

1791

TEXTO PARA DISCUSSÃO

**PANORAMA DO PRÉ-SAL:
DESAFIOS E OPORTUNIDADES**

Giorgio Romano Schutte



PANORAMA DO PRÉ-SAL: DESAFIOS E OPORTUNIDADES*

Giorgio Romano Schutte**

* O autor agradece os comentários e colaborações de Luiz Fernando Sanná Pinto, Marcos Antonio Macedo Cintra, Pedro Silva Barros e Rose Silva. Esta pesquisa foi realizada no âmbito da bolsa do Programa de Pesquisa para o Desenvolvimento Nacional (PNPD) do Ipea.

** Professor da Universidade Federal do ABC.

Governo Federal

**Secretaria de Assuntos Estratégicos da
Presidência da República**
Ministro Wellington Moreira Franco



Fundação pública vinculada à Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiro – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente

Marcelo Côrtes Neri

Diretor de Desenvolvimento Institucional

Luiz Cezar Loureiro de Azeredo

Diretora de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais

Luciana Acioly da Silva

Diretor de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia

Alexandre de Ávila Gomide

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas, Substituto

Claudio Roberto Amitrano

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais

Francisco de Assis Costa

Diretora de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação, Regulação e Infraestrutura

Fernanda De Negri

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

Rafael Guerreiro Osorio

Chefe de Gabinete

Sergei Suarez Dillon Soares

Assessor-chefe de Imprensa e Comunicação

João Cláudio Garcia Rodrigues Lima

Ouvidoria: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

URL: <http://www.ipea.gov.br>

Texto para Discussão

Publicação cujo objetivo é divulgar resultados de estudos direta ou indiretamente desenvolvidos pelo Ipea, os quais, por sua relevância, levam informações para profissionais especializados e estabelecem um espaço para sugestões.

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2012

Texto para discussão / Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.- Brasília : Rio de Janeiro : Ipea , 1990-

ISSN 1415-4765

1. Brasil. 2. Aspectos Econômicos. 3. Aspectos Sociais.
I. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.

CDD 330.908

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade do(s) autor(es), não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou da Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

SUMÁRIO

SINOPSE

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO: AS PRESSÕES DO PRÉ-SAL	7
2 PANORAMA GLOBAL: O PRÉ-SAL NÃO CHEGOU TARDE DE MAIS?	10
3 O PETRÓLEO É NOSSO? A AFIRMAÇÃO DA AMAZÔNIA AZUL	14
4 SIGNIFICADO DO PRÉ-SAL	18
5 NOVO MARCO REGULATÓRIO.....	24
6 <i>UP E DOWNSTREAM</i> E A POLÍTICA DO CONTEÚDO LOCAL.....	34
7 LIDAR COM EXCESSO DE DÓLARES E EXCESSO DE REAIS.....	46
8 PRESSÕES AMBIENTAIS.....	58
9 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	63
REFERÊNCIAS	65
APÊNDICE	68

SINOPSE

O objetivo deste texto é analisar as implicações econômicas, políticas e estratégicas das descobertas de grandes reservas de petróleo e gás nas províncias do pré-sal em 2006. Para tanto, são apresentados os vários desafios a serem enfrentados para garantir que o ciclo do pré-sal possa contribuir com um salto de desenvolvimento do país: a soberania nacional sobre as áreas distantes da costa brasileira; a relação com os interesses internacionais; a qualificação do parque industrial por meio de exigências de conteúdo local, justificadas pela escala e duração no tempo do empreendimento; a formação do preço e o risco de *crowding out* do etanol; e os riscos do “rentismo” e do excesso de entrada de dólares. As estratégias adotadas no campo da política industrial e por meio da introdução de um novo marco regulatório para as áreas do pré-sal durante os governos dos presidentes Lula e Dilma refletem concepções que dialogam com o debate sobre o neodesenvolvimentismo. A nova realidade do pré-sal ainda redimensiona a Petrobras como grande *player* internacional de energia.

Palavras-chave: pré-sal; energia; Brasil; neodesenvolvimentismo; conteúdo local.

ABSTRACTⁱ

The objective of this study is to analyze the economic, political and strategic implications of the discovery of huge oil and gas reserves in the presalt provinces in 2006. For this purpose we present the main challenges that must be confronted to make sure that the presalt cycle will contribute to the countries development: the national sovereignty over the areas, far way from the cost; the interaction with international interest; the upgrading of the industrial capacity through the use of local content requirements, justified by the scale and duration of the enterprise; the price formation and the risk of crowing out of ethanol; and the risk of rentier mentality and excess of dollar inflows. During the Lula and Dilma administration specific industrial strategies and a new legal framework were introduced to respond to these challenges. These policies are drive by a neodevelopmental perspective. The new reality of the presalt also means a repositioning of Petrobras as one of the main players in the international energy world.

Keywords: presalt; energy; Brazil; new development strategies; local content.

i. As versões em língua inglesa das sinopses desta coleção não são objeto de revisão pelo Editorial do Ipea. The versions in English of the abstracts of this series have not been edited by Ipea's publishing department.

1 INTRODUÇÃO: AS PRESSÕES DO PRÉ-SAL

Em agosto de 2006, a Petrobras, liderando um consórcio entre a British Gas e a Partex, depois de perfurar mais de 5 mil metros desde a superfície do mar, atravessando uma camada de sal, encontrou petróleo em uma determinada área, denominada, antes do novo batismo, de Tupi. As análises indicaram reservas do campo entre 5 e 8 bilhões de barris de petróleo. O êxito levou à perfuração de mais poços, com destaque para Yara, na bacia de Santos, com 3 a 4 bilhões de barris, e para Baleias, na bacia de Campos, com 1,5 bilhão a 2 bilhões de barris. A partir destas descobertas, o governo anunciou oficialmente, em novembro de 2007, a existência de uma nova realidade geológica para o Brasil e para a indústria petrolífera internacional: a província do pré-sal, mapeada em uma região que vai do norte de Santa Catarina ao sul do Espírito Santo. A partir de 2010, as estatísticas da Agência Internacional de Energia (AIE) e do Ministério de Energia dos EUA começaram a destacar o Brasil como grande produtor. Tudo indica que o pré-sal tenha potencial para abrir um novo ciclo de desenvolvimento do Brasil, superando a dependência energética, que sempre foi um fator de restrição externa.

