; e baixos sempre que estivessem abaixo desse valor (Fasano, 2000, p. 11).

As regras foram alteradas em 1999: o governo federal aumentou o seu poder discricionário sobre as receitas do fundo. Assim, saques poderiam ser realizados por decreto presidencial (Serra, 2005, p. 139) e poderiam ser utilizados para o gasto social e o pagamento da dívida (Fasano, 2000, p. 11). Em 2000, não obstante da elevação do preço do petróleo, o déficit público cresceu 10%, o que torna o país mais vulnerável a um possível choque de preços.

Se a política venezuelana para o petróleo não parece se preocupar com a estabilidade macroeconômica, o mesmo não se pode dizer dos investimentos sociais e em infra-estrutura. Atualmente, o governo parece ter intuito de desenvolver essas áreas com os recursos do petróleo. Ao menos é essa a intenção do Fundo para o Desenvolvimento Econômico e Social do País (FONDESPA), com recursos oriundos diretamente da estatal PDVSA (Barros, 2006, p. 228).

Assim, após as mudanças no fundo de estabilização e a criação do FONDESPA, pode-se concluir que a Venezuela optou por gastar mais e poupar menos os recursos do petróleo (primeira questão da aplicação de recursos) e pretende investir as receitas do óleo na área social (segunda questão). A avaliação dessa estratégia poderá ser realizada apenas a médio prazo, com a observação das contas públicas e dos indicadores sociais.

Outra conclusão do caso venezuelano é que a constituição de um fundo não garante que uma política social, por exemplo, não poderá ser alterada. Diferentemente do fundo norueguês, que mantém as mesmas regras há muito tempo, o fundo venezuelano reserva um elevado espaço para ações discricionárias do Poder Executivo.

Indonésia

A Indonésia apresenta 4,3 bilhões de barris de petróleo de reservas provadas, mas a produção de petróleo vem declinando fortemente na última década (EIA INDONÉSIA, 2007, p. 1). As reservas de gás natural são de 97,8 Tcf, a décima do mundo.

O país é visto como uma nação em desenvolvimento que superou a maldição dos recursos naturais (Stiglitz, 2005, p. 13). Metade do crescimento da arrecadação com o aumento do preço do petróleo em 1973 foi destinado a programas agrícolas e de infra-estrutura econômica voltada para áreas rurais, além de esforços em educação (Eifert et al, 2002, p. 22).

Além do gasto público efetivo, a gestão macroeconômica na Indonésia foi adequada. O país não incorreu em déficits durante os períodos de alta do preço do petróleo e o ajuste orçamentário quando este caiu (e consequentemente a sua arrecadação pública) foi rápido e eficaz (Eifert et al, 2002, p. 23).

Assim, o país parece ter superado a maldição dos recursos naturais traçando políticas adequadas para as duas questões básicas – o quanto gastar e como gastar – sendo que para o último seguiu a política mais indicada para um país em desenvolvimento: melhorar a infra-estrutura e investir em educação.

Uma questão importante para o gasto da renda petrolífera atualmente, também presente na agenda brasileira, é a sua repartição entre o governo central e os regionais¹⁰⁵. No país asiático, 30% dos recursos são apropriados pelo governo central, 56% pelos estados e 14% pelos governos locais (Shah, 1997, p. 100).

Outra questão importante é a dinâmica dos gastos em educação. Apesar de ter melhorado seus indicadores sociais, o país ainda deve destinar muitos recursos à educação para promover o desenvolvimento. Granado et al (2007) defendem que o total do gasto público neste setor é satisfatório, mas que sua composição deveria se modificar.

Noruega

A Noruega é um dos países mais desenvolvidos do mundo: em 2005 o IDH atingiu 0,968 pontos, superada apenas pela Islândia no *ranking* mundial do Índice de Desenvolvimento

¹⁰⁵ Bahl e Tumennasan (2000) tecem considerações sobre a repartição de receitas dos recursos naturais na Indonésia.

Humano. Com reservas provadas de 7,7 bilhões de barris de petróleo e 84,3 Tcf de gás natural, o país é um dos mais dependentes da exploração de petróleo na Europa.

O setor de exploração e produção de petróleo, que cresceu muito da década de 1980 a meados da década de 1990, apresenta sinais de estagnação pela maturidade dos campos do Mar do Norte (EIA NORUEGA, 2007, p. 3).

As preocupações com a dependência da extração do petróleo em campos maduros, no entanto, são de longa data: o governo norueguês criou, em 1990, o Fundo Petrolífero Estatal Norueguês (FPEN). A renda do petróleo que alimenta o fundo é determinada anualmente, após o déficit público ser coberto. Assim, não há uma definição legal, pré-estabelecida, do percentual da renda petrolífera a ser depositada no fundo, o que o torna extremamente flexível (Fasano, 2000, p. 4).

O fundo tem dois objetivos explícitos: garantir a estabilidade macroeconômica e constituir um fundo de poupança. Serra (2005, p. 133) argumenta que o FPEN contribui para a estabilidade macroeconômica em duas frentes: nos momentos de alta do preço do petróleo, ele recolhe o excesso de divisas do país exportador, reduzindo a pressão inflacionária; e quando o preço cai o fundo socorre o Tesouro, evitando a aceleração do endividamento.

O fundo norueguês, que em 2005 teve o seu patrimônio avaliado em US\$ 213 bilhões (Enriquez, 2006, p. 67), apenas aplica suas receitas em ações e títulos no exterior¹⁰⁶. Uma possível elevação do preço do petróleo aumentaria as aplicações do fundo no exterior, o que não impactaria a atividade econômica na Noruega. O fundo, portanto, cumpre o papel de resguardar a economia norueguesa da volatilidade do preço do petróleo.

Fasano (2000, p. 4-5) argumenta que o fundo tem logrado êxito na tarefa de amenizar os ciclos dos preços do petróleo, bem como de promover a poupança. Medidas prudentes têm permitido a manutenção de superávits orçamentários mesmo nos períodos em que o preço do petróleo cai. Portanto, a Noruega tem demonstrado uma preferência por poupar os recursos do petróleo.

O benefício às futuras gerações se dá pela rentabilidade dos investimentos no exterior. Diferente de outros países, que procuram promover determinados setores, investir em infraestrutura econômica ou em educação, a Noruega busca manter a estabilidade macroeconômica e garantir aos seus cidadãos a rentabilidade decorrente apenas dos investimentos no exterior¹⁰⁷.

O caso norueguês tem sido particularmente citado no debate brasileiro sobre eventuais mudanças no marco regulatório da indústria brasileira de petróleo e de gás natural. Este interesse reside tanto no papel de seu fundo soberano, quanto na importância da participação estatal na coordenação das atividades de exploração e de produção de petróleo. Os detalhes do arranjo institucional da indústria norueguesa de petróleo são sintetizados no Box 1.

¹⁰⁶ A internacionalização de investimentos segue preceitos éticos e de sustentabilidade, como a restrição de investimento em empresas de tabaco e a prioridade de aplicação em empresas com certificados ambientais (Serra, 2005, p. 135).

¹⁰⁷ Ao comparar o crescimento da Noruega com o da Suécia e da Dinamarca no início da década de 1970, Larsen (2005) traz elementos empíricos favoráveis à tese que a “maldição dos recursos” não afeta países desenvolvidos.

BOX 1

Arranjo Institucional da Indústria de Petróleo Norueguesa

Até 1985, a licença de produção, que configura a concessão de atividades de E&P na Noruega, só era concedida para a Statoil isoladamente ou para consórcios nos quais a Statoil, como representante do Estado, tivesse a participação mínima de 50% nos direitos do empreendimento (Taverne, 1999; Norway, 2006).

Em 1985, o *Storting* (Parlamento) entendeu que o patrimônio da Statoil estava ficando grande demais (e assim, seu potencial de influenciar decisões do Estado) e decidiu criar a SDFI e desmembrar os direitos de concessão (licenças) sobre os recursos petrolíferos mantidos pela Statoil como representante do Estado norueguês (Gordon e Stenvoll, 2007). Nesse processo, os direitos de concessão de E&P em poder da Statoil foram convertidos em direitos financeiros e distribuídos em 80% para a SDFI e 20% para a Statoil (IEA, 2001). Com a criação da SDFI, a participação do Estado de, no mínimo, 50% dos direitos do empreendimento passaria a ser atendida pela participação da SDFI no capital social das parcerias empresariais e não mais pela participação da Statoil (IEA, 2001). Tal divisão significava também a separação entre as funções empresarial-operacional (empresa de petróleo) e patrimonial-financeira (participação nos direitos – *Capital Equity*) do Estado norueguês (Gordon e Stenvoll, 2007). Ressalte-se que a SDFI, na verdade, é, apenas, uma figura jurídica detentora de direitos financeiros das concessões em E&P (i.e., um tipo de fundo) e não uma empresa de petróleo. Assim, o Estado entra nos empreendimentos com participações que correspondem aos seus interesses financeiros diretos no investimento e nos custos operacionais. À semelhança dos demais concessionários, o governo recebe uma parcela proporcional da receita da venda da produção e de outras rendas (IEA, 2005). O SDFI é controlado pelo Estado, sendo que o *Storting* estabelece, por votação, o montante e a estrutura de seu orçamento em base anual. Nessa primeira fase, que vai até 2001, o gerenciamento da SDFI ainda é feito pela Statoil.

Em 2001, a Statoil teve seu capital aberto, mas permaneceu ainda controlada pelo Estado, que continuou detendo mais de 67% do capital da empresa¹⁰⁸ (IEA, 2005). Em virtude da abertura de capital da Statoil, o Parlamento considerou que haveria conflito de interesses para que a empresa continuasse gerenciando a SDFI e, por conseguinte, instituiu, ainda em 2001, a Petoro AS, empresa 100% estatal, para substituir a Statoil no gerenciamento do SDFI (IEA, 2005).

A Petoro serve como administradora do SDFI nas operações petrolíferas na Noruega. A companhia (100% estatal) detém os mesmos direitos e obrigações que suas parcerias nas licenças de produção e em outras parcerias.

O objetivo da Petoro, indiretamente da SDFI, é aumentar ao máximo as receitas do governo norueguês no longo prazo, através da administração do portfólio que passou a deter. Alia-se ao sistema de taxas sobre a extração petrolífera, configurando um bom instrumento para criar o máximo valor a partir da extração de petróleo.

As divisas advindas do portfólio da SDFI são transferidas para o fundo “Government Pension Fund - Global”.

A função do fundo é facilitar a captação de recursos para atender à crescente necessidade de suprimento de recursos para financiar o sistema de seguridade social do país, assim como, a longo prazo, melhor administrar as receitas provenientes do petróleo.

¹⁰⁸ Em 2001, o Estado norueguês vendeu 18,2% da Statoil para investidores privados nacionais e estrangeiros (MPE-NDP, 2006). Em 2004, o *Storting* autorizou vendas adicionais até o limite de 67% e o controle do capital da Statoil pelo Estado caiu de 81,8% para 70,9%, após as novas vendas (MPE-NDP, 2006).

Plano de ação da PETORO

A PETORO tem como objetivo principal maximizar o valor econômico do portfólio estatal de reservas de petróleo e gás. Neste sentido, suas tarefas consistem em administrar as participações já existentes do SDFI norueguês (State direct financial interest), monitorar a participação das vendas de petróleo do SDFI realizadas pela StatoilHydro e realizar a administração financeira e contábil do SDFI.

A PETORO persegue seu principal objetivo ao adotar sua estratégia central, que é o desenvolvimento de áreas petrolíferas. Como tem um portfólio de campos amplo, procura obter sinergias geológicas e geográficas para aumentar a possibilidade de desenvolver melhor estes campos e evitar áreas com pouco potencial, focando-se nas regiões de possível melhor aproveitamento. Controlando informações estratégicas e de boa qualidade a respeito do perfil das áreas, existe a possibilidade de incentivar que estas se tornem comercialmente viáveis ou demonstrar que vale a pena investir nelas.

Existem, mais além, duas estratégias secundárias, com potencial de criação de valor específico. A PETORO objetiva aumentar as reservas do SDFI em 2 bilhões de barris até 2015, e, neste sentido, procura aumentar a comercialidade das suas reservas exploradas e das que já produzem. Para tal, implementou algo como um plano de metas anual de maturação de reservas, sob a forma de escada, com a qual pretende ancorar a implementação de tecnologias para poder alcançar este objetivo dos 2 bi de barris até 2015 (gradualmente). Para tal, existe a necessidade de mais plataformas de exploração a serem implementadas bem como de técnicas mais avançadas de extração secundária. Além disso, uma outra estratégia é antecipar ao máximo a aplicação das tecnologias mais avançadas de extração, aumentando ainda mais o ritmo de extração, inclusive em áreas maduras.

Como forma de aumentar o valor do portfólio do SDFI, a PETORO tem a necessidade de “desafiar” e “encorajar” a empresa HydroStatoil (fusão das antigas Hydro e Statoil) a realizar mais prospecções e a explorar mais e melhor os campos novos e os já existentes através de tecnologias mais avançadas disponibilizando a esta empresa campos desenvolvidos.

Antes da fusão entre as duas empresas, a PETORO tinha também como ferramenta para maximizar este valor de portfólio a possibilidade de incentivar que estas duas se aliassem em alguns projetos e explorassem sinergias.

Como agora estas duas se fundiram e passaram a deter 90% das licenças de exploração concedidas pela PETORO em nome do SDFI, existe a necessidade de que a PETORO rearranja sua estratégia. Isto para permitir que as demais empresas minoritárias consigam realizar de forma independente seus trabalhos de exploração e produção comercial sem “assustar-se” com o poderio quase que monopolístico da HydroStatoil. Incentivando focadamente estas empresas, a PETORO conseguiria maximizar as reservas da SDFI, já que as empresas com menor participação sentiriam-se à vontade para atuar e investiriam mais. Essa estratégia se foca também no plano de incentivar que mais empresas sejam encorajadas a entrar em campos novos, ainda a serem explorados. Por isso existe uma grande necessidade de que a PETORO consiga fazer um trabalho independente, desgarrado da HydroStatoil, não favorecendo-a demasiadamente em suas investigações de desenvolvimento de campos.

Desse modo, constata-se que o Brasil já acumula um atraso com relação à estruturação de fundos soberanos que poderiam contar com os tributos advindos da indústria do petróleo.

A tabela a seguir apresenta os 27 fundos soberanos que tem os hidrocarbonetos como fonte de sua riqueza. As informações foram obtidas no site do Sovereign Wealth Fund Institute (<http://www.swfinstitute.org>).

Tabela 9: Fundos Soberanos

País	Nome do Fundo	Ativos	Criado	Riqueza per capita
Emirados Árabes (Abu Dhabi)	ADIA Abu Dhabi Investment Authority	\$875 bi	1976	\$1,000,000
Noruega	GPF The Government Pension Fund of Norway	\$350 bi	1990	\$74,500
Arábia Saudita	SAMA Foreign Holdings	\$300 bi	n/d	\$10869
Kuwait	KIA Kuwait Investment Authority	\$250 bi	1953	\$80,000
Rússia	RNWF Russian National Wealth Fund	\$162,5 bi	2008	\$1144
Qatar	QIA Qatar Investment Authority	\$50 bi	2000	\$250,000
Argélia	Revenue Regulation Fund	\$47 bi	2000	\$1410
Estados Unidos	APFC Alaska Permanent Fund	\$40,1 bi	1976	\$61,000
Líbia	Libyan Investment Authority	\$40 bi	2007	\$7,200
Sultanato de Brunei	BIA Brunei Investment Agency	\$30 bi	1983	\$90,100
Cazaquistão	KNF Kazakhstan National Fund	\$23,0 bi	2000	\$1170
Canadá	Alberta's Heritage Fund	\$16,6 bi	1976	\$4745
Irã	OSF Oil Stabilisation Fund	\$12,9 bi	1999	\$174
Nigéria	Nigeria - Excess Crude Account	\$11 bi	2004	\$74
Arábia Saudita	Saudi Arabia Sovereign Wealth Fund	\$5,2 bi	2008	\$188
Azerbaijão	State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan	\$3,3 bi	1999	\$381
Estados Unidos	Alabama Trust Fund	\$3,1 bi	1986	\$697
Bahrain	Bahrain Mumtalakat Holding Company	\$2,6 bi	2006	\$2483
Omã	State General Reserve Fund	\$2 bi	1980	\$624
Timor Leste	Timor-Leste Petroleum Fund	\$2 bi	2005	\$1793
Emirados Árabes (Ras Al Khaimah)	RAK Investment Authority	\$1,2 bi	2005	\$5457
Venezuela	FIEM - Macroeconomic Stabilization Fund	\$0,8 bi	1999	\$28
Trinidad e Tobago	Heritage and Stabilization Fund	\$0,46 bi	2000	\$352
Mauritânia	National Fund for Hydrocarbon Reserves	>\$0,3 bi	2006	\$98
Angola	Reserve Fund for Oil	>\$0,2 bi	2004	\$12
Emirados Árabes (Dubai)	Istithmar	n/d	2003	n/d
Emirados Árabes (Federal)	Emirates Investment Authority	n/d	2007	n/d

Principais Lições da Experiência Internacional

Tal como observado acima, ao longo da última década, a indústria mundial do petróleo (IMP) foi fortemente alterada, pelas mudanças observadas: i) na configuração patrimonial decorrente do grande movimento de fusões e aquisições; ii) nas condições de mercado, com mudanças nas estruturas de oferta e de demanda; e iii) nos marcos regulatórios dos principais países produtores.

Nos últimos cinco anos, em particular, foi registrada a principal transformação nas condições econômicas de contorno da IMP: a elevação contínua dos preços internacionais, após um período longo de preços relativamente baixos (1986-1998) e com volatilidade controlada pela banda de preços entre US\$ 21-28 por barril.

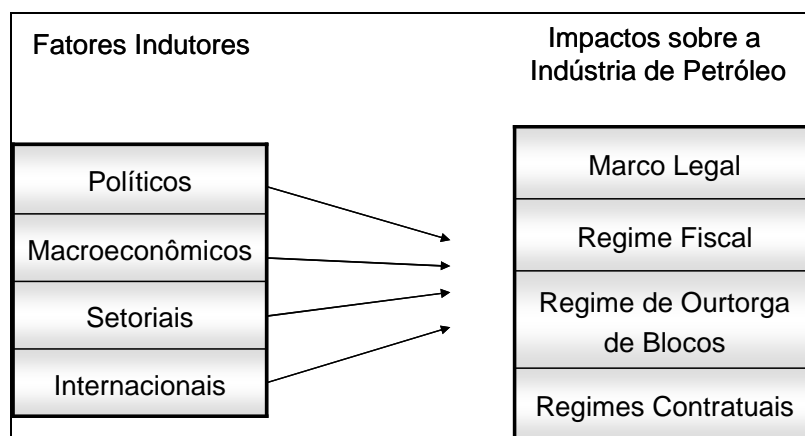
Esta alteração central no nível de preços deu lugar, por sua vez, a revisões nos mecanismos de repartição da renda petrolífera e, em alguns casos, nos principais pilares dos sistemas regulatórios de diferentes países.

Apesar da diversidade destes sistemas de um país a outro, vale notar que este novo contexto impõe revisões nos desenhos de uma nova rede de relações contratuais entre os diferentes agentes econômicos, especialmente nos países que privilegiaram a abertura do segmento *upstream*, visando atrair companhias petrolíferas internacionais.

Neste sentido, torna-se indispensável o desenvolvimento de novos instrumentos que harmonizem as orientações de política energética, de política macroeconômica e fiscal, bem como os mecanismos de regulação setorial.

Desse modo, é possível notar que existem diferentes fatores indutores de mudanças nos sistemas regulatórios das indústrias nacionais de petróleo. Tal como ilustra a figura 1 abaixo, estes fatores são passíveis de engendrar impactos de natureza diferenciada e/ou conjunta.

Figura 1



No caso da Noruega, dado o nível de desenvolvimento econômico e a estabilidade política, foram os fatores setoriais, especialmente a baixa expectativa de novas grandes descobertas e, mais recentemente, os aumentos de preços internacionais do petróleo bruto que levaram às mudanças mais recentes, dentre as quais se destaca a revisão do regime fiscal.

No caso da Venezuela, são notadamente os fatores políticos que orientaram a revisão da antiga política de *Apertura Petrolera*, desde que o Governo Chavez assumiu e restringiu o espaço para a atuação das companhias internacionais no país. Evidentemente, esta mudança foi reforçada a partir do aumento dos preços internacionais desde 2003, implicando em mudanças nos regime fiscal e legal que dão base ao sistema regulatório da indústria de petróleo na Venezuela.

O caso da Indonésia revela que, a partir da redução da produção de petróleo, observada desde 1991, foi necessário proceder a alterações nos contratos de partilha de produção e de se proceder à promulgação de um novo marco regulatório, aprovado em 2001. O caso da Indonésia ilustra ainda o caráter dinâmico do sistema regulatório da indústria. Não obstante a vigência de um esquema ancorado na partilha de produção, recorrentes mudanças nas bases que presidem estes contratos foram sendo introduzidas, configurando diferentes “gerações de contratos de partilha de produção”. Este exemplo é importante pois caracteriza uma situação de natureza geral dos sistemas regulatórios: não obstante o fato de manter o pilar do sistema regulatório - na Indonésia, o contrato de partilha de produção - alterações podem ser introduzidas devido a mudanças nas condições de contorno da indústria.

Outros países não estudados detalhadamente neste texto também oferecem ensinamentos interessantes. O caso do Cazaquistão também apresenta um ensinamento importante. Neste

caso, num mesmo país, o sistema regulatório, o regime fiscal e os marcos legais são diferenciados segundo as condições geográficas e geológicas. As áreas de E&P *offshore*, por exemplo, são reguladas por legislação e mecanismos específicos, distintos daqueles observados nas regiões de produção *onshore* (neste aspecto é similar ao sistema regulatório dos Estados Unidos da América).

Já em Angola, a redução da instabilidade política recente induz ao novo marco regulatório, visando atrair empresas internacionais, dadas as dificuldades de disponibilidade de tecnologia e de capacitação técnica inerentes ao estágio de desenvolvimento econômico e social do país. Ainda assim, a Sonangol dispõe de três modalidades de associação com empresas estrangeiras. Neste caso, o sistema regulatório é híbrido, comportando regimes de partilha de produção, contratos de risco e consórcios/parcerias entre empresas internacionais e a estatal Sonangol.

Por fim, o caso iraniano revela que, apesar da proibição da constituição no que concerne à outorga de concessões a empresas estrangeiras, os contratos de serviços têm permitido a participação de outras empresas. Neste caso, a necessidade de tecnologia - fator indutor setorial doméstico - permitiu recentemente esta mudança, na margem, do sistema regulatório da indústria do petróleo no Irã.

Em suma, as novas formas de regulação que surgem para atender à necessidade de se criar um novo ambiente de negócios e estimular a entrada de novos atores, ainda representam um desafio aos *policy makers* na maior parte dos países que optaram por reestruturar suas indústrias petrolíferas. As novas estruturas institucionais, regimes fiscais e o arcabouço jurídico variam de um país para outro, de forma que o próprio entendimento daquilo que se denomina sistema regulatório engloba um amplo espectro de atribuições e instrumentos de ação. Mesmo nos países desenvolvidos, observa-se que a implementação de reformas e a construção de um novo marco regulatório é, na verdade, um processo de aprendizagem institucional que se traduz, em última instância num processo de tentativa e erro.

Além do caráter não renovável da exploração de petróleo e gás natural, , os governos dos países com elevado grau de dependência das receitas oriundas dessas atividades têm de lidar com a volatilidade dos preços (em especial os do petróleo) e a incerteza em relação às estimativas de reservas, tanto para o petróleo quanto para o gás natural.

Condicionar a política fiscal às nuances da arrecadação derivada desses recursos engendra sérias implicações: como observam Davis et al (2001), uma frustração da renda petrolífera acarretaria no difícil e impopular corte de despesas, já o contrário acarreta no gasto imediato, não planejado, provavelmente menos eficiente.

Nesse contexto, a criação de um fundo que acumulasse recursos quando a renda petrolífera aumentasse e gastasse quando esta diminuísse emerge como uma alternativa. O fundo teria uma dinâmica diferente do orçamento, seu objetivo seria estabilizar as rendas do petróleo para contribuir com a política fiscal.

Os autores argumentam, no entanto, que essa estabilização só é possível se houver coordenação entre o orçamento do fundo e a política fiscal, no sentido de não se promover uma política expansionista pela simples entrada de recursos no fundo decorrente do aumento

do preço do petróleo. Essa acomodação neutralizaria os efeitos do fundo, que também pode sofrer com problemas operacionais¹⁰⁹.

Davis et al (2001) concluem que os fundos lograram êxito aonde havia uma preocupação inicial com a destinação da renda petrolífera e, naqueles países aonde não havia essa preocupação as regras foram modificadas com o aumento da renda petrolífera, com o intuito de permitir maior discricionariedade ao gasto. Assim, a criação dos fundos seria irrelevante, pois a gestão adequada dos recursos petrolíferos dependeria da importância política dada aos seus potenciais gastos.

A análise das experiências com os fundos parece confirmar o argumento apresentado por Davis et al (2001): na Noruega, por exemplo, o fundo constituído vem cumprindo seu papel; já na Venezuela as regras foram modificadas quando o preço do petróleo se elevou.

Contexto da Indústria Brasileira do Petróleo: Marco do Pré-sal e Modelos de Aplicação de *Royalties*

As novas formas de regulação que surgem para atender à necessidade de se criar um novo ambiente de negócios e estimular a entrada de novos atores, ainda representam um desafio aos *policy makers* na maior parte dos países que optaram por reestruturar suas indústrias petrolíferas. As novas estruturas institucionais, regimes fiscais e o arcabouço jurídico variam de um país para outro, de forma que o próprio entendimento daquilo que se denomina sistema regulatório engloba um amplo espectro de atribuições e instrumentos de ação. Mesmo nos países desenvolvidos, observa-se que a implementação de reformas e a construção de um novo marco regulatório é, na verdade, um processo de aprendizagem institucional que se traduz, em última instância num processo de tentativa e erro.

Desse modo, é absolutamente natural que esteja em curso, também no Brasil, um processo de revisão e de aperfeiçoamento das estruturas regulatórias da indústria nacional do petróleo. As recentes descobertas em águas ultra-profundas, na área geológica do Pré-Sal, constituem um fator indutor setorial de grande magnitude e relevância que justifica a decisão de verificar, de forma criteriosa, a necessidade ou não de readequar o marco regulatório no Brasil.

O caráter inovador da descoberta numa área que é considerada de fronteira petrolífera exigirá um imenso esforço de inovações tecnológicas e produtivas, visando maximizar o petróleo e o gás natural a serem produzidos. O desafio de superação tecnológica deverá ser acompanhado por igual desafio no plano institucional e regulatório, dadas as circunstâncias específicas que envolveram os campos recém-descobertos. Por isso, a questão que se coloca doravante é sobre a natureza das mudanças que serão requeridas no sistema regulatório do país na IMP sofrerá uma inflexão radical, passando o Brasil a operar como exportador líquido.

A fronteira de exploração e de produção do Pré-sal estabelece uma mudança radical nas condições de contorno da indústria brasileira do petróleo, devido a três aspectos principais fortemente interdependentes, com fortes repercussões sobre a estrutura de arrecadação e aplicação de participações governamentais:

¹⁰⁹ Alguns desses aspectos são apresentados em Barnett e Ossowski (2002).

- i) as novas descobertas alteram os parâmetros de tomada de decisão, ancorados na análise das condições econômicas e financeiras do binômio prêmio-risco. As descobertas modificam estas condições tanto nas novas áreas ainda não-concedidas e localizados nas zonas adjacentes aos blocos exploratórios que lograram sucesso na exploração; quanto daquelas de áreas já concedidas e que eventualmente ainda não foram exploradas;
- ii) as novas descobertas requerem novas orientações de política energética, pois uma vez confirmado o potencial dos recursos petrolíferos identificados no Pré-Sal, caberá a redefinição do ritmo ótimo de exploração e de produção, bem como das condições de exportação de petróleo;
- iii) por fim, será necessário definir novos instrumentos de coordenação com outras esferas de governo, em matéria de política econômica e fiscal, dadas as necessidades de recursos financeiros, tecnológicos, de equipamentos e humanos necessários ao desenvolvimento do potencial petrolífero nacional nos próximos anos.

Neste sentido, importa encontrar uma posição equilibrada na redefinição das estruturas hierárquicas das instituições governamentais e essa não é uma tarefa trivial. O papel do Estado no processo de implementação de novos desenhos institucionais é crucial para o sucesso das mudanças estruturais e institucionais.

Esta etapa deve anteceder à definição do conjunto de alterações específicas a serem promovidas no marco regulatório e no regime fiscal, sendo fundamental para estabilizar as expectativas dos agentes econômicos.

Em função das expressivas altas registradas nos preços internacionais do petróleo, a indústria petrolífera, em especial desde 2003, tem contribuído de forma significativa para o incremento do orçamento dos estados e municípios brasileiros beneficiários dos *royalties* do petróleo, visto que o movimento de ascensão dos preços internacionais do petróleo contribui para a maior arrecadação de *royalties*, gerando um efeito positivo no que diz respeito à arrecadação fiscal.

A metodologia de cálculo do preço mínimo do petróleo produzido em campos brasileiros, que é tido como referência para o cálculo dos *royalties*, utiliza uma fórmula paramétrica que tem como referências o preço do petróleo tipo Brent e a taxa de câmbio real/dólar (ambos cotados no mês de competência da produção). Portanto, a valoração do petróleo produzido no país para fins de arrecadação, assim como a própria arrecadação mensal, oscila de acordo com essas variáveis.

A distribuição de *royalties* e participações especiais obedece aos critérios de repartição apresentados na tabela 10 abaixo.

Tabela 10: Distribuição de Participações Governamentais

Beneficiários	<i>Royalties</i>	Participações Especiais
Municípios	34%	10%
Estados	30%	40%
União	36%	50%
▪ Fundo Especial	8%	
▪ Comando da Marinha	16%	
▪ MCT	12%	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A Necessidade de Reestruturação das Participações Governamentais

A idéia de criar de se reestruturar as formas de arrecadação de participações governamentais está ancorada tanto na i) necessidade de se redefinir os critérios de repartição bem como ii) ampliar o controle federal sobre as modalidades de aplicação de recursos.

O primeiro ponto está associado ao fato de que até o momento presente, os critérios de arrecadação foram baseados nos princípios de localização geográfica das jazidas de petróleo e de gás natural. A partir deste critério a concentração dos recursos arrecadados espelha a importância do estado do Rio de Janeiro e dos seus municípios como principais beneficiários. Em 2007, o estado do Rio de Janeiro recebe cerca de 70% do total de *royalties* destinados aos estados da federação; da mesma forma, os municípios fluminenses receberam, no mesmo ano, cerca de 68% dos *royalties* distribuídos para os municípios fluminenses.

O segundo aspecto destacado acima está vinculado à gestão destes recursos. A legislação atual não estabelece diretrizes para o uso destes recursos. Deste modo, como destaca Bregman (2007) os resultados a aplicação de *royalties* são bastante heterogêneos quando os municípios são comparados com relação à eficácia no uso de recursos.

Apesar das dificuldades metodológicas de avaliação do uso dos *royalties*, é interessante contrastar o incremento recente da arrecadação vis-à-vis os indicadores de desenvolvimento. Recentemente, a FIRJAN (Federação das Indústrias do Rio de Janeiro) elaborou um indicador denominado IFDM (Indicador Firjan de Desenvolvimento Municipal). Este indicador avalia o desenvolvimento municipal em função das variáveis: geração de emprego, renda, saúde e educação.

O Anexo II apresenta a evolução do indicador IFDM entre 2000 e 2005, bem como o crescimento da arrecadação de *royalties*. Cabe constatar que, não obstante o crescimento registrado dos *royalties* no período, os efeitos sobre o IFDM foram modestos na maioria dos municípios, sendo mesmo negativos em alguns deles. Isto revela que os municípios ainda estão longe de absorver o potencial destes recursos em matéria de programas de geração de emprego e renda, saúde e educação – as variáveis privilegiadas no IFDM.

Ainda examinando o Anexo II, vale notar que os municípios de Macaé e Rio das Ostras, respectivamente o segundo e terceiro maiores beneficiários dos *royalties*, apresentaram progresso no IFDM entre 2000 e 2005. Macaé, segundo este indicador, é o primeiro no ranking do IFDM. Rio das Ostras era o quadragésimo deste ranking em 2000 e alçou a sexta posição em 2005. Estes resultados parecem indicar um bom uso dos recursos provenientes dos *royalties* do petróleo.

Em contrapartida, o município de Campos de Goytacazes, número 1 em matéria de recebimento de *royalties*, é apenas o décimo sétimo no ranking IFDM. Apesar da melhoria em termos absolutos no IFDM, entre 2000 e 2005, o avanço foi bastante pequeno, especialmente se lembrarmos que no mesmo período o volume de *royalties* recebidos por este município cresceu 269% , saltando de R\$ 87 milhões em 2000 para R\$ 321 milhões em 2005. (ver Anexo II).

Assim, face à perspectiva de incremento da produção a partir das novas descobertas e do cenário de preços altos, cabe repensar a estrutura de repartição e de uso dos recursos, a partir de programas estruturados que visem suprir as carências nos setores destacados acima, bem como nas áreas de infra-estrutura e de saneamento.

Entretanto, a implementação de projetos de desenvolvimento econômico a partir das rendas petrolíferas poderia esbarrar na atual estrutura de destinação dos *royalties*. Isto por que pensar um projeto de desenvolvimento econômico nacional requer centralização na gestão dos recursos, pois somente a esfera federal poderá conseguir direcionar os recursos dos *royalties* para os seus usos destinatários preferenciais tendo como base uma visão nacional que contemple a leitura completa dos problemas e necessidades do país. Isto porque, como ponto de partida, observa-se grande discrepância entre o nível de desenvolvimento das regiões brasileiras. Ademais, as regiões petrolíferas, mais beneficiadas com a arrecadação dos *royalties*, não são necessariamente as regiões cuja necessidade de desenvolvimento econômico e social são as maiores, comparativamente. Desse modo, o critério de localização geográfica não atende a requisito desta natureza.

Por essa razão, destaca-se que a gestão central dos recursos advindos dos *royalties* é a maneira mais adequada de realizar o desenvolvimento econômico global no país ao transferir adequadamente as receitas para os seus fins mais prioritários.

Outro argumento a favor o redesenho do sistema de distribuição de *royalties* brasileiro baseia-se na explicação que é dada para que estados e municípios recebam essas participações. Segundo Serra (2008), a redistribuição nos âmbitos estatal e municipal é erroneamente justificada pela necessidade de indenizar estas regiões administrativas em função da necessidade das mesmas fazerem frente ao aporte de novas estruturas econômicas em virtude da instalação da indústria petrolífera. Este aporte traria consigo a necessidade de reforçar as infra-estruturas daqueles locais, com elevado ônus para seus cofres. Ainda segundo o mesmo autor, a melhor justificativa para a distribuição de *royalties* nas esferas estadual e municipal seria a geração de justiça intra-geracional. A esfera central de governo seria, neste sentido, mais capaz de coordenar e instalar as políticas que promoveriam a justiça inter-geracional, pois estaria mais apta a montar fundos como, por exemplo, com destino ao financiamento de programas de saneamento básico e/ou P&D em fontes alternativas de energia.

Ainda nesta linha, as esferas estaduais e municipais de governo estariam sendo sobrefinanciadas. Considerando a atual distribuição de *royalties* e uma hipotética taxa de *royalties* da ordem de 10%, aproximadamente 70% dos fundos estariam destinados a estados e municípios envolvidos diretamente ou indiretamente com a indústria do petróleo. Como, segundo Serra (2008), a esfera nacional seria a mais adequada para a administração dos recursos petrolíferos estatais, esta estrutura que repassa 70% dos *royalties* para estados e municípios estaria errada, visto que a esfera nacional seria subfinanciada.

Estimativas de Arrecadação de *Royalties* e Participações Especiais e Cenários Alternativos de Repartição

Nota-se que, apesar de alvissareiro, o anúncio das novas descobertas de petróleo requerem cautela devido às barreiras tecnológicas a serem superadas, bem como pelas fontes de incerteza tanto no plano geológico quanto no plano institucional-regulatório. A evolução das decisões governamentais referentes a estes aspectos influenciará o processo de cobrança de *royalties* e outras participações governamentais.

Ainda que estas decisões estejam sob fase de estudo, cabe avaliar qual o impacto das novas descobertas sobre a arrecadação de participações governamentais sobre a atividade petrolífera governamental. É importante notar que esta discussão já está presente devido ao fato das

participações governamentais não terem sido revisadas, ao contrário do que se passou em inúmeros países produtores, no atual contexto de preços elevados. Vale recordar que a estrutura atual de participações governamentais foi desenhada pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), logo após a criação da agência, em 1998, quando os preços internacionais estavam na faixa de US\$ 14-15 por barril.

Um exercício de estimativa da arrecadação de *royalties* para o ano de 2020 é possível de ser elaborado, utilizando a mesma metodologia de Fernandes e Pinto Jr. (2006) e Fernandes (2007). Para isso, algumas premissas básicas foram definidas. A primeira estabelece o volume de produção mensal de petróleo em 2020 em 6 milhões de barris/dia, a partir da entrada em operação das jazidas petrolíferas do Pólo do Pré-Sal da Bacia de Santos.

A segunda utiliza dois diferentes parâmetros para a taxa de câmbio média anual: R\$ 2 o dólar e R\$ 3 o dólar. E a terceira e última assume três diferentes preços médios do petróleo tipo Brent para o ano de 2020, oscilando entre 40 US\$/barril e 160 US\$/barril.

Os resultados encontram-se dispostos na tabela 11, abaixo.

Tabela 11: Participações Governamentais, Preço e Câmbio

	<i>Royalties</i> (A)*	Participação Especial (B)*	(A) + (B)*	Brent Médio	Câmbio Médio
2001	2.303,30	1.722,00	4.025,30	24,8	2,4
2002	3.184,00	2.510,20	5.694,20	25,0	2,9
2003	4.396,40	4.997,40	9.393,80	28,4	3,2
2004	5.042,80	5.272,00	10.314,80	36,2	3,0
2005	6.206,10	5.965,10	12.171,20	51,9	2,5
2006	7.703,50	8.840,00	16.543,50	64,4	2,2
2007	7.490,60	7.462,60	14.953,20	72,4	2,0
2020 (resultado pessimista)	16.101,61	—	—	40,0	2,0
2020 (resultado intermediário)	49.915,00	—	—	80,0	3,0
2020 (resultado otimista)	101.440,16	—	—	160,0	3,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

*Milhões de Reais e Preço do Petróleo Brent em dólares/barril.

Mesmo reconhecendo os limites de um exercício desta natureza, especialmente no que concerne à evolução da taxa de câmbio, os resultados dos cenários revelam que a arrecadação anual de *royalties* esperada poderia oscilar entre R\$ 16 bilhões (ao câmbio médio anual de R\$ 2 o dólar e ao preço médio anual do Brent de 40 US\$ por barril) e R\$ 101,44 bilhões (ao câmbio médio de R\$ 3 o dólar e ao preço médio de 160 US\$ o barril). No primeiro caso, que configura o cenário mais conservador estabelecido, a arrecadação em 2020 já apresentaria um incremento significativo, quando comparada aos patamares arrecadados no ano de 2007 (R\$ 7,5 bilhões), se mostrando 115% maior. No outro extremo, a arrecadação estimada para 2008 seria 1.254% superior à observada em 2007.

Em ambos os casos, é possível observar um importante incremento no orçamento dos estados e municípios beneficiários das arrecadações de *royalties*. Mas, para que esses recursos se traduzam em reais benefícios, é necessário que haja uma melhor administração dos mesmos, visando o favorecimento do desenvolvimento econômico tanto na escala nacional, quanto na escala local.

É mister reconhecer que a Lei 9.478 ou Lei do Petróleo, de 6 de agosto de 1997, que foi instituída com o intuito de atrair investimentos e estimular a concorrência no setor petrolífero,

além de regulamentar a arrecadação das participações governamentais, promoveu uma significativa transformação na estrutura de arrecadação das participações especiais, assim como a flexibilização do monopólio das atividades da indústria petrolífera, mas não estabelece um direcionamento para a aplicação destes recursos, fazendo com que haja ainda falta de transparência, não sendo possível dimensionar o real impacto desse aumento de arrecadação sobre os diferentes setores.

Vale ressaltar também, que o petróleo é um recurso esgotável e a sua exploração econômica, hoje, significa uma renúncia imposta às gerações futuras para a utilização desta riqueza. As participações governamentais devem funcionar, portanto, como um instrumento de ressarcimento dessas próximas gerações.

Quais efeitos de possíveis alterações no regime de arrecadação e alocação dos *royalties* do petróleo? Esta questão merece uma investigação cuidadosa e não será tratada de maneira exaustiva aqui. Entretanto, é possível a partir de simulações simples proceder a um exercício que permita mensurar a importância dos novos patamares de produção a partir da entrada em operação os campos do pré-sal.

Neste segundo exercício, o objetivo é verificar os efeitos de possíveis alterações no regime de *royalties*, em função dos volumes de produção esperados pela área do pré-sal pudessem já estar disponíveis hoje.

A tabela 12 abaixo dispõe os resultados das estimativas para arrecadação e distribuição de *royalties*. É interessante notar que, à luz das condições de preço, volumes de produção, câmbio e arrecadação vigentes em 2008, o valor do *royalties*/barril é da ordem de R\$ 21,55 por barril de petróleo.

Tabela 12

Produção (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Anual de <i>Royalties</i> (R\$ Bilhões)	Distribuição Baseada Nas Porcentagens Atuais (R\$ Bilhões)				
		Estados	Municípios	Fundo Especial	Comando da Marinha	MCT
2,0	15,73	4,73	5,37	1,23	2,47	1,94
3,5	27,53	8,27	9,40	2,16	4,31	3,39
4,5	35,40	10,64	12,08	2,77	5,55	4,36
5,5	43,26	13,00	14,76	3,39	6,78	5,33

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A partir desse resultado, observa-se que, supondo a produção em 2 milhões de barris/dia, próxima aquela efetivamente observada no primeiro semestre deste ano, sob as condições atuais de arrecadação anual, esta atingiria R\$ 15,73 bilhões no total, resultado quase duas vezes maior que o efetivo de 2007 (R\$ 7,49 bilhões). Nessa situação, com o atual sistema de distribuição de *royalties*, os Municípios, Estados e a União receberiam respectivamente R\$ 5,37 bilhões, R\$ 4,73 bilhões e R\$ 5,64 bilhões.

Imaginando um cenário alternativo, no qual as mesmas condições de arrecadação de *royalties* atuais permanecessem, ao supor uma produção de 5,5 milhões de barris/dia, a arrecadação anual de *royalties* obtida seria de R\$ 43,26 bilhões, ou seja, quase seis vezes superior aquela registrada em 2007. Nesse mesmo contexto, e considerando o atual esquema distributivo dos *royalties*, os Municípios, Estados e a União receberiam respectivamente R\$ 14,76 bilhões, R\$ 13 bilhões e R\$ 15,5 bilhões.

Isto posto, supomos duas condições hipotéticas adicionais: i) a produção corrente (2 milhões de barris) permaneça sujeita ao regime de *royalties* atual e ii) apenas a produção da área do pré-sal pudesse ser objeto de um novo regime de repartição dos *royalties*. A partir daí, é possível mensurar os impactos econômicos que esta alternativa poderia engendrar.

Levando-se em conta as mesmas condições atuais de arrecadação, a tabela abaixo apresenta os resultados desse último cenário, supondo que a parcela dos *royalties* arrecadados referentes a produção excedente aos 2,0 milhões de barris/dia respondessem a uma alocação distinta daquela vigente atualmente. Nessa proposta, 80%, 10% e 10% do excedente arrecadado seriam destinados à União, aos Estados e aos Municípios, respectivamente.

Dessa forma, nota-se que, no mesmo cenário de uma produção de 5,0 milhões de barris dia, a parcela de *royalties* arrecadada referente a produção excedente de 3 milhões de barris/dia seria realocada, destinando-se R\$ 6,3 bilhões para a União, R\$ 0,8 bilhões para os Estados e Municípios.

Tabela 13

Produção Excedente a 2,0 Milhões de Barris/Dia (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Excedente Anual de <i>Royalties</i> (R\$ Bilhões)	Distribuição Baseada nas Porcentagens Hipotéticas: União - 80%, Estados 10% e Municípios 10% (R\$ Bilhões)		
		União	Estados	Municípios
1,0	7,9	6,3	0,8	0,8
2,0	15,7	12,6	1,6	1,6
3,0	23,6	18,9	2,4	2,4

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Assim, no cenário alternativo, a produção corrente de cerca de 2 milhões de barris nos campos atuais continuariam permitindo a arrecadação de R\$ 15,73 bilhões de *royalties*, seguindo os critérios da tabela 12. Neste caso, os Municípios, Estados e a União permaneceriam respectivamente R\$ 5,37 bilhões, R\$ 4,73 bilhões e R\$ 5,64 bilhões. Porém, admitindo uma produção de 3 milhões de barris nas áreas do pré-sal, caberia à União uma participação mais substantiva nesta área.

A tabela 14 apresenta uma síntese dos resultados e mostra que, caso a proposta de realocação distributiva fosse aplicada, a União receberia 62,3% do montante de *royalties* arrecadado, o que equivaleria a R\$ 9,6 bilhões de incremento no seu orçamento, comparado com o mesmo valor que seria recebido ao se considerar apenas a distribuição vigente. Ao mesmo tempo, estados e municípios seriam beneficiados com 18% e 19,7%, respectivamente, dos *royalties* arrecadados.

Tabela 14: Alternativa de Redistribuição de *Royalties*

	Produção (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Anual de <i>Royalties</i> (R\$ Bilhões)	Distribuição Híbrida		
			União	Estados	Municípios
Distribuição vigente	2,0	15,7	5,6	4,7	5,4
Distribuição hipotética	3,0	23,6	18,9	2,4	2,4
Total	5,0	39,3	24,5	7,1	7,7
(%)		100,0%	62,3%	18,0%	19,7%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Distintamente dos *royalties*, a participação especial é assim denominada, pois sua cobrança incide apenas em casos “especiais”, ou seja, não é cobrada em todos os campos produtores, mas somente naqueles que possuem grande volume de produção ou grande rentabilidade, conceitos estes definidos no Decreto 2.075/1998.

Além disso, a PE também se diferencia dos *royalties* por ser cobrada trimestralmente e basear-se em um sistema de alíquotas progressivas que incidem sobre a receita líquida da produção trimestral do campo, considerando sua localização, tempo de operação e o volume de produção fiscalizada no trimestre.

Segundo a ANP, o cálculo da participação especial responde à seguinte fórmula:

$$PE = RL \times ALÍQUOTA$$

$$RL = RB - \text{GASTOS DEDUTÍVEIS}$$

Onde:

Alíquota = Percentual de acordo com a localização e tempo de produção do campo

RL = Receita líquida da produção trimestral de cada campo

RB = Receita bruta da produção trimestral de cada campo

Gastos dedutíveis = conjunto de todos os itens que são passíveis de dedução da receita bruta para a obtenção da receita líquida, abrangendo Participações Governamentais e de Terceiros, Gastos na Produção, Investimentos na Fase de Exploração, Investimentos na Fase de Produção, Provisão de Gastos com Abandono e Outros Gastos, conforme o previsto na Portaria no 58/2001 que aprova o Regulamento Técnico a ser utilizado na elaboração do Demonstrativo de Apuração da Participação Especial a que se refere o art. 25 do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998.

A tabela 15 abaixo apresenta o valor arrecadado pelos 21 campos que pagaram participação especial no segundo trimestre de 2008. Através dela, é possível observar que os 7 campos com a maior arrecadação (Marlim, Roncador, Barracuda, Albacora Leste, Marlim Sul, Albacora e Caratinga) foram, sozinhos, responsáveis por 95% do montante total arrecadado pelas participações especiais. Além disso, Marlim e Roncador respondem, juntos, por 66% desse mesmo valor.

Tabela 15: Proporção de Cada Campo na Participação Especial Arrecadada (2º Trimestre de 2008)

Campos	PE (MMR)	% do Total
Marlim	1.393,24	42,27%
Roncador	784,26	23,79%
Barracuda	311,95	9,46%
Albacora Leste	265,53	8,06%
Marlim Sul	187,15	5,68%
Albacora	128,96	3,91%
Caratinga	71,92	2,18%
Espadarte	64,91	1,97%
Leste do Urucu	16,92	0,51%
Jubarte	16,46	0,50%
Canto do Amaro	13,81	0,42%
Carmópolis	9,78	0,30%
Marimbá	7,40	0,22%
Golfinho	6,69	0,20%
Peroá	5,17	0,16%
Rio Urucu	5,11	0,16%
Carapeba	2,05	0,06%
Cheme	1,79	0,05%
Pampo	1,28	0,04%
Namorado	1,22	0,04%
Miranga	0,82	0,02%
TOTAL	3.296,42	100,00%

Fonte: ANP.

Assim como no caso dos *royalties*, é necessário realizar exercícios que permitam a mensuração dos efeitos da entrada em operação os campos do pré-sal sobre o montante de arrecadação das participações especiais. Tendo isso, torna-se válido verificar os efeitos de mudanças no regime de distribuição vigente dessa arrecadação entre União, Estados e Municípios.

A tabela 16 abaixo reproduz os resultados estimados para arrecadação das participações especiais. Tal como na estimativa realizada para os *royalties*, supõe-se quais seriam os efeitos sobre a arrecadação, hoje, caso fosse possível já dispor da produção do petróleo do pré-sal. Por isso, vale ressaltar que os resultados baseiam-se nas condições de preço, volumes de produção e arrecadação de 2008 e, dado isso, o valor de participações especiais/barril é da ordem de R\$ 19 por barril de petróleo da produção pagadora.

Tabela 16

Produção (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Anual de Pe (R\$ Bilhões)	Distribuição Baseada nas Percentagens Atuais (R\$ Bilhões)		
		Municípios	Estados	União
2,0	13,8	1,4	5,5	6,9
3,0	20,8	2,1	8,3	10,4
4,0	27,7	2,8	11,1	13,8
5,0	34,6	3,5	13,8	17,3

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Dessa forma, observa-se que, caso se verificasse uma produção pagadora de participações especiais de 2 milhões de barris/dia, próxima aquela efetivamente observada nos dois primeiros trimestres de 2008, a arrecadação deste tributo alcançaria R\$ 13,8 bilhões, o que equivaleria a pouco menos que o dobro que aquela registrada em 2007 (R\$ 7,46 bilhões). Nesse cenário, sob o atual sistema de distribuição, União, Estados e Municípios receberiam R\$ 6,9 bilhões, R\$ 5,5 bilhões e R\$ 1,4 bilhão, respectivamente.

Em outra situação, considerando uma produção de 5 milhões de barris/dia, seriam arrecadados, ainda sob as atuais condições de arrecadação, o montante de R\$ 34,6 bilhões de reais, valor quase cinco vezes superior que o de 2007. Nesse contexto, União, Estados e Municípios receberiam, respectivamente, R\$ 17,3 bilhões, R\$ 13,8 bilhões e R\$ 3,5 bilhões.

Feito isso, seguindo a mesma metodologia aplicada aos *royalties*, é interessante agregar duas hipóteses à análise: i) a produção corrente (2 milhões de barris) continue sujeita ao regime de participações especiais vigente e ii) apenas a produção da área do pré-sal pudesse ser objeto de um novo regime de repartição das participações especiais. Assim, é possível mensurar os impactos econômicos que esta alternativa realizaria.

A tabela 17 abaixo apresenta o resultado do exercício considerando as duas hipóteses que foram adicionadas. Vale ressaltar que as condições atuais de arrecadação ainda são levadas em consideração. O diferencial é que, neste exercício, assumiu-se que a parcela das participações especiais arrecadadas no que concerne à produção excedente aos 2,0 milhões de barris/dia, respondem a um sistema alocativo distinto do atual. A título de exercício, esse novo sistema propõe a seguinte distribuição: 80%, 10% e 10% do excedente arrecadado seriam destinados à União, aos Estados e aos Municípios, respectivamente.

Tabela 17

Produção Excedente a 2,0 Milhões de Barris/Dia (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Excedente Anual de PE (R\$ Bilhões)	Distribuição Baseada nas Porcentagens Hipotéticas: União - 80%, Estados 10% e Municípios 10% (R\$ Bilhões)		
		Municípios	Estados	União
1,0	6,9	0,7	0,7	5,5
2,0	13,8	1,4	1,4	11,1
3,0	20,8	2,1	2,1	16,6

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A partir da observação desses resultados, percebe-se que no caso de uma produção de 5 milhões de barris/dia, a parcela da arrecadação de participações especiais referente a produção excedente de 3 milhões de barris/dia seria realocada, destinando-se R\$ 16,6 bilhões para a União, R\$ 2,1 bilhões para os Estados e R\$ 2,1 bilhões para os Municípios.

Ou seja, nesse segundo cenário, a produção corrente de aproximadamente 2 milhões de barris nos campos já produtores continuariam permitindo a arrecadação de R\$ 13,8 bilhões de participações especiais, de acordo com as regras da tabela 16. Sendo assim, os Municípios, Estados e a União permaneceriam respectivamente R\$ 1,4 bilhão, R\$ 5,5 bilhões e R\$ 6,9 bilhões. Entretanto, ao se considerar a produção de 3 milhões de barris nas áreas do pré-sal, a União receberia uma parcela mais significativa do montante arrecadado.

A tabela 18 apresenta uma síntese dos resultados encontrados e evidencia que, se aplicada a proposta de realocação da distribuição dos recursos arrecadados, a União receberia 68% do montante de participações especiais recolhidas, o que equivaleria a R\$ 6,2 bilhões de incremento no seu orçamento, se comparado com o mesmo valor que seria recebido levando-se em consideração apenas a repartição vigente. Ao mesmo tempo, estados e municípios seriam beneficiados com 22% e 10%, respectivamente, das participações especiais arrecadadas

Tabela 18: Alternativa de Redistribuição das Participações Especiais

PREMISSAS	Produção (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Anual de PE (R\$ Bilhões)	Distribuição Híbrida		
			União	Estados	Municípios
Produção Atual + Distribuição Vigente	2,0	13,8	6,9	5,5	1,4
Produção Excedente + Distribuição Hipotética	3,0	20,8	16,6	2,1	2,1
Total	5,0	34,6	23,5	7,6	3,5
(%)		100%	68%	22%	10%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Torna-se válido, também, realizar outras simulações que estimem o montante relativo às participações especiais a ser recolhido nesses campos, caso outras variáveis também se alterassem.

Para isso, foram utilizados três patamares diferentes de preços do barril do petróleo: 40 US\$/barril, 80 US\$/barril e 120 US\$/barril. Além disso, considerou-se dois valores para os gastos dedutíveis, sendo eles US\$ 28/barril e US\$ 40/barril. O primeiro é baseado na média dos gastos dedutíveis encontrados nos campos de Marlim e Roncador no segundo trimestre de 2008, ou seja, nesse caso, o resultado encontrado mostra a participação especial anual que seria recolhida, caso os campos do pré-sal produzissem sob a estrutura de gastos corrente. Atualmente, a alíquota máxima que incide sobre a receita líquida dos campos para a arrecadação da participação especial é de 40%. Entretanto, considerando o fato de que o volume de produção estimado nos campos do pré-sal é muito significativo, é razoável supor que essa alíquota seja elevada. Em função disso, o exercício realiza as estimativas com base em três alíquotas diferentes: 40%, 55% e 70%. A partir disso, estimou-se o montante de participações especiais arrecadado sobre a produção excedente de 1 milhão de barris/dia, 2 milhões de barris/dia e 3 milhões de barris/dia.

A tabela 19 abaixo dispõe os resultados encontrados:

Tabela 19

Produção	Preço	40 US\$/barril			80 US\$/barril			120 US\$/barril		
	Alíquota	0,4	0,55	0,7	0,4	0,55	0,7	0,4	0,55	0,7
		PE anual (bilhões)			PE anual (bilhões)			PE anual (bilhões)		
1 milhão de barris/dia	Gastos Dedutíveis = 28 US\$/barril	1,8	2,4	3,1	7,6	10,4	13,3	13,4	18,5	23,5
	Gastos Dedutíveis = 40 US\$/barril	0,0	0,0	0,0	5,8	8,0	10,2	11,7	16,1	20,4
2 milhões de barris/dia	Gastos Dedutíveis = 28 US\$/barril	3,5	4,8	6,1	15,2	20,9	26,6	26,9	36,9	47,0
	Gastos Dedutíveis = 40 US\$/barril	0,0	0,0	0,0	11,7	16,1	20,4	23,4	32,1	40,9
3 milhões de barris/dia	Gastos Dedutíveis = 28 US\$/barril	5,3	7,2	9,2	22,8	31,3	39,9	40,3	55,4	70,5
	Gastos Dedutíveis = 40 US\$/barril	0,0	0,0	0,0	17,5	24,1	30,7	35,0	48,2	61,3

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Por exemplo, ao considerar o preço do petróleo US\$ 80 por barril e os gastos dedutíveis US\$ 28 por barril, aplicando-se uma alíquota de 70%, a participação especial anual arrecadada nos dos campos localizados no pré-sal seria de US\$ 39,9 bilhões, no caso de uma produção

correspondente a 3 milhões de barris/dia. Ou seja, 75% a mais do que aquela que seria recolhida, caso se mantivesse a atual alíquota máxima de 40%.

Cabe ainda destacar a importância da variável Gastos Dedutíveis, pelo fato de que quanto maior ela se apresenta, dado o mesmo patamar de preço, menor é a arrecadação das participações especiais. Por exemplo, assumindo-se novamente a produção de 3 milhões de barris/dia, a um preço de US\$ 120 por barril, a arrecadação, considerando uma alíquota de 55% e um gasto dedutível de US\$ 28 por barril, é de US\$ 55,4 bilhões, ou seja, US\$ 7,2 bilhões a mais do que quando utiliza-se o gasto dedutível de US\$ 40 por barril.

A tabela 20 dispõe o resultado conjugado dos exercícios realizados tanto para os *royalties* como para as participações especiais. Nela, observa-se o quanto União, Estados e Municípios arrecadariam se a produção atual, somada a produção excedente, ou seja, do pré-sal, se submetessem ao sistema alocativo de distribuição atual e o híbrido (ou seja, a produção atual sob o sistema vigente e a produção excedente sob o sistema alternativo proposto). Caso a repartição híbrida fosse realizada sobre a produção excedente do pré-sal, em detrimento da distribuição atual, a União receberia 65% do montante de *royalties* e participações especiais arrecadado. Isto equivaleria a R\$ 16,6 bilhões a mais do que no caso de toda a produção estar submetida ao regime distributivo vigente.

Tabela 20

PREMISSAS	Produção (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Anual de <i>Royalties</i> + PE (R\$ Bilhões)	União	Estados	Municípios
Produção Atual e Excedente + Distribuição Híbrida	5,0	73,9	48,0	14,7	11,2
Resultado em %		100%	65%	20%	15%
Produção Atual e Excedente + Distribuição Vigente	5,0	73,9	31,4	25,7	16,9
Resultado em %		100%	42%	35%	23%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em suma, estes exercícios revelam que existem múltiplas alternativas para reequilibrar a estrutura de arrecadação de *royalties* e participações especiais no país e, a partir da implementação de um fundo soberano estabelecer programas e metas de investimento visando alcançar estágios mais elevados de desenvolvimento econômico.

Considerações Finais

O Brasil se encontra numa posição extremamente privilegiada com relação à oferta de petróleo e de gás natural. As recentes descobertas na área do pré-sal deverão conduzir o país a uma posição relevante como exportador no mercado internacional. Esta condição poderá se constituir numa excepcional oportunidade para alavancar programas estruturadas visando suprir as carências nacionais, em matéria de saneamento básico, saúde, educação e infra-estrutura. Não obstante à incerteza referente ao comportamento futuro dos preços do petróleo, este trabalho destacou a magnitude significativa dos *royalties* a serem arrecadados em diferentes cenários. Mesmo que os preços internacionais venham a cair, o incremento da produção permitirá a geração de níveis elevados de *royalties*.

Este aumento pode proporcionar uma base nova de recursos para a União, estados e municípios. Qualquer forma de financiar novos programas federais de desenvolvimento envolveria o redesenho da estrutura de *royalties*. Foi demonstrado que alternativas nesta direção são possíveis, conciliando o interesse nacional e preservando as condições de arrecadação dos municípios e estados limítrofes das jazidas de petróleo.

No entanto, esta tarefa é complexa e requer pelo menos duas etapas fundamentais para a consecução dos objetivos assinalados em matéria de desenvolvimento econômico. Em primeiro lugar, a criação de um fundo soberano parece ser o instrumento principal a ser desenvolvido visando a gestão financeira adequada dos recursos. A experiência internacional sobre este tema já permite que o país aproveite as principais lições e evite os erros cometidos por outros países.

Segundo, é indispensável criar mecanismos de controle da aplicação dos *royalties* para que estes possam atender plenamente aos objetivos de justiça inter-geracional.

Referências Bibliográficas

- ALBERTA. Alberta Heritage Savings Trust Fund Annual Report, 2007.
- BAHL, ROY. TUMENNASAN, BAYER. “*How should revenues from natural resources be shared in Indonesia?*” Georgia State University, 2002.
- BARNETT, STEVEN. OSSOWSKI, Rolando. “*Operational aspects of fiscal policy in oil-producing countries*”. IMF Working Paper. Washington, 2002.
- BARROS, PEDRO SILVA. “*Chávez e petróleo: uma análise da nova política econômica venezuelana*”. Cadernos PROLAMUSP, ano 5, v. 2, 2006.
- BREGMAN, DANIEL. “*Formação, distribuição e aplicação de royalties de recursos naturais: o caso do petróleo no Brasil*”. Dissertação de mestrado do Instituto de Economia da UFRJ. Rio de Janeiro, 2007.
- CRYSTAL, JILL. “*Oil and politics in the Gulf: rules and merchants in Kuwait and Qatar*”. Cambridge Un. Press, 1995.
- DAVIS, ET AL. “*Oil funds: problems posing as solutions?*” Finance & Development, vol. 38, n. 4. IMF: 2001.
- EIA CANADÁ. Country Analysis Briefs. Abr 2007.
- EIA INDONÉSIA. Country Analysis Briefs. Jan 2007.
- EIA NIGÉRIA. Country Analysis Briefs. Abr 2007.
- EIA NORUEGA. Country Analysis Briefs. Ago 2007.
- EIA QATAR. Country Analysis Briefs. Mai 2007.
- EIA VENEZUELA. Country Analysis Briefs. Out 2007.
- EIFERT, BENN. “*The political economy of fiscal policy and economic management in oil-exporting countries*” Policy Research Working Paper 2899. World Bank, 2002.
- ENRIQUEZ, MARIA AMÉLIA. “*Equidade intergeracional na partilha dos benefícios dos recursos minerais: a alternativa dos Fundos de Mineração*”. Revista Iberoamericana de Economia Ecológica, v. 5, 2006.

- FASANO, UGO. 2000. *“Review of the experience with oil stabilization and saving funds in selected countries”*. IMF Working Paper 112, 2000.
- FERNANDES, CAMILA. Monografia intitulada *“A Evolução da Arrecadação de Royalties do Petróleo no Brasil e seu Impacto sobre o Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio de Janeiro”*, orientada pelo professor Helder Queiroz Pinto Jr, apresentada em janeiro de 2007 no IE-UFRJ.
- FERNANDES, CAMILA; PINTO JR, HELDER. *“A Evolução dos Preços do Petróleo e seu Impacto sobre a Arrecadação de Royalties no Brasil”*. Boletim Infopetro, ano 7, nº1,(2006).
- GARY, Ian. KARL, Terry L. *Bottom of the barrel: Africa’s oil boom and the poor*. Baltimore: Catholic Relief Press, 2003.
- GRANADO, JAVIER A. ET AL. *“Investing in Indonesia’s education: allocation, equity and efficiency of public expenditures”*. Policy Research Working Paper 4329. World Bank, 2007.
- GUTMAN, JOSÉ. *“Tributação e outras obrigações na indústria do petróleo”*. Rio de Janeiro: Freitas Brastos, 2007.
- HARTWICK, JOHN M. *“Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources”*. The American Economic Review, vol. 67, n. 5, 1977.
- LARSEN, E. ROED. *“Are rich countries immune to the resource curse? Evidence from Norway’s management of its oil riches”*. Resources Policy, v. 30, n. 2, junho de 2005.
- PINTO JR, HELDER; SARDINHA, JULIANA. *“Aspectos Estruturais da Indústria Mundial do Petróleo: Impactos sobre a Evolução dos Preços”*. Boletim Infopetro, ano 9, nº1,(2008).
- POSTALI, FERNANDO. *“Renda mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil”*. Rio de Janeiro, BNDES, 2002.
- QATAR. *Turning Qatar into a competitive knowledge-based economy: opportunities and challenges*. Qatar Knowledge Economic Project, maio de 2007.
- SACHS, JEFFREY. WARNER, ANDREW. *“Natural resource abundance and economic growth”*. NBER Working Paper Series, n. 5398, dez 1995.
- SERRA, RODRIGO. *“Contribuição para o debate acerca da distribuição dos royalties petrolíferos no Brasil”*. Tese de doutorado. Campinas: Instituto de Economia, Doutorado em Economia Aplicada, 2005.
- SHAH, ANWAR. *“The reform of intergovernmental fiscal relations in developing and emerging market economies”*. World Bank, 1997.
- STIGLITZ, JOSEPH E. *“Transformando os recursos naturais em uma bênção em vez de uma maldição”*. In: TSALIK, SVETLANA. SCHIFFRIN, ANYA. Reportando o petróleo: um guia jornalístico sobre energia e desenvolvimento. Open Society Institute: Nova York, 2005.
- TILLY, CHARLES. *“O acesso desigual ao conhecimento científico”*. Tempo Social, revista de sociologia da USP, v. 18, n. 2, novembro de 2006.
- YAMANI, SARAH. *“Toward a national education development paradigm in the Arab World: a comparative study of Saudi Arabia and Qatar”*. Al Nakhlah, spring 2006.