Conscientes de que o potencial da descoberta representa um marco na história do país, os gestores públicos lançaram mão de vários simbolismos. Ainda antes de iniciar a era do pré-sal, Luiz Inácio Lula da Silva, presidente à época, tinha escolhido, em 2006, o dia 21 de abril, que homenageia Tiradentes, herói da luta pela independência, para comemorar a autossuficiência com a entrada em operação da plataforma P-50, na bacia de Campos. E foi em 1º de maio de 2009, dia internacional do trabalhador, que começou o teste de longa duração na área de Tupi, iniciando assim a produção do pré-sal. Nesta ocasião, o presidente da república caracterizou o pré-sal como “a segunda independência do Brasil”.¹ O primeiro navio petroleiro produzido, entregue em novembro de 2011, no âmbito do programa de modernização da frota da Petrobras, ganhou o nome de Celso Furtado. E os dois primeiros navios encomendados pela Petrobras ao novo Estaleiro Atlântico Sul (EAS) foram batizados respectivamente de João Cândido² e Zumbi dos

1. Disponível em: <http://www.biblioteca.presidencia.gov.br/ex-presidentes/luiz-inacio-lula-da-silva/discursos/2º_mandato/2009/1º-semester/01-05-2009-discurso-do-presidente-da-republica-luiz-inacio-lula-da-silva-durante-cerimonia-alusiva-a-extracao-do-primeiro-barril-de-oleo-na-camada-pre-sal/view>. Acesso em: 22 de março, 2012.

2. Em homenagem a João Cândido Felisberto, conhecido como Almirante Negro, que foi preso depois de liderar a Revolta da Chibata, em 1910, quando os marinheiros se rebelaram contra os constantes castigos físicos (incluindo a chibata). Ele foi anistiado somente em 2008.

Palmares.³ A primeira nova refinaria a entrar em operação para absorver a crescente produção terá o nome de Abreu e Lima.⁴ E o primeiro campo de produção e exploração do pré-sal (Tupi) ganhou, como é de tradição, o nome de um animal marinho: Lula.

Mas há muitos desafios a serem enfrentados para garantir que, em perspectiva histórica, o ciclo do pré-sal não se compare aos ciclos de exportação de *commodities* que marcaram a formação do subdesenvolvimento brasileiro nos séculos passados.

A tecnologia da indústria de petróleo tem como base sua capacidade de lidar com a pressão dos reservatórios e regulá-la, garantindo o fluxo controlado do poço rumo ao consumo final. Mas, além das questões técnicas para lidar com os desafios geológicos do pré-sal, há uma série de outras pressões que são objetos de análise neste texto. Primeiro, a pressão para delimitar e declarar a soberania nacional sobre as áreas distantes da costa brasileira. Segundo, a pressão dos interesses internacionais, que não necessariamente operam naquela que seria a melhor direção para a estratégia de desenvolvimento que o país queira seguir e, ao mesmo tempo, garantir acesso à tecnologia e ao capital externo necessário para uma eficiente exploração das reservas. Terceiro, a pressão para subordinar as políticas públicas aos interesses do quase monopólio público e de seus acionistas privados. Quarto, a pressão para que o país não se atrase em seu esforço para explorar as novas riquezas, de um lado, e, de outro, a aposta em uma (re) qualificação do parque industrial por meio das exigências de conteúdo local, justificada pela escala do empreendimento e sua duração no tempo. Quinto, a pressão para desvincular de vez o preço interno dos preços internacionais como instrumento de combate à inflação e/ou para agradar os consumidores e socializar com eles as riquezas da nação. Com isso, porém, sacrificar e regredir no esforço para defender e ampliar a matriz mais limpa da qual o país possa se orgulhar, além de comprometer a capacidade de investimento das companhias, em particular da Petrobras. Sexto, como resistir à pressão do acesso fácil aos reais que possibilitam ampliar os gastos públicos, dando lugar ao desperdício e ao “rentismo”, e, ao invés disso, mobilizar os recursos adicionais para realizar investimentos estratégicos, separados do orçamento regular? E, sétimo, a pressão sobre o real, devido à entrada em excesso de dólares, tanto diretamente,

3. Em homenagem ao líder da luta pela defesa da comunidade autossustentável do Quilombo dos Palmares (Alagoas), desafiando a corte portuguesa, morto em 1695, tendo sua cabeça cortada e exposta em praça pública em Recife.

4. General Abreu e Lima, pernambucano, foi um dos generais de Simón Bolívar, um dos principais líderes pela libertação da América hispânica. Neste caso houve uma forte influência do presidente da Venezuela, Hugo Chávez, uma vez que a refinaria estava sendo projetada inicialmente para a importação de petróleo bruto da Venezuela por meio de uma parceria entre a Petrobras e a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA).

por meio da entrada das receitas de exportação de petróleo, quanto indiretamente, por meio do endividamento público e, sobretudo, privado, uma vez que as reservas do pré-sal confirmadas e em operação significam uma enorme garantia para que os agentes brasileiros tenham acesso fácil aos mercados de capitais internacionais.

A história do pré-sal começa em um momento singular diante da experiência mundial, por dois motivos. Primeiro, é difícil encontrar outros exemplos de países que tenham ingressado neste seleto clube de grandes exportadores e combinem tantas condições adicionais favoráveis: renda média, parque industrial relativamente diversificado, uma empresa do porte e da competência tecnológica da Petrobras. E, ao mesmo tempo, tenham uma democracia consolidada, com instituições que, embora estejam longe da eficiência e da excelência, podem ser consideradas estáveis e têm uma trajetória que aponta melhorias. Mas o Brasil é, sobretudo, um país em desenvolvimento, com grandes deficiências. Ou seja, um país, que tem, de um lado, uma base para aproveitar as novas riquezas, e, de outro, precisa delas para dar um salto de qualidade. Segundo, a questão da energia está para sempre intrinsecamente vinculada à questão ambiental. Nas próximas décadas, o mundo vai enfrentar o desafio das emissões de gases de efeito estufa, o que exige uma transição rumo a uma economia de baixa intensidade de carbono. A tendência será, portanto, diminuir de forma gradual, mas consistente, o uso de petróleo. Contudo, esta fase de transição dificilmente acontecerá em um horizonte que torne a exploração do pré-sal inviável, considerando o esgotamento de parte relevante dos poços existentes, de um lado, e o crescimento da demanda, em particular da China, e também da Índia, de outro. As mudanças na matriz global de energia dar-se-ão enquanto o petróleo, o carvão e o gás forem ainda as mais importantes fontes energéticas da economia mundial.

Em resumo, o desafio é resistir ao canto da sereia, atravessar as traiçoeiras águas doces da riqueza fácil, e seguir rumo ao desenvolvimento, tendo como fundamento o investimento em inovação e agregação de valor. A expansão econômica, assim provocada, pode colocar em bases sólidas a recente experiência de crescimento com distribuição de renda e garantir a redução real da imensa desigualdade que ainda marca o Brasil.

Nas próximas seções, a dinâmica dessas pressões será abordada. Na segunda seção, será avaliada a estimativa sobre a evolução da demanda e do preço do petróleo à luz da procura mundial por matrizes energéticas de baixa intensidade de carbono. A terceira aborda o aspecto do direito internacional público a respeito da soberania

exclusiva sobre as áreas do pré-sal. Na quarta, fez-se breve análise do significado do pré-sal, considerando sua magnitude. Na quinta seção, há a discussão em torno do novo marco regulatório. A sexta diz respeito ao potencial dinamizador para um conjunto de setores interligados à exploração. A sétima traz os riscos fiscais e da gestão macroeconômica, bem como o debate da economia-política a respeito do melhor aproveitamento dos recursos. Na oitava apresentam-se os riscos ambientais, seguidos das considerações finais.