Anexo I

Características Gerais de Fundos Soberanos

Emirados Árabes	O fundo soberano do governo de Abu Dhabi (emirato dos EAU) é subdividido, por sua vez, em cinco empresas estatais ou holdings. Estas têm como objetivo maximizar a riqueza do petróleo naquele emirato. A maior delas é a Abu Dhabi Investment Authority, que obtém seus fundos do lucro do petróleo. Outras quatro companhias investem o dinheiro em setores como os de tecnologia de ponta, campos de petróleo, aviação, empresas de petróleo estrangeiras e imóveis. Algumas dessas empresas têm objetivos sociais como garantir a renda de agricultores locais ou a construção de hospitais.
Arábia Saudita	A SAMA Foreign Holdings é responsável por reinvestir o dinheiro que os sauditas obtêm da venda de petróleo no mercado externo. Dessa forma, os sauditas acumulam capitais externos sob a forma de títulos do governo de países ricos. Investe muito nos EUA. É considerada uma gigante financeira. É o braço financeiro do Banco Central local (SAMA), e tem como objetivo assessorar as políticas monetárias do país, bem como sustentar seu sistema bancário.
Kuwait	O KIA (Kuwait Investment Authority) foi criado com o objetivo de diminuir a dependência do país com relação à sua única commodity exportável (o petróleo) e como forma de beneficiar as gerações futuras. Investe em todo o mundo e tem um perfil “longo-prazista”. Por fim, é obrigado a depositar 10% das receitas anuais para um fundo “para futuras gerações”.
Rússia	O RNWF (Russian National Wealth Fund) é subdividido em duas parcelas. Uma delas, o RNWF Russian National Wealth Fund, investe somente em títulos governamentais de outros países. Serve como forma de administrar as reservas governamentais. Seu capital inicial, de 129,8 bi de dólares, não será reposto com vendas de petróleo. Já o capital da outra parcela, National Welfare Fund, será reposto com as vendas do petróleo. Por um lado, tem como objetivo amortecer pressões inflacionárias e absorver o excesso de liquidez da economia. Por outro, visa à redução do risco advindo do excesso de especialização da economia russa na venda de hidrocarbonetos. Tem um perfil mais agressivo.
Qatar	A QIA (Qatar Investment Authority) foi criada com o objetivo de minorar o risco que o país corre por conta de ser um exportador líquido de hidrocarbonetos (GNL principalmente), em grande parte em virtude da volatilidade dos seus preços. Assim, diversifica-se a riqueza do país, tendo presença em investimentos em imóveis, ações e fundos de investimentos.
Argélia	A Revenue Regulation Fund objetiva a diminuição da dependência argelina de suas principais exportações (petróleo e gás). Neste sentido, o fundo tem como função isolar a economia daquele país dos efeitos adversos da volatilidade de preços dos hidrocarbonetos. É anualmente abastecido com as receitas advindas da taxa sobre a venda dos minerais.
EUA (Alaska)	O Alaska Permanent Fund foi criado assim que começou a exploração de petróleo no estado americano, e visava garantir que, no mínimo 25% dos <i>royalties</i> fossem incorporados ao fundo. Tem como objetivo garantir receitas para as gerações futuras, mas, no entanto, não investe em projetos que beneficiem diretamente a região.
Líbia	A LAFICO é controlada pela LIA, que é o braço de investimentos do governo da Líbia. Possui participações em diversas atividades empresariais, tão diversas como a Juventus de Turim, redes hoteleiras ou até mesmo na BP. Indiretamente, o dinheiro advindo dos hidrocarbonetos da Líbia é reinvestido na redução da pobreza do país. Muitos acreditam que a Lafico é um braço de negócios pessoais do controverso presidente líbio, Muammar Khadafi.
Sultanato de Brunei	O Sultanato de Brunei é fortemente dependente das suas exportações de hidrocarbonetos. O Brunei Investment Agency é responsável pela construção de uma reserva externa e pela administração dos ativos externos do governo do país. Possui participações em corporações internacionais, realiza negócios na área imobiliária e detém reservas em moeda.
Cazaquistão	O Kazakhstan National Fund objetiva garantir que a economia do país não seja afetada pelas variações dos preços internacionais de minerais (óleo, gás e metais). Seus ativos são administrados pelo seu banco central.
Canadá (Alberta)	Em seus primórdios, o fundo Alberta's Heritage Fund recebia receitas advindas dos <i>royalties</i> do petróleo. Tinha como objetivos incentivar o desenvolvimento econômico local, servir como reserva para as gerações futuras, diversificar a economia local e melhorar a qualidade de vida dos cidadãos do estado canadense. Empréstava dinheiro para outros estados e realizava obras de infra-estrutura. Desde 1987, no entanto, não recebeu mais dinheiro do petróleo e passou a ter um perfil mais “longo-prazista” de valorização de ativos, deixando de lado o viés desenvolvimentista.
Irã	O Oil Stabilisation Fund objetiva a reinversão das receitas das vendas de petróleo em múltiplos segmentos no exterior, tais como: energia, telecomunicações, bancos, mineração, petróleo, seguros, bolsas, etc. É submetido ao banco central local, e, como tal, tem como objetivo prover tal instituição com receitas que garantam o desenvolvimento econômico do país, bem como a funcionalidade de sua política monetária.

Nigéria	Na Excess Crude Account são depositados parte das receitas coletadas pelo estado nigeriano da venda do petróleo internacional. Tem como objetivo auxiliar o fechamento do balanço de pagamentos local em épocas de volatilidade de preços e realizar investimentos na infraestrutura local.
Arábia Saudita (Saudi Arabia Sovereign Wealth Fund)	Inicialmente, o objetivo desse fundo era patrocinar o desenvolvimento econômico do país. No entanto, desde 2008 a SIF passará a administrar e a possuir um novo fundo soberano independente, com objetivos "longo-prazistas" muito similares aos de muitos outros fundos do mundo.
Azerbaijão	O State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan tem como objetivo receber receitas advindas dos <i>royalties</i> do petróleo e do gás comercializados e reinvesti-las em moeda estrangeira e em ativos. Pode ser considerado um fundo para futuras gerações, já que procura diversificar o portfólio econômico do país para diluir o risco de crises econômicas no futuro, devidas à crescente escassez do petróleo.
Estados Unidos (Alabama)	O objetivo do fundo desse estado americano é, através das receitas recebidas pela taxaço da venda dos hidrocarbonetos, compensar os orçamentos anuais não-equalizados do estado.
Bahrain	A Bahrain Mumtalakat Holding Company recebe as receitas do petróleo e as reaplica, principalmente, em companhias nacionais. O objetivo dessa empresa é aumentar agressivamente seu valor e ter presença marcante em múltiplos negócios (diversificação econômica das atividades do país). O viés desenvolvimentista parece não estar presente.
Oman	Este fundo é propriedade do sultanato de Oman e tem como objetivo, à medida que é parte integrante de seu ministério de finanças, auxiliar o financiamento de suas políticas fiscais.
Timor-Leste	O fundo do Timor Leste, que se beneficia de um recente projeto de exploração de gás, cujo prazo de validade é considerado de 25 anos, tem como objetivo auxiliar a autoridade bancária e fiscal daquele país na suas políticas fiscal e monetária. Assim, sua visão é acelerar o desenvolvimento econômico do país e beneficiar gerações futuras.
Emirados Árabes (Ras Al Khaimah)	Este fundo do emirato de Ras Al Khaimah reinveste as rendas do petróleo na economia local, patrocinando, dessa maneira, seu desenvolvimento econômico independentemente da atividade petroleira.
Venezuela	É submetido ao banco central venezuelano e tem como atribuição central fazer <i>hedge</i> com relação à flutuação do preço internacional do petróleo. Seus recursos advêm, principalmente, das atividades da PDVSA.
Trinidad & Tobago	O fundo deste país caribenho objetiva compensar, através das receitas advindas do petróleo, compensar possíveis desequilíbrios orçamentários governamentais. No entanto, seu objetivo máximo é ser uma poupança para gerações futuras.
Mauritânia	(sem informações)
Angola	O fundo angolano, que se beneficia de preços elevados do petróleo, tem como objetivo servir como uma "gordura" para possíveis déficits fiscais no futuro. É administrado pelo banco central angolano. O curioso é que essa meta foi estabelecida quando o barril custava 22 dólares em 2004. Talvez possam querer, com receitas crescentes, mudar esse foco.
Emirados Árabes (Dubai)	Perfil muito similar ao fundo de Abu Dhabi. A única diferença essencial, na prática, é a menor presença do petróleo no emirato de Dubai. Em outras palavras, há uma necessidade maior ainda de diversificar a atividade econômica local via algum tipo de fundo.
Emirados Árabes (federal)	Ainda muito incipiente. Aplicará as receitas que o governo central daquele país obtém do excedente da venda de petróleo.

Anexo II

Ranking Estadual		IFDM e <i>Royalties</i> nos Municípios do RJ (2000 e 2005)					Crescimento Absoluto		Taxa de Crescimento	
2000	2005	Município	IFDM 2000	IFDM 2005	2000 R\$ milhões	2005 R\$ milhões	Δ IFDM	Δ <i>Royalties</i> (R\$ milhões)	IFDM 2000 - 2005	<i>Royalties</i> 2000 - 2005
73º	14º	Angra dos Reis	0,5905	0,7627	2,84	20,93	0,17	18,08	29,2%	635,8%
40º	6º	Rio das Ostras	0,6366	0,8002	36,51	119,39	0,16	82,88	25,7%	227,0%
91º	41º	Saquarema	0,5355	0,6927	2,05	4,81	0,16	2,75	29,4%	134,1%
62º	15º	Italva	0,6127	0,7626	1,46	3,30	0,15	1,85	24,5%	126,8%
51º	10º	Comendador Levy Gasparian	0,6282	0,7719			0,14		22,9%	
82º	37º	Santo Antônio de Pádua	0,5660	0,6977	1,92	4,51	0,13	2,58	23,3%	134,6%
79º	33º	Carapebus	0,5740	0,7041	9,98	25,72	0,13	15,74	22,7%	157,7%
21º	7º	Volta Redonda	0,6722	0,7995	1,57	5,36	0,13	3,78	18,9%	240,6%
66º	21º	Mangaratiba	0,6090	0,7362	0,85	9,92	0,13	9,07	20,9%	1.070,7%
86º	52º	São José do Vale do Rio Preto	0,5554	0,6819	1,59	3,75	0,13	2,17	22,8%	136,2%
83º	42º	Iguaba Grande	0,5651	0,6916	1,32	3,45	0,13	2,13	22,4%	160,8%
49º	18º	Teresópolis	0,6296	0,7450	2,52	5,86	0,12	3,34	18,3%	132,8%
85º	58º	São Francisco de Itabapoana	0,5570	0,6707	1,92	4,66	0,11	2,74	20,4%	142,4%
61º	24º	São Fidélis	0,6160	0,7259	1,99	4,51	0,11	2,52	17,8%	126,8%
81º	57º	Duas Barras	0,5671	0,6739	1,32	3,15	0,11	1,83	18,8%	138,1%
56º	25º	Cabo Frio	0,6209	0,7257	23,37	101,76	0,10	78,39	16,9%	335,4%
78º	53º	Rio Claro	0,5762	0,6807			0,10		18,1%	
70º	35º	Nova Iguaçu	0,6024	0,7006	0,00	5,98	0,10	5,98	16,3%	
54º	26º	Miguel Pereira	0,6257	0,7227			0,10		15,5%	
50º	28º	São Pedro da Aldeia	0,6287	0,7219	2,12	4,96	0,09	2,84	14,8%	133,9%
1º	1º	Macaé	0,7807	0,8729	67,46	264,82	0,09	197,36	11,8%	292,6%
7º	4º	Rio de Janeiro	0,7271	0,8174	2,86	45,04	0,09	42,18	12,4%	1.476,0%
69º	39º	Araruama	0,6034	0,6932	2,25	5,41	0,09	3,15	14,9%	140,1%
19º	11º	Barra Mansa	0,6784	0,7673	1,57	5,36	0,09	3,78	13,1%	240,6%
32º	20º	Rio Bonito	0,6509	0,7372	2,05	4,81	0,09	2,75	13,2%	134,1%
26º	19º	Arraial do Cabo	0,6555	0,7415	1,74	4,34	0,09	2,61	13,1%	150,3%
11º	9º	Nova Friburgo	0,6966	0,7824	2,65	6,01	0,09	3,36	12,3%	126,8%
8º	8º	Piraí	0,7153	0,7985	1,57	5,36	0,08	3,78	11,6%	240,6%
71º	50º	Paraíba do Sul	0,6022	0,6853			0,08		13,8%	
80º	64º	Seropédica	0,5725	0,6548	0,00	5,08	0,08	5,08	14,4%	
48º	31º	São João da Barra	0,6296	0,7107	12,26	38,07	0,08	25,80	12,9%	210,4%
18º	13º	Itaperuna	0,6835	0,7643	2,38	5,41	0,08	3,02	11,8%	126,8%
89º	79º	Queimados	0,5445	0,6251	0,00	5,68	0,08	5,68	14,8%	
77º	62º	Rio das Flores	0,5767	0,6559			0,08		13,7%	
64º	46º	Cardoso Moreira	0,6112	0,6894	1,39	3,30	0,08	1,91	12,8%	137,6%
35º	23º	Armação dos Búzios	0,6484	0,7264	12,07	39,27	0,08	27,20	12,0%	225,3%
68º	51º	Nilópolis	0,6047	0,6820	0,00	5,98	0,08	5,98	12,8%	
17º	17º	Campos dos Goytacazes	0,6835	0,7600	87,09	321,30	0,08	234,21	11,2%	268,9%
13º	12º	Petrópolis	0,6903	0,7668	2,65	6,01	0,08	3,36	11,1%	126,8%
63º	48º	Natividade	0,6122	0,6882	1,52	3,45	0,08	1,93	12,4%	126,8%
75º	63º	Sumidouro	0,5801	0,6554	1,46	3,45	0,08	2,00	13,0%	137,1%
60º	44º	Laje do Muriaé	0,6179	0,6899	1,32	3,00	0,07	1,68	11,7%	126,8%
53º	38º	Miracema	0,6262	0,6971	1,79	4,05	0,07	2,27	11,3%	126,8%
12º	16º	Itaguaí	0,6905	0,7611	0,00	5,38	0,07	5,38	10,2%	
25º	22º	Duque de Caxias	0,6637	0,7337	11,04	19,12	0,07	8,07	10,5%	73,1%
58º	49º	Casimiro de Abreu	0,6184	0,6877	11,55	39,58	0,07	28,03	11,2%	242,7%
44º	36º	Bom Jesus do Itabapoana	0,6318	0,6980	1,88	4,35	0,07	2,47	10,5%	131,5%
4º	3º	Resende	0,7607	0,8237			0,06		8,3%	
2º	2º	Niterói	0,7765	0,8394	0,18	39,48	0,06	39,31	8,1%	22.142,2%
76º	77º	Parati	0,5779	0,6281	0,00	5,89	0,05	5,89	8,7%	
87º	88º	Belford Roxo	0,5550	0,6045	0,00	5,98	0,05	5,98	8,9%	
37º	45º	Quissamã	0,6423	0,6895	25,08	53,10	0,05	28,03	7,3%	111,8%
46º	55º	Mendes	0,6307	0,6773			0,05		7,4%	
41º	56º	Itaboraí	0,6331	0,6767	0,00	6,08	0,04	6,08	6,9%	
3º	5º	Porto Real	0,7677	0,8095			0,04		5,4%	
52º	60º	Maricá	0,6267	0,6662	0,00	5,23	0,04	5,22	6,3%	108.266,8%
45º	59º	Valença	0,6311	0,6678			0,04		5,8%	
65º	71º	São Sebastião do Alto	0,6095	0,6439	1,32	3,00	0,03	1,68	5,6%	126,8%
74º	81º	Sapucaia	0,5885	0,6226			0,03		5,8%	
57º	65º	Quatis	0,6190	0,6521			0,03		5,4%	
90º	92º	Trajano de Moraes	0,5396	0,5721	1,39	3,15	0,03	1,76	6,0%	126,8%
22º	34º	Itaocara	0,6719	0,7022	1,72	3,90	0,03	2,18	4,5%	126,8%
88º	91º	Tanguá	0,5453	0,5756	0,00	4,03	0,03	4,03	5,5%	
15º	30º	Itaitiaia	0,6884	0,7132			0,02		3,6%	
23º	43º	Cordeiro	0,6702	0,6911	1,59	3,75	0,02	2,17	3,1%	136,2%
47º	67º	Engenheiro Paulo de Frontin	0,6297	0,6500			0,02		3,2%	
84º	90º	Guapimirim	0,5623	0,5801	3,92	14,36	0,02	10,44	3,2%	266,6%
43º	68º	Varre-Sai	0,6321	0,6497	1,32	3,00	0,02	1,68	2,8%	126,8%
14º	32º	Barra do Piraí	0,6897	0,7069			0,02		2,5%	
55º	73º	Magé	0,6252	0,6393	5,04	17,21	0,01	12,17	2,3%	241,5%
10º	29º	Cantagalo	0,7006	0,7146	1,52	3,75	0,01	2,24	2,0%	147,7%
59º	75º	São João de Meriti	0,6179	0,6313	0,00	5,98	0,01	5,98	2,2%	
72º	89º	Silva Jardim	0,5945	0,5984	3,38	12,36	0,00	8,98	0,7%	265,9%
67º	87º	Japeri	0,6062	0,6070	1,57	10,74	0,00	9,16	0,1%	582,7%
20º	54º	Aperibé	0,6781	0,6787	1,32	3,00	0,00	1,68	0,1%	126,8%
30º	69º	Areal	0,6518	0,6477			0,00		-0,6%	
27º	66º	Santa Maria Madalena	0,6553	0,6503	1,39	3,15	0,01	1,76	-0,8%	126,8%
42º	78º	Bom Jardim	0,6327	0,6268	1,72	3,90	0,01	2,18	-0,9%	126,8%
28º	70º	São José de Ubá	0,6535	0,6457	1,32	3,00	0,01	1,68	-1,2%	126,8%
33º	72º	Macuco	0,6509	0,6422	1,32	3,00	0,01	1,68	-1,3%	126,8%
5º	27º	São Gonçalo	0,7324	0,7226	0,18	6,08	0,01	5,90	-1,3%	3.325,1%
31º	74º	Pinheiral	0,6511	0,6321			0,02		-2,9%	
38º	84º	Três Rios	0,6414	0,6186			0,02		-3,5%	
39º	85º	Paty do Alferes	0,6375	0,6132			0,02		-3,8%	
9º	47º	Vassouras	0,7142	0,6882			0,03		-3,6%	
34º	83º	Cachoeiras de Macacu	0,6492	0,6188	3,65	13,31	0,03	9,66	-4,7%	264,8%
29º	82º	Conceição de Macabu	0,6533	0,6219	1,66	3,75	0,03	2,10	-4,8%	126,8%
36º	86º	Carmo	0,6437	0,6097	1,52	3,45	0,03	1,93	-5,3%	126,8%
6º	40º	Porciúncula	0,7292	0,6931	1,52	3,45	0,04	1,93	-5,0%	126,8%
24º	76º	Cambuci	0,6659	0,6296	1,52	3,45	0,04	1,93	-5,5%	126,8%
16º	80º	Paracambi	0,6878	0,6250	0,00	4,63	0,06	4,63	-9,1%	
nd	61º	Mesquita	nd	0,6566	0,00	5,98		5,98		

A Tributação Sobre o Pré-Sal e a Constituição de um Fundo de Modernização da Infra-Estrutura¹¹⁰

Introdução

Em 2007 foi confirmada a descoberta de uma grande jazida de petróleo localizada na área de Tupi (BM-S-11), na Bacia de Santos, próximo ao litoral sudeste do Brasil, há cerca de 7 mil metros abaixo da linha d'água, atravessando uma barreira de sal com mais de 2 mil metros de espessura. Desde então, a Petrobrás já comprovou a existência de óleo na mesma Bacia nos reservatórios de Carioca e Guará (ambos no bloco BM-S-9) e nos campos conhecidos como Bem-te-vi (BM-S-8), Caramba (BM-S-21) e Júpiter (BM-S-24), sendo que este último aparentemente possui enormes reservas de gás natural e condensado. Há ainda indícios em Iara (BM-S-11, mesmo bloco de Tupi) e Parati (BM-S-10)¹¹¹.

Há importantes desafios – especialmente tecnológicos e de logística – que precisam ser superados para a extração de petróleo da camada conhecida como pré-sal, mas devido à formação geológica do solo dessas áreas e de uma faixa de aproximadamente 200 km x 800 km, que se estende do litoral do Espírito Santo até Santa Catarina, atravessando o Rio de Janeiro e São Paulo, estima-se que a reserva de petróleo no pré-sal seja bastante superior à divulgada. Tupi foi apenas um dos reservatórios encontrados abaixo da camada de sal e na pior das hipóteses, apenas essa descoberta permitiria quase dobrar as atuais reservas do país, de aproximadamente 12 bilhões de barris de óleo equivalente. Os volumes de petróleo e gás na faixa do pré-sal ainda não são conhecidos sequer pela Petrobras, que no momento tem apenas estimativas não divulgadas. Estudos de mercado apontam para um total de 70-100 bilhões de barris em toda a região do pré-sal, que se confirmada, seria suficiente para deslocar a posição do Brasil no *ranking* dos maiores produtores mundiais: o país se situaria entre Nigéria e Venezuela (9º e 8º maiores produtores, respectivamente).

O primeiro desafio para a extração de petróleo e gás dessa região diz respeito à distância entre o campo produtor e a costa (no caso de Tupi, está localizado há cerca de 300 km da costa de Santos), o que dificulta o transporte do gás natural extraído dos poços. A Petrobrás estuda a construção de uma termelétrica em alto-mar, que usaria o gás para gerar eletricidade, que por sua vez seria transportada até a costa por cabos; a alternativa seria comprimir o gás até liquefazê-lo e transportar em navios. Recentemente, a Petrobrás divulgou a decisão de escoar o gás de Tupi até Mexilhão por um gasoduto de 250 km no fundo do mar¹¹².

O segundo grande desafio será atingir a jazida de petróleo, já que será necessário primeiro, alcançar o leito do oceano há mais de 2 mil metros; em seguida, perfurar um tipo de rocha conhecida como pós-sal com uma espessura de cerca de mil metros (os poços atualmente explorados pela Petrobrás em alto-mar localizam-se nessa camada geológica); para chegar, então, à camada de sal, de mais de 2 mil metros de espessura, cuja formação ocorreu no período Cretáceo (entre 145 milhões e 65 milhões de anos atrás). Esta camada apresenta consistência pastosa em altas temperaturas, exigindo cuidado especial com os equipamentos de exploração.

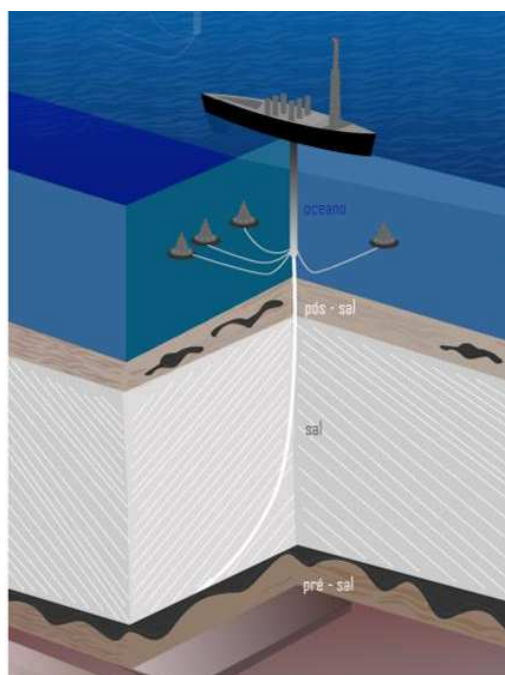
¹¹⁰ Trabalho preparado por Claudio Frischtak e Andrea Gimenes.

¹¹¹ Ver Anexo I para localização dos campos e maiores detalhes

¹¹² Ver Valor Econômico em 23 de maio de 2008.

Atravessando o sal, finalmente atinge-se a camada onde se encontram as formações que abrigam o petróleo. Conhecida como pré-sal (sua formação geológica foi anterior à camada de sal), entre 5 mil a 7 metros de profundidade. A jazida neste caso não é um lago de petróleo líquido que irá jorrar pelo poço de exploração: o óleo fica armazenado nos poros das chamadas rochas-reservatório. Vale destacar que atualmente, nenhuma companhia do mundo extrai petróleo na profundidade em que foram encontrados os campos do pré-sal da Bacia de Santos, e os equipamentos terão de ser feitos com materiais mais resistentes à corrosão e altas pressões, já que o óleo extraído vem acompanhado com altos teores de gás carbônico e gás sulfídrico, altamente danosos para os equipamentos, constituindo um desafio adicional para sua exploração. A Figura 1 abaixo apresenta a localização do chamado petróleo “pré-sal”.

Figura 1: Esquema Gráfico da Localização das Reservas de Petróleo na Camada Pré-sal



Fonte: Petrobrás.

O objetivo deste trabalho é – com base num entendimento do regime tributário de exploração e produção de petróleo e gás – estabelecer as bases para a constituição de um fundo voltado para o financiamento da infra-estrutura no país.

A seção II apresenta o quadro de referência do regime tributário de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás, assim como os valores arrecadados no período 1998-2007. Neste regime, as atividades de E&P estão sujeitas primeiramente à participações governamentais, instituídas pela chamada Lei do Petróleo¹¹³ (*royalties*, participação especial, bônus de assinatura), além da incidência – direta e indireta – de tributos municipais, estaduais e federais. Há ainda pagamento pela ocupação ou retenção de área, e pagamento aos proprietários da terra (quando aplicável). São os *royalties* e a participação especial (PE) as fontes mais importantes de arrecadação¹¹⁴.

¹¹³ Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997

¹¹⁴ Vale destacar que há ainda uma grande indefinição sobre a tributação dos campos de pré-sal, e o governo já sinalizou com uma possível mudança na legislação, provavelmente elevando os percentuais de PE.

A seção III detalha as regras de cálculo dos *royalties* e PE. Com base nesta metodologia, o trabalho modela a arrecadação futura para a região do pré-sal no período de duração das reservas, estimado em 75 anos (2013-2088). Com base nas regras atuais, estima-se que a arrecadação totalize no período entre US\$ 956,5 e US\$ 1.850,7 bilhões, dependendo do preço do barril de petróleo (US\$ 60, US\$ 80 ou US\$ 100).

Estes são ganhos potencialmente extraordinários. A seção IV examina como outros países lidaram com fenômeno análogo. De modo geral, criaram-se fundos de acumulação dos recursos tributados tendo fundamentalmente dois objetivos distintos: primeiro, a estabilidade macroeconômica, tanto no plano de uma política anticíclica como para apoiar a estabilidade da moeda (evitando sua sobrevalorização e as consequências adversas); segundo, o desenvolvimento do país e o bem-estar da população no médio e longo prazo, e numa perspectiva multigeracional. Tendencialmente, os países vêm separando os fundos de acordo com esses objetivos de estabilização e desenvolvimento; após um período inicial de acumulação para fins macroeconômicos, cria-se um novo instrumento com objetivos voltados à melhoria do padrão de vida desta e futuras gerações.

Finalmente, a seção V discute a constituição de um Fundo de Modernização da Infra-estrutura (e melhoria do meio ambiente). O histórico recente dos gastos em infra-estrutura mostra que o país vem alocando cerca de 2% do PIB para o setor, insuficiente inclusive para repor a depreciação das estruturas, equipamentos e instalações. Em contraposição, os países que vêm modernizando sua infra-estrutura gastam de 5-15% do PIB anualmente.

A defasagem no país é particularmente grave no caso de saneamento, transporte metropolitano e urbano de massa, assim como transporte de carga hidroviário e ferroviário. Estes são segmentos com elevadas externalidades (inclusive e particularmente quanto à poluição hídrica e atmosférica, bem como o efeito estufa) e um forte componente de bem público associado. Calcula-se que apesar dos esforços recentes, permanecerá uma brecha de cerca de US\$ 182 bilhões para a universalização do saneamento básico, a expansão do sistema metroviário em cinco regiões metropolitanas, e o reequilíbrio da matriz de transportes pela extensão da malha ferroviária e implantação de novas hidrovias (além da melhoria da navegabilidade das atuais).

Aqui se propõe que o Fundo – com base nos recursos arrecadados do pré-sal nos primeiros dez anos (2013-2022) – venha a: 1) alocar parte do principal em ativos financeiros no exterior (16% e 28%); 2) financiar – com o restante do principal (59,5% e 47,1%) – a brecha de investimentos com elevados retornos sociais e econômicos; e 3) para projetos com os maiores impactos de redução da pobreza e melhoria do meio ambiente, *blendar* o financiamento com recursos complementares a fundo perdido, e oriundos dos retornos obtidos. O Fundo seria gerido de forma que o principal tenha um retorno real de 8% a.a., e continue após 2022 investindo meritoriamente os retornos e acumulando o principal para as próximas gerações.

O Regime Tributário da Exploração e Produção de Petróleo e Gás, e o Histórico de Distribuição da Arrecadação (1998-2007)

Esta seção descreve inicialmente o regime tributário de E&P no país, com ênfase na conceituação dos *royalties* e participação especial, e o histórico recente dos valores distribuídos entre os entes federados e a União.

Quadro de Referência no Brasil: O Regime Tributário da Exploração e Produção de Petróleo e Gás

De acordo com o regime fiscal brasileiro, uma empresa que atue nas atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo está sujeita à incidência – direta ou indireta – de tributos municipais, estaduais e federais, além de participações governamentais e pagamento aos proprietários da terra¹¹⁵. Vale notar que as participações governamentais incidem exclusivamente nas atividades de E&P das empresas de petróleo, enquanto os tributos se aplicam, via de regra, a todas as empresas, embora muitas vezes tenham tratamento diferenciado quando incidentes na indústria do petróleo.

A Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como a Lei do Petróleo, instituiu as participações governamentais, que consistem em: *royalties*, participação especial, bônus de assinatura, e pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Os *royalties*¹¹⁶ são uma compensação financeira devida ao Estado pelas empresas concessionárias produtoras de petróleo e gás natural no território brasileiro e correspondem a 10% da receita bruta do campo, sendo que esta alíquota pode ser reduzida até um mínimo de 5%, dependendo dos riscos geológicos, expectativas de produção e outros fatores pertinentes, definidos em cada contrato de concessão.

Recolhidos mensalmente pelas empresas por meio de pagamentos efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), os recursos são repassados aos beneficiários (Estados, Municípios, Comando da Marinha, Ministério da Ciência e Tecnologia e Fundo Especial¹¹⁷) com base nos cálculos efetuados pela ANP. A arrecadação dos *royalties*, que é dependente das variáveis produção, preços e câmbio, totalizou R\$ 39,4 bilhões entre 1998 (ano seguinte à promulgação da chamada Lei do Petróleo) e 2007 (Quadro 1).

Quadro 1: Arrecadação dos *Royalties* – 1998-2007 (em R\$ milhões*)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<i>Royalties</i>	284	984	1.868	2.303	3.184	4.396	5.043	6.206	7.704	7.491

Fonte: ANP – Consolidação das participações governamentais – 2007

* Os valores deste e dos demais quadros desta seção estão em termos nominais, não sendo portanto corrigidos pela inflação do período.

A Participação Especial (PE)¹¹⁸ é uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto 2.705/1998. Incide trimestralmente sobre a receita líquida do campo, ou seja, deduzindo os *royalties*, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos previstos

¹¹⁵ Os tributos que incidem direta e indiretamente sobre as atividades de exploração e produção de petróleo são o Imposto de Renda (IRPJ), Contribuição Social (CSLL) e PIS/COFINS. Indiretamente, ou seja, incidentes sobre os equipamentos e serviços utilizados pelas empresas de E&P, há ainda o Imposto sobre Serviços (ISS), o Imposto sobre circulação de mercadorias e prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação (ICMS), o Imposto sobre produtos industrializados (IPI) e o Imposto de Importação

¹¹⁶ Art. 47 da Lei 9.478/97

¹¹⁷ O Fundo Especial é administrado pelo Ministério da Fazenda, que repassa os recursos aos estados e municípios de acordo com os critérios definidos em legislação específica.

¹¹⁸ Art. 50 da Lei 9.478/97

na legislação em vigor. Existem alíquotas progressivas para cálculo da PE, que considera o tempo de produção (1º, 2º, 3º e 4º ou demais anos de produção) e a localização da lavra (terra, mar $\leq 400\text{m}$ e mar $> 400\text{m}$)¹¹⁹.

De forma resumida, nenhuma PE é devida a menos e até que o volume de isenção seja atingido e a receita líquida acumulada seja positiva. Assim, a arrecadação da PE depende das variáveis produção, preços, câmbio e alíquotas, bem como dos gastos e outras deduções permitidas pela legislação vigente. No período 2000-07, essa arrecadação totalizou R\$ 38,5 bilhões (Quadro 2).

Quadro 2: Arrecadação de Participação Especial - 1998-2007 (em R\$ Milhões)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Participação Especial	-	-	1.039	1.722	2.510	4.998	5.272	6.967	8.840	7.178

Fonte: ANP – Consolidação das participações governamentais – 2007.

O bônus de assinatura¹²⁰ corresponde ao montante ofertado pela empresa vencedora da licitação, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no respectivo edital, e deve ser pago no ato da assinatura do contrato de concessão. A arrecadação do bônus de assinatura, abrangendo as nove Rodadas de Licitações de Blocos Exploratórios¹²¹ e as duas Rodadas de Licitações de Áreas Inativas de Acumulação Marginal, totaliza cerca de R\$ 5,4 bilhões no período 1999-2007 (Quadro 3).

Quadro 3: Bônus de Assinatura - 1998-2007 (em R\$ Milhões)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Bônus de assinatura	-	322	468	595	92	27	665	1.089*	11**	2.101

Fonte: ANP – Consolidação das participações governamentais – 2007.

* Totaliza o bônus da 7ª rodada de Blocos Exploratórios (R\$ 1.086 milhões) e da 1ª rodada de Áreas Inativas de Acumulação Marginal (R\$ 3 milhões).

** O bônus de R\$ 11 milhões refere-se à 2ª rodada de Áreas Inativas de Acumulação Marginal, já que a 8ª rodada foi suspensa por decisão judicial (ver nota 120).

O pagamento pela ocupação ou retenção de área¹²² corresponde a um valor pago pelo concessionário do bloco (Fase de Exploração) ou do campo (Fase de Produção), por quilômetro quadrado, em razão dos direitos que lhe foram outorgados pelo contrato de concessão. O Quadro 4 abaixo apresenta a evolução dessa arrecadação (regime de competência), que totalizou R\$ 1,1 bilhão entre 1998 e 2007.

¹¹⁹ Ver § 1º do art. 50 da Lei 9.478/1997

¹²⁰ Art. 46 da Lei 9.478/97

¹²¹ Agendada para os dias 28 e 29/11/06, a 8ª Rodada com oferta de áreas para exploração de petróleo e gás natural foi suspensa em seu primeiro dia, por força de duas medidas liminares. Seriam ofertados 284 blocos, sendo 90,2% da área localizada em mar e 9,8% em terra. Quando da suspensão, dois setores já haviam sido licitados: o de águas profundas na bacia de Santos e o situado na bacia terrestre de Tucano Sul (Bahia), o que geraria cerca de R\$ 587 milhões como bônus de assinatura, valor superior ao total alcançado em diversas outras rodadas.

¹²² Art. 51 da Lei 9.478/97

**Quadro 4: Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área (Regime de Competência)
1998-2007 (em R\$ Milhões)**

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Ocupação ou Retenção de área	29	73	91	125	147	126	124	130	135	142

Fonte: ANP – Consolidação das participações governamentais – 2007.

O pagamento aos proprietários da terra¹²³ não faz parte das chamadas participações governamentais e aplica-ser apenas para os campos localizados em terra, correspondendo a um percentual do valor da produção terrestre. O Quadro 5 abaixo apresenta os valores recebidos pelos proprietários de terra, por estado, entre 1998 e 2007.

**Quadro 5: Pagamento aos Proprietários de Terra, por Estado
1998-2007 (em R\$ Milhões)**

Estados	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Alagoas	0,1	0,7	1,3	1,6	1,9	3,3	4,2	5,3	7,5	6,8
Amazonas	-	-	-	-	-	-	75,2	23,4	21,6	19,5
Bahia	-	3,5	5,9	7,3	8,2	14,3	14,8	16,0	20,6	17,7
Ceará	0,04	0,3	0,4	0,5	0,5	0,8	0,7	0,4	0,5	0,6
Espírito Santo	0,1	1,4	2,0	3,8	5,1	8,2	6,1	6,6	7,3	6,4
Rio Grande do Norte	1,2	8,1	13,9	13,3	14,7	22,2	23,6	27,0	30,9	26,4
Sergipe	0,1	1,1	2,1	2,2	2,9	4,5	5,1	6,1	8,4	8,8
Total	1,5	15,1	25,6	28,6	33,3	53,3	129,8	84,9	96,9	86,2

Fonte: ANP – Consolidação das participações governamentais – 2007.

As fontes mais importantes de arrecadação referentes à atividade de exploração e produção de petróleo e gás são, portanto, os *royalties* e a participação especial. A seguir discute-se de forma mais detalhada estas duas formas de mobilização de recursos, e sua distribuição entre os entes federados.

A Distribuição dos Pagamentos de Royalties e Participação Especial Entre os Entes Federados e a União

O valor a ser pago a título de *royalties* pelos concessionários é obtido pela multiplicação de três fatores: (i) alíquota do campo produtor; (ii) a produção mensal de petróleo e gás natural do campo; e (iii) o preço de referência destes hidrocarbonetos no mês. A legislação estabelece formas de distribuição diferenciadas dos *royalties* oriundos da produção na plataforma continental¹²⁴ (mar) e em terra. São definidas também duas parcelas (5% e acima de 5%), cujos critérios de distribuição são específicos e discriminados no Quadro 6 abaixo¹²⁵.

¹²³ Art. 52 da Lei 9.478/97

¹²⁴ O conceito de plataforma continental brasileira é fornecido pelo art. 11 da Lei nº 8.617, de 04 de janeiro de 1993: “A plataforma continental do Brasil compreende o leito e o subsolo das áreas submarinas que se estendem além do seu mar territorial, em toda a extensão do prolongamento natural de seu território terrestre, até o bordo exterior da margem continental, ou até uma distância de duzentas milhas marítimas das linhas de base, a partir das quais se mede a largura do mar territorial, nos casos em que o bordo exterior da margem continental não atinja essa distância. **Parágrafo único.** O limite exterior da plataforma continental será fixado de conformidade com os critérios estabelecidos no art. 76 da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, celebrada em Montego Bay, em 10 de dezembro de 1982.”

¹²⁵ A título de exemplo, se um dado campo tem alíquota de *royalty* de 8% e sua produção em um determinado mês foi de R\$ 100,00 a parcela de 5% será de R\$ 5,00 (5% x 100) e a parcela acima de 5% será de R\$ 3,00 (8% - 5% = 3% x 100).

Quadro 6: Beneficiários da Distribuição dos *Royalties*

Tipo de Lavra	Parcela de 5%*	Parcela Acima de 5%**
Em Terra	70% Estados produtores	52,5% Estados produtores
	20% Municípios produtores	25% Min. Ciência e Tecnologia
	10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	15% Municípios Produtores
Na Plataforma Continental		7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural
	30% Estados confrontantes com poços	25% Min. Ciência e Tecnologia
	30% Municípios confrontantes com poços e respectivas áreas geoeconômicas	22,5% Estados confrontantes c/ campos
	20% Comando da Marinha	22,5% Municípios confrontantes c/ campos
	10% Fundo Especial (estados e municípios)	15% Comando da Marinha
	10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	7,5% Fundo Especial (estados e municípios)
		7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

Fonte: ANP.

* Lei nº 7.990/89 e Decreto nº 01/91; (**) Lei nº 9.478/97 e Decreto nº 2.705/98.

A arrecadação dos *royalties* pelos estados e municípios praticamente triplicou entre 2000 e 2007, impulsionado pela entrada em operação de novos campos no estado do Rio de Janeiro (Bacia de Campos). Em 2007, a União recebeu 27,7% dos *royalties* arrecadados, enquanto que os estados e municípios do Rio de Janeiro 20,9% e 23,2%, respectivamente, seguidos por Espírito Santo (1,9% e 2,0%), Rio Grande do Norte (2,1% e 1,7%) e Bahia (2,0% e 1,4%), sendo Ceará o de menor arrecadação (0,2% e 0,5%) (Quadro 7).

Quadro 7: Distribuição dos Valores Anuais dos *Royalties* entre os Beneficiários - 2000-2007 (em R\$ Milhões)

Beneficiários	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Estados	623,3	762,5	1.021,0	1.413,2	1.618,7	1.984,3	2.380,4	2.291,2
Alagoas	9,5	11,7	14,4	23,0	29,1	34,8	43,1	38,8
Amazonas	48,6	59,7	70,3	90,5	114,0	143,0	131,3	118,7
Bahia	58,9	71,0	77,7	115,0	129,7	148,1	166,6	152,1
Ceará	6,7	8,6	9,4	14,2	13,7	14,0	14,1	13,1
Espírito Santo	13,9	24,3	31,1	59,3	51,6	57,3	96,6	143,8
Paraná	2,2	1,5	0,7	3,0	7,5	8,7	6,5	4,7
Rio de Janeiro	367,8	461,5	671,7	907,7	1.041,7	1.318,6	1.646,7	1.563,5
R.Grande do Norte	85,2	90,1	103,4	140,9	163,8	181,0	180,2	159,6
Santa Catarina	0,1	0,0	0,0	-	-	-	-	-
São Paulo	1,8	2,2	2,5	4,0	3,9	4,1	4,7	4,4
Sergipe	28,8	31,8	39,8	55,5	63,7	74,7	90,6	92,5
Municípios pertencentes aos Estados	622,9	769,3	1.070,4	1.474,6	1.700,4	2.110,8	2.612,3	2.541,1
Alagoas	5,0	6,0	14,1	20,2	23,4	29,3	31,2	28,1
Amapá	-	-	0,1	0,2	0,2	0,2	58,9	49,5
Amazonas	16,6	20,3	24,8	37,8	48,2	58,5	0,2	0,2
Bahia	31,3	39,0	54,2	79,6	87,8	106,1	112,7	106,8
Ceará	9,1	11,6	12,0	19,4	19,7	23,1	32,1	34,3
Espírito Santo	14,1	19,7	28,5	52,1	61,2	67,8	100,7	146,5
Minas Gerais	3,4	4,1	0,6	1,8	4,2	5,3	6,8	6,1
Pará	-	-	0,6	1,1	1,1	1,2	1,4	1,3
Paraíba	1,8	2,2	0,3	-	-	-	13,8	11,3
Paraná	3,9	3,7	1,0	2,0	8,5	8,7	20,0	45,7
Pernambuco	10,8	13,2	1,9	0,3	10,7	5,3	6,5	4,7
Rio de Janeiro	397,1	497,4	740,2	997,8	1.138,9	1.446,8	1.821,5	1.735,2
R.Grande do Norte	43,8	47,4	67,2	97,0	112,3	132,6	145,6	123,9
R.Grande do Sul	8,9	10,4	11,2	16,6	20,6	28,7	32,8	29,7
Santa Catarina	6,3	8,2	16,2	20,8	21,2	28,5	29,0	23,8
São Paulo	49,9	63,9	57,1	74,0	83,8	99,2	112,3	101,9
Sergipe	21,0	22,2	40,4	54,0	58,7	69,6	86,9	92,0
Depósito Judicial *	-	-	-	-	-	-	-	8,1
Fundo Especial	131,1	163,0	233,7	322,4	368,7	411,1	588,0	576,6
União	490,5	608,5	858,9	1.186,2	1.355,0	1.699,8	2.122,7	2.073,7
Comando da Marinha	262,1	326,1	467,3	644,7	735,9	929,8	1.176,1	1.153,1
Min.Ciência e Tecnologia	228,4	282,4	391,6	541,5	619,1	770,0	946,7	920,6
Total	1.867,8	2.303,3	3.184,0	4.396,4	5.042,8	6.206,1	7.703,5	7.490,6

Fonte: ANP.

* Depósitos efetuados por força de decisão judicial. Amazonas: R\$ 600 mil e Sergipe: R\$ 7,5 milhões.

Para apuração da Participação Especial, são aplicadas, como visto, alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas na legislação¹²⁶, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada. Sua distribuição obedece ao seguinte critério: 40% são transferidos ao Ministério de Minas e Energia; 10% são destinados ao Ministério do Meio Ambiente; 40% aos Estados produtores ou confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção; e 10% aos Municípios produtores ou confrontantes. Do montante recebido pelo MME, 70% são destinados ao financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, promovidos pela ANP e pelo MME; 15% para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético; e 15% para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional.

A arrecadação da PE apresentou elevado crescimento nos anos recentes devido à entrada em operação dos grandes campos produtores, em especial aqueles localizados na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro. Em 2007, o Estado do Rio e os municípios do Estado receberam quase a totalidade dos recursos da PE destinados aos estados e municípios: 97,5% (Quadro 8). Como se verá a seguir, estes valores serão potencialmente muito superiores quando da operação dos campos do pré-sal, o que de imediato coloca a questão do destino destes recursos, objeto deste trabalho.

Quadro 8: Distribuição dos Valores Anuais da Participação Especial - 2000-2007 (em R\$ Milhões)

Beneficiários	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Estados	415,5	688,8	1.004,10	1.999,10	2.108,80	2.786,80	3.536,00	2.871,00
Alagoas	-	-	-	-	-	1,5	1,2	0,1
Amazonas	-	5	6,4	21,8	26,9	33,7	29,2	24,7
Bahia	-	-	-	-	4,4	3,5	3,5	2,3
Espírito Santo	-	0,1	2,1	8,4	11,3	13,8	15,9	21,1
Rio de Janeiro	415,5	682,9	995,6	1.961,40	2.044,70	2.700,20	3.453,90	2.798,60
Rio Grande do Norte	-	0,8	-	7,5	21,5	26	21,7	14,2
Sergipe	-	-	-	-	0,1	8	10,6	10,2
Municípios pertencentes aos Estados	103,9	172,2	251	499,8	527,2	696,7	884	717,8
Alagoas	-	-	-	-	-	0,4	0,3	0,01
Amazonas	-	1,2	1,6	5,4	6,7	8,4	7,3	6,2
Bahia	-	-	-	-	1,1	0,9	0,9	0,6
Espírito Santo	-	0,02	0,5	2,1	2,8	3,5	4	5,3
Rio de Janeiro	103,9	170,7	248,9	490,4	511,2	675,1	863,5	699,7
Rio Grande do Norte	-	0,2	-	1,9	5,4	6,5	5,4	3,5
Sergipe	-	-	-	-	0,01	2	2,6	2,6
União	519,4	861	1.255,10	2.498,90	2.636,00	3.483,50	4.420,00	3.588,80
Min. Minas e Energia	415,5	688,8	1.004,10	1.999,10	2.108,80	2.786,80	3.536,00	2.871,00
Min. Meio Ambiente	103,9	172,2	251	499,8	527,2	696,7	884	717,8
Total	1.038,70	1.722,00	2.510,20	4.997,80	5.272,00	6.967,00	8.840,00	7.177,50

Fonte: ANP.

Um Modelo de Projeção de Arrecadação do Pré-sal.

Esta seção descreve a metodologia de cálculo dos *royalties* e PE utilizada pela ANP, com base na qual simulam-se os valores arrecadados a partir da entrada em operação comercial dos campos do pré-sal, projetada para 2013, até seu esgotamento, após 75 anos.

¹²⁶ Ver § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478/1997

Metodologia de Cálculo dos *Royalties* e PE

De acordo com a legislação atual, o valor a ser pago pelos concessionários a título de *royalties* é obtido pela multiplicação de três fatores: (1) alíquota dos *royalties* do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%; (2) a produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo; e (3) o preço de referência destes hidrocarbonetos no mês¹²⁷. No caso dos campos de pré-sal, as alíquotas de *royalty* são de 10%.

$$\begin{aligned} \text{Royalties} &= \text{Alíquota} \times \text{Valor da produção} \\ \text{Valor da produção} &= V_{\text{petróleo}} \times P_{\text{petróleo}} + V_{\text{gn}} \times P_{\text{gn}} \end{aligned}$$

Onde:

Alíquota = percentual previsto no contrato de concessão do campo (10% no caso do pré-sal)

$V_{\text{petróleo}}$ = volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração

V_{gn} = volume da produção de gás natural do campo no mês de apuração

$P_{\text{petróleo}}$ = é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração

P_{gn} = preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração

A participação especial (PE), diferentemente dos *royalties*, incide sobre o lucro dos campos com grande volume de produção, possui um caráter progressivo e é apurada trimestralmente. O valor da alíquota da PE é influenciado pela localização da lavra, número de anos de produção e volume de produção fiscalizada no trimestre. De forma resumida, o cálculo da participação especial é dada por:

$$\begin{aligned} PE &= \text{Alíquota} \times \{ \text{RLP} - [\text{Parcela a deduzir} \times \text{RLP} / \text{VPF}] \} \\ RLP &= \text{Receita bruta} - \text{Custos} \end{aligned}$$

Onde:

Alíquota = percentual de acordo com a localização e tempo de produção do campo

RLP = receita líquida da produção trimestral de cada campo

Parcela a deduzir = montante que deve ser descontado da RLP para apuração da PE, de acordo com tabela estipulada na legislação

VPF = volume de produção trimestral de cada campo, em milhares de m³ de petróleo equivalente

Receita Bruta = determinada com base nos mesmos volumes e preços utilizados para o cálculo dos *royalties*, exceto que os volumes de gás natural consumidos nas operações do campo ou queimados não são considerados na PE.¹²⁸

¹²⁷ Como determinado nos artigos 7º e 8º do Decreto nº 2.705/98, que regulamentou a Lei nº 9.478/97, conhecida como a Lei do Petróleo.

¹²⁸ Este estudo, por simplificação, adota os mesmos valores que no cálculo dos *royalties*.

Custos = denominação genérica adotada neste estudo para o conjunto das deduções permitidas na Portaria ANP 10/99 (com alterações introduzidas pela portaria ANP 102/99)¹²⁹

Considerando um campo localizado no mar, a uma profundidade batimétrica superior a 400m, o pagamento da PE só será realizado se, além da apuração apresentar base de cálculo positiva, a produção trimestral estiver acima de¹³⁰:

- (i) no primeiro ano, 1.350.000 m³ (~94,3 mil barris/dia)
- (ii) no segundo ano, 1.050.000 m³ (~73,4 mil barris/dia)
- (iii) no terceiro ano, 750.000 m³ (~52,4 mil barris/dia)
- (iv) no quarto ano e seguintes, 450.000 (~31,4 mil barris/dia)

Finalmente, o Quadro 9 abaixo apresenta as diferentes alíquotas de PE que devem ser aplicadas a esse tipo de lavra, de acordo com o tempo de operação desse campo, bem como a parcela a deduzir da receita líquida da produção trimestral.

Quadro 9: Alíquotas de Participação Especial a Ser Aplicada de Acordo com o Volume de Produção e o Ano de Operação, Considerando um Campo Situado no Mar a uma Profundidade Superior a 400m

Alíquota	Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (Mil M ³)				Parcela a Deduzir (x RLP / VPF) – R\$			
	1º ano	2º ano	3º ano	4º ano +	1º ano	2º ano	3º ano	4º ano +
isento	até 1.350	até 1.050	até 750	até 450	-	-	-	-
10%	1.350 a 1.800	1.050 a 1.500	750 a 1.200	450 a 900	1.350	1.050	750	450
20%	1.800 a 2.250	1.500 a 1.950	1.200 a 1.650	900 a 1.350	1.575	1.275	975	675
30%	2.250 a 2.700	1.950 a 2.400	1.650 a 2.100	1.350 a 1.800	1.800	1.500	1.200	900
35%	2.700 a 3.150	2.400 a 2.850	2.100 a 2.550	1.800 a 2.250	1.928,57	1.628,57	1.328,57	1.028,57
40%	> 3.150	> 2.850	> 2.550	> 2.250	2.081,25	1.781,25	1.481,25	1.181,25

Fonte: Decreto 2.705/98 - Artigo 21.

RPL = receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais;

VPF = volume de produção trimestral de cada campo, em milhares de m³ de petróleo equivalente.

Simulação da arrecadação permissível sobre os campos do pré-sal

Para determinação do fluxo futuro de arrecadação de *royalties* e participação especial referente aos campos do pré-sal são necessárias estimativas de: (i) valor total da reserva recuperável dos campos do pré-sal; (ii) produção anual; (iii) custo total de produção / extração; e (iv) preço do petróleo.

Como ainda há uma grande indefinição sobre o tema, inclusive no que diz respeito a uma possível mudança na legislação que define a tributação dos novos campos, assume-se que as regras atuais de cálculo de *royalties* e PE seriam mantidas e a produção comercial seria iniciada em 2013. Foram definidos três cenários para o preço do petróleo (US\$ 60 / bep, US\$ 80 / bep e US\$ 100 / bep).

No que diz respeito ao custo de produção, informações da Petrobrás indicam que o custo médio de extração (*lifting costs*) em 2007 foi de US\$ 7,7 /barril e a meta para 2012 seria US\$

¹²⁹ De acordo com a ANP, podem ser deduzidos da receita bruta para apuração da RLP: (i) bônus de assinatura, (ii) obrigações contratuais, (iii) gastos na fase de exploração, (iv) gastos na fase de produção, (v) provisão de abandono ao longo da vida útil do campo e (vi) compensação com prejuízos registrados em períodos de apuração passados. Ver Gutman, José. *op.cit.* pp.72-80

¹³⁰ Os valores em barris/dia são meramente ilustrativos: multiplicação da produção trimestral pelo coeficiente para conversão de m³ em barris (6,2898) e divisão do resultado pelo número de dias no trimestre (90).

6,13 /barril¹³¹. Considerando que os campos de pré-sal estão localizados em águas ultra-profundas (cerca de 7 mil metros abaixo da linha d'água) e com o objetivo de manter o caráter conservador da análise, assume-se que o custo total de produção / extração seria de US\$ 20 /bep, cerca de 2,6 vezes o custo médio da Petrobrás em 2007¹³².

Os resultados da modelagem são apresentados no Quadro 10 abaixo. Considerando uma reserva recuperável de aproximadamente 50 bilhões de barris, pelas premissas de produção adotadas (a produção máxima de 2 milhões barris/dia seria atingida no 6º ano de operação – 2018 – e permaneceria constante até 2083, sendo declinante pelos 5 anos seguintes), a duração da reserva seria de 75 anos.

Neste cenário, no período em que a produção atingisse seu pico de dois milhões de barris/dia – de 2018 a 2083 – seriam arrecadados entre US\$ 13,7 bilhões a US\$ 26,5 bilhões por ano entre *royalties* e participações especial, dependendo das premissas de preço de petróleo utilizadas nas projeções. Considerando todo o período de exploração das reservas do pré-sal, estimado em 75 anos, a arrecadação total seria de US\$ 956,5 bilhões com o preço do petróleo a US\$ 60/barril. Se o preço for de US\$ 80/barril ou US\$ 100/barril, a arrecadação chegaria a US\$ 1.403,6 bilhões ou US\$ 1.850,7 bilhões, respectivamente. Vale enfatizar que neste quadro adota-se a premissa conservadora de que as atuais alíquotas não serão modificadas; em particular, que o nível de participação especial para os campos do pré-sal – potencialmente de enorme produtividade – não serão modificados, o que é bastante improvável.

Quadro 10: Simulação de Arrecadação de *Royalties* e Participação Especial (em US\$ Bilhões) com Base na Projeção de Reserva Recuperável, Produção (Milhões Barris) e Preço do Petróleo (US\$/barril)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 a 2083 (anual)	2084	2085	2086	2087	2088	Total
Produção anual (milhões barris)	90	180	270	360	540	720	540	360	270	180	90	50,4
Extração (milhões barris/dia)	0,25	0,50	0,75	1,00	1,50	2,00	1,50	1,00	0,75	0,50	0,25	
Petróleo = US\$ 60,0/ barril												
<i>Royalties</i>	0,5	1,1	1,6	2,2	3,2	4,3	3,2	2,2	1,6	1,1	0,5	302,4
PE	0,5	1,8	3,2	4,5	6,9	9,4	6,9	4,5	3,3	2,0	0,8	654,1
Total (US\$ bilhões)	1,1	2,9	4,8	6,7	10,2	13,7	10,2	6,7	4,9	3,1	1,4	956,5
Petróleo = US\$ 80,0/ barril												
<i>Royalties</i>	0,7	1,4	2,2	2,9	4,3	5,8	4,3	2,9	2,2	1,4	0,7	403,2
PE	0,8	2,8	4,8	6,9	10,6	14,4	10,6	6,9	5,0	3,1	1,3	1.000,4
Total (US\$ bilhões)	1,5	4,3	7,0	9,7	14,9	20,1	14,9	9,7	7,2	4,6	2,0	1.403,6
Petróleo = US\$ 100,0/ barril												
<i>Royalties</i>	0,9	1,8	2,7	3,6	5,4	7,2	5,4	3,6	2,7	1,8	0,9	504,0
PE	1,1	3,8	6,5	9,2	14,3	19,3	14,3	9,2	6,7	4,2	1,7	1.346,7
Total (US\$ bilhões)	2,0	5,6	9,2	12,8	19,7	26,5	19,7	12,8	9,4	6,0	2,6	1.850,7

Fonte: Elaboração própria.

O Quadro 11 abaixo apresenta uma simulação da arrecadação anual de *royalties* e participação especial durante o *plateau* de 2 milhões de barris/dia, considerando que a alíquota dos *royalties* seria mantida em 10% e a PE seria possivelmente elevada de 40% para 55% ou mesmo 70%. Neste caso, a arrecadação anual durante o longo *plateau* iria variar de US\$ 13,7 bilhões a US\$ 41,0 bilhões, dependendo das alíquotas consideradas e do preço do petróleo no mercado internacional.

¹³¹ Considera-se o custo operacional da extração do petróleo até a plataforma, não incluindo depreciação e amortização. As participações governamentais também não foram incluídas. Informações retiradas de apresentações disponíveis no site de Relações com Investidores da Petrobrás (www.petrobras.com.br)

¹³² Em relatório de 7 de maio de 2008, o UBS estima *all-in cash cost* dos campos de pré-sal em US\$ 16/bep.

Quadro 11: Simulação de Arrecadação de *Royalties* e Participação Especial nos Campos do Pré-sal (em US\$ Bilhões/Ano)

Participação Especial	Preço do Petróleo		
	US\$ 60 / bep	US\$ 80 / bep	US\$ 100 / bep
40%	13,7	20,1	26,5
55%	17,2	25,5	33,8
70%	20,7	30,9	41,0

Fonte: Elaboração própria.

Esses são recursos consideráveis. Apenas a título de ilustração, considerando um preço de US\$ 80/bep e uma alíquota de 55% no que diz respeito à PE, haveria uma arrecadação anual superior a US\$ 25 bilhões. Em apenas oito anos – 2018 a 2025 – seriam arrecadados cerca de US\$ 204 bilhões!

É um imperativo, portanto, que se faça uma utilização economicamente racional, evitando alocações insensatas e desperdícios flagrantes destes recursos. Como reparti-los de modo a maximizar o bem estar social ao longo dos anos, levando em consideração os retornos totais – públicos e privados – dos investimentos e as necessidades não apenas desta como das próximas gerações?

Outros países se confrontaram com a mesma questão e seria útil examinar como lidaram com o *windfall gain* advindo de um choque positivo de receita (seja pela súbita ampliação de oferta, seja pelo aumento preços) de recursos naturais não renováveis.

Como se verá a seguir, na seção IV, muitos governos – após uma fase inicial de procura de um modelo consistente com a necessidade de uma solução robusta e sustentável no longo prazo –, constituíram fundos com os recursos advindos da exploração, eventualmente convergindo para o conceito de que o principal seja acumulado e preservado para o futuro, enquanto que a utilização presente estaria calcada nos retornos anuais. Há outras variantes, mas há igualmente fortes indicações de que tendencialmente – e após um período de transição que necessidades mais imediatas são atendidas – aquele será o critério básico de alocação dos recursos dos fundos.

Modelos Internacionais de Estruturação e Alocação de Receitas Oriundas de Recursos Não Renováveis

Esta seção descreve – de forma sintética – a experiência internacional na constituição de fundos com recursos oriundos de exploração de recursos não renováveis, em especial o petróleo¹³³. Estes fundos atendem a, fundamentalmente, três objetivos: (i) evitar os efeitos adversos do influxo repentino de grandes volumes de recursos, esterilizando-os, de modo a impedir distorções significativas, seja sobre os preços relativos, as políticas econômicas ou a alocação de recursos e os investimentos privados; (ii) garantir benefícios às gerações atuais; e (iii) promover o princípio de equidade intergeracional, acumulando recursos de modo a assegurar a manutenção do nível de bem-estar socioeconômico após o esgotamento das reservas minerais.

¹³³ A experiência brasileira ainda é bastante limitada e se resume à constituição – pelo governo federal – de um fundo setorial para financiar pesquisas voltadas para inovação em produtos e processos. No plano estadual talvez o que há de mais inovador é a proposta do Estado do Espírito Santo, enquanto que poucas experiências municipais deixam um legado duradouro. Ver Anexo II para uma discussão mais detalhada

Os fundos considerados modelos de uso sustentável dessas rendas – Alaska, Noruega e Alberta – estão explícita ou implicitamente estruturados de acordo com esses objetivos. Estes serão analisados primeiramente.

Alaska

O Fundo do Alaska (*Alaska Permanent Fund*) foi criado em 1976 por meio de uma emenda constitucional, aprovada por plebiscito popular, durante a fase de construção do oleoduto *TransAlaska*. Seu principal objetivo é garantir rendas às futuras gerações, depois que as reservas de petróleo se esgotarem.

Administrado pelo *Alaska Permanent Fund Corporation*, uma entidade estatal cujo *board* é composto por seis membros indicados pelo governador para um mandato de 4 anos (sendo 2 funcionários do Governo¹³⁴ e 4 membros da sociedade), o fundo tem regras específicas e transparentes tanto para a captação quanto para a aplicação dos recursos. A emenda constitucional determina que pelo menos 25% de todas as rendas referentes aos direitos minerários, *royalties*, participações e bônus federais recebidos pelo estado devem ser depositados no fundo.

Os recursos são aplicados em títulos e ações nos EUA (preferencialmente) e mercados globais, além de investimentos em infra-estrutura e imóveis, visando uma taxa de retorno real de 5% a.a. (Quadro 12). O principal é mantido intocado e apenas os dividendos e bônus dessas aplicações podem ser gastos, sendo que a maior parte é distribuída diretamente a todos os cidadãos que vivem, pelo menos, há mais de um ano no Alaska (em 2007, cada cidadão recebeu US\$ 1.654). O poder legislativo tem autonomia sobre a outra parcela dos rendimentos, que pode inclusive ser reinvestida no fundo.

**Quadro 12: Alocação dos Ativos
do Fundo do Alaska, 2007**

	Participação (%)
Ações (EUA)	27
Títulos (EUA)	23
Mercados globais	14
Ações (não-EUA)	13
Imóveis	10
Private equity	4
Retorno absoluto	4
Títulos (não-EUA)	3
Invest. Infra-estrutura	2

Fonte: Alaska Permanent Fund Corporation (www.apfc.org).

O fundo é livre de ingerências governamentais, ou seja, os valores não são utilizados para socorrer eventuais problemas de déficit público. Todavia, a legislação permite que parte dos valores seja utilizada em programas especiais de saúde e segurança pública. Vale destacar que qualquer mudança na lei tem que ser aprovada pela população por meio de referendo.

As regras claras e a transparência na aplicação dos recursos do fundo, cujas informações disponíveis em seu site na Internet, permitem o acompanhamento diário do valor de mercado

¹³⁴ Os dois membros são: o “Commissioner of Revenue” e um membro adicional indicado pelo governador.

do fundo e de suas posições, e têm sido fundamentais para o seu sucesso, impedindo eventuais gastos discricionários por parte do governo. Em dezembro de 2007, o patrimônio do fundo era de US\$ 37,8 bilhões.

Noruega

O Fundo de Petróleo da Noruega foi criado em 1990 pelo *Storting* (o parlamento norueguês), como um fundo estatal, e em 1º de janeiro de 2006 teve seu nome alterado para *Government Pension Fund – Global*¹³⁵. Seu objetivo é poupar parte da riqueza proveniente de impostos e concessões de áreas petrolíferas, impedindo que as receitas do petróleo tenham um impacto negativo na economia do país – tanto no que diz respeito às políticas fiscal e monetária, quanto à eventual apreciação cambial e sobre-aquecimento da demanda interna –, e para proteger o país contra futuros déficits orçamentários causados pelo envelhecimento da população¹³⁶. Em janeiro de 2008, o valor de mercado do fundo era de US\$ 350 bilhões.

Administrado pelo Banco Central da Noruega (Norges Bank), o fundo está diretamente ligado ao Estado, e as estratégias de investimento são definidas pelo Ministério das Finanças. Os recursos do fundo são originários das rendas provenientes da extração de petróleo e gás natural e as alíquotas chegam a cerca de 50% do valor bruto da produção. As receitas líquidas do petróleo são depositadas no fundo anualmente, depois que o déficit do orçamento (não petróleo) é coberto, o que representa uma forte vinculação com as contas do setor público, já que os valores são usados para cobrir despesas nas áreas de saúde e previdência, principalmente.

Os retornos reais do Fundo Global são realocados ao orçamento do Governo, de modo que direta e indiretamente, os recursos provenientes do petróleo garantem a robustez orçamentária e a capacidade do governo de implementar uma ampla política de bem-estar social da Noruega. O Quadro 13 abaixo apresenta o percentual das receitas líquidas de petróleo que permaneceram no fundo entre 1996-2006. Vale notar que em anos recentes cerca de 20% das receitas governamentais provenientes do petróleo foram alocadas para cobrir os déficits do orçamento.