2 PANORAMA GLOBAL: O PRÉ-SAL NÃO CHEGOU TARDE DEMAIS?

Sem dúvida a relevância do petróleo está diminuindo pela viabilidade de alternativas energéticas, estas até mais desejadas do ponto de vista da sustentabilidade. Pode então surgir a ideia de que o Brasil, ao optar pela exploração do pré-sal, estaria indo na contramão da história. Outro lado desta discussão é a avaliação sobre a sustentabilidade econômico-financeira da exploração e produção, considerando o seu alto custo. A análise que segue defende que o pré-sal, mais que uma opção, é um destino para o Brasil. A questão não é explorar ou não, mas como fazê-lo (o controle ao acesso, como produzir, o que fazer com o excedente e qual a estrutura institucional necessária).

TABELA 1
Evolução da demanda de petróleo (2000,2007 e 2010)
(Em milhões de barris por dia)

Origem da demanda	2000	2007	2010
Estados Unidos	19,7	20,68	19,148
União Europeia	14,585	14,8	13,89
China	4,766	7,817	9
Oriente Médio	5	6,736	7,821
Japão	5,53	5	4,451
Índia	2,261	2,835	3,32
África	2,44	2,974	3,291
Brasil	2	2,234	2,6

Fonte: BP Statistical Review.
Elaboração do autor.

Em 2010, a produção de petróleo e gás era responsável por 53,7% da oferta mundial de energia, significativamente inferior aos 62% em 1973 (AIE, 2011). Mas, em números absolutos, o consumo mundial de petróleo aumentou neste mesmo período de 55,638

milhões de barris⁵ por dia para 87,381 milhões de barris (BP, 2011). Houve, porém, uma clara mudança na origem geográfica da demanda, como pode ser observado na tabela 1, com destaque para o crescimento expressivo da demanda chinesa.

A expectativa é de um aumento na eficiência energética de 2% ao ano (a.a.) no período de 2010 a 2030 e um declínio do aumento de consumo de energia *per capita* de 2,5% a.a., na primeira década do século XXI, para 1,3% a.a., no período de 2020 a 2030. Mesmo assim, estima-se que a demanda de energia em 2030 seja 39% superior àquela em 2010, sendo que 96% desse aumento devem vir dos países não participantes da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) (BP, 2012, p. 11). O aumento previsto da energia renovável deve atingir em média 8,2% a.a. no período de 2010 a 2030. Mesmo assim, a demanda por petróleo aumenta 0,7% a.a., chegando a 103 milhões de barris por dia (b/d) em 2030 (*idem, ibidem*). Embora com números ligeiramente diferentes, a Agência Internacional de Energia (IEA) estima um aumento da demanda de petróleo para 99 milhões de barris por dia em 2035 (IEA, 2010, p. 7).

Somente a demanda chinesa por petróleo aumentou de 4,766 milhões de barris/dia (b/d), em 2000, para 9 milhões b/d, em 2010, expansão muito superior à de sua produção interna.⁶ Ao mesmo tempo, há um esgotamento da produção em várias regiões do mundo, como é o caso do México e do Mar do Norte. Os Estados Unidos, que ainda dispunham, em 2010, de uma produção em torno de 7 milhões b/d, apresentam uma demanda que supera 19 milhões b/d. O pré-sal, principal área de expansão da fronteira de produção de petróleo do mundo, está, portanto, na agenda da política energética dos Estados Unidos e da China.

Em seu livro sobre o futuro do poder, o estudioso de relações internacionais Joseph Nye dedicou um subcapítulo específico ao petróleo, no qual ele conclui que: “*Oil is the most important raw material in the world in both economic and political terms and it is likely to remain a key source of energy well into this century*” (Nye, 2011, p. 64).

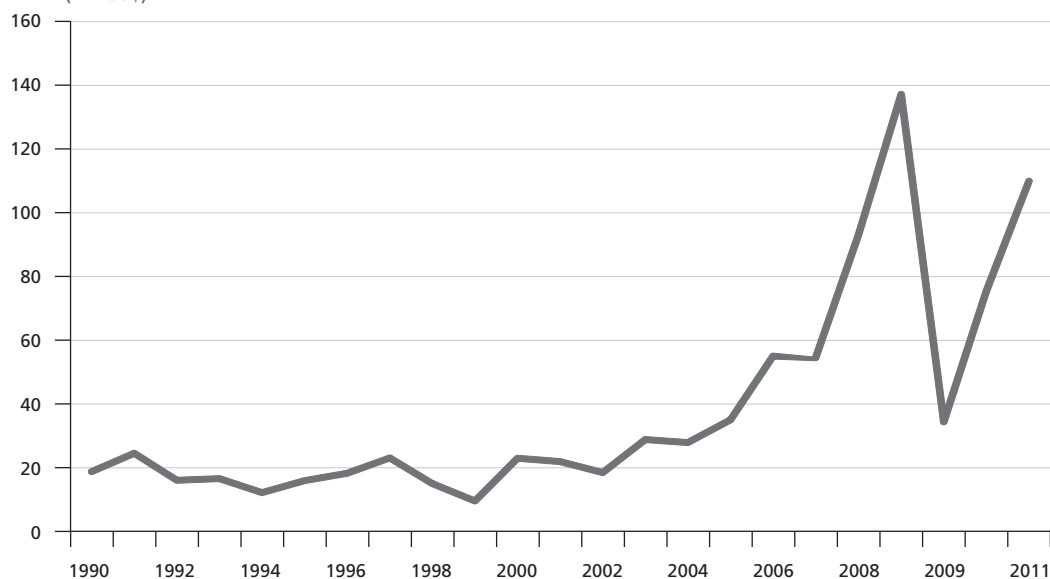
O petróleo certamente não é a fonte de energia do futuro, mas permanecerá por muito tempo uma fonte imprescindível e com forte demanda. Mas, ainda pode haver dúvida em relação à evolução dos preços. Em vários momentos representantes da Petrobras

5. Um barril equivale a 159 litros de petróleo.

6. BP Statistical Review. Disponível em: <<http://www.bp.com>>.

afirmaram publicamente que o *break-even-point* do pré-sal estaria em torno de US\$ 45.⁷ Ou seja, a produção em si oscilava em torno de US\$ 10 a US\$ 15, mas, incluindo os altos gastos com investimentos e as transferências previstas em lei, chega-se ao valor de US\$ 45, abaixo do qual o pré-sal seria inviável. Como pode ser observado no gráfico 1, durante toda a década de 1990 e também nos anos iniciais da primeira década do século XXI, o preço ficou abaixo deste valor. Há de se reconhecer, porém, uma mudança estrutural no mercado global de petróleo, que vinha se consolidando desde o final da década de 1990 e que aponta para um aumento da escassez relativa diante da evolução da demanda descrita anteriormente. A qualificação relativa se refere à diferença entre reservas e produção. Ou seja, o acesso às reservas em termos de custo e gestão política condiciona o nível de produção. Assim, se misturam determinantes físicas, econômicas e políticas, que resultaram, nos últimos anos, em uma fraca expansão da produção mundial de petróleo (Barros, Schutte e Pinto, 2012). No que diz respeito à segurança energética, deve ser considerada ainda a concentração das reservas em áreas de alto potencial de conflito.

GRÁFICO 1
Preços de petróleo (2010)
(Em US\$)



Fonte: BP Workbook of Historical Statistical Data (2011).
Elaboração do autor.

7. Número confirmado pelo então presidente da Petrobras, Sérgio Gabrielli, em evento sobre o pré-sal organizado pela revista *Carta Capital*, em São Paulo, no dia 8 de agosto de 2011, respondendo a uma pergunta específica do autor.

Há muitos fatores que contribuíram com a explosão dos preços, que chegaram a atingir o patamar de US\$ 144 por barril em meados de 2008, pouco antes do efeito da crise financeira global. Em dólares de 2010, o preço aumentou de US\$ 60,87, em 2005, para US\$ 98,50, em 2008, e caiu para US\$ 62,68, em 2009, para em seguida retomar sua trajetória de crescimento, chegando a US\$ 79,50, em 2010.

Entre tantas variáveis, há a financeirização, por meio de mercados futuros nos quais se busca a valorização financeira na arbitragem entre o preço do petróleo presente e futuro, contribuindo fortemente com o fenômeno de *over* e *undershooting*. O efeito negativo da financeirização sobre a volatilidade dos preços entrou até na agenda do G20, que, em sua declaração de Pittsburgh, em setembro 2009, mencionou a necessidade de dar mais transparência à formação de preços neste mercado, e os líderes se comprometeram “*to increase energy market transparency and market stability*” (G20, 2009). Porém, se é verdade que o forte incremento de posições em petróleo no portfólio de investimento de fundos seja fator relevante para explicar o alto patamar dos preços antes da crise e sua retomada muito mais rápida do que a recuperação do crescimento econômico, também é verdade que há outros fatores estruturais a serem levados em conta. Em particular, o já mencionado crescimento do consumo global de petróleo; a fraca expansão da produção mundial de petróleo; e a redução da capacidade ociosa. O alto patamar de preços do petróleo tornou viável vários projetos com custos de produção mais elevados, inclusive em águas ultraprofundas – como o caso do pré-sal – e óleos não convencionais, como areias betuminosas do Canadá. Estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estima que os preços serão estabilizados no patamar de US\$ 75 por barril (b) entre 2016 e 2026, voltando a subir em seguida, considerando os aumentos nos custos da exploração e produção, a maturidade geológica das atuais áreas de fronteira, o maior peso dos custos dos óleos não convencionais e uma maior internalização de custos ambientais (EPE, 2008, p. 43). A Agência Internacional de Energia (AIE, 2011) projeta para 2035, em dólares de 2010, um preço de US\$120/b. A US Energy Information Administration, órgão governamental dos EUA, prevê para 2025, em dólares de 2010, US\$ 121,23, e US\$ 132,29 para 2035 (AEO, 2012). Apesar das diferenças entre as projeções, há, portanto, certo consenso entre os analistas do mercado de que, apesar dos fatores conjunturais, existe um aumento estrutural do patamar do preço de petróleo que deve permanecer nas próximas décadas, quando será realizada a exploração e produção do petróleo no pré-sal.

3 O PETRÓLEO É NOSSO? A AFIRMAÇÃO DA AMAZÔNIA AZUL

Como pode ser observado no quadro 1, uma das características básicas do pré-sal é que se localiza a 300 quilômetros da costa brasileira, o que não só gera um imenso desafio logístico, mas também envolve as regras do direito internacional público, para entender se o Brasil de fato tem a soberania exclusiva sobre essas áreas.

QUADRO 1

Características básicas das áreas do pré-sal

- Espalhadas ao longo de 800 km.
- Localizadas a cerca de 300 km da costa de ES, RJ, SP, PR e SC.
- Depositadas entre 5 mil e 7 mil metros abaixo do nível do mar.
- Petróleo e gás mantidos por uma camada de sal com espessura de até 2 mil metros.
- Teor de óleo de boa qualidade.

Elaboração do autor.

No início do século XVII, estabeleceu-se o direito de costume delimitando o mar territorial em 3 milhas da costa, considerado o alcance de um tiro de canhão dos navios de guerra. Observa-se, portanto, que o direito do mar clássico se preocupava com a navegação, ignorando questões relacionadas à natureza ou às riquezas do fundo do mar. Para a manutenção da *Pax Britânica*, o que importava era garantir o livre acesso ao mar. Foi a partir da segunda metade do século XX que alguns países começaram a unilateralmente mudar as regras do jogo. Em 1945, o presidente dos EUA, Harry Truman, declarou a plataforma continental⁸ parte do território nacional. Alguns anos depois, Chile e Peru, seguidos por Equador, declaram sua soberania sobre 200 milhas náuticas da costa,⁹ com o objetivo de prevenir a atividade pesqueira por parte de potências estrangeiras. Diante desta proliferação de ações unilaterais, as Nações Unidas convocaram, em 1958, em Genebra, a I Conferência sobre Direito do Mar, mas foi somente em 1982 que se concluíram as negociações com a Convenção de Montego Bay, também conhecida como a Convenção do Mar.

Um elemento importante e inovador no processo de negociação foi a utilização do *package deal*, que permitiu fechar acordos da área do mar sob jurisdições nacionais, junto com as regras referentes aos fundos marinhos.¹⁰

8. A plataforma continental é a porção dos fundos marinhos que começa na linha da costa e desce com um declive suave até o chamado talude continental (onde o declive é muito mais pronunciado). Em média, a plataforma continental desce até uma profundidade de 200 metros, atingindo as bacias oceânicas. A sua largura depende das circunstâncias geográficas.

9. Uma milha náutica corresponde a 1,852 quilômetro.

10. No Artigo 136, a convenção estipulou que "*The Area and its resources are the common heritage of mankind*". A área, no caso, refere-se ao leito do mar, aos fundos marinhos e ao seu subsolo, fora dos limites da jurisdição nacional, e compreende todos os recursos minerais (sólidos, líquidos ou gasosos). São excluídos, portanto, os recursos vivos e os objetos históricos e arqueológicos, mas nestes casos há, sim, uma responsabilidade coletiva com a sua proteção e preservação.

No que diz respeito às jurisdições nacionais, a convenção estabelece o direito sobre 200 milhas náuticas (370 quilômetros) reconhecidas como zonas econômicas exclusivas (ZEEs). Mas os países podem reivindicar soberania ainda sobre a plataforma continental quando esta se estende além da ZEE até o limite máximo de 350 milhas náuticas (648,2 quilômetros) do litoral, desde que fundamentados em dados científicos e técnicos.