Quadro 13: Parcela das Receitas Governamentais de Petróleo que Permaneceram no *Government Pension Fund – Global* – 1995-2006 (em %)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
% das receitas governamentais de petróleo	5	63	71	62	59	94	99	68	64	65	80	81*

Fonte: Norges Bank (www.norges-bank.no/templates/Report_65337.aspx).

* Preliminar, baseado no orçamento do governo central para 2006.

¹³⁵ Ver Eriksen, Tore. “The Norwegian Petroleum Sector and the Government Pension Fund – Global”, *mimeo*, Ministry of Finance, Norway, jun/2006.

¹³⁶ Apesar da preocupação com as pensões para a população idosa, o *Government Pension Fund – Global* (ou *Statens pensjonsfond – Utland*, em norueguês) não deve ser confundido com a previdência social propriamente dita, denominada *The Government Pension Fund – Norway* (em norueguês: *Statens pensjonsfond - Norge*). Este foi estabelecido pelo *National Insurance Act* (Folketrygdfloven) em 1967 sob a denominação de *National Insurance Scheme Fund* (Folketrygdfondet). Seu nome foi alterado juntamente com o ex-*Petroleum Fund* em 1º de janeiro de 2006. O fundo continua a ser gerido por *board* e entidade governamental separados (denominados Folketrygdfondet). Diferentemente da divisão Global, esse fundo investe em companhias domésticas no mercado de capitais de Oslo, sendo um importante investidor em muitas das grandes empresas norueguesas.

Finalmente, há regras explícitas e transparentes para o uso e aplicação dos recursos: a legislação determina que o capital deve ser aplicado em ativos não noruegueses. Desde 1998, as aplicações têm apresentado o seguinte perfil: cerca de 60% em títulos, ações, instrumentos de mercado monetário e derivativos, e 40% em ativos fixos. O Fundo conta, além do Conselho Gerencial, um Conselho de Ética com poder de excluir empresas do seu universo de financiamento, devido ao desrespeito aos direitos humanos, às leis trabalhistas ou às normas ambientais, assim como pela produção de armamentos.

Alberta, Canadá

O Fundo da província de Alberta, no Canadá (*Alberta Heritage Savings Trust Fund*) foi criado em 1976, com o objetivo de poupar as receitas provenientes de recursos não-renováveis garantindo retorno financeiro para as gerações corrente e futuras da província canadense. Entre 1976 e 1982-83, o fundo era formado pela transferência anual de 30% das receitas provenientes dos recursos não renováveis e pela retenção dos lucros das aplicações do próprio fundo. Durante esse período, o fundo acumulou grande quantidade de recursos que foram usados para empréstimos a entidades governamentais e outras províncias, no financiamento de projetos de investimento (como bibliotecas, escolas, hospitais e universidades), que não visavam rentabilidade financeira, mas sim a diversificação da economia e o bem-estar social¹³⁷. Vale notar que, diferente do Alaska e da Noruega, não houve preocupação em manter ao menos constante o valor real do fundo, já que este não previa índices de remuneração mínimos que compensassem a inflação.

Entre 1983-84 e 1986-87, o percentual de contribuição foi reduzido para 15% e em abril de 1987 (quando o fundo atingiu US\$ 12,7 bilhões), as contribuições foram suspensas, o que, alinhado à política de alocar os ganhos do fundo ao Tesouro para pagamento de programas do governo¹³⁸, sem preocupação em blindá-lo contra inflação, fez com que seu montante total ficasse estagnado. Em 1995, o governo realizou um plebiscito para que os cidadãos decidissem sobre o destino que deveria ser dado ao fundo. A maioria optou por mantê-lo, mas de forma que pudesse ser efetivamente resguardado para as gerações posteriores, e em 1997, o fundo foi reestruturado.

Foram definidas regras simples e diretas para as aplicações dos recursos, que passaram a ser norteadas pela rentabilidade, e não mais pela diversificação econômica. Dentre essas regras, está a definição de uma composição dos investimentos no longo prazo: 29% das aplicações devem ser destinadas a investimentos em renda fixa, 45% em ações (sendo 15% no Canadá, 15% nos EUA e 15% em outros países), 10% em investimento imobiliário e 16% em outras aplicações, como aplicações de curto prazo e empresas de capital fechado¹³⁹. Dessa forma, o objetivo inicial do fundo - garantir recursos para as gerações futuras - foi mantido, porém a nova estrutura procurou “blindá-lo” para que esse objetivo pudesse ser efetivamente alcançado.

¹³⁷ Os projetos investidos pelo fundo incluem: Alberta Heritage Foundation for Medical Research, Alberta Heritage Scholarship Fund, Alberta Children's Provincial General Hospital (Calgary), Walter C. Mackenzie Health Services Centre (Edmonton), University of Alberta Clinical Research Building, Pine Ridge Reforestation Nursery Enhancement, Alberta Family Life and Substance Abuse Foundation, além do desenvolvimento de pesquisas sobre câncer e sobre energia renovável. (ver <http://www.finance.gov.ab.ca/business/ahstf/history.html>)

¹³⁸ Os programas de governo financiados pelo fundo incluem Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (US\$419 milhões, 1992-93) e projetos de irrigação (US\$503 milhões), entre outros.

¹³⁹ Ver Alberta Heritage Savings Trust Fund. *Business Plan 2007-10*. p.336

Assim como no caso da Noruega, o fundo de Alberta é administrado pelo poder público, sendo o Ministro das Finanças responsável pelo fundo e seus investimentos, reportando-se ao *Standing Committee* (formado por 9 membros do poder legislativo, sendo que 3 destes não devem pertencer ao partido do governo) e ao *Endowment Fund Policy Committee* (formado por 7 membros, incluindo representantes de empresas). Os relatórios quadrimestrais e anuais do fundo são publicados na Internet, assim como o seu plano de negócios, que deve ser aprovado pelo *Treasury Board* do fundo.

No que diz respeito aos gastos, há uma forte vinculação com as contas do governo, já que o fundo é um componente chave do plano fiscal de Alberta – o retorno real dos investimentos é direcionado ao *General Revenue Fund* para suportar gastos prioritários. Em dezembro de 2007, o valor do fundo era de Cn\$ 16,6 bilhões.

O Quadro 14 apresenta as características dos três principais fundos provenientes de receitas da extração de petróleo, e que podem ser considerados – em muitos aspectos - modelos no que diz respeito aos objetivos, desenho, e implementação das políticas de alocação dos recursos e distribuição dos benefícios. Vale notar, contudo, que mesmo no caso da Noruega – visto por muitos como paradigma de política visando o bem-estar multigeracional com base nos ganhos de recursos não renováveis – as receitas do petróleo são em (menor) parte alocadas para cobrir o déficit do governo.

Quadro 14: Comparativo Entre os Fundos Provenientes da Extração de Recursos Não-Renováveis (Alaska, Noruega e Alberta) Considerados como Modelos Internacionais

Itens	Alaska: <i>Alaska Permanent Fund Corporation (APFC)</i>	Noruega: <i>Government Pension Fund – Global</i>	Alberta: <i>Alberta Heritage Savings Trust Fund</i>
Criação	Em 1976, por emenda constitucional, durante a fase de construção do oleoduto TransAlaska.	Em 1990, como fundo de petróleo estatal.	Criado em 1976 e reestruturado em 1997, a partir de consulta popular.
Objetivo	Prover às futuras gerações com renda depois que as reservas de petróleo se esgotarem.	Proteger a economia contra os efeitos da flutuação do preço do petróleo e assegurar pensões para a população idosa.	Poupar para o futuro e melhorar a qualidade de vida dos cidadãos de Alberta.
Origem dos recursos	Cobranças de taxas junto a empresas petrolíferas.	A cada ano as receitas líquidas do petróleo são depositadas no fundo, depois que o déficit do orçamento (não petróleo) é coberto.	Impostos e <i>royalties</i> cobrados das empresas de petróleo e gás.
Alocação dos recursos	Aplicações nos mercados financeiros e de capital, visando um retorno real de 5% a.a.	Os recursos são totalmente investidos no exterior.	Os recursos são investidos em ações, títulos da dívida, estoques e demais instrumentos financeiros.
Patrimônio	US\$ 37,8 bilhões (2007)	US\$ 350 bilhões (valor de mercado em jan/2008).	Cn\$ 16,6 bilhões (2007).
Administração	Gerido por um conselho diretor formado por 6 membros, designados pelo governo, e conta com equipe de cerca de 35 pessoas.	Administrado pelo governo, por intermédio do Ministério das Finanças. O gerenciamento operacional é feito pelo Banco da Noruega.	Administrado pelo governo, por intermédio do Ministro das Finanças.
Distribuição dos benefícios	O principal permanece intocado. Parte dos dividendos e bônus gerados são distribuídos por todos os cidadãos que vivem, pelo menos, há 12 meses no Alaska; e a outra parte pode ser gasta pelo governo ou reinvestida.	O principal (em termos reais) é intocado. Os retornos reais são alocados para gastos gerais do governo.	O principal deve ser mantido, e o lucro real pode ser usado para o pagamento da dívida pública da Província e para suportar programas prioritários do governo, nas áreas de educação e saúde.

Fonte: Elaboração própria; Alaska Permanent Fund Corporation; Norges Bank; Alberta Heritage Savings Trust Fund; Enriquez, Maria Amália. *Equidade intergeracional na partilha dos benefícios dos recursos minerais: a alternativa dos Fundos de Mineração*. Revista de la Red Iberoamericana de Economía Ecológica. Nov/2006, p. 66; e Tore Eriksen, [op.cit.](#)

O fundo de Kuwait é possivelmente o mais antigo dos fundos desta natureza, e junto com Omã – criado em 1980 – ilustram os esforços de países do Golfo de evitarem a dissipação da riqueza do petróleo. O caso da Rússia é interessante, pois desde fevereiro de 2008 os recursos oriundos da extração do petróleo e gás são alocados em dois fundos com objetivos distintos: estabilidade macroeconômica (assegurando um patamar mínimo de recursos no ciclo de baixa dos preços dos energéticos) e bem-estar social (dando maior sustento ao sistema previdenciário).

Kuwait

Em 1960, foi constituído o *General Reserve Fund* (GRF), com recursos oriundos dos crescentes superávits do governo (incluindo todas as receitas provenientes do petróleo). O Fundo gerencia todas as receitas e despesas do governo, além de custodiar todos os seus ativos, como Kuwait Petroleum Corporation e outras empresas domésticas, assim como para a participação do país em organizações multilaterais e internacionais como Banco Mundial, FMI e outros. Os recursos eram utilizados para financiar todos os investimentos do governo, dentro do orçamento aprovado no ano.

Em 1976, foi criado um novo fundo, o *Reserve Fund for Future Generations* (RFFG), com patrimônio inicial de US\$ 7,0 bilhões e objetivo de formar uma poupança para as gerações futuras. O RFFG foi constituído com uma transferência de 50% dos recursos do GRF na época e os depósitos anuais eram provenientes de 10% da receita anual do estado (oriunda ou não do petróleo), além dos lucros gerados pelos próprios ativos. Vale destacar que as transferências para o fundo são realizadas de forma independente do orçamento ou do desenvolvimento do mercado de petróleo e saques só podem ser realizados se aprovados pela assembléia nacional.

Em 1982, devido à soma considerável de reservas acumuladas pelos fundos, em especial o RFFG, o governo constituiu uma entidade legal independente, o *Kuwait Investment Authority* (KIA), com o objetivo de melhorar a qualidade das operações e processos de investimento. O KIA substituiu o Ministério das Finanças na administração e desenvolvimento de todas as reservas financeiras do país. Sua gestão é centralizada no Kuwait, mas possui um escritório também em Londres.

Os recursos de ambos os fundos são investidos no exterior e as receitas devem ser reinvestidas nos próprios fundos. Durante a década de 1970, a maior parte dos recursos eram investidos nos EUA e Europa Ocidental: empresas alemãs (como Hoechst e DaimlerBenz, das quais o Kuwait possuía uma participação de 25% em cada), propriedades, e na maioria das 500 maiores empresas dos EUA. Nos anos 80, o Kuwait começou a diversificar seus investimentos externos, com empresas japonesas. No final daquela década, o país ganhou mais com esses investimentos no exterior que com a venda de petróleo propriamente dita (em 1987 os investimentos externos geraram US\$ 6,3 bilhões, enquanto o petróleo, US\$ 5,4 bilhões). Estima-se que no início da década de 1990, o investimento do Kuwait no exterior somava mais de US\$ 100 bilhões, dos quais a maior parte estava alocada ao RFFG.

A invasão pelo Iraque e a conseqüente crise regional de 1990-91 fizeram com que o governo realizasse saques desses fundos, a fim de colaborar com o esforço de reconstrução, em especial no que diz respeito às instalações de petróleo que foram danificadas. Estima-se que o patrimônio desses fundos refluíu para cerca de US\$ 40-50 bilhões, recuperando-se posteriormente para patamares em torno de US\$ 80 bilhões (2005). Independente dos saques

de natureza extraordinária, o objetivo do RFFG de transferir recursos para as gerações futuras permaneceu inalterado.

Desde a constituição do RFFG, o GRF tem sido direcionado a funções de estabilização, além de gerenciar o fluxo de caixa do governo, incluindo o serviço da dívida pública e as participações do governo em empresas domésticas. Esse fundo, porém, não tem um mecanismo claro de acumulação em períodos de crescimento da receita do petróleo, uma vez que seus recursos são derivados da venda de ativos e das transferências dos lucros de entidades públicas, após a dedução de 10% para o RFFG.

Omã

O *State General Reserve Fund* (SGRF) foi criado em 1980 como forma de substituir as receitas declinantes de petróleo, dado o horizonte relativamente curto das reservas naquele país (cerca de 15-20 anos). Administrado pelo Ministério das Finanças, a maior parte dos recursos é investida no exterior, enquanto uma menor parcela é mantida como depósito em moeda estrangeira principalmente no Banco Central de Omã. Apesar do objetivo do estado de garantir recursos para as gerações futuras, o fundo tem sido frequentemente usado como suporte ao orçamento frente a choques externos.

Desde a sua constituição, o *modus operandi* do SGRF passou por importantes modificações. A participação das receitas de petróleo alocadas ao fundo, que inicialmente era de 15% das receitas totais, foi reduzida para 5% a partir de 1986. Em 1989, o sistema foi alterado e o fundo passou a arrecadar as receitas que excedessem US\$ 15/barril. Em 1990, o sistema foi novamente modificado, com a criação do *Contingency Fund*, um fundo de estabilização e com recursos provenientes do excedente das transferências ao SGRF. As receitas do petróleo eram alocadas primeiramente ao orçamento, como determinado no *Fourth Development Plan* (1991-95), e ao SGRF era destinada o imposto de 15% das receitas líquidas do petróleo ou o montante alocado para esse fim no *Fourth Development Plan*, o que fosse menor. O restante era destinado ao *Contingency Fund*.

Em 1993, o *Contingency Fund* foi substituído pelo *Oil Fund*, cujo objetivo é financiar investimentos no setor de petróleo, e uma nova alocação dos recursos foi estabelecida: as receitas de petróleo até US\$ 15/barril seriam destinadas ao orçamento, os próximos US\$ 2/barril, ao SGRF, os US\$ 0,5/barril seguintes, ao *Oil Fund* e o excedente (ou seja, qualquer valor acima de US\$ 17,5/ barril) seria transferido ao orçamento. Essa alocação de recursos visava prover um fluxo estável para o SGRF. No entanto, desde 1992 (e até 2000, o último ano para o qual os dados estão disponíveis) os ativos do fundo vinham declinando, refletindo os saques realizados pelo governo para financiar déficits orçamentários. Em síntese, no caso de Omã, o poder discricionário do governo sobre a alocação dos recursos dos fundos oriundos da exploração do petróleo não vem garantindo seu caráter inter-geracional.

Rússia

O fundo de estabilização russo (*Stabilization Fund of Russia*) foi criado em janeiro de 2004, com o objetivo de minimizar os efeitos da flutuação do preço do petróleo na economia do país. Gerido pelo Ministério das Finanças e alocado ao Banco Central da Rússia, os recursos eram advindos de impostos sobre extração, produção e exportação do petróleo, a partir de um

limite estabelecido para o preço internacional do produto, que corresponderia a um preço de equilíbrio de longo prazo. Em 2004, foi definido um preço-limite de US\$ 20/barril, acima do qual os recursos captados por meio dos impostos deveriam ser depositados no fundo; abaixo desse valor, poderiam ser feitos saques com o objetivo complementar o orçamento público. Em 2006, o preço-limite foi elevado para US\$ 27/barril.

Os recursos do fundo eram aplicados em títulos de dívida soberana de outros países e deveriam ser utilizados para cobrir os déficits no orçamento do governo federal, bem como para o pagamento de dívidas com credores externos (incluindo FMI) e para cobrir o déficit no Fundo de Pensão da Rússia. No caso de o preço do petróleo se estabelecer abaixo do preço-limite (US\$ 27/barril) por mais de um ano, o Fundo deveria transferir recursos de modo a possibilitar que o governo implementasse uma política fiscal anticíclica. Vale destacar que o uso dos recursos só seria permitido se o fundo excedesse o nível de 500 bilhões de rublos (cerca de US\$ 20,4 bilhões¹⁴⁰); este seria o patrimônio mínimo do fundo, estabelecido quando da sua constituição como um montante que garantiria o orçamento por dois anos de perdas de receitas em decorrência da permanência do preço do petróleo em US\$ 15/barril.

Em fevereiro de 2008, o fundo de estabilização foi dividido em um Fundo de Reserva (*Reserve Fund*) e um Fundo Nacional de Bem-Estar Social (*National Welfare Fund*), ambos administrados pelo Ministério das Finanças da Rússia. O *Reserve Fund* foi constituído com cerca de US\$ 125 bilhões (equivalente a 10% do PIB, nível no qual o patrimônio deste fundo deve ser mantido¹⁴¹), e visa evitar eventuais choques na economia causados pela flutuação do preço do petróleo. De acordo com a lei, seu perfil deve ser conservador, com a totalidade de seus recursos investida em títulos no exterior. Os recursos oriundos do petróleo devem ser depositados no *Reserve Fund* até que o patrimônio desse fundo atinja 10% do PIB, sendo o restante direcionado ao *National Welfare Fund*.

O *National Welfare Fund* foi constituído com um patrimônio de US\$ 32,7 bilhões, com o objetivo de garantir recursos para as gerações futuras, como suporte para o sistema previdenciário. O perfil de investimento deste fundo é menos conservador, investindo em veículos de maior risco e retorno, como ações e títulos estrangeiros, inclusive de países em desenvolvimento.

O Quadro 15 sintetiza as características dos Fundos do Kuwait, Omã e Rússia. Um aspecto relevante diz respeito à tendência de separação dos recursos – no caso de Kuwait e Rússia – em fundos de duas naturezas distintas: um relacionado ao manejo macroeconômico do país (o *General Reserve Fund* e o *Reserve Fund*, respectivamente); outro direcionado à constituição de uma poupança de longo prazo para as gerações futuras, sendo no caso da Rússia, associado ao suporte da previdência social (o *National Welfare Fund*). Já o fundo de Omã foi igualmente dividido, porém um voltado aos investimentos no setor de petróleo, e outro até recentemente vinha cobrindo déficits orçamentários de forma discricionária.

¹⁴⁰ Convertido pela taxa de câmbio de fechamento de 31/12/07, disponibilizado pelo Banco Central da Rússia (http://www.cbr.ru/eng/currency_base/)

¹⁴¹ O montante destinado ao *Reserve Fund* foi calculado tendo como base o volume de recursos capaz de sustentar os gastos do governo (*non-oil budget*) por três anos mesmo que o preço do petróleo caia pela metade do preço-limite.

Quadro 15: Comparativo entre Fundos Provenientes da Extração de Recursos Não-Renováveis (Kuwait, Omã, Rússia)

Itens	Kuwait: <i>General Reserve Fund e Reserve Fund for Future Generations</i>	Omã: <i>State General Reserve Fund e Oil Fund</i>	Rússia: <i>Reserve Fund e National Welfare Fund</i>
Criação	GRF: 1960	SGRF: 1980	2004, como fundo de estabilização e remodelado em 2008 (separação em 2 fundos)
	RFFG: 1976	Oil Fund: 1993	
Objetivo	GRF: gerenciar todas as receitas e despesas do governo, custodiar seus ativos e para a participação do país em organizações multilaterais e internac.	SGRF: Garantir recursos após a extinção das reservas de petróleo.	RF: Minimizar os efeitos da flutuação do preço do petróleo sobre a economia
	RFFG: Constituir poupança para gerações futuras	Oil Fund: financiar investimentos no setor de petróleo.	NWF: garantir recursos para as gerações futuras, como suporte para o sistema previdenciário
Origem dos recursos	GRF: superávits do governo (incluindo as receitas do petróleo).	Receitas do petróleo superiores a um determinado preço.	Impostos e <i>royalties</i> sobre a extração, produção e exportação de petróleo e gás.
	RFFG: Depósitos anuais de 10% da receita anual do estado (oriunda ou não do petróleo), além do lucro dos próprios ativos.		
Alocação dos recursos	Os recursos de ambos os fundos são investidos no exterior.	A maior parte dos recursos é investida no exterior, e uma menor parcela é mantida como depósito em moeda estrangeira.	Os recursos são investidos no exterior (o <i>Reserve Fund</i> possui perfil mais conservador).
Patrimônio	n.d.	n.d.	RF: US\$ 125 bilhões
			NWF: US\$ 32,7 bilhões (2007)
Administração	<i>Kuwait Investment Authority</i> (entidade legal independente)	Ministério das Finanças	Ministério das Finanças
Distribuição dos benefícios	GRF: os recursos financiam todos os investimentos do governo, dentro do orçamento aprovado no ano.	SGRF: principal e dividendo têm sido usado para cobrir déficits do governo	RF: se expande de acordo com o PIB (10%)
	RFFG: Os rendimentos são reinvestidos e não há saques, exceto durante a crise regional causada pela Guerra (1990-91)	Oil Fund: investimento em empresas do setor de petróleo. Há um forte poder discricionário do governo sobre os fundos.	NWF: não distribuem o principal; alocação de dividendos em aberto

Fonte: Elaboração própria; *Kuwait Investment Authority*; SWF Institute; Ministério das Finanças da Rússia

n.d. = não disponível

Cazaquistão

O Cazaquistão, um dos países que se tornaram independentes com a dissolução da URSS, criou o Fundo Nacional de Petróleo do Cazaquistão (*National Oil Fund of Kazakhstan*) em agosto de 2000, nos moldes do fundo norueguês. Seus recursos são advindos de *royalties*, imposto de renda corporativo, e outros impostos pagos tanto pelas companhias de petróleo quanto de mineração e metalurgia no país. As receitas de privatizações nestes setores também são alocadas no fundo, além do rendimento de suas próprias aplicações financeiras.

Os recursos, que ao final de 2007 somavam aproximadamente US\$ 21 bilhões¹⁴², são investidos em mercados externos (ações, títulos públicos e privados com *rating* elevado, etc.), com três objetivos distintos: (i) assegurar a estabilidade social e o crescimento econômico do país; (ii) ser uma poupança para as gerações futuras; e (iii) atuar como estabilizador, reduzindo o impacto no orçamento de variações dos preços internacionais de petróleo. De fato, a legislação permite que ele seja usado apenas para compensar perdas por choques externos adversos no orçamento ou cobrir as despesas relacionadas à administração do próprio fundo e à sua auditoria anual externa.

O fundo está ligado ao Estado, com seus ativos financeiros alocados no Banco Nacional do Cazaquistão e gerenciado de acordo com as diretrizes do Ministério das Finanças. Sua administração é composta por um conselho formado pelo presidente da república e outros 9 membros indicados por ele: Primeiro-ministro, Presidente do senado, Presidente da câmara de deputados, Chefe da administração da presidência (equivalente da casa civil), Presidente do Banco Nacional, Vice primeiro-ministro, Presidente do comitê de contabilidade (equivalente ao Tesouro Nacional), Ministro da Fazenda e o Ministro do Planejamento. O presidente define também, por decreto, as regras de aplicação dos recursos. O papel do conselho é analisar e aprovar o uso dos recursos do Fundo, bem como os relatórios anuais. Interessante notar que todas as decisões têm que ser tomadas de forma coletiva, de forma que nenhum membro do conselho pode individualmente decidir sobre os ativos do fundo.

Azerbaijão

O Azerbaijão criou em 1999 um fundo denominado *State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan* (SOFAZ) como uma entidade legal e extra-orçamentária, com o objetivo de garantir acesso igualitário e intergeracional aos benefícios da riqueza do petróleo. Os recursos são advindos de *royalties*, taxas, dividendos e outras receitas geradas no âmbito da extração e circulação de hidrocarbonetos no país, bem como pelas receitas geradas pela administração dos ativos do próprio fundo.

Os recursos – aplicados em títulos *investment grade* de governos estrangeiros – podem ser usados para investimentos em áreas consideradas estratégicas para o desenvolvimento nacional, em especial infra-estrutura (a exemplo da construção de um grande oleoduto, casas populares e melhoria de condições sócio-econômicas de refugiados do conflito entre Armênia e Azerbaijão), bem como transferidos para o orçamento do estado. É importante ressaltar que não é permitido por lei, desde 2001, investir ou executar despesas que não estejam previstas no orçamento, nem servir de empréstimo para o governo ou empresas públicas ou privadas. O fundo possuía em abril de 2008 um patrimônio de aproximadamente US\$ 3,3 bilhões.

O SOFAZ é subordinado ao Presidente da República, embora possua equipe administrativa própria formada por membros do Estado e da sociedade civil. Esta equipe deve prestar contas

¹⁴² Ver estatísticas disponíveis no Banco Nacional do Cazaquistão (<http://www.nationalbank.kz/>)

ao conselho supervisor (formado pelo Primeiro-Ministro, outros representantes do governo e do Parlamento) e é auditado pela Câmara de Contabilidade sob controle do Parlamento.

Venezuela

A Venezuela lançou o *Fondo de Estabilización Macroeconómica* (FIEM) em 1998, ano em que os preços internacionais do petróleo atingiram seu mais baixo patamar desde o choque de 1979. O FIEM visava a estabilização de curto prazo: quando o preço do petróleo estivesse elevado, o fundo acumularia recursos, e cobriria o déficit orçamentário quando os preços caíssem. Adicionalmente, o fundo investia seus recursos em ativos estrangeiros, administrados pelo banco central da Venezuela¹⁴³.

A lei definia claramente quais seriam os momentos de acumulação ou de dispêndio de capital: os preços seriam considerados altos sempre que estivessem acima da média móvel dos últimos cinco anos; e baixos sempre que estivessem abaixo desse valor. Assim, cada dólar acima do preço de referência seria depositado no fundo. Os recursos poderiam ser sacados, mediante aprovação do Congresso, se (i) as receitas do petróleo em um dado ano fossem inferiores aos valores de referência; ou (ii) os recursos do fundo excedessem 80% da média anual das receitas do petróleo nos 5 anos precedentes. Neste último caso, os recursos deveriam ser usados pelo governo central para o pagamento de dívidas e para investimentos de capital pelos governos regionais. Ademais, o balanço do fundo no final de um ano fiscal deveria ser menor de que um-terço dos recursos no final do ano precedente.

As regras sofreram importantes alterações ao início de 1999, quando o governo federal aumentou o seu poder discricionário sobre as receitas do fundo, estabelecendo que saques poderiam ser realizados por decreto presidencial, e utilizados para o gasto social e o pagamento da dívida. Os novos valores de referência foram fixados por decreto em um nível inferior para o período 1999-2004¹⁴⁴, e o fundo passou a receber apenas a metade de cada dólar acima do preço de referência. Tais mudanças enfraqueceram os objetivos de estabilização do fundo e como consequência, em conjunto com a política fiscal adotada pelo governo, o déficit público cresceu, apesar da elevação do preço do petróleo.

Em maio de 2004 foi criado o Fundo para o Desenvolvimento Econômico e Social do País (Fondespa), com recursos oriundos diretamente da estatal PDVSA, administrado pelo Banco de Desenvolvimento Econômico e Social (BANDES), e que se destinava a efetuar os pagamentos necessários para execução de programas e projetos de obras, bens e serviços nas

¹⁴³ O Fundo de Estabilização Macroeconômica não é autorizado a engajar-se em quaisquer operações financeiras que crie passivos para o fundo, incluindo empréstimos, garantias e emissão de dívida. Ver Fasano, Ugo. Review of the Experience with Oil Stabilization and Savings Funds in Selected Countries. IMF Working Paper, junho/2000)

¹⁴⁴ Em 1999, de acordo com as regras originais, o valor de referência para os governos central e regional teriam adicionado cerca de US\$ 7,9 bilhões (8% do PIB) e para a companhia de petróleo, US\$ 14,7/barril. Sob as novas regras (seguindo as modificações), o valor de referência para os governos central e regional foi reduzido para US\$ 3,7 bilhões (3,8% do PIB) e para a PDVSA para US\$ 9,0/barril. (ver Fasano, Ugo. op.cit. p.11)

áreas de infra-estrutura, rodovias, atividades agrícolas, saúde e educação. Já no primeiro ano, o Fondespa contou com mais de US\$ 2 bilhões para investimento¹⁴⁵.

O Fundo para Desenvolvimento Nacional (*Fondo Nacional de Desarrollo* – Fonden) foi por sua vez criado em 2005 com o objetivo de impulsionar o crescimento econômico e ampliar os gastos sociais. Seus recursos são reservados para o financiamento de planos estratégicos de desenvolvimento em setores como: indústrias básicas, petróleo, gás, infra-estrutura, transportes, habitação. Dentro destas linhas se criam empresas e se desenvolvem projetos como a nova siderúrgica venezuelana para a produção de aços especiais, uma fábrica de tubos petroleiros sem costura, três novas refinarias de petróleo, produção de madeira, as fábricas de cimento, de concentração de mineral de ferro, de laminação de alumínio, de papel e celulose, entre outros. Os recursos desse fundo são provenientes do Banco Central da Venezuela¹⁴⁶ e da PDVSA. De acordo com o governo da Venezuela, nos seus três anos de existência, o Fonden investiu cerca de US\$ 35,4 bilhões na execução de obras de infra-estrutura, e dos recursos aprovados no primeiro trimestre de 2008, aproximadamente US\$ 1,5 bilhão é proveniente do Banco Central e US\$ 1,6 bilhão da PDVSA.

Um novo mecanismo, também criado em 2005, garantiu que toda a arrecadação fruto de venda de petróleo fosse distribuída da seguinte forma: até US\$ 26/barril são de posse da PDVSA que paga seus tributos, seus funcionários, reinveste, etc.; acima de US\$ 26/barril os recursos seriam destinados ao poder executivo, o qual investe em programas sociais e em novas atividades econômicas por meio do Fonden e do Fondespa. Em 2006, o total de recursos alocados para desenvolvimento social pela PDVSA atingiu 7,3% do PIB, enquanto os gastos sociais do governo representaram 13,6% do PIB¹⁴⁷.

Finalmente, o Quadro 16 compara os principais aspectos das experiências do Cazaquistão, Azerbaijão e Venezuela. O fundo do Cazaquistão é o que mais se aproxima aos parâmetros de fronteira (apesar do potencial de discricção decisória pelo Presidente), enquanto que o da Venezuela volta-se para financiar gastos de governo.

¹⁴⁵ Ver Barros, Pedro Silva. Chávez e petróleo: uma análise da nova política econômica venezuelana. Cadernos PROLAMUSP, ano 5, v. 2, 2006. p.228

¹⁴⁶ O Fonden foi instituído em 2005 com um balanço inicial de US\$ 6 bilhões provenientes das “reservas excedentes” do Banco Central. Atualmente, as reservas monetárias acima de US\$ 30 bilhões seriam consideradas “excessivas” e deveriam ser transferidas para o Fonden (ver Carlson, Chris. Venezuela Invests US\$ 20 billion in Development Projects. 17/05/2007. www.venezuelanalysis.com/news/2387)

¹⁴⁷ Ver Barros, Pedro Silva. [op.cit](#)

Quadro 16: Comparativo Entre Fundos Provenientes da Extração de Recursos Não-Renováveis (Cazaquistão, Azerbaijão e Venezuela)

Itens	Cazaquistão: <i>National Oil Fund of Kazakhstan</i>	Azerbaijão: <i>State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan (SOFAZ)</i>	Venezuela: FIEM, Fondespa, Fonden
Criação	2000	1999	FIEM: 1998 Fondespa: 2004 Fonden: 2005
Objetivo	Assegurar a estabilidade social e o crescimento econômico do país; ser uma poupança para as gerações futuras; e atuar como estabilizador reduzindo o impacto no orçamento de variações dos preços internacionais de petróleo.	Garantir acesso igualitário e intergeracional aos benefícios da riqueza do petróleo	FIEM: estabilização de curto prazo da economia Fondespa: financiar a execução de programas considerados importantes pelo governo nas áreas de infraestrutura, atividades agrícolas, saúde e educação Fonden: impulsionar o crescimento econômico e aumentar os gastos sociais
Origem dos recursos	<i>Royalties</i> , impostos pagos pelas companhias de petróleo, mineração e metalurgia no país; receitas de privatizações nestes setores; e o rendimento de suas próprias aplicações financeiras.	<i>Royalties</i> , taxas, dividendos e outras receitas geradas no âmbito da extração e circulação de hidrocarbonetos no país, e receitas geradas pelos ativos do próprio fundo.	Em todos os casos, os recursos são provenientes diretamente da PDVSA, sendo que o Fonden recebe recursos também do Banco Central da Venezuela
Alocação dos recursos	Os recursos são investidos em mercados externos.	Os recursos são investidos apenas em títulos de governos estrangeiros <i>investment grade</i> .	FIEM: aplicação em ativos estrangeiros Fondespa: n.d. Fonden: n.d.
Patrimônio	US\$ 21 bilhões (2007)	US\$ 3,3 bilhões (abr/08)	n.d.
Administração	Conselho formado pelo Presidente e outros 9 membros indicados por ele	Subordinado ao Presidente, embora possua equipe administrativa própria formada por membros do Estado e da sociedade civil.	FIEM: Banco Central da Venezuela Fondespa: Banco de Desenvolvimento Econômico e Social Fonden: n.d.
Distribuição dos benefícios	Acumula principal e dividendos. A legislação permite que o fundo seja usado apenas para compensar perdas no orçamento devido à variação no preço do petróleo, ou cobrir as despesas relacionadas à administração do próprio fundo e à sua auditoria anual externa.	Os recursos podem ser usados para investimentos em áreas consideradas estratégicas para o desenvolvimento nacional, em especial infra-estrutura, bem como transferidos para o orçamento do estado. Não é permitido investir ou executar despesas que não estejam previstas no orçamento, nem servir de empréstimo para o governo ou empresas públicas ou privadas.	FIEM: recursos utilizados para cobrir déficits do governo e programas sociais, definidos por decreto presidencial Fondespa: recursos utilizados para efetuar os pagamentos de programas e obras definidos pelo governo. Fonden: recursos reservados para o financiamento de planos estratégicos de desenvolvimento em setores como: indústrias básicas, petróleo, gás, infra-estrutura, transportes, habitação.