Até 2010 o Tratado de Montego Bay tinha sido ratificado por 161 membros, com a marcante ausência dos Estados Unidos.¹¹ De fato, já em 1982, após ter participado e defendido ativamente as suas posições, o governo Ronald Reagan tinha manifestado sua intenção de não assinar o texto da convenção, basicamente por discordar do regime definido para os fundos marinhos e oceânicos internacionais (Trindade, 2003, p. 63). O governo Reagan declarou unilateralmente a sua jurisdição sobre a ZEE. A assinatura ocorreu somente em 1994, no governo Bill Clinton, quando a convenção entrou em vigor, mas nunca houve aprovação pelo Congresso para permitir a sua ratificação. Em 2009, com Barack Obama na presidência, a convenção entrou no grupo de 111 tratados pendentes no Congresso americano e considerados prioritários pela administração.¹² Um fato novo é o interesse dos EUA na exploração do petróleo no Ártico, possibilitada pelo degelo causado pelo aquecimento global. Ocorre que a exploração do Ártico é regida pela Convenção de Montego Bay. Por enquanto, predomina, porém, a resistência no congresso contra sua ratificação.¹³

O Brasil iniciou em 1989 seu Plano de Levantamento da Plataforma Continental (LEPLAC), para estabelecer a sua plataforma continental além das 200 milhas náuticas da ZEE, em conformidade com os critérios estabelecidos pela convenção.¹⁴ Em abril de 2007, a Comissão de Limites da Plataforma Continental das Nações Unidas aprovou grande parte do pleito brasileiro (cerca de 85%), ampliando a jurisdição marítima brasileira para uma área de 4.451.766 km², conhecida como Amazônia Azul, metade da

11. Disponível em: <<http://www.isa.org.jm/en/about/members/states>>.

12. Disponível em: <<http://globalsolutions.org/blog/2009/05/white-house-treaty-priorities>>.

13. Em maio de 2012, a pedido do Executivo, foi realizada uma audiência no Senado sobre a ratificação da Convenção do Mar para pautar novamente esta questão.

14. O trabalho realizado basicamente pela Petrobras e pela Marinha coletou dados ao longo de aproximadamente 150 mil quilômetros da margem continental, do Oiapoque ao Chuí, até uma distância do litoral, cerca de 350 milhas.

área continental de 8.511.996 km².¹⁵ Com isso houve proteção jurídica para o pré-sal, embora a maior potência com grande dependência externa de petróleo não tenha ainda ratificado a convenção. Ou seja, os Estados Unidos, do ponto de vista formal, não reconhecem a soberania exclusiva do Brasil sobre as áreas do pré-sal.

Vale mencionar outro elemento inovador da convenção: a introdução de uma tributação global sobre exploração nas áreas reconhecidas como de jurisdição nacional fora da ZEE, mas parte da plataforma continental:

Article 82 - Payments and contributions with respect to the exploitation of the continental shelf beyond 200 nautical miles

1. The coastal State shall make payments or contributions in kind in respect of the exploitation of the non-living resources of the continental shelf beyond 200 nautical miles from the baselines from which the breadth of the territorial sea is measured.

2. The payments and contributions shall be made annually with respect to all production at a site after the first five years of production at that site. For the sixth year, the rate of payment or contribution shall be 1 per cent of the value or volume of production at the site. The rate shall increase by 1 per cent for each subsequent year until the twelfth year and shall remain at 7 per cent thereafter. Production does not include resources used in connection with exploitation.

3. A developing State which is a net importer of a mineral resource produced from its continental shelf is exempt from making such payments or contributions in respect of that mineral resource.

4. The payments or contributions shall be made through the Authority, which shall distribute them to States Parties to this Convention, on the basis of equitable sharing criteria, taking into account the interests and needs of developing States, particularly the least developed and the land-locked among them.

Isso significa concretamente que o Brasil, não sendo um país que se enquadre no parágrafo 3º, deverá, a partir da exploração do pré-sal, na área fora da ZEE, mas dentro da área

15. Com relação à parte menor, 900 mil km², que foi negada, o governo apresentou outra reivindicação e publicou, no Diário Oficial de 3 de setembro de 2010, uma resolução determinando que nenhuma empresa ou Estado estrangeiro poderá explorar esta área, considerada pelo Estado brasileiro parte da sua plataforma continental, sem prévia autorização do governo brasileiro. Ou seja, não será permitida nenhuma exploração enquanto o pleito adicional tramitar pelas Nações Unidas.

da plataforma continental, pagar este imposto global.¹⁶ As áreas do pré-sal que estão sendo discutidas até agora, porém, encontram-se dentro da ZEE.

Ao falar em Amazônia Azul, é enfatizada a preocupação com a defesa da soberania sobre estas áreas. A exploração e produção do pré-sal exige a montagem de uma infraestrutura gigantesca em alto-mar. No seu *site*, a Marinha apresenta sua visão, dando ênfase ao pré-sal e afirmando que “A história nos ensina que toda riqueza desperta cobiça, cabendo ao seu detentor o dever de proteção”.¹⁷ É neste contexto que podem ser analisadas a parceria estratégica com a França para a compra de submarinos *Scorpène* e a cooperação para a construção do primeiro submarino nuclear que possibilita a mobilidade necessária para o controle do espaço marítimo. Assim, o pré-sal representa para a Marinha uma oportunidade para justificar a retomada do Programa de Desenvolvimento do Submarino Nuclear Brasileiro (PROSUB), iniciado em 1979 e paralisado em seguida. Embora a parceria entre a Petrobras e a Marinha do Brasil date do início das atividades de exploração e produção no litoral brasileiro, nos anos 1980, o pré-sal deve intensificar este envolvimento da Marinha. Foi neste âmbito que as duas instituições assinaram um memorando de entendimento que prevê o desenvolvimento de tecnologias aplicadas ao ambiente marítimo.¹⁸

A legislação anterior ao pré-sal (Lei nº 7.990/1989 e Lei nº 9.478/1997) já tinha estabelecido, a respeito da lavra que ocorre na plataforma continental, que de 15% a 20% devem ser destinados ao comando da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção.¹⁹ A prática, porém, é que somente uma parte menor seja autorizada para execução, e o restante contingenciado sob o título de superávit financeiro de receitas vinculadas, que por sua vez integram o superávit primário. Sem dúvida, o tema deve entrar com destaque na agenda da discussão sobre a exploração e produção do pré-sal, apesar de, em um primeiro momento, a questão dos *royalties* e das participações ter ficado restrita à distribuição entre os vários entes da Federação.

16. Os *royalties* internacionais são pagos à Autoridade Internacional dos Fundos Marinhos (na sigla inglesa, ISA), criada pela própria Convenção de Montego Bay e dotada de personalidade jurídica internacional. Foram definidos em 1% sobre o valor (em dinheiro) ou volume total da lavra (em petróleo), começando no sexto ano do início da exploração e aumentando 1% ao ano até chegar a 7%. Ver também Lemos e Romanelli (2010).

17. Disponível em: <http://www.mar.mil.br/menu_v/amazonia_azul/amazonia_azul.htm>. Acesso em: 23/03/2012.

18. Disponível em: <<http://fatosedados.blogspot.com.br/2011/12/06/petrobras-marinha-brasil-memorando-entendimento/>>.

19. Da arrecadação da alíquota de 5% de *royalties*, 20% são destinados ao comando da Marinha. No caso da arrecadação adicional de *royalties* (com alíquota até 10%), são 15%.

Outro conceito geopolítico que complementa a ideia da Amazônia Azul é o do Atlântico Sul, que ganha relevância estratégica, não somente pelas reservas do pré-sal, mas também por aquelas na costa da África Ocidental, onde há uma presença da própria Petrobras, em particular em Angola, Namíbia e Nigéria.

4 SIGNIFICADO DO PRÉ-SAL

O aumento das reservas potenciais representa uma nova perspectiva para o Brasil, na medida em que permite a superação do que já foi uma das mais importantes vulnerabilidades externas do país – a necessidade de importar petróleo – e abre a perspectiva de um potencial exportador significativo. Dos 37 poços perfurados pela Petrobras na camada do pré-sal até o final de 2011,²⁰ quase todos indicaram a existência de petróleo e uma redução significativa das incertezas associadas ao desenvolvimento dos seus reais potenciais.²¹ Descoberta em 2006, anunciada em 2007, a produção comercial do pré-sal iniciou no primeiro semestre de 2012, no campo Lula, com 150 mil b/d a 180 mil b/d.

É difícil afirmar o quanto da nova atração pelo Brasil já se deve ao pré-sal, mas não há dúvida de que esta megadescoberta, por si só, projeta a imagem do país de uma forma diferente nas próximas décadas. Não há ainda um levantamento a respeito da quantidade de petróleo e gás que o pré-sal de fato representa, mas as estimativas variam entre 50 bilhões e 100 bilhões de barris. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 (PDE-MME, 2011), de meados de 2011, elaborado pela EPE, projetou um aumento da produção de petróleo, sem incluir o gás e a produção internacional, de 2,325 milhões de barris por dia em 2011, para 5,756 milhões de barris por dia em 2020, nas áreas já concedidas sob o regime de concessão e da cessão onerosa (ver seção 5).²² A tabela 2 mostra a evolução da contribuição do pré-sal neste período.

20. Trinta e cinco poços das áreas já licitadas, uma da cessão onerosa e uma a pedido da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). No caso do único bloco no pré-sal operado pela Exxon, o BS-M-22, na bacia de Santos, foram perfurados três poços secos, o que fez a empresa se retirar do empreendimento.

21. Dos 41 poços considerados secos ou não comercialmente viáveis contabilizados no balanço do segundo trimestre de 2012 da Petrobras referente ao período desde 2009, somente dois foram no pré-sal.

22. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>>.

TABELA 2

Produção estimada de petróleo no Brasil – novas reservas e reservas existentes nas áreas já concedidas (2011, 2016 e 2020)

(Em milhões de b/d)

	2011	2016	2020
RD fora pré-sal	2,022	2,774	2,387
RD pré-sal	0,303	1,283	3,080
RND fora pré-sal	0	0,201	0,215
RND pré-sal	0	0,023	0,074
Total	2,325	4,280	5,756

Fonte: EPE (2011).

Obs.: 1. Não inclui gás equivalente e não inclui produção de petróleo fora do país.

2. RD = reservas descobertas até 2011; RND = reservas não descobertas.

No caso da Petrobras, a participação do pré-sal na produção de petróleo no país passará dos atuais 5%, em 2011, para 31%, em 2016, e para 58%, em 2020 (Petrobras, 2012b).

A tabela 3 considera somente a produção de petróleo no Brasil, sem levar em conta a produção do gás equivalente e a produção no exterior por empresas brasileiras, mas estimando, além da produção em campos em operação e aquela dos recursos contingentes (descobertas, já concedidas e em avaliação), os recursos não descobertos em blocos exploratórios sob concessão e também o início da produção na área da União ainda não concedida.

TABELA 3

Produção de petróleo em 1999, 2009 e 2010 e previsão para 2017 e 2020

(Em milhões de b/d)

País	1999	2009	2010	2017	2020
Rússia	6,2	10,0	10,27		
Arábia Saudita	8,9	9,7	10		
Estados Unidos	7,7	7,2	7,5		
Irã	3,6	4,2	4,25		
China	3,2	3,8	4		
Brasil	1,1	2,0	2,14	3,824	6,09

Fonte: BP Statistics, para os números dos outros países; EPE/Ministério de Minas e Energia (MME), para os números e previsões do Brasil.

A tabela 3 ilustra que o Brasil, considerado em 2009 um *player* pequeno e voltado para o mercado interno, teria potencial de ocupar em 2020 o quarto lugar, isso cogitando a hipótese de nenhum dos países produtores aumentarem sua produção neste período e não haver atrasos na exploração e produção do pré-sal. No que diz respeito às reservas,

dependendo do tamanho do pré-sal, o Brasil ocuparia entre o quinto e o oitavo lugar, atrás somente dos grandes e históricos *players* do Oriente Médio, da Rússia e da Venezuela, sendo que as reservas deste último país são compostas em larga escala pelo chamado petróleo não convencional (óleo ultrapesado).

Os números da Agência Nacional de Petróleo (ANP) incluem, além das estimativas da Petrobras, as estimativas das demais empresas. A tabela 4 mostra as estimativas da Petrobras em relação à sua própria produção, reajustadas para baixo no seu Plano de Negócios e Gestão 2012-2016, lançado em junho de 2012, para responder a críticas do mercado com relação à utilização de metas ousadas que sistematicamente não foram cumpridas ao longo dos anos. O aumento expressivo do gás refere-se principalmente ao gás associado, explorado junto com o petróleo.

TABELA 4
Previsão da evolução da produção e exploração da Petrobras no Brasil
(Em milhões de boed¹)

	2011	2016	2020
Produção total	2,022	2,5	4,2
Pré-sal/concessão	5%	30%	28%
Pré-sal/cessão onerosa	-	1%	19%
Pré-sal/partilha	-	-	11%
Pós-sal	95%	69%	42%

Fonte: Petrobras (2012b)

Nota: ¹ A unidade básica usada para medir a produção do óleo e do gás é barris de petróleo equivalentes por dia (boed).

Os cortes nas metas da Petrobras não questionam o potencial do pré-sal, o que interessa aqui, mas ajustam a previsão do ritmo de exploração e produção à real capacidade do país, no que diz respeito aos equipamentos e mão de obra exigidos.²³

Estimativas sobre o fluxo anual de renda petrolífera – considerando um preço médio no período de US\$ 75 por barril, em dólares correntes de 2010, custo de produção US\$ 15, excedente de US\$ 60, e uma exploração ao longo de 40 anos – apontam para US\$ 75 bilhões em caso de reservas de 50 bilhões de barris e US\$ 150 bilhões em caso de reservas de 100 bilhões de barris.²⁴

23. Pelas novas metas, a produção da Petrobras no país deve alcançar 4,2 em vez de 4,91 milhões de boed (Petrobras, 2012b).

24. Fonte: Ildo Sauer, V Forum de Debates Brasileiras. 8 de novembro, 2010, São Paulo. Disponível em: <http://www.advivo.com.br/sites/default/files/seminarios/ildo_sauer.pdf>. Acesso 16 de março, 2012. Ver também Sauer (2011, p. XXII).