Fonte: Elaboração própria.
n.d. = não disponível.

A Constituição de um Fundo Voltado para a Modernização da Infra-estrutura

Investe-se pouco em infra-estrutura no Brasil, tanto em termos absolutos como comparado com a experiência internacional. As necessidades não atendidas de recursos são maiores no saneamento básico, transporte de massa urbano (metroviário e ferroviário), e transporte de carga não rodoviário, segmentos cujo caráter de bem público é mais acentuado, e com forte impacto no bem-estar desta e das futuras gerações. O financiamento destes segmentos seria objeto de um eventual fundo com recursos advindos da exploração e produção do petróleo na camada do pré-sal.

O Histórico Recente do Investimento em Infra-estrutura no Brasil ¹⁴⁸

O Quadro 17 retrata a evolução dos investimentos em infra-estrutura no país, considerando os principais setores: energia elétrica, telecomunicações, transporte rodoviário, ferroviário e aeroportuário, portos, hidrovias, e saneamento. Ainda que possa haver problemas de definição e abrangência¹⁴⁹, esta é uma contabilidade razoavelmente completa, com base na qual pode-se afirmar que o país nos últimos anos vem investindo cerca de 2% do PIB em infra-estrutura, um percentual relativamente modesto quando comparado à experiência internacional.

Quadro 17: Brasil – Investimentos Públicos e Privados em Infra-estrutura
2001-2007 (em R\$ Bilhões Correntes)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Σ 2001-07
Energia Elétrica	8,73	11,05	9,94	9,69	12,18	15,60	16,29	83,47
Telecomunicações	21,99	9,69	8,02	13,30	14,21	12,41	12,46	92,09
Transp.Rodoviário	5,87	5,53	3,86	5,40	6,74	8,67	9,36	45,43
Transp.Ferrovário*	0,82	0,72	1,11	1,90	3,24	2,53	2,74	13,06
Aeroportuário	0,46	0,58	0,57	0,55	0,74	0,89	0,57	4,36
Portos (incl.Docas)	0,33	0,44	0,20	0,44	0,50	0,58	0,72	3,21
Hidrovias	0,20	0,09	0,05	0,08	0,10	0,11	0,13	0,77
Saneamento	4,82	4,43	3,74	4,46	6,44	8,28	9,76	41,92
Total	43,22	32,54	27,48	35,82	44,15	49,07	52,03	284,31
PIB nominal	1.302	1.477	1.699	1.941	2.147	2.322	2.558	13.446
Invest. /PIB (%)	3,32	2,20	1,62	1,85	2,06	2,11	2,03	2,11

Fonte: Anexo III, Ipeadata, Banco Central e cálculos próprios.

* exclui transporte ferroviário e metroviário urbano e metropolitano, pela insuficiência de informações.

Após sofrerem uma regressão do início da década e atingirem o nadir em 2003, os investimentos passam por um processo de expansão que deve – com toda a probabilidade – se sustentar nos próximos anos, pelo menos acompanhando o crescimento do PIB. Este, contudo, é um percentual que ainda não permitiria a universalização dos serviços básicos (a exemplo de saneamento), e muito inferior ao requerido para se aproximar dos padrões observados atualmente nas economias em rápido crescimento do leste asiático.

As dificuldades de uma rápida expansão dos investimentos em infra-estrutura estão, em última instância, referidas à fragilidade do Estado, que afeta o volume e qualidade tanto do investimento público quanto privado. Para o investimento público, a barreira mais aparente é a restrição fiscal que opera desde o final da década de 1970, mas que se acentuou com a crise do modelo de financiamento do Estado via endividamento externo; a Constituição de 1988, e a decorrente expansão dos gastos e transferências; e o fim do imposto inflacionário em 1994-95, com o Plano Real.

¹⁴⁸ Esta e a próxima seção se baseiam em parte em Frischtak, Cláudio. “O Investimento em Infra-estrutura no Brasil: histórico recente e perspectivas”, trabalho apresentado no 4º Seminário da ANBID, S. Paulo, Nov/2007.

¹⁴⁹ ver Anexo I.

Em 2007 – ano de relativa folga fiscal – os investimentos em infra-estrutura do governo federal alcançaram apenas 0,34% do PIB. Já as demais instâncias públicas – empresas e governos estaduais, e empresas federais – contribuíram com 0,72% do PIB para estes gastos (Quadro 18). No total, os entes públicos foram responsáveis por 1,06% do PIB, muito abaixo do patamar mínimo necessário para evitar sua degradação (estimado em 3% do PIB – ver abaixo). Neste sentido, o maior envolvimento do setor privado se torna imprescindível, informado por um simples silogismo: o país requer um volume crescente de investimentos em infra-estrutura e as restrições fiscais do Estado no que diz respeito aos seus gastos discricionários assumiram um caráter estrutural. Assim, na margem, os investimentos em infra-estrutura no país seriam necessariamente direcionados pelo setor privado, ainda que seja também importante ampliar os investimentos públicos pela sua natureza de modo geral complementar.

**Quadro 18: Brasil – Investimentos em Infra-Estrutura
2001-2007 (em R\$ Bilhões Correntes e %)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Governo Federal	4,7	3,8	1,4	3	4,6	6,8	8,7
% PIB	0,36	0,25	0,08	0,15	0,22	0,29	0,34
Empresas públicas	9,5	11,2	11,1	11,8	15	19,4	18,4
% PIB	0,73	0,76	0,65	0,61	0,7	0,83	0,72
Empresas privadas	29	17,6	15	21	24,5	22,9	24,9
% PIB	2,23	1,19	0,88	1,08	1,14	0,99	0,97
Invest. Infra Total	43,2	32,5	27,5	35,8	44,1	49,1	52
% PIB	3,32	2,2	1,62	1,85	2,06	2,11	2,03

Fonte: Cálculos próprios – ver Anexo III.

A experiência internacional, como se verá a seguir, é bastante matizada no que diz respeito à participação relativa público-privada. Se, por um lado, a evidência é robusta que economias emergentes investem um percentual do PIB bastante superior ao observado no Brasil, por outro não há um único padrão público-privado de alocação de recursos. Países asiáticos com elevada taxa de poupança e menores restrições fiscais, assim como a Europa continental por meio de significativo esforço tributário, têm podido mobilizar recursos públicos direcionados principalmente ao transporte público metroviário e ferroviário, e saneamento em menor medida. Na América Latina, os países que mais têm investido (proporcionalmente) em infra-estrutura – Chile e Colômbia – têm sido relativamente bem sucedidos em atrair o setor privado, combinando estabilidade regulatória e razoável previsibilidade nos investimentos públicos complementares aos gastos privados.

A Experiência Internacional

O investimento em infra-estrutura por períodos relativamente longos é condição necessária tanto ao crescimento econômico como para ganhos sustentados de competitividade. Este não é um esforço trivial. Poucos países têm sido capazes de sustentá-lo ao longo de um horizonte que vai além de 20-30 anos, sem reduções que comprometem a integridade e qualidade dos serviços.

De modo geral, e tendo por referência a experiência dos países desenvolvidos e das economias emergentes que transitaram mais recentemente e de forma acelerada para níveis mais elevados de renda, observa-se que seria necessário¹⁵⁰:

- Uma relação investimento/PIB em infra-estrutura da ordem de 3,0% apenas para manter o estoque de capital existente (1%), acompanhar o crescimento e as necessidades da população (1,3%), e progressivamente universalizar os serviços de saneamento (0,6% em 20 anos) e eletricidade (0,1% em 5 anos)¹⁵¹.
- Uma expansão para 4-6% do PIB, investido ao longo de 20 anos, para alcançar os níveis da Coreia do Sul e outros países industrializados do Leste da Ásia, ou mesmo acompanhar o processo de modernização da infra-estrutura da China.
- Uma mobilização de 5-7% do PIB para impulsionar o crescimento econômico e se aproximar dos padrões desses países - cujas taxas de investimento em infra-estrutura se situaram nesse intervalo nos vinte anos que compreendem o final da década de 1970 e 1990.

Em anos recentes, os países asiáticos de alto crescimento fizeram esforço considerável de modernização de sua infra-estrutura (Quadro 19). Enquanto que o Vietnã vem despendendo perto de 10% do PIB no setor desde o final da década de 90, China e Tailândia, ainda que partindo de patamares diferentes, impulsionaram seus gastos de forma significativa: entre 1998 e 2003, os investimentos chineses se ampliam de 2,6% para 7,3% do PIB, enquanto os da Tailândia saltam de 5,3% para 15,4% do PIB. Mesmo as Filipinas – apesar das fragilidades institucionais – investe acima de 3,5% do PIB.

No caso da Índia – país com tradição de ativismo estatal e pequena participação privada, e que necessita sustentar uma trajetória de rápido crescimento econômico (projetado em 9% a.a. nos próximos cinco anos) – um novo plano de investimentos em infra-estrutura foi montado para o período 2007-08 a 2011-12, quando os gastos médios serão de 7,5% do PIB, dos quais 5,3% públicos e 2,2% privados. Se esses investimentos puderem ser sustentados, a Índia alcançará em 10-15 anos uma posição próxima à Coreia do Sul ao início desta década.

Quadro 19: Investimentos em Infra-estrutura – Países selecionados (em % do PIB)

	Brasil	Chile	Colômbia	Índia	China	Vietnã	Tailândia	Filipinas
Ano/ Período	2007	2001	2001	2006-07	2003	2003	2003	2003
% PIB	2,03	6,2	5,8	5,63	7,3	9,9	15,4	3,6

Fonte: Chile e Colômbia: Banco Mundial. *Infrastructure in Latin America and the Caribbean: Recent Developments and Key Challenges*, v.I: Main Report. ago.2005; Vietnã, Tailândia, Filipinas e China: Banco Mundial. *Connecting East Asia: A New Framework for Infrastructure*. Tóquio, mar.2005; Índia: Government of India. *The Secretariat for the Committee on Infrastructure. Projections of Investment in Infrastructure during the 11th Plan*. Planning Commission. out.2007 - www.infrastructure.gov.in; Brasil: ver Anexo III.

¹⁵⁰ Banco Mundial, “Infrastructure in Latin America and the Caribbean: Recent Developments and Key Challenges,” 31/08/2005, Volume I: Main Report.

¹⁵¹ Esses números parecem consistentes com a experiência brasileira. Para estimativas do custo de universalização dos serviços de saneamento ver AESBE, “Financiamento de Investimentos em Saneamento Básico” Brasília, Dezembro de 2006, p.4.. No caso do programa “Luz Para Todos”, os gastos projetados em 5 anos são de R\$ 12,7 bilhões, ou cerca de 0,1% do PIB anualmente.

Na América Latina, o Chile e a Colômbia se situam na fronteira tanto de responsabilidade fiscal quanto das boas práticas regulatórias. No caso do Chile, os investimentos no setor se ampliaram após 1995, ainda que na década anterior tenham alcançado uma média de 4% do PIB. Já em 2001, dois-terços dos gastos de 6,2% do PIB – os mais elevados na América Latina – eram de responsabilidade do setor privado, o que denota (entre outros fatores) a qualidade do ambiente regulatório (ver abaixo). Na Colômbia, os investimentos – que chegaram a cerca de 5,8% do PIB em 2001 – permaneceram elevados no início da década.

A expansão dos investimentos em infra-estrutura é um desafio não apenas para as economias emergentes e de forte dinamismo. Os EUA, que já realizaram no passado programas de investimento em escala e amplitude sem precedentes, enfrentam um problema de mobilizar recursos na magnitude necessária para atualizar sua infra-estrutura. Paradoxalmente, o papel do setor privado é limitado porque estados (e municípios) encontram poucas dificuldades em se financiar no mercado de capitais – inclusive pela isenção de impostos sobre a remuneração dos bônus que emitem – o que facilita azeitar um sistema político federativo. Ao mesmo tempo, há uma forte resistência a aumentar os impostos, resultando no sub-investimento e progressiva deterioração dos ativos¹⁵².

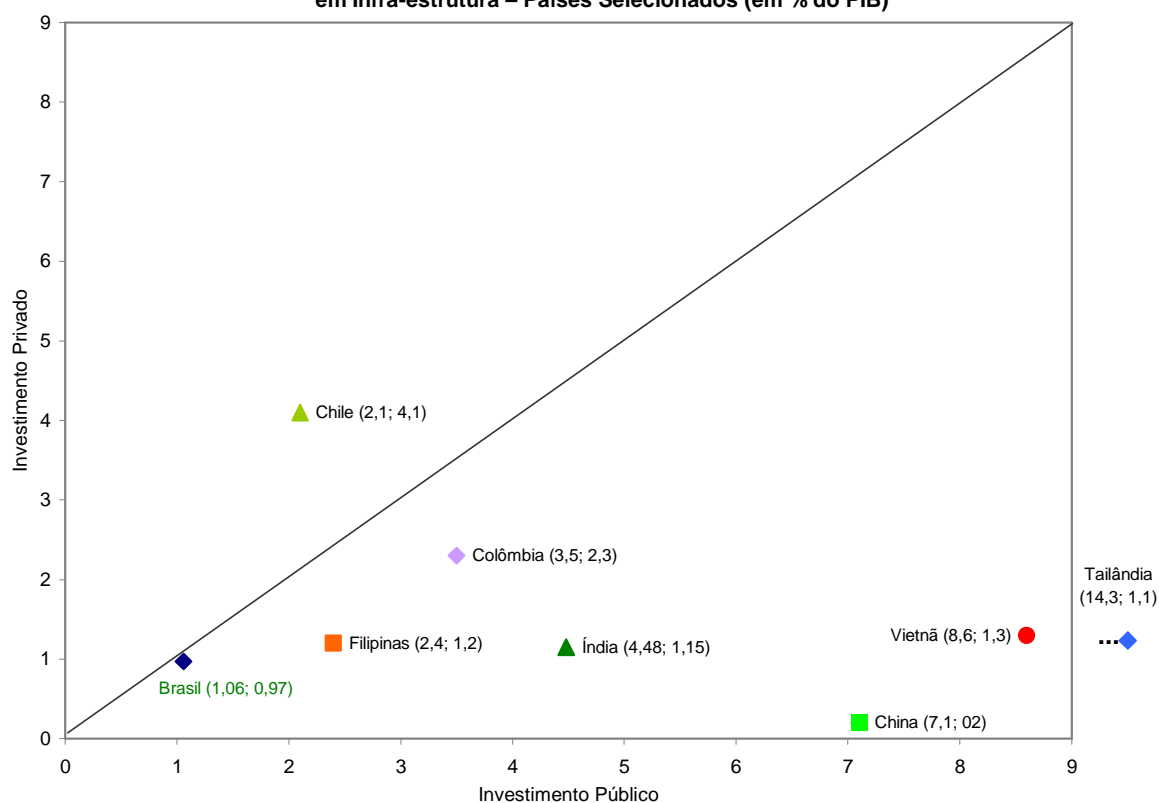
O que se pode depreender da experiência dos EUA na segunda metade do século passado é a importância de se ter *formas sustentáveis de financiar os investimentos em por longos períodos, ao risco da sua deterioração*, como se observa nas duas últimas décadas. Mobilizar os recursos para o nível de gastos necessários implica numa combinação de impostos, pagamento pelo usuário dos serviços consumidos, e maior participação do setor privado; o endividamento público demonstrou ser insuficiente para manter uma oferta elástica de serviços de qualidade.

Um exame da composição público-privada dos investimentos em infra-estrutura nas economias emergentes confirma o poder das reformas empreendidas na economia chilena e seu impacto sobre o investimento privado. Talvez em nenhuma outra economia emergente a participação privada seja tão acentuada (Figura 2). De modo geral, altas taxas de poupança e recursos fiscais relativamente abundantes propiciam forte protagonismo ao setor público na Ásia, e situação mais matizada na Europa e EUA.

Na Europa continental, o Estado continua com papel de fronteira em transportes de massa, principalmente metroviário e ferroviário, além de promover uma matriz de transporte de cargas mais equilibrada por meio de investimentos em portos, hidrovias e infra-estrutura ferroviária; enquanto que o componente rodoviário está crescentemente em mãos privadas, com a Espanha na vanguarda mundial da construção e operação de rodovias pedagiadas. Na Inglaterra, como visto, o setor privado tem papel preponderante, e nos EUA tem caráter secundário tanto em transportes rodoviários quanto saneamento. Aí, a dificuldade de estruturar formas sustentáveis de financiamento público tem levado à deterioração do sistema e ao sub-investimento sistemático em transporte público urbano, periurbano e interurbano, levando ao aumento dos custos de congestão, poluição e outras externalidades.

¹⁵²Ver The Economist. *Queda de ponte expôs falha na infra-estrutura dos EUA*. Valor Econômico. p. A9. 10 ago. 2007. A Sociedade Americana de Engenheiros Civis, numa avaliação de 14 áreas, constatou piora considerável entre 1988 e 2005: de três Bs, nove Cs e um D para quatro Cs e dez Ds. De fato, constata-se significativa redução dos gastos públicos em transportes (excetuando ferrovias) e saneamento, os investimentos contraíram-se de uma média de 1,84% do PIB (nos anos 1958-64), para 1,12% do PIB (entre 1983-89), mantendo-se em pouco acima de 1% em anos recentes. Ver Congressional Budget Office. *Trends in Public Spending and Water Infrastructure: 1956 to 2004*. Washington, D.C., ago.2007.

Figura 2: Composição Público x Privada dos Investimentos em Infra-estrutura – Países Seleccionados (em % do PIB)



Fonte: Banco Mundial, Governo da Índia e Anexo III.

O desafio que o Brasil enfrentará nos próximos anos no que diz respeito à infra-estrutura é, portanto, multidimensional:

- **Primeiro, ampliar gradativamente os investimentos no setor, até atingir um patamar de cerca de 3,5% do PIB**, que evitaria a deterioração da infra-estrutura frente à expansão da economia e o crescimento populacional nas áreas metropolitanas e urbanas. Impulsionado pelos investimentos do governo inicialmente possibilitados pela maior folga fiscal e os compromissos do PAC, bem como a expansão dos investimentos privados, o alvo de 3,5% seria alcançado em 2012 na medida em que a taxa de investimento crescesse 0,3 pontos percentuais a cada ano a partir de 2008 – algo bastante factível frente aos planos anunciados de investimentos no setor em 2007-2008 (Quadro 20).

Quadro 20: Brasil: Projeção de Investimento em Infra-estrutura 2008-2012 (em US\$ Bilhões, exceto quando indicado)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PIB (US\$ trilhões)*	1,51	1,57	1,64	1,72	1,79	1,88
Invest./PIB (%)	2,0	2,3	2,6	2,9	3,2	3,5
Investimento	30,6	36,2	42,7	49,8	57,4	65,7

Fonte: Elaboração própria, Ipeadata (PIB).

* Nesta simulação, a premissa é que a economia cresce 4,5% a.a.

Taxa de câmbio em 2007 = R\$ 1,70/US\$.

- **Segundo, acelerar este processo** para obter uma modernização transformadora da infra-estrutura do país até 2022, como foi realizado na Ásia por países como a Coreia do Sul e Taiwan, e mais recentemente, pela Tailândia e China. Calcula-se que naquele ano, a taxa de investimento deveria **chegar a 7% do PIB** (Quadro 21).

Quadro 21: Brasil: Projeção de Necessidade de Investimento em Infra-estrutura 2013-2022 (em US\$ Bilhões, Exceto Quando Indicado)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PIB (US\$ trilhões)*	1,96	2,05	2,14	2,24	2,34	2,44	2,55	2,67	2,79	2,91
Invest./PIB (em %)	3,8	4,2	4,5	4,8	5,1	5,5	5,8	6,2	6,6	7,0
Investimento	74,5	86,0	96,3	107,4	119,2	134,3	148,1	165,4	184,0	203,9
Invest.Adicional**	5,9	14,3	21,4	29,1	37,4	48,9	58,7	72,0	86,4	102,0

Fonte: Elaboração própria.

* Nesta simulação, a premissa é que a economia cresce 4,5% a.a.

** calculado pela diferença entre a taxa de investimento projetada para o ano e o percentual considerado como "curso normal da economia" (estimado em 3,5% do PIB).

- **Terceiro, garantir o aumento dos investimentos privados** não apenas nos segmentos em que o caráter de bem público é limitado, a exemplo de telecomunicações, energia elétrica, transporte aeroportuário, portuário, assim como rodoviário nos troncos de elevado fluxo, mas também e principalmente para investimentos de natureza pública, que comandam elevadas externalidades e têm impacto multigeracional. Para ambos, é fundamental a concessão de novos espaços de atuação para os investidores privados, e a estabilidade e previsibilidade dos marcos regulatórios e contratuais.
- **Quarto, estabelecer novos mecanismos de financiamento particularmente voltados a segmentos de elevadas externalidades**, de modo a ampliar a oferta de serviços e atender a demanda potencial. No setor de infra-estrutura, o saneamento básico – dado seu impacto sobre a saúde da população, principalmente das crianças, e o meio ambiente, e insuficiência dos recursos alocados –, seria um segmento que requer maiores esforços de financiamento para universalizar seu acesso, com foco em água, esgoto e lixo urbano. Da mesma forma, uma expansão substancial dos investimentos no transporte público de massa, assim como nos modais sub-representados na matriz de carga – particularmente o hidroviário e o ferroviário – teriam impacto não apenas sobre os custos privados (de deslocamento das famílias ou de carga), mas levaria a uma redução dos custos (públicos) de congestão e de poluição atmosférica, assim como na emissão dos gases que causam o efeito estufa.

Tais investimentos – ainda que possam ser executados pelo setor privado – terão, com toda probabilidade, de contar com fonte de financiamento de longo a prazo a custos compatíveis com a natureza dos investimentos em infra-estrutura pública. Pois seus benefícios são apropriados não apenas pelos que consomem os serviços, mas por terceiros; e não apenas por esta geração, mas pelas futuras gerações.

A Importância da Constituição de um Fundo Voltado para o Financiamento de Infra-estrutura

A questão do financiamento para infra-estrutura se remete por um lado, à natureza dos investimentos, a forma como se organizam a produção dos serviços, e suas consequências

para a equação risco-retorno que defronta investidores e financiadores; por outro, ao custo de capital e sua dinâmica, cuja determinação se dá fundamentalmente no plano macroeconômico. Ainda que o mercado de capitais venha se ampliando e se sofisticando, como se verá abaixo, é improvável que por si só seja capaz de suprir as necessidades do setor, levando principalmente em consideração o foco em investimentos de elevado retorno social.

O que é específico no investimento em infra-estrutura?

Ainda que haja diferenças marcantes entre setores de infra-estrutura, há certos traços de comunalidade nas suas características econômicas.

Primeiro, os setores em que os provedores geralmente operam são caracterizados por retornos crescentes à escala (e por vezes escopo); barreiras à entrada e competição limitada no mercado (ainda que possa haver intensa competição pelo mercado); relação de dependência do consumidor com provedor, inclusive pela natureza de essencialidade do serviço; e preços de equilíbrio acima de daqueles resultantes de condições competitivas. Se o investidor teme a expropriação pelo Estado, o consumidor o teme pelo provedor de serviços, pois na sua perspectiva haveria um claro risco de preço excessivo pela ausência de alternativas. O resultado é forte demanda por regulação nas sociedades democráticas, e interação recorrente com o Estado na sua dimensão de regulador.

Segundo, os investimentos nestes setores tendem a ser de considerável magnitude e longa duração, intensivos em capital, e compostos de ativos duráveis com elementos de indivisibilidade e irreversibilidade, inclusive pelo seu caráter geralmente inamovível.

As conseqüências para o investidor são claras: maior probabilidade de descasamento de ativos e passivos em função do tempo requerido para a maturação dos investimentos e geração de caixa dos projetos. Ademais, uma vez os investimentos feitos e o capital afundado, o risco de expropriação, inclusive pelo comportamento oportunista de governos, crescem com o tempo, e a menos que este seja mitigado – pela lei, pelos custos de reputação ou pela prática política estabelecida – poucos se atreveriam a investir.

Conseqüentemente, a equação risco-retorno do investidor é distinta em um projeto de infra-estrutura: do lado do risco, há um novo elemento – dimensão regulatória e contratual¹⁵³; do lado do retorno, uma dificuldade adicional – o financiamento por conta dos prazos longos de maturação dos projetos, e o aumento da incerteza quanto ao fluxo de caixa e a taxa de retorno esperada. Os mercados de capitais – apesar do enorme progresso realizado em anos recentes – não parecem suficientes para suprir as necessidades de infra-estrutura seja de saneamento básico, de transportes públicos nas regiões metropolitanas e nas zonas urbanas, ou ainda nos modais capazes de alterar estruturalmente a matriz de transportes, como se argumenta a seguir.

¹⁵³ A questão do risco contratual não é trivial. Por risco contratual entendem-se não apenas mudanças *ad-hoc* nos termos do contrato – típico de tentativas de expropriação – mas do recebimento mesmo do pagamento quando o agente pagador é o governo ou empresas reguladas pelo governo. O resultado das licitações de transmissão ilustra como um ambiente mais estável, e uma maior certeza de recebimento dos pagamentos pelos serviços realizados são instrumentais para um fluxo consistente de investimento. Neste caso, o nível de retorno depende não apenas da tarifa de transmissão resultado da licitação, mas do custo e da eficiência na implementação do projeto, além dos termos e condições de captação de recursos. As condições, regras e procedimentos para contratação regulada de geração – inclusive as garantias – dos novos projetos, em grande medida replicam a experiência de transmissão

O Potencial de Financiamento dos Mercados de Capitais

O país tem possivelmente o sistema financeiro e mercado de capitais mais sofisticados na América Latina, e certamente se posiciona no topo das economias emergentes¹⁵⁴. Do lado da demanda, conta um grupo amplo e diversificado de investidores institucionais (fundos de pensão, seguradoras), além de fundos de investimento que tiveram rápido crescimento em tempos recentes¹⁵⁵. Do lado da oferta, há um conjunto significativo de instrumentos de participação no capital de empresas, de dívida pública e privada, inclusive mais recentemente bônus de longa duração, além de juros, moedas, *commodities* e outras obrigações reais e sintéticas (derivativos), transacionadas tanto no presente quanto no mercado futuro. Em conjunto, dão liquidez e profundidade ao mercado¹⁵⁶.

Apesar do tamanho e sofisticação do mercado financeiro, até recentemente seu papel no financiamento da infra-estrutura no país era limitado e indireto – pela via do financiamento do governo. As razões são claras, e tem por fulcro a equação risco-retorno como percebida pelos agentes de mercado: supridores de recursos, intermediários financeiros e tomadores. Anteriormente, num ambiente inflacionário e de enorme volatilidade, os horizontes se encurtavam – no limite para o *overnight* – e os retornos necessários para compensar os riscos eram incompatíveis com a natureza dos projetos de investimento.

O fim da hiperinflação não foi suficiente para prover as condições de funcionamento deste mercado: o financiamento da dívida pública a juros reais extremamente elevados continuava a absorver a poupança privada, e poucos projetos de investimento conseguiam competir com o *yield* dos papéis de governo para o nível de risco percebido. Assim, mesmo após a estabilização e até recentemente, juros elevados e percepção de risco ligado à memória do histórico de volatilidade macroeconômica, esvaziaram o mercado de empréstimos com prazos e custos compatíveis com projetos de infra-estrutura. O BNDES, embora não tenha sido originalmente constituído para financiar projetos privados da área, se tornou assim nos últimos anos o principal supridor de recursos, chegando a 59,1% do financiamento (via empréstimos, participação e debêntures, dentre outros instrumentos) da área em 2007 (Quadro 22).

Quadro 22: Participação do BNDES no Investimento em Infra-estrutura
2001-07, em R\$ bilhões correntes

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Invest. Infra Total	43,0	32,5	27,5	35,8	44,1	49,1	52,0
Invest. Infra OGU	4,7	3,8	1,4	3,0	4,6	6,8	8,7
Invest. Infra Empresas*	38,5	28,8	26,1	32,8	39,5	42,3	43,3
Desembolsos Infra-BNDES	7,5	1,0	10,0	15,2	17,1	17,0	25,6
Desemb/Inv. Empresas (%)	19,5	45,2	38,4	46,3	43,3	40,2	59,1

Fonte: Cálculos próprios, TCU, CNI/SIAFI, INFRAERO, AESBE, Ministério do Planejamento, Empresas de Telecomunicações (fixo, móvel e longa distância) Empresas de energia elétrica (geração, transmissão e distribuição), Petrobrás, ANTF, CVM, DER (SP, MG, RS), BNDES. Ver Anexo III.

* Estatais e privadas.

¹⁵⁴ Como uma publicação recente do FMI expressou, “compared with other emerging markets, the [Brazilian] financial system is diversified and one of the largest, with a sophisticated derivatives market. It is well regulated and supervised, and owing to restructuring, has become more streamlined and efficient.” Ver International Monetary Fund, *Financial Market Turbulence: Causes, Consequences, and Policies*, Global Financial Stability Report, Washington, D.C., September 2007, pp. 84, 87, 100, e passim.

¹⁵⁵ Sua participação no PIB se expandiu de 22% para 34% entre 2002 e 2006. *Ibid.*, p. 100.

¹⁵⁶ Em termos de liquidez, o volume negociado de ações entre 2003 e 2007 saltou de 12,3% para 46,1% do PIB, enquanto o nível de capitalização das empresas do Ibovespa no período 2003/07 – indicador da “profundidade” do mercado – aumentou de 29,0% para 65,8%. Ver CVM, Bovespa, Andima, Anbid.

Foi somente nos dois últimos anos que uma combinação de queda na taxa de juros doméstica e interesse crescente dos investidores externos no financiamento de empresas e projetos, levaram a uma mudança que se avizinha como radical: ainda que o BNDES permaneça com papel central no financiamento de projetos de infra-estrutura, crescentemente, os investidores têm alternativas privadas.

Há fortes indicações que a expansão do mercado de capitais vem favorecendo de forma substantiva certos investimentos em infra-estrutura, inclusive diretamente por meio de emissão de ações primárias das próprias empresas do setor, e por meio de apoio de Fundos de Investimento em Participações (FIPs), que – em número crescente – incluem o setor entre suas prioridades.

No que diz respeito à emissão de ações primárias, por exemplo, uma amostra de segmentos de infra-estrutura reforça a percepção da importância deste processo para impulsionar os investimentos (Quadro 23). Na sua maior parte, os recursos – significativos – foram direcionados para a expansão orgânica das empresas; e secundariamente para aquisições. Contudo, um exame mais detalhado revela que as captações foram feitas por empresas voltadas para as áreas mais rentáveis do setor: concessões rodoviárias; logística e portos; energia elétrica e telecomunicações. Somente uma operação (Copasa) foi voltada para o saneamento, e nenhuma envolveu transporte de massa, ou ainda hidrovias e expansão da malha ferroviária.