As novas reservas transformam a Petrobras em *megaplayer* internacional. Somente entre 2007 e 2012 a sua posição na lista *Fortune*, que classifica com base na receita, subiu do 65^o para o 23^o lugar, conforme pode ser observado nas tabelas 5A e 5B.

TABELA 5A
Ranking global 500 (2012)
(Em US\$ bilhões)

Posição	Empresa	Receita	Lucro
1	Royal Dutch Shell	484,5	30,9
2	Exxon Mobil	453	41
3	Wal-Mart Stores	447	15,7
4	BP	386,5	25,7
5	Sinpec Group	375	9,5
6	China Nacional Petroleum	352	16,3
7	State Grid	259	5,7
8	Chevron	245	26,9
9	ConocoPhillips	237	12,4
10	Toyota Motor	235	3,6
23	Petrobras	146	20,1

Fonte: Fortune.

Obs.: oito das primeiras dez empresas são da área de energia, três estatais chinesas.

TABELA 5B
Ranking Global 500 (2007)
(Em US\$ bilhões)

Posição	Empresa	Receita	Lucro
1	Wal-Mart Stores	351	11,3
2	Exxon Mobil	347	39,5
3	Royal Dutch Shell	319	25,5
4	BP	274	22
5	General Motors	207	-2
6	Toyota Motor	205	14
7	Chevron	200,5	17
8	DaimlerChrysler	190	4
9	ConocoPhillips	172,5	15,5
10	Total	168	14,8
65	Petrobras	72	12,8

Fonte: Fortune.

Obs.: em US\$ de 2007 (CPI Inflation Calculator 2012. 1,11)

4.1 Gás

O pré-sal representa ainda um aumento significativo da oferta de gás, que, de acordo com a EPE (2011), deve triplicar entre 2011 (89, 2 milhões de m³/d) e 2020 (240,5 milhões de m³/d), o que implica uma diminuição da exportação de 50% para 30%, bem como a perspectiva de autossuficiência mais adiante.²⁵ Em 2009 o governo sancionou o novo marco regulatório do gás natural por meio da Lei nº 11.909/2009, diferenciando-o do petróleo. Até 2012 a lei não havia saído do papel nem estimulado a criação de uma agenda governamental que priorize o crescimento e amadurecimento do mercado de gás natural no Brasil, garantindo, entre outros, o seu aproveitamento para estimular maior competitividade ao setor industrial.

Há desafios específicos relacionados à expansão da produção do gás. Em primeiro lugar, a falta de infraestrutura para garantir transporte e armazenagem do gás natural, o que requer alto investimento. A legislação vigente não permite a queima do gás associado. No caso específico do pré-sal, estão previstas três rotas de escoamento: Caraguatatuba (SP), Maricá (RJ) e Cabiúnas (ES). No modelo atual o gás é prioritariamente destinado a térmicas que funcionam como complemento às hidrelétricas e seu preço continua vinculado ao preço de petróleo, o que torna o seu uso para fins industriais pouco competitivo. Outra forma de usar o gás é aumentar a produção de fertilizantes (ureia), área na qual o Brasil é deficitário, bem como outros produtos gasoquímicos.

4.2 Novos atores

Outro fenômeno ligado às descobertas do pré-sal é o surgimento de novos *players* privados brasileiros. Em particular se destaca a empresa OGX Petróleo e Gás, do grupo de Eike Batista. Criada em julho de 2007, a empresa opera na bacia de Campos, Parnaíba, Santos, Espírito Santo, Pará, Maranhão e Colômbia. Adquiriu 21 dos 271 blocos que foram mantidos na nona rodada, realizada em novembro de 2007. Ela se listou em 2008 na Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa) como empresa pré-operacional e conseguiu também captar recursos nos mercados financeiros internacionais lastreados nas áreas contratadas.²⁶ A empresa, que se apresenta como primeira operadora privada a produzir petróleo *offshore* no Brasil, estima sua reserva em 10,8 bilhões de boe e pretende se

25. O contrato vigente com a Bolívia vai até 2019 e estipula a compra pela Petrobras de 30 milhões de m³/d.

26. De acordo com a Valor Data (publicado em 30 de março, 2012), a OGX captou, em 2011, US\$ 2,56 bilhões.

consolidar como maior produtora privada de óleo do país.²⁷ Apesar da polêmica no mercado em torno da capacidade real dos poços com concessão da OGX,²⁸ a empresa entrou em operação em fevereiro de 2012, abrindo um novo capítulo na história da produção e exploração de petróleo no Brasil.

Outras empresas de capital privado que entraram no setor, mas ainda sem presença nas áreas do pré-sal, são a HRT Oil and Gas, criada em 2009, com 21 blocos exploratórios na bacia do Solimões (AM), que se capitalizou por meio de uma venda de 45% de suas ações para TNK-BP, e a Cowan Petróleo e Gás, subsidiária da Cowan de Belo Horizonte, criada em 2006, que adquiriu dois blocos em terra, em 2007 e em 2011, e ganhou o direito de explorar na bacia de Luderitz no pré-sal da Namíbia. De mais longa data é a atuação da Queiroz Galvão, que, na década de 1980, iniciou sua atuação no setor de petróleo e gás como prestadora de serviços de perfuração de poços. Participou de todas as rodadas de licitação adquirindo concessões em seis, estas localizadas nas bacias de Santos, Jequitinhonha e Camamu, com destaque para a produção de gás no campo Manati, da qual participa também a Petrobras. As descobertas do pré-sal provocaram vários rearranjos no setor de petróleo e gás. Levantamento da consultoria KPMG registrou, em 2010, 34 acordos de fusões e aquisições, 15 deles liderados por grupos estrangeiros que adquiriram companhias brasileiras ou por companhias estrangeiras estabelecidas no Brasil, com destaque para empresas dos Estados Unidos, do Reino Unido e da China.²⁹

Não há dúvida, porém, que a Petrobras continuará sendo o principal ator. Dados da ANP referentes a fevereiro de 2012 mostram a Petrobras responsável por 91,7% da produção, com quase dois milhões de b/d, seguida da Shell (71,7 mil b/d), Chevron (59,3 mil b/d), Statoil (61,2 mil b/d) e OGX com 11 mil b/d.³⁰

Para o futuro, abre-se um potencial de novas oportunidades para empresas privadas brasileiras na exploração e produção de petróleo. O pré-sal exigirá grande concentração de esforços por parte da Petrobras. Desde 2011, a empresa colocou em curso um programa

27. Para mais informações, visite o portal: <<http://www.ogx.com.br>>. Acesso em: 30 de julho de 2012.

28. NN A Mídia de Petróleo, 07 de março, 2012. Em junho de 2012 a empresa provocou grande desconfiança nos investidores, com queda de 40% da cotação na Bovespa e perda de R\$ 10,7 bi no valor de mercado, quando comunicou uma redução da projeção da sua produção no campo Tubarão, na bacia de Campos.