Quadro 23: Brasil - IPOs de Empresas de Infra-Estrutura - 2004 – 2007

	Ano	Captação Prim. R\$ milhões	Uso Principal dos Recursos
Concessões Rodoviárias			
CCR Rodovias	2004	375,0	Aquisição Via Oeste
OHL Brasil	2005	128,9	Aquisição Via Norte; concessões.
Triunfo Part. e Invest.	2007	381,0	Concessões; UHEs; Term. Port.
Logística, Portos			
Santos Brasil	2006	961,5	Pagamento Dívida, Caixa.
Log-In Logística Intermodal	2007	372,1	Caixa; Expansão da capacidade operacional; ampliação da frota de containeres.
Tegma Gestão Logística	2007	240,4	Planos de expansão via investimentos nas instalações atuais e futuras aquisições.
Wilson Sons	2007	248,9	Expansão e Aquisição de unidades operacionais
Ferrovias			
ALL	2004	267,4	Compra locomotivas, vagões.
Energia Elétrica			
CPFL	2004	783,8	1/2 aquisições; 1/2 geração.
Energias do Brasil	2005	419,7	Financiar Investimentos, Capital de Giro, Implantação de Projetos.
Equatorial	2006	185,6	Caixa
Terna	2006	417,8	Aquisições e Projetos
MPX Energia	2007	2.203,8	Implantação de projeto
Saneamento			
COPASA	2006	813,5	Novas concessões; melhorias.
Telecomunicações			
GVT	2007	879,2	Redução de Passivo, capital de giro, investimento em imobilizado.

Fonte: CVM, Valor 09/04/07, e empresas.

Já os FIPs possibilitam diversas formas de investimento, podendo inclusive serem usados como um fundo de participações no capital das empresas, de *private equity*. Contudo, mais uma vez, os que têm sido estruturados vêm sendo direcionados basicamente para a área de energia e logística, as mais atrativas.

É verdade que fora do círculo estrito do mercado de capitais há uma ampla institucionalidade com recursos disponíveis para aportá-los em infra-estrutura. Os fundos de *private equity* (com captação privada) estão bastante ativos no país, alguns dedicados à infra-estrutura¹⁵⁷, e mesmo os não dedicados estão também aí investindo¹⁵⁸. Companhias de investimento têm emergido com foco no setor¹⁵⁹. O país conta ainda com entidades de previdência complementar lideradas por instituições profissionalizadas, e impelidas – por força da queda das taxas de juros dos papéis de governo – a procurarem alternativas rentáveis para suas aplicações na economia “real”, inclusive em infra-estrutura¹⁶⁰.

Contudo, no seu conjunto, estes novos instrumentos, assim como o maior influxo de recursos para o setor, são insuficientes para garantir a expansão acelerada dos investimentos principalmente nas áreas com maiores externalidades:

Saneamento: O país tem um considerável déficit em saneamento básico, principalmente em esgotamento sanitário e no manejo dos resíduos sólidos no âmbito urbano, e um conseqüente impacto adverso sobre os índices de mortalidade e morbidade associados às doenças transmitidas pela poluição das águas. Segundo estudos da Abdib, a coleta de esgoto é o serviço menos universal no Brasil. Em 2006, 51,3% (95,6 milhões de pessoas) da população não tinham acesso adequado à coleta de dejetos. Nas áreas urbanas, há 36,0 milhões de habitantes cujas moradias são servidas por fossas sépticas; ainda que aceitável em zonas rurais, é prejudicial ao meio ambiente e à saúde da população em áreas de grande concentração populacional¹⁶¹.

Nos últimos anos, os investimentos no setor se situaram num patamar de 0,22 - 0,38 % do PIB (*versus* um requisito de 0,6% por cerca de duas décadas para universalização dos serviços¹⁶²). Os investimentos vêm sendo direcionados pelas companhias estaduais de saneamento, com uma modesta participação privada que regrediu a 0,02% do PIB em 2004-07 (Quadro 24).

¹⁵⁷ O fundo InfraBrasil do ABN AMRO captou até setembro de 2007 R\$ 824 milhões, e tem foco energia hidrelétrica, logística e saneamento; o AG Angraq captou R\$ 700 milhões a serem direcionados para saneamento e transportes, entre outros; e o GP investimentos tem um fundo com foco principal em logística.

¹⁵⁸ A exemplo do Gávea I, que realizou investimento em logística e infra portuária, e o Gávea II, que irá igualmente olhar logística, além de energia, dentre outros setores

¹⁵⁹ A Empresa de Investimentos em Energias Renováveis (ERSA), capitalizada com R\$ 432 milhões, tem foco na geração de energia de base hídrica (PCHs), biomassa, eólica, dentre outras, alcançando 600 MW em 5 anos.

¹⁶⁰ Apenas a título de ilustração, a Petros considera portos e energia dentre as áreas mais atraentes; e junto com a Funcef, planeja co-investir nas usinas do Rio Madeira. Da mesma forma, a Funcef (fundo de pensão dos economistas federais), analisa formas de participar dos projetos do PAC, inclusive das usinas do Rio Madeira, apesar de optar por não participar de nenhum consórcio. Esses e outros fundos de pensão têm investido em empresas do setor, e alocado recursos crescentes para fundos de investimento dedicados.

¹⁶¹ Ver ABDIB. O Acesso da baixa renda à infra-estrutura. *Análise de infra-estrutura nº 09*, pp. 2-3. jan.2008

¹⁶² Ver AESBE. Financiamento de Investimentos em Saneamento Básico. p.4. Brasília, dez. 2006

**Quadro 24: Brasil – Investimentos em Saneamento
2001-07 (em R\$ Bilhões Correntes e %)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
OGU + FGTS*	2,2	1,3	0,5	0,8	1,7	2,3	3,5
% PIB	0,17	0,09	0,03	0,04	0,08	0,10	0,14
Empr.estaduais	2,5	2,5	2,7	3,3	4,3	5,5	5,7
% PIB	0,19	0,17	0,16	0,17	0,20	0,24	0,22
Outros (privados)	0,1	0,6	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5
% PIB	0,01	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02
Total	4,8	4,4	3,7	4,5	6,4	8,3	9,8
% PIB	0,37	0,30	0,22	0,23	0,30	0,36	0,38
Memo – Prodes**							
Recursos -R\$ milhões	52,0	18,0	17,0	1,3	0,0	0,0	40,1
ETEs	17	11	6	4	0	0	3

Fonte: ver Anexo I. Dados sobre o Prodes em Romero, Cristiano. PPP pode viabilizar saneamento. Valor Econômico. p. A2. 17 out. 2007.

* 2006-07 estimativas; nos demais anos, investimentos realizados (**) De acordo com a ANA, os recursos públicos em 2001-04 (R\$ 88,3 milhões) alavancaram R\$ 272 milhões em investimentos privados, beneficiando cerca de 3,5 milhões de pessoas.

Foi somente ao início de 2007 – com a aprovação da Lei do Saneamento Básico – que se estabeleceu o novo marco legal setorial, após cerca de 20 anos de indefinição quanto às competências da União, Estados e municípios, dentre outros aspectos¹⁶³. Este hiato – conjugado com a degeneração da capacidade de planejamento setorial e de financiamento com a extinção do BNH – levou à regressão nos padrões de saneamento do país (em termos de déficits absolutos no esgotamento sanitário), após o avanço observado na década de 1970 com o Planasa¹⁶⁴.

Mas será a definição do marco legal suficiente? Possivelmente para os agentes incumbentes – as companhias estaduais de saneamento, e algumas poucas empresas privadas que aprenderam a operar em ambiente de incerteza regulatória e fragilidade institucional. Em particular, para as empresas estaduais bem governadas – a exemplo da Sabesp e Copasa – a estabilidade propiciada pelo novo quadro legal facilitou a renovação dos contratos de concessão e melhorou suas condições de acesso aos mercados de capitais¹⁶⁵. Contudo, o risco regulatório

¹⁶³ A lei, que envolve água, esgotos, lixo e drenagem, estabelece diretrizes gerais para a política de saneamento do governo federal, regras a serem aplicadas nos Estados, municípios e outras instâncias, e dá centralidade ao tema da regulação de serviços, com o uso de entes independentes e contratos. A lei foi um enorme avanço no que diz respeito à definição das obrigações dos titulares das concessões (ainda que não defina ou indique titularidade, cuja definição continua pendente no STF), dos agentes executores, dos Estados, os entes reguladores, assim como as empresas estaduais, e deu solução a um amplo conjunto de temas complexos ou controversos, incluindo abrangência (lixo e drenagem como parte integral do saneamento básico), integralidade das atividades de cada serviço, delegabilidade das funções, admissibilidade de subsídios cruzados, exercício da regulação e definição do controle social, as condições de reversão dos ativos e indenização nos contratos precários, dentre outros. Ainda assim, permanecem dúvidas sobre a competência das agências reguladoras (inclusive na fixação de tarifas), e sobre a aplicação da lei para contratos firmados em data anterior à sua vigência, além da ausência de regras de transição. Ver AESBE. *Lei Federal 11.445/2007 – Diretrizes Nacionais para o Saneamento Básico*. Apresentação no COINFRA/CNI: Brasília, abr.2007. Permanecem ainda barreiras significativas à entrada de empresas privadas, inclusive a definição do valor das indenizações a serem pagas pelos municípios aos incumbentes.

¹⁶⁴ O Plano Nacional de Saneamento – Planasa – cujo impacto foi sentido nas duas décadas seguintes, foi o último movimento estruturado de estabelecer uma estratégia de expansão e financiamento setorial, com ênfase nos sistemas de abastecimento de água metropolitanos e urbanos.

¹⁶⁵ Em 2007 foram renovados 133 contratos de concessão pelas empresas públicas (dos quais 100 da SABESP) enquanto que as empresas privadas obtiveram 8 novos contratos, após 6 anos sem novos contratos assinados. Se atualmente as concessionárias privadas têm cerca de 5% do mercado, a expectativa da ABCON (Associação Brasileira de Concessionárias de Serviços Públicos) é que a participação privada atinja 30% em 10 anos. Ver Maia, Samantha. Empresa privada volta a investir em saneamento. *Valor Econômico*. p. A5. 4 jan. 2008.

permanece elevado, apesar do importante passo que foi a Lei do Saneamento, na medida em que a qualidade da regulação do setor é desigual (entre estados) e se dá em múltiplas instâncias, o que deverá continuar inibir entrantes até que haja uma melhor definição e aperfeiçoamento das regras e entes reguladores estaduais, em consonância com a nova legislação.

Uma questão cuja resolução permanece insatisfatória se refere à coleta e tratamento de esgoto, pelo seu caráter de “bem público”. A Agência Nacional de Águas (ANA) administra o Programa de Despoluição das Bacias Hidrográficas (Prodes), lançado em 2001, e que remunera o tratamento do esgoto por prestadores de serviço privados, no caso investidores em Estações de Tratamento de Esgoto (ETEs). O Programa, apesar de relativamente bem sucedido, necessita ser expandido: em 2007, de uma demanda de R\$ 260 milhões correspondente a 55 ETEs habilitadas, somente uma fração foi atendida pela ANA (Quadro 24 acima).

Qual o hiato de recursos para a universalização dos serviços de saneamento básico? Ainda que não se possa fazer um cálculo preciso, estima-se que haveria necessidade de aproximadamente R\$ 541,8 bilhões, com base na premissa de que a universalização – incluindo a coleta e disposição adequada de resíduos sólidos nas áreas urbanas, bem como drenagem de águas pluviais – supõe gastos sustentados de 0,6% do PIB por um período de 20 anos. Ao mesmo tempo, o fluxo de investimentos públicos e privados neste período seria da ordem de R\$ 312,4 bilhões. Desta forma, calcula-se um hiato de recursos da ordem de R\$ 229,4 bilhões¹⁶⁶.

Transporte público metropolitano e urbano. A expansão do uso do transporte individual veicular nas regiões metropolitanas e grandes cidades é, com toda a probabilidade, insustentável sob dois aspectos distintos: *primeiro*, pela piora do grau de congestão e à ineficiência no deslocamento de pessoas e cargas, com a redução da acessibilidade e mobilidade urbana, o que acarreta custos crescentes tanto privados quanto públicos. *Segundo*, pela deterioração da qualidade do ar e elevada concentração de poluentes nas cidades brasileiras, com conseqüências adversas em termos de doenças respiratórias e outras, maior pressão no sistema médico-hospitalar, e cujos custos se refletem ainda na redução da capacidade de trabalho dos indivíduos.

Em todos os países, sistemas eficientes de transporte de massa metroviários e ferroviários são subsidiados, seja em termos do investimento, seja no plano da operação. Num formato possível, usado no Brasil, o Estado assume o investimento (em parte ou na totalidade) e transfere a operação para o setor privado sob o regime de concessão. A premissa, neste caso, é que o Estado tem os recursos e a vontade política de expandir os investimentos no sistema, de modo a proporcionar à população alternativas suficientemente econômicas que evitem o uso excessivo de veículos que congestionem as artérias e estimulem o uso racional do espaço urbano.

Na realidade, o país sub-investiu de forma flagrante em sistemas de transporte de massa, principalmente no que diz respeito às modalidades metroviárias e ferroviárias (e suas variantes). Não há estimativas disponíveis referentes ao histórico de investimentos em construção, expansão e recuperação de metrô e trens urbanos e interurbanos – o que já denota um certo descaso com o objeto. Porém os recursos são, com toda a probabilidade, uma

¹⁶⁶ Ver memória de cálculo no Anexo II.

fração do que seria necessário para prover transporte eficiente e de qualidade para a população, e reduzir substancialmente o congestionamento das cidades.

De fato, estima-se que seriam necessários R\$ 28,9 bilhões nos próximos anos para construir ou ampliar sistemas metroviários abrangendo as cidades de São Paulo, Belo Horizonte, Porto Alegre, Rio de Janeiro e Recife. Projeta-se neste caso gastos de apenas R\$ 1,4 bilhão referentes aos recursos do PAC¹⁶⁷. Conseqüentemente, a defasagem de recursos para a implantação e extensão apenas desses sistemas é de R\$ 27,5 bilhões. Aí, contudo, *não* se incluem os investimentos para a modernização e ampliação dos sistemas de trens urbanos nas regiões metropolitanas e grandes cidades.

Transporte de carga ferroviário e hidroviário. A matriz de transporte de carga no país é fortemente enviesada para o modal rodoviário (Quadro 25). O reequilíbrio da matriz – objetivo fundamental para dotar de maior eficiência econômica e energética o sistema de transporte, além de reduzir a poluição do ar – se calca numa maior participação (principalmente) dos modais ferroviário e hidroviário.

Quadro 25: Brasil – Matriz de Transportes
Participação (em %)

Modal	2007	2020-2025 *
Rodoviário	58,0	33,0
Ferrovário	25,0	32,0
Hidroviário	13,0	29,0
Dutoviário	3,6	5,0
Aéreo	0,4	1,0

Fonte: PNLT.

* projeção própria.

No caso das ferrovias, o PLNT (Plano Nacional de Logística de Transportes) estima que seriam necessários R\$ 50,6 bilhões (no período 2008-2023) para construir, assim como recuperar e remodelar 20.256 km de malha, não incluindo os substanciais recursos alocados pelo setor privado em material rodante e na modernização das ferrovias sob concessão. Até 2012, os investimentos na Nova Transnordestina, Norte-Sul e no prolongamento da Ferronorte, assim como o tramo norte do Ferroanel de São Paulo, devem somar cerca de R\$ 7,9 bilhões. Conseqüentemente, a partir de 2013 haverá uma brecha de recursos de R\$ 42,7 bilhões, levando em consideração um “investimento base” em extensão da rede da ordem de R\$ 1,57 bilhões por ano, no período 2008-12.

O modal hidroviário é, com toda a probabilidade, o mais frágil e subutilizado da matriz. Historicamente, os investimentos têm sido diminutos frente ao potencial e às necessidades do país, sendo o menor de todos os modais – cerca de 0,005% do PIB em anos recentes (Quadro 26). Em 2008, a dotação autorizada do OGU foi de apenas R\$ 337 milhões, ou 0,035% do orçamento de investimento do Ministério dos Transportes.

¹⁶⁷ Inclui Metrô de Belo Horizonte – Linha 1 (R\$ 18,9 milhões), Metrô de Fortaleza – linha sul (R\$ 572,7 milhões), Metrô de Salvador – trecho Lapa a Pirajá (R\$ 488,8 milhões), Trem de Subúrbio de Salvador – Trecho Calçada a Paripe (R\$ 30,3 milhões) e Metrô de Recife (R\$ 295,6 milhões). Ver PAC – Balanço do 1º ano. Brasília, jan/08, pp 185-188

Quadro 26: Brasil – Investimentos em Hidrovias - 2001-07 (em R\$ Bilhões Correntes e %)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Invest. Total	0,198	0,092	0,054	0,084	0,099	0,113	0,128
% PIB	0,015	0,006	0,003	0,004	0,005	0,005	0,005

Fonte: ver Anexo I.

Em contraste, o PNLT recomenda que os investimentos hidroviários tenham uma participação da ordem de 7,4% ou R\$ 12,8 bilhões em 2008-23 (Quadro 27). Esses recursos seriam gastos na implantação de hidrovias, construção de eclusas, derrocação e melhoria da navegabilidade, dentre outros, para uma extensão de 14.489 km. Na medida que pouco se contempla no âmbito do PAC em termos de investimentos hidroviários (apenas R\$ 604 milhões), e dado o histórico de escassos recursos alocados ao modal, estima-se que a defasagem entre o necessário para ampliar de forma material a sua participação e o que seria alocado em condições normais, monte cerca de R\$ 9,9 bilhões.

Quadro 27: Investimentos Recomendados em Infra-estrutura de Transportes - 2008-23

Modal	Valor (em R\$ Bilhões)	%
Rodoviário	74,2	43,0
Ferroviário	50,6	29,4
Hidroviário	12,8	7,4
Portuário	25,2	14,6
Aeroportuário	9,7	5,6
Total	172,4	100,0

Fonte: PNLT.

O Quadro 28 sintetiza as necessidades de investimentos nos setores de saneamento, transporte urbano de massa, e transporte de carga ferroviário e hidroviário, no sentido de universalização dos serviços, no caso de saneamento; melhoria substancial do transporte público em cinco regiões metropolitanas; e um reequilíbrio da matriz de transportes, com a maior participação de modais mais eficientes e menos intensivos em energia. Frente a necessidades que somam R\$ 634 bilhões, a trajetória de investimento levando em consideração o histórico recente, os programas de governo e o novo *animus* empresarial, apontam para uma alocação de R\$ 325 bilhões, e conseqüentemente cerca de R\$ 310 bilhões (US\$ 182,1 bilhões¹⁶⁸) de necessidades não atendidas.

Quadro 28: Investimentos em Setores Seleccionados de Infra-estrutura (em R\$ Bilhões)

	Necessidade de Investimento (A)	Trajatória de Investimento (B)	Necessidade Adicional (A-B)
Universalização do Saneamento Básico	541,84	312,40	229,44
Transporte Urbano – expansão do sistema metroviário	28,92	1,38	27,54
Ferrovias – extensão da malha para aumentar participação do modal	50,56	7,87	42,68
Hidrovias – implantação de novas vias e melhoria de navegabilidade das atuais	12,81	2,93	9,87
Total	634,12	324,58	309,54

Fonte: Elaboração própria, com base em PNLT, PAC, CNT e Valec.

Cobrir este hiato num período de uma década seria o principal objetivo de um Fundo de Modernização de Infra-Estrutura a ser criado com recursos provenientes da extração de

¹⁶⁸ Taxa de câmbio estimada de R\$ 1,70 / US\$

petróleo e gás dos campos do pré-sal. Conceitualmente, pode-se vislumbrar esse como um objetivo transitório; a maior parte dos recursos arrecadados nas próximas décadas poderia ser alocada para garantir o bem-estar das futuras gerações. Contudo, num período que cobriria o início das operações comerciais dos campos do pré-sal (2013) até 2022, parte considerável dos recursos seria direcionada para dotar o país de uma infra-estrutura de saneamento, transporte urbano e de cargas, aproximado aos padrões dos países industrializados.

O Fundo de Modernização da Infra-Estrutura: Características Gerais, Dinâmica do Patrimônio e Alocação de Recursos

Inicialmente, deve-se indagar: como seria o desenho um fundo constituído na fronteira das boas práticas? Que aspectos seriam dominantes?

Primeiro, um fundo cujos recursos são oriundos de um recurso não renovável, e de duração que não deve ir além de poucas décadas, deveria contemplar não apenas a geração presente, mas as gerações futuras. Este é um imperativo ético, mas também econômico.

Segundo, não parece ser recomendável que um mesmo fundo tenha dois conjuntos de objetivos com perspectivas distintas, ainda que igualmente legítimas: estabilidade macro e solidez fiscal, por um lado, e o desenvolvimento econômico da nação e o bem-estar da população, por outro. Países sobre-dependentes do petróleo ou de algum outro recurso natural têm necessidade de se proteger contra a volatilidade dos preços; neste sentido, é comum a constituição de um fundo anticíclico, cuja função maior é assegurar a capacidade de pagamento do governo, evitando fortes variações nas receitas. Muitos países assim o fizeram. Uma vez acumulado recursos suficientes, porém, o fundo passaria a contemplar outros objetivos e é o momento de uma clivagem: de um lado, um fundo de reserva para conjunturas difíceis ou mesmo de crise; de outro, um fundo voltado ao desenvolvimento do país e o bem estar da população.

Terceiro, sendo os recursos que aportam ao fundo de toda a nação, pertencente a essa e a futuras gerações, sua alocação deve obedecer aos padrões mais elevados de transparência, competência técnica e integridade. Nesta perspectiva, a administração do fundo deve ser estritamente profissional, voltada à aplicação judiciosa dos recursos. Ao mesmo tempo, o fundo deve estar legalmente dentro da alçada do governo, sob supervisão do Congresso.

Quarto, a utilização do principal do fundo deve ser avaliada criteriosamente. Em princípio, o correto seria o fundo realizar investimentos que garantam a manutenção de seu valor real; os retornos acima deste valor poderiam ser alocados – isoladamente ou em conjunto com outros recursos – para projetos com elevadas externalidades positivas ou de alto retorno social.

Finalmente, é fundamental uma ampla campanha de esclarecimento e educação quanto aos objetivos do fundo e o uso de seus recursos. A população – inclusive e particularmente os mais jovens – deve entender que a riqueza que está sendo retirada do solo lhes pertence e deve ser poupada para as gerações futuras.

O crescimento do país nos próximos anos deve possibilitar que se alcance um superávit orçamentário nominal e a redução da dívida líquida do setor público para menos de 30% do PIB. Dado o tamanho esperado do setor petróleo, não se vislumbra a necessidade de se constituir em meados da próxima década um fundo de reserva exclusivamente anticíclico com recursos do pré-sal. Sua alocação poderá ser voltada num primeiro momento para modernizar a infra-estrutura do país, solucionar a questão previdenciária de maneira definitiva e sustentável, assegurando que o principal continue a acumular e ser gerido de forma a obter um retorno real médio de 8% a.a.

O Quadro 29 abaixo apresenta uma simulação da evolução do patrimônio e dos rendimentos anuais de um Fundo de Modernização de Infra-Estrutura. Tendo por premissa um rendimento anual real de 8%, a simulação considera que os *royalties* seriam mantidos em 10%, a alíquota máxima da participação especial em 40%, e alternativamente 55%; o preço do petróleo de US\$ 80/ barril; e custos (totais) de US\$ 20/ barril. Deve-se enfatizar que, por premissa, os rendimentos do Fundo não são reinvestidos, mas alocados – como especificado abaixo – a fundo perdido nos projetos de maior impacto sócio-ambiental.

Quadro 29: Simulação da Evolução do Patrimônio do Fundo e seu Rendimento Anual – 2013-22 (em US\$ bilhões)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Extração (milhões barris/dia)	0,25	0,50	0,75	1,00	1,50	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Royalties + PE										
Royalties = 10%; PE = 40%	1,5	4,3	7,0	9,7	14,9	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Royalties = 10%; PE = 55%	1,8	5,3	8,8	12,3	18,9	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
Patrimônio do Fundo										
Royalties = 10%; PE = 40%	1,5	5,8	12,8	22,5	37,4	57,5	77,6	97,7	117,8	137,9
Royalties = 10%; PE = 55%	1,8	7,1	15,9	28,2	47,1	72,6	98,1	123,6	149,1	174,6
Rendimento anual (8% a.a.)										
Royalties = 10%; PE = 40%	0,06	0,29	0,74	1,41	2,40	3,80	5,40	7,01	8,62	10,23
Royalties = 10%; PE = 55%	0,07	0,36	0,92	1,76	3,01	4,79	6,83	8,87	10,91	12,95

Fonte: Elaboração própria. Ver premissas na seção anterior e Quadro 10 para simulação da arrecadação de *royalties* e PE.

Nota: O rendimento anual é calculado pela média do patrimônio no ano correspondente.

A alocação do principal desse Fundo seria um *mix* entre o financiamento de projetos nos setores considerados críticos – saneamento, transporte urbano de massa e transporte de carga (ferrovias e hidrovias) –, e investimento em títulos de baixo risco no exterior, de modo a garantir uma rentabilidade real mínima de 8% a.a. Assim, o fundo exigiria um retorno real de 8% tanto sobre o componente investido em infra-estrutura, como em relação aos investimentos externos puramente financeiros.

No modelo aqui proposto, o fundo financiaria 60% do hiato de recursos (ver Quadro 28), e que corresponde a US\$ 109,2 bilhões ao longo de 10 anos (2013-2022). Para os projetos de infra-estrutura com maior impacto sobre a redução da pobreza e o meio ambiente, o fundo alocaria – a fundo perdido e de forma complementar – os retornos advindos das aplicações e financiamentos realizados, e que se estimam entre US\$ 40,0 bilhões a US\$ 50,5 bilhões. Assim, restariam de US\$ 28,7 bilhões a US\$ 65,4 bilhões (dependendo da alíquota de PE utilizada) para serem aplicados em títulos de governos estrangeiros ou empresas internacionais com grau de investimento. O Quadro 30 abaixo apresenta de forma resumida a alocação dos recursos que seriam acumulados no período 2013-2022.

Quadro 30: Simulação da Alocação de Recursos do Fundo no Período 2013-2022 (em US\$ Bilhões)

	Royalties = 10% PE = 40%	Royalties = 10% PE = 55%
Investimento em Infra-estrutura	109,2	109,2
Componente Redução da Pobreza / Meio Ambiente	40,0	50,5
Investimento em Ativos Financeiros Externos	28,7	65,4

Fonte: Elaboração própria.

A eficácia do fundo para ampliar os investimentos em infra-estrutura no país não deve ser subestimada. Considerando os investimentos adicionais no setor para gradativamente atingir uma participação de 7% do PIB em 2022 (Quadro 21), haveria um hiato de US\$ 476,1 bilhões, tendo por premissa que já em 2012 estará se investindo 3,5% do PIB. Deste montante, cerca de US\$ 182,1 bilhões seria a necessidade adicional de investimentos nos segmentos-alvo do Fundo (Quadro 28). Desta forma, o Fundo estaria atendendo a cerca de 38% dos investimentos setoriais necessários para uma ampla modernização da infra-estrutura no país. Os 62% restantes seriam para segmentos rentáveis e atraentes para o setor privado, e assim financiados pelos mecanismos existentes – recursos próprios, mercado de capitais, BNDES.

Qual é o futuro do Fundo? Após 2022, a tendência seria o patrimônio expandir-se rapidamente, seja acumulando os rendimentos, seja distribuindo-os para causas meritórias, a exemplo da melhoria da educação no país. Uma simulação que “leva” o Fundo até 2050 (Quadro 31) mostra que nesse ano, o patrimônio atingiria entre US\$ 888,6 bilhões, caso os rendimentos não sejam reinvestidos, ou US\$ 4.123,8 bilhões, se houver re-investimento dos rendimentos (com uma PE de 55%).

Quadro 31: Simulação da Evolução do Patrimônio do Fundo, Não Reinvestindo os Rendimentos e com Re-investimento, no Período 2023-2050 (em US\$ Bilhões)

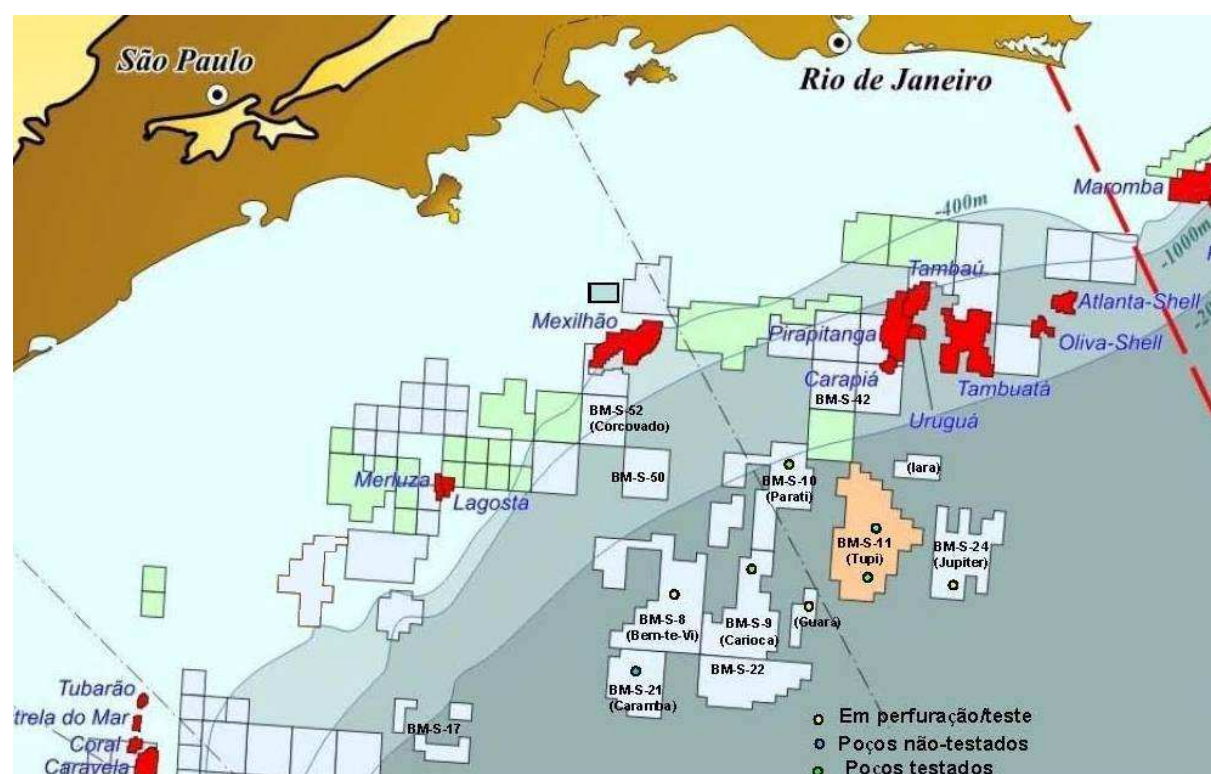
Ano	Patrimônio	Rendimento	Patrim. c/ reinvest.
2023	200,1	15,0	215,1
2024	225,6	17,0	259,8
2025	251,1	19,1	308,2
2026	276,6	21,1	360,4
2027	302,1	23,1	416,7
2028	327,6	25,2	477,6
2029	353,1	27,2	543,3
2030	378,6	29,3	614,4
2031	404,1	31,3	691,0
2032	429,6	33,3	773,9
2033	455,1	35,4	863,3
2034	480,6	37,4	959,9
2035	506,1	39,5	1.064,3
2036	531,6	41,5	1.176,9
2037	557,1	43,5	1.298,6
2038	582,6	45,6	1.430,1
2039	608,1	47,6	1.572,0
2040	633,6	49,7	1.725,3
2041	659,1	51,7	1.890,9
2042	684,6	53,7	2.069,7
2043	710,1	55,8	2.262,8
2044	735,6	57,8	2.471,4
2045	761,1	59,9	2.696,6
2046	786,6	61,9	2.939,9
2047	812,1	63,9	3.202,6
2048	837,6	66,0	3.486,4
2049	863,1	68,0	3.792,8
2050	888,6	70,1	4.123,8

Fonte: Elaboração própria.

Deve-se ter em conta que ainda se trabalha sobre hipóteses no que diz respeito às reservas recuperáveis do pré-sal, os custos de extração e produção, assim como a estrutura fiscal ótima no plano intertemporal. Ademais, a premissa aqui adotada é que haveria uma decisão política que modificasse a legislação e a estrutura de arrecadação de tributos, assim como sua distribuição entre os entes federados. O sentido básico da mudança é o tratamento diferenciado dos recursos do pré-sal. Neste sentido, as magnitudes aqui trabalhadas devem ser consideradas como aproximações ou ordens de magnitude, se as premissas se aproximarem da realidade.

De qualquer forma, é imprescindível um amplo debate na sociedade sobre o que fazer com esses recursos, e um mecanismo decisório – seja calcada num plebiscito ou em alguma outra forma de consulta popular. Este e outros estudos têm o papel de informar de maneira objetiva a experiência de outros países, e as alternativas postas para a sociedade, tanto em termos de custos como de potenciais retornos. Em última instância, estes recursos necessitam serem pensados com uma reserva para as futuras gerações, e caberia a cada geração decidir sobre o seu destino.

Anexo I: Blocos do Pré-sal licitados e em exploração



Fonte: Petrobrás - Teleconferência / Webcast Divulgação de Resultados, 1º trimestre de 2008, 13/05/08

Nome	Bloco	Poço	Distância da Costa	Profund.	Reserva estim. (bilhões bep)	Tipo de Óleo
Bem-te-vi	BM-S-8	1-BRSA-532A-SPS (1-SPS-52A)	250 km	6.773 m	n.d.	25-28° API
Carioca	BM-S-9	1-BRSA-491-SPS (1-SPS-50)	273 km	Cerca de 5.000 m	20-40*	Óleo leve (27° API)
Guará	BM-S-9**	1-BRSA-594-SPS (1-SPS-55)	310 km	Cerca de 5.000 m	n.d.	Óleo leve (28° API)
Parati	BM-S-10	1-RJS-617D	n.d.	Cerca de 6.000 m*	n.d.	Óleo leve*
Tupi	BM-S-11	1-BRSA-369A-RJS (1-RJS-628A)	250 km	n.d.	5-8	28° API
		3-BRSA-496-RJS (3-RJS-646)	286 km			
Iara	BM-S-11**		n.d.			
Caramba	BM-S-21	1-BRSA-526-SPS (1-SPS-51)	280 km	5.350 m	n.d.	Óleo leve
Júpiter	BM-S-24**	1-BRSA-559-RJS (1-RJS-652)	290 km	5.252 m	n.d.	Gás natural e condensado

Fonte: Elaboração própria com base nos Comunicados ao Mercado da Petrobrás.

n.d. = não disponível; (*) Informações veiculadas na imprensa; (**) Sondas posicionadas e em processo de perfuração.

Anexo II: A Experiência Brasileira em Fundos Oriundos de Recursos Não Renováveis

Fundo Setorial do Petróleo e Gás Natural (CT-PETRO)¹⁶⁹

O Fundo Setorial do Petróleo e Gás Natural (CT-PETRO) foi criado em 1999, com o objetivo de estimular a inovação na cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural, a formação e qualificação de recursos humanos e o desenvolvimento de projetos em parceria entre empresas e universidades, instituições de ensino superior ou centros de pesquisa do país, com vistas ao aumento da produção e da produtividade, à redução de custos e preços e à melhoria da qualidade dos produtos do setor.

Os recursos são provenientes de 25% da parcela do valor dos *royalties* que exceder a 5% da produção de petróleo e gás natural no Brasil¹⁷⁰, e seus executores são a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq). A administração do fundo é realizada por um Comitê de Coordenação, constituído por membros designados pelo Ministro da Ciência e Tecnologia, em articulação com o Ministro de Estado de Minas e Energia e o Diretor Geral da ANP. O comitê é composto por um representante de cada uma seguintes entidades: Ministério da Ciência e Tecnologia, Ministério de Minas e Energia, ANP, Secretaria Executiva do Fundo Nacional de Desenvolvimento de Ciência e Tecnologia e do CNPq, além de dois representantes do setor petróleo e gás e mais dois da comunidade de ciência e tecnologia.

O fundo tem como público-alvo universidades¹⁷¹ e centros de pesquisa brasileiros, públicos ou privados, sem fins lucrativos. As empresas públicas ou privadas podem participar técnica e financeiramente da execução dos projetos apoiados pelo CT-PETRO, especialmente demandando o desenvolvimento científico e tecnológico de novos produtos, processos e serviços às universidades e centros de pesquisa. Nestes casos, as empresas ou grupos de empresas podem ser signatárias dos convênios, manifestando o interesse na parceria com as universidades ou centros de pesquisa, com a definição formal sobre a contrapartida técnica e financeira.

¹⁶⁹ Os Fundos Setoriais de Ciência e Tecnologia foram criados em 1999 como instrumentos de financiamento de projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação no país. Há 16 Fundos Setoriais, sendo 14 relativos a setores específicos (dentre os quais, aeronáutica, energia, recursos hídricos, mineral, petróleo e transporte) e dois transversais, sendo um voltado à interação universidade-empresa (FVA – Fundo Verde-Amarelo), e o outro destinado a apoiar a melhoria da infra-estrutura de ICTs (Infra-estrutura).

Os recursos são oriundos da atividade produtiva de diferentes setores, derivados de receitas variadas, como *royalties*, compensação financeira, licenças, autorizações, etc, e com exceção do Fundo para o Desenvolvimento Tecnológico das Telecomunicações (FUNTTEL), gerido pelo Ministério das Comunicações, os demais fundos são alocados no FNDCT e administrados pela FINEP. Os Fundos Setoriais foram criados como fontes complementares de recursos para financiar o desenvolvimento de setores estratégicos para o país. Como exemplo de projeto financiado pelo fundo, pode-se citar o Laboceano, mais profundo tanque oceânico do mundo e maior da América Latina, que teve 94% de seu valor financiado com recursos do CT-PETRO.

¹⁷⁰ Em 2007, foram arrecadados R\$ 752,9 milhões pelo fundo (Ministério da Ciência e Tecnologia - Execução Orçamentária dos Fundos Setoriais 2007)

¹⁷¹ As universidades podem ser representadas por fundações de apoio definidas na forma da Lei nº 8.958 de 20 de dezembro de 1994.

Espírito Santo

O Fundo para a Redução das Desigualdades Regionais foi criado pelo governo do estado do Espírito Santo em junho de 2006¹⁷². De acordo com a lei, o tesouro estadual abre mão de 30% de sua receita de *royalties* em favor de 70 dos 78 municípios capixabas que não são diretamente beneficiados pelas receitas advindas da extração do petróleo. Esses recursos são distribuídos a partir de uma fórmula definida na lei que leva em consideração a participação da população do município e sua arrecadação de ICMS no total do estado, e tem um conselho que fiscaliza a aplicação dos recursos na universalização de políticas sociais. Anualmente, o poder executivo determina, por decreto, qual a proporção de recursos que cada município deve receber. Os valores repassados aos municípios deverão ser depositados em conta específica e serão aplicados exclusivamente em investimentos, inclusive os respectivos rendimentos financeiros das disponibilidades, visando: universalização dos serviços de saneamento básico; destinação final de resíduos sólidos; universalização do ensino fundamental e atendimento à educação infantil; atendimento à saúde; construção de habitação para população de baixa renda; drenagem e pavimentação de vias urbanas; construção de centros integrados de assistência social; formação profissional; transportes; segurança; inclusão digital; e geração de emprego e renda.

O Espírito Santo é hoje o terceiro produtor de petróleo do país, após o Rio de Janeiro e o Rio Grande do Norte.

Campos dos Goytacazes (Rio de Janeiro)

O Fundo de Desenvolvimento de Campos dos Goytacazes (Fundecam) foi criado em julho de 2001, com o objetivo de “fomentar o desenvolvimento do setor agropecuário, financiar projetos de geração de empregos e promover o acesso de pequenas e médias empresas, de qualquer atividade compatível com as peculiaridades do município, a recursos de capital, ou para a implantação de novas tecnologias identificadas com os objetivos do fundo”¹⁷³.

O Fundecam é administrado por um Conselho Gestor indicado pelo Prefeito, que toma suas decisões por maioria e é formado por um representante de cada uma das seguintes entidades: Assessoria Especial do Chefe do Executivo, secretaria de Planejamento e Controle Geral, Companhia de Desenvolvimento de Campos, Secretaria de Cultura e Secretaria de Indústria, Comércio e Turismo. Vale notar que a lei permite que toda organização, governamental ou não, que destinar recursos ao Fundecam participe do Conselho Gestor, inclusive nas discussões e aprovação dos projetos. O mandato dos membros do Conselho é definido por regulamento interno, mas não pode exceder o mandato do prefeito.

A transferência de recursos para o fundo de Campos não se dá de forma compulsória, mas discricionária, e no mínimo R\$ 10 milhões anuais devem ser provenientes das participações governamentais, salvo se não comprovada demanda de investimentos¹⁷⁴. O fundo pode ainda

¹⁷² Lei nº 8.308, de 13 de junho de 2006

¹⁷³ Lei nº 7.084, de 02 de julho de 2001.

¹⁷⁴ De acordo com o artigo 4º, parágrafo único da Lei nº 7.084: “Caberá ao Conselho Gestor apresentar ao Chefe do Executivo estudo comprovando a demanda acima desse montante para fins de ser incluído no orçamento anual, inclusive através de suplementação.”

receber doações públicas ou privadas e até empréstimos. Em 2007, foram destinados aproximadamente 6% dos *royalties* do município.

Para obtenção de recursos do fundo é necessário que o proponente esteja em dia com suas obrigações fiscais perante todos os entes da federação, devendo prestar contas anualmente da execução do projeto ao Conselho Gestor. O não atendimento às normas leva ao impedimento da obtenção de novos empréstimos pelos 5 anos seguintes. O fundo pode cobrir até 100% do investimento proposto (o financiamento mínimo é de R\$ 50 mil), com carência de até um ano, cabendo ao Conselho Gestor definir, em cada caso, a necessidade de contrapartida do financiado, conforme o risco do empreendimento. Entre 2001 e 2007 foram aprovados 58 projetos, com investimento total de R\$ 302,6 milhões, dos quais R\$ 155,5 milhões corresponderam a recursos do Fundecam¹⁷⁵. Os recursos não utilizados pelo Fundo são creditados no exercício seguinte.

No que diz respeito ao retorno, os financiamentos têm juros de 6% a.a., acrescido das despesas inerentes à operação do agente financeiro (2%), e prazo de até 5 anos, mais o período de carência. Vale destacar que não há preocupação em manter estável o patrimônio do fundo, nem tampouco em garantir sua perenidade para as gerações futuras.

¹⁷⁵ Dentre os 58 projetos aprovados, 44 são de empresas de Campos (75,86%), 32 possuem investimento menor que R\$ 1,0 milhão (55,17%), sendo que destes, 25 possuem investimentos menor que R\$ 500 mil (46%). (ver www.fundecam.campos.rj.gov.br)

Anexo III: Investimentos em infra-estrutura no Brasil, 2001-07

Investimentos em Infra-Estrutura no Brasil - 2001-07 (em R\$ Bilhões Nominiais)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Invest. Infra Total	43,2	32,5	27,5	35,8	44,1	49,1	52,0
Invest. Infra OGU	4,7	3,8	1,4	3,0	4,6	6,8	8,7
Saneamento	2,2	1,3	0,5	0,8	1,7	2,3	3,5
Transportes	2,5	2,4	0,9	2,2	2,9	4,5	5,2
Portos	0,084	0,139	0,025	0,140	0,133	0,126	0,119
Cias Docas	0,049	0,103	0,023	0,050	0,091	0,100	0,106
Ferrovias	0,058	0,056	0,035	0,008	0,044	0,072	0,140
Hidroviás	0,198	0,092	0,054	0,084	0,099	0,113	0,128
Rodovias	2,117	2,039	0,771	1,948	2,563	4,054	4,714
Invest. Infra Empresas	38,5	28,8	26,1	32,8	39,5	42,3	43,3
Infraero	0,5	0,6	0,6	0,5	0,7	0,9	0,6
Saneamento (empr. estaduais)	2,5	2,5	2,7	3,3	4,3	5,5	5,7
Saneamento (outros)	0,1	0,6	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5
Eletrobrás	2,7	3,4	2,9	2,8	3,2	4,9	3,1
Petrobrás (Gás e energia)	0,4	0,8	1,1	0,6	1,5	1,6	3,2
E.Elétrica (estados)	1,5	2,0	1,7	2,1	2,4	3,3	2,6
Cemig	0,64	1,15	0,94	1,09	1,17	1,94	0,93
Copel	0,43	0,40	0,33	0,44	0,44	0,50	0,52
Celisc	0,12	0,11	0,13	0,21	0,25	0,31	0,52
CEEE	0,13	0,17	0,11	0,13	0,18	0,24	0,30
CEB	0,07	0,07	0,09	0,05	0,12	0,13	0,15
CELG	0,07	0,11	0,11	0,15	0,25	0,20	0,22
E.Elétrica (privados)	4,2	4,9	4,2	4,2	5,0	5,8	7,3
AES Tietê				0,02	0,03	0,05	0,05
Ampla				0,25	0,41	0,47	0,43
Cemar				0,05	0,10	0,14	0,20
Coelce				0,17	0,25	0,34	0,40
CTEEP				0,16	0,32	0,47	0,44
CPFL				0,61	0,63	0,80	1,13
Elektro				0,12	0,18	0,25	0,25
Eletropaulo Metropolitana				0,33	0,40	0,38	0,43
Energias do Brasil				1,05	1,07	0,75	0,66
Energisa				0,19	0,20	0,25	0,23
Grupo Rede				0,24	0,33	0,35	0,42
Light				0,34	0,28	0,32	0,49
Neo Energia				0,62	0,81	1,17	1,47
Tractebel				0,04	0,04	0,07	0,73
Ferrovias (concessionárias)	0,8	0,7	1,1	1,9	3,2	2,5	2,6
Telecom	22,0	9,7	8,0	13,3	14,2	12,4	12,5
Telefonia fixa	17,8	5,9	4,5	5,0	6,3	6,2	6,7
Telemar/Oi	7,86	1,01	1,09	1,26	1,56	1,64	1,76
Brasil Telecom	3,42	1,81	1,33	1,69	1,54	1,17	1,12
Telefonica	4,53	1,67	1,34	1,34	1,67	1,72	1,99
GVT	0,54	0,40	0,27	0,14	0,14	0,19	0,57
Embratel	1,47	1,04	0,49	0,58	1,43	1,46	1,23
Telefonia móvel	4,2	3,8	3,5	8,3	7,9	6,2	5,8
Oi/Telemar			0,55	0,74	0,84	0,67	0,57
Brasil Telecom			0,36	1,18	0,44	0,28	0,28
TIM			0,51	2,98	2,56	1,59	1,90
Vivo			1,10	1,94	2,21	2,12	1,92
Claro			0,99	1,46	1,83	1,56	1,13
Portos	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5
Rodovias (privados)	1,7	1,6	1,0	1,0	1,3	1,5	1,5
Rodovias (estaduais)	2,0	1,9	2,1	2,4	2,9	3,2	3,1
DER - SP	0,50	0,57	0,54	0,71	0,89	0,91	1,00
DER - MG	0,35	0,36	0,28	0,41	0,43	0,56	0,31
DER - RS	0,25	0,14	0,32	0,21	0,25	0,27	0,40
Demais DER's	0,90	0,87	0,93	1,09	1,29	1,43	1,40

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
PIB Nominal	1.302	1.477	1.699	1.941	2.147	2.322	2.558
Desembolsos Infra BNDES	7,5	13,0	10,0	15,2	17,1	17,0	25,6
IPCA	7,67%	12,53%	9,30%	7,60%	5,69%	3,14%	4,46%

Fontes dos dados que compõem os quadros acima

Invest. Infra Total (2001-07): Somatório de Invest. Infra OGU e Invest. Infra Empresas

I. Invest. Infra OGU (2001-07): Somatório de Saneamento e Transportes

I.1. Saneamento

- a. 2001-05: calculado com base nos dados de Investimento Federal Total (FGTS + OGU) como percentual do PIB, divulgado em AESBE. *Financiamento de Investimentos em Saneamento Básico*. Dez/06, p.05.
- b. 2006-07: Dada a dificuldade de estimar com precisão os investimentos efetivos em saneamento do orçamento fiscal (OGU) em 2006-07, que não se esgota nas funções Saneamento, Habitação e Urbanismo, adotou-se por premissa que a relação média entre o investimento realizado pelo OGU (AESBE) e o total pago, incluindo restos a pagar pagos (CNI/Siafi) dessas três funções para os anos 2002-05 se manteve em 2006-07. A esses valores soma-se os desembolsos do FGTS para saneamento (ver CEF. *Demonstrações financeiras do FGTS* e CEF. *Execução orçamentária do FGTS*, em http://www.caixa.gov.br/fgts/relatorios_balancos_fgts.asp). Para 2007, os desembolsos do FGTS foram estimados com base no valor contratado para 2007, multiplicado pela média da razão desembolso/ contratado observadas em 2005 e 2006 para saneamento.

I.2. Transportes (2001-07): somatório de Portos, Cias Docas, Ferrovias, Hidrovias e Rodovias

I.2.1. Portos

- a. 2001-04: Investimento público em Portos. Ver TCU. *70ª Apreciação das Contas do Governo da República – Exercício 2004*.
- b. 2005-06: Estimativa própria por meio de interpolação linear
- c. 2007: Siafi/ CNI. Execução orçamentária do Ministério dos Transportes – Total pago, incluindo restos a pagar pagos no ano

I.2.2. Cias Docas

- a. 2001-06: TCU. Orçamento de Investimento - Contas Públicas - Execução Orçamentária.
- b. 2007: Siafi/ CNI. Repasse para Cias Docas, Presidência da República – Despesa realizada até 6º bimestre de 2007

I.2.3. Ferrovias (2001-07): ANTF

I.2.4. Hidrovias

- a. 2001-04: Investimento público em Hidrovias + Portos e terminais hidroviários. Ver TCU. *70ª Apreciação das Contas do Governo da República – Exercício 2004*.
- b. 2005-06: Estimativa própria por meio de interpolação linear

- c. 2007: Siafi/ CNI. Execução orçamentária do Ministério dos Transportes – Total pago, incluindo restos a pagar pagos no ano

I.2.5. Rodovias

- a. 2001-06: Estimativas próprias, calculado como a diferença entre os itens anteriores e o Orçamento Geral da União para Investimentos – Ministério dos Transportes – Valores desembolsados, inclusive restos a pagar pagos (Ver Coinfra/ CNI. *Orçamento da União em Transportes*. Abril/2007)
- b. 2007: Siafi/ CNI. Execução orçamentária do Ministério dos Transportes – Total pago, incluindo restos a pagar pagos no ano

II. Invest. Infra Empresas: somatório de Infraero, Saneamento (empr.estaduais), Saneamento (outros), Eletrobrás, Petrobrás (Gás e energia), E.Elétrica (estados), E.Elétrica (privados), Ferrovias (concessionárias), Telecom, Portos, Rodovias (privados) e Rodovias (estaduais)

II.1. Infraero (2001-07): Infraero. *Relatório Anual da Administração*

II.2. Saneamento (empr.estaduais)

- a. 2001-05: calculado com base nos dados de Investimento das Empresas Estaduais como percentual do PIB, divulgado em AESBE. *Financiamento de Investimentos em Saneamento Básico*. Dez/06, p.05.
- b. 2006: Estimativa própria, considerando um aumento 28% sobre o valor de 2005, com base no crescimento do investimento das 13 principais empresas estaduais (com exceção de PE e ES)
- c. 2007: Estimativa própria, aplicando o IPCA de 2007 sobre o investimento de 2006

II.3. Saneamento (outros)

- a. 2001-05: calculado com base nos dados de Investimento (Outros) como percentual do PIB, divulgado em AESBE. *Financiamento de Investimentos em Saneamento Básico*. Dez/06, p.05.
- b. 2006-07: Estimativa própria para o investimento como percentual do PIB, com base no histórico

II.4. Eletrobrás

- a. 2001-06: Ministério do Planejamento – Investimento realizado
- b. 2007: Eletrobrás. *Demonstrações Financeiras Padronizadas 2007*

II.5. Petrobrás:

- a. 2001-06: Petrobrás. *Relatórios anuais*, inclui apenas os investimentos em Gás e Energia
- b. 2007: Petrobrás. *Relatório Mercado Financeiro, 4º Trimestre e do exercício de 2007*. p.23 (inclui apenas os investimentos em Gás e Energia)

II.6. Energia elétrica (estados): somatório de Cemig, Copel, Celesc, CEEE, CEB e CELG

II.6.1. Cemig (2001-07): CVM. Relatórios Anuais

II.6.2. Copel (2001-07): CVM. Relatórios Anuais

II.6.3. Celesc

- a. 2001-06: CVM. Relatórios Anuais
- b. 2007: Fact sheet 4T07

II.6.4. CEEE

- a. 2001-04 e 2006: CVM. Relatórios Anuais
- b. 2005 e 2007: Estimativa própria, com base no histórico

II.6.5. CEB

- a. 2001-05: CVM. Relatórios Anuais
- b. 2006: Estimativa própria, considerando um crescimento de IPCA + 5% sobre o valor de 2005
- c. 2007: Estimativa própria, considerando um crescimento de IPCA + 10% sobre o valor de 2006

II.6.6. CELG

- a. 2001-06: CELG. Relatórios Anuais
- b. 2007: Estimativa própria, considerando um crescimento de IPCA + 10% sobre o valor de 2006

II.7. Energia Elétrica (privados):

- a. 2001-03: TCU. *70ª Apreciação das Contas do Governo da República – Exercício 2004*: Investimento privado em Energia Elétrica.
- b. 2004-07: somatório de AES Tietê, Ampla, Cemar, Coelce, CTEEP, CPFL, Elektro, Eletropaulo Metropolitana, Energias do Brasil, Energisa, Grupo Rede, Light, Neo Energia e Tractebel

II.7.1. AES Tietê (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa

II.7.2. Ampla (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa

II.7.3. Cemar (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa

II.7.4. Coelce (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa

II.7.5. CTEEP (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa

II.7.6. CPFL (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa

II.7.7. Elektro (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa

II.7.8. Eletropaulo Metropolitana (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa

II.7.9. Energias do Brasil (inclui inclui EDP Lajeado, Escelsa, Enersul, Bandeirante) (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa

II.7.10. Energisa (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa

- II.7.11. Grupo Rede (inclui Rede Empresas de Energia Elétrica, Cemat, Celpa e Lajeado) (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa
- II.7.12. Light (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa
- II.7.13. Neo Energia (inclui Afluente, Coelba, Celpe, Cosern, Termope, Itapebi) – 2004-07: CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa
- II.7.14. Tractebel (2004-07): CVM (Relatórios Anuais) e Relações com Investidores da empresa
- II.8. Ferrovias (concessionárias)
- 2001-06: ANTT. *Evolução Recente do Transporte Ferroviário*. set/07
 - 2007: ANTF (www.antf.org.br)
- II.9. Telecomunicações: somatório de Telefonia fixa (Telemar/Oi + Brasil Telecom + Telefônica + GVT + Embratel) e Telefonia móvel (Oi/Telemar + Brasil Telecom + TIM + Vivo + Claro)
- II.9.1. Telefonia fixa: somatório de: Telemar/Oi, Brasil Telecom, Telefônica, GVT e Embratel
- II.9.1.1. Telemar/Oi (2001-07): site de Relações com Investidores da empresa, Relatórios SEC e Relatórios anuais da empresa
- II.9.1.2. Brasil Telecom:
- 2001: Cálculos próprios com base no Relatório Anual 2002 (“A Brasil Telecom investiu R\$2.006 milhões em 2002, sendo R\$1.042 milhões em expansão e modernização da planta. O investimento na expansão e modernização da planta foi 58,3% inferior ao realizado em 2001, fazendo com que sua participação no investimento total fosse reduzida de 73,0% para 52,0% em 2002”).
 - 2002-07: BrTelecom. (Relatórios Anuais)
- II.9.1.3. Telefônica (2001-07): Relatórios SEC e Press Release sobre o 4º trimestre de 2007
- II.9.1.4. GVT:
- 2001-03: Estimativa própria, com base no investimento 2000-02 divulgado pela empresa (R\$ 1,4 bilhão), e no seu histórico
 - 2004-07: GVT (Relatórios Anuais)
- II.9.1.5. Embratel (2001-07): Embratel (Relatórios SEC) e CVM (Relatórios Anuais)
- II.9.2. Telefonia móvel:
- 2001-02: Investimento privado em Telecomunicações. Ver TCU. *70ª Apreciação das Contas do Governo da República – Exercício 2004*.
 - 2003-07: somatório de Oi/Telemar, Brasil Telecom, TIM, Vivo e Claro)
- II.9.2.1. Oi/ Telemar (2003-07): site de Relações com investidores da Telemar/Oi, Relatórios SEC e Relatórios anuais da empresa

- II.9.2.2. Brasil Telecom (2003-07): Brasil Telecom (Relatórios Anuais)
- II.9.2.3. TIM (2003-07): TIM - Relatórios SEC e site de relações com investidores (inclui TIM Celular a partir de 01/01/04)
- II.9.2.4. Vivo (2003-07): Relatórios SEC e Relatórios anuais da empresa
- II.9.2.5. Claro (2003-07): Estimativa própria com base nos Relatórios SEC da América Móvil. Calculado pelo investimento anual projetado pela América Móvil para a América Latina, ponderado pelo número de assinantes no Brasil em relação aos demais países da América Latina nos quais a companhia possui ativos.
- II.10. Portos: Estimativa própria, com base nos dados de investimento em portos divulgado pelo BNDES (2002-05), TCU e CNI/Siafi
- II.11. Rodovias
 - a. 2001-06: ABCR. *Relatório anual 2006*
 - b. 2007: Estimativa própria com base no histórica
- II.12. Rodovias (estaduais): somatório de DER-SP, DER-MG, DER-RS e demais DER's
 - II.12.1. DER – SP
 - a. 2001 e 2007: Estimativa própria com base no histórico
 - b. 2002-04: Estimativa própria, calculado como 50% das despesas orçamentárias do DER-SP (www.der.sp.gov.br), consistente com o observado em 2005 (49,08%) e 2006 (50,13%)
 - c. 2005-06: DER – SP
 - II.12.2. DER – MG (2001-07): Estimativas próprias (50% da execução orçamentária e financeira do DER-MG no ano)
 - II.12.3. DER – RS
 - a. 2001-06: DER-RS
 - b. 2007: Estimativa própria, com base no histórico
 - II.12.4. Demais DER's (2001-07): Estimativa própria, com base na Participação Estadual na Extensão da Malha Rodoviária Municipal Pavimentada (Km). Fonte: Ministério dos Transportes - PNV e IBGE

PIB Nominal: Ipeadata/ IBGE (2001-07)

IPCA: Ipeadata/IBGE (Atualizado em: 11 de janeiro de 2008)

Desembolsos Infra BNDES: BNDES – Desembolsos para Infra-Estrutura (2001-07)

Anexo IV: Memória de Cálculo da Necessidade de Investimento Adicional nos Setores de Saneamento, Transporte Urbano, Ferrovias e Hidrovias

Saneamento:

De acordo com estudos da AESBE, a necessidade de investimento para universalização dos serviços de saneamento é da ordem de R\$ 11,0 bilhões ou 0,6% do PIB ao ano por um período de 15 anos (2007-2024)¹⁷⁶. Já os estudos da Abdib afirmam que para a universalização seriam necessários investimentos de R\$ 11 bilhões por ano ao longo de 20 anos¹⁷⁷.

Neste trabalho entende-se que a necessidade de recursos para universalização dos serviços de saneamento, coleta de lixo e drenagem deve ser proporcional ao PIB. Assim, partindo da premissa que o crescimento médio do PIB seria de 4,5% a.a. e adotando que seriam necessários investimentos anuais de 0,6% do PIB durante 20 anos, o montante total para a universalização seria R\$ 541,8 bilhões.

O investimento realizado pelos agentes (público e privados), no “curso normal da economia”, ou seja, sem interferência de eventual formação do Fundo, é estimado com base na média dos investimentos observados entre 2005-07, como percentual do PIB (0,35%). Dessa forma, o investimento total no período seria de R\$ 312,4 bilhões, que é o resultado da multiplicação do PIB anual por 0,35% (a premissa de crescimento de 4,5% a.a. para o PIB é mantida).

A necessidade de investimento adicional é dada pela diferença entre os dois itens anteriores, e resulta em R\$ 229,4 bilhões.

Transporte público metropolitano e urbano:

A necessidade de mínima de investimento em projetos metroviários é estimada em R\$ 29,8 bilhões, pelo Plano de Logística para o Brasil CNT 2007:¹⁷⁸

“Os projetos metroviários contemplam as regiões metropolitanas de Recife, Belo Horizonte, Porto Alegre e os mais significativos nas cidades do Rio de Janeiro e de São Paulo. Sugere-se que as propostas mínimas de expansão metroviária para São Paulo e Rio de Janeiro sejam:

:: Aumentar a densidade metroviária na capital paulista e visam integrar os municípios da região metropolitana, tais como, São Bernardo do Campo, Diadema, Guarulhos e Osasco com a cidade de São Paulo. As linhas sugeridas são: Osasco/Santo Amaro, Osasco/Barra Funda e Barra Funda/Santo André, desativando as atuais linhas de trem urbano operadas pela CPTM; Barra Funda/Aeroporto Cumbica; Santo André/Carrão passando por São Mateus; Tamanduateí/USP Zona Leste; ampliação Linha 2 - Vila Madalena/Vila Lobos; Sacomã/Vila Olímpia acessando o Aeroporto de Congonhas; ampliação Linha 5 - Largo Treze/Chácara Klabin; e Brigadeiro/Campo Belo.

¹⁷⁶ Ver AESBE. *Financiamento de Investimentos em Saneamento Básico*. Dez/06, p.04

¹⁷⁷ Ver ABDIB. O Acesso da baixa renda à infra-estrutura. *Análise de infra-estrutura nº 09*, pp. 2-3. jan.2008

¹⁷⁸ Ver Plano de Logística para o Brasil CNT 2007.

:: A expansão na Grande Rio de Janeiro seria com as linhas: Siqueira Campos/Recreio via Ipanema, Botafogo/São Conrado via Jóquei, Barra da Tijuca/Ilha do Governador passando por Jacarepaguá e o Aeroporto Tom Jobim e ramal interligando estações Uruguaiana/Glória, acessando o Aeroporto Santos Dumont.

Relação dos Projetos - Projetos Metroviários

Infra-estrutura	Categoria	Nº *	Município	UF	Título	Extensão/ Quantidade/ Volume	Unidade
Ferrovia	Construção de Metrô	646	São Paulo	SP	Construção de rede ferroviária em São Paulo	180	km
		647	Belo Horizonte	MG	Construção de rede ferroviária em Belo Horizonte	30	km
		650	Porto Alegre	RS	Construção de rede ferroviária em Porto Alegre	30	km
		651	Rio de Janeiro	RJ	Construção de rede ferroviária em Rio de Janeiro	80	km
		652	Recife	PE	Construção de rede ferroviária em Recife	30	km

Fonte: Plano de Logística para o Brasil CNT 2007.

* Número do Projeto.

Para a viabilização da implantação dos projetos sugeridos para os Projetos Metroviários são previstos investimentos em obras civis conforme a tabela a seguir.”

Investimento Mínimo - Projetos Metroviários

Infra-estrutura	Categoria	Extensão/ Quantidade/ Volume	Unidade	Valor (em R\$)
Ferrovia	Construção de Metrô	350	km	28.918.400.032,00
Total				28.918.400.032,00

Fonte: Plano de Logística para o Brasil CNT 2007.

O investimento projetado pelo PAC totaliza R\$ 1,4 bilhões e refere-se a: Metrô de Belo Horizonte – Linha 1 (R\$ 18,9 milhões), Metrô de Fortaleza – linha sul (R\$ 572,7 milhões), Metrô de Salvador – trecho Lapa a Pirajá (R\$ 488,8 milhões), Trem de Subúrbio de Salvador – Trecho Calçada a Paripe (R\$ 30,3 milhões) e Metrô de Recife (R\$ 295,6 milhões)¹⁷⁹.

A necessidade de investimento adicional é dada pela diferença entre a os investimentos mínimos recomendados pela CNT e os recursos do PAC destinados para transportes metroviários, e resulta em R\$ 28,5 bilhões.

Ferrovias:

O PAC prevê investimentos de R\$ 4,5 bilhões para a construção da Ferrovia Transnordestina e R\$ 2,4 bilhões para a Ferrovia Norte-Sul, sendo que desta última R\$ 0,36 bilhão já foram gastos em 2007, restando R\$ 2,04 bilhões para o período 2008-10. Estão previstos ainda investimentos de R\$ 0,53 bilhões no tramo norte do Ferroanel de São Paulo e R\$ 0,75 bilhões na extensão da Ferronorte, totalizando R\$ 7,9 bilhões. As obras já devem estar concluídas até 2013 e, por essa razão esse valor foi subtraído da necessidade de investimento em ferrovias, estimada em R\$ 50,56 bilhões pelo Plano Nacional de Logística e Transporte, elaborado pelo Ministério dos Transportes para o período 2008-2023.

¹⁷⁹ Ver PAC – Balanço do 1º ano. Brasília, jan/08, pp 185-188

No caso do setor ferroviário, a necessidade de investimento diz respeito basicamente à construção de novas ferrovias, e não à manutenção da malha existente, que seria suprida pelos atuais concessionários. Assim, neste caso, o investimento realizado no “curso normal da economia” não seria relevante para determinação da necessidade de investimento adicional para o período 2008-2023, estimada em R\$ 42,7, o que corresponde à projeção do Ministério dos Transportes (R\$ 50,56 bilhões), menos o montante previsto pelo PAC (R\$ 7,9 bilhões).

Hidrovias:

A necessidade de investimento em hidrovias entre 2008 e 2023 é estimada em R\$ 12,8 bilhões pelo Plano Nacional de Logística e Transporte, elaborado pelo Ministério dos Transportes em 2007¹⁸⁰.

O investimento realizado no “curso normal da economia” durante esse período é estimado com base na média dos investimentos entre 2005-07, como percentual do PIB (0,005%) e, assim como no caso de saneamento, considera-se que o crescimento médio do PIB seria de 4,5% a.a. Desta forma, o investimento total nos anos 2008-2023 seria de R\$ 2,9 bilhões.

A necessidade de investimento adicional é dada pela diferença entre os dois itens anteriores, e resulta em R\$ 9,87 bilhões, entre 2008-2023.

¹⁸⁰ Ver Ministério dos Transportes. *Plano Nacional de Logística e Transportes*. Abr/07