29. Disponível em: <http://www.kpmg.com/BR/PT/Estudos_Analises/artigosepublicacoes/Paginas/Release_Fusoes-Aquisicoes-petroleo-gas.aspx>. Dados da própria KPMG referentes a 2011 e ao primeiro semestre de 2012 confirmaram esta movimentação.

30. Para mais informações consulte o portal da ANP: <<http://www.anp.gov.br>>.

de desinvestimento, que, por enquanto, se concentra na venda de ativos considerados não prioritários no exterior, mas que poderia envolver um conjunto de campos marginais fora da área do pré-sal existentes e futuros, gerando uma nova dinâmica no setor.

5 NOVO MARCO REGULATÓRIO

A história da exploração do petróleo no Brasil passou por vários divisores de água, elencados de forma sucinta no quadro 2, caracterizados por mudanças no marco regulatório.

QUADRO 2
Trajetória do petróleo no Brasil

1938	Criação do Conselho Nacional de Petróleo Reconhecimento da importância da segurança energética para o desenvolvimento nacional
1945-1953	Campanha O Petróleo é Nosso (defesa monopólio estatal)
1953	Lei n. 2004: monopólio estatal e criação da Petrobras
1974-1977	Descoberta da bacia de Campos, início da exploração <i>off-shore</i>
1988	Codificação do monopólio estatal na nova Constituição Federal (Artigo nº 177)
1997	Emenda Constitucional nº 9: quebra do monopólio
1997	Lei do Petróleo: novo marco regulatório (concessões) e criação da Agência Nacional de Petróleo (ANP)
2006	Conquista da autossuficiência
2007	Anúncio do pré-sal, cancelamento da nona rodada de licitação
2010	Aprovação do novo marco regulatório para as áreas de pré-sal não licitadas (partilha e concessão onerosa)
2011	Primeira exploração do petróleo do pré-sal no campo de Lula

Elaboração do autor.

Todo esforço até as descobertas das áreas do pré-sal, em 2006, foi no sentido de garantir a menor dependência externa possível e chegar a uma situação de autossuficiência. Foi nessa busca que a Petrobras entrou, na década de 1970, na fronteira tecnológica da indústria de petróleo, a exploração em alto-mar. O resultado inesperado foi a descoberta de volumes que transformam o país em um dos principais exportadores de petróleo do mundo. Diante deste quadro, no contexto de uma nova realidade mundial da indústria de petróleo, o governo brasileiro questionou se o modelo regulatório existente seria a melhor forma de explorar as novas riquezas da nação.

O quadro 3 mostra as principais características dos três marcos de regulação para a exploração do petróleo utilizado no mundo.

QUADRO 3

Marco regulatório para exploração de petróleo

Contrato de serviço

- O risco é do governo, que contrata uma empresa.
- Remuneração pela prestação do serviço.
- Justifica-se quando o custo de exploração é baixo.

Concessão

- Empresa recebe o direito de exploração e produção de determinada área por tempo definido.
- Risco da empresa.
- Petróleo encontrado da empresa, captura da renda pelo governo por meio de impostos e taxas (por exemplo royalties).

Partilha

- Riscos e captura de renda distribuídos entre empresa e governo.
- Distribuição do excedente após remuneração dos custos.

Elaboração do autor.

São dois os critérios básicos para a escolha. Primeiramente, a capacidade de arrecadação, ou seja, da captura pública da renda petrolífera. Segundamente, a capacidade do Estado para exercer seu controle sobre a exploração e o gerenciamento das reservas, não menos importante, sobretudo quando se trata da magnitude do negócio envolvido no pré-sal. Neste ponto, a discussão se concentra em torno do ritmo da exploração, pois pode haver diferenças entre os interesses privado e público, tal como definido no âmbito da contribuição que o pré-sal deveria dar ao desenvolvimento do país.

A argumentação para mudar o marco regulatório estava ligada à avaliação dos pressupostos que justificaram, na época, a introdução do sistema de concessão com um regime fiscal relativamente favorável aos investidores, por meio da Lei nº 9.478 de 1997, a Lei do Petróleo. Naquela conjuntura, o petróleo só seria estratégico para os grandes produtores do Golfo Pérsico, os preços internacionais tendiam à queda e os custos de produção no Brasil eram relativamente altos. Assim, a principal justificativa da lei era que a atividade envolvia grandes riscos de exploração e era dispendiosa. Requereria, portanto, investimentos privados para assumir o risco, ou seja, o regime de concessão à empresa privada viabilizaria o financiamento da produção e da exploração, diante do risco exploratório. A Lei do Petróleo nº 9.478, de 1997, estabeleceu como única forma possível a concessão precedida de licitação. O Artigo 26 desta lei determina que a concessionária tenha como obrigação explorar, por sua conta e risco, e “(...) em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos.” Caberia à ANP organizar as licitações em que as empresas interessadas concorrem pelos blocos disponíveis.³¹

31. Mais tarde rebatizada Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Lei nº 11.097, de 2005.

Com o pré-sal, essas questões se colocam em outro patamar. Em primeiro lugar, o risco exploratório com o pré-sal é baixo. Em segundo lugar, os campos são grandes, bem maiores do que os que haviam sido explorados. Terceiro, há uma mudança estrutural no preço do petróleo, que, na época da Lei do Petróleo, estava abaixo de US\$ 20 por barril (ver seção 2). Em quarto lugar, o argumento dialoga diretamente com a suposta dificuldade de mobilizar os recursos necessários, sendo exatamente a propriedade das reservas que garante o acesso ao financiamento para a exploração, afinal, a iniciativa privada não mobilizaria os recursos necessários por meio de capital próprio, mas iria pelo mesmo caminho. Em quinto lugar, as mudanças estavam sendo propostas por um governo que, ao longo dos oito anos, em dois mandatos, já apresentou suficientes demonstrações de respeito aos contratos para os mercados financeiros e as corporações internacionais. Sexto, a reavaliação dos marcos regulatórios era uma tendência generalizada nos países produtores, diante do impacto do aumento estrutural do patamar dos preços, e refere-se à apropriação da renda petrolífera. O debate sobre o papel do Estado na estratégia nacional de desenvolvimento perpassa todos estes pontos. Cabe enfatizar que o risco da “maldição de petróleo” está ligado à estratégia de exploração, para a qual o marco regulatório é um dos fatores centrais. Nas palavras de Bresser-Pereira (2009):

A opção pelo mecanismo da partilha, em vez do das concessões, está correta porque os riscos das empresas serão pequenos, e porque esse mecanismo facilita à nação se assenhorear das “rendas” do petróleo (os ganhos decorrentes da maior produtividade dos recursos naturais), ficando para as empresas exploradoras os lucros – os ganhos que dão retorno ao investimento e à inovação.

A principal justificativa para o autor, porém, está ligada ao controle sobre o processo de desenvolvimento, porque os riscos são grandes. Se o Brasil não souber evitar a sobreapreciação da taxa de câmbio: “o processo de desindustrialização em marcha se acelerará, e seu desenvolvimento econômico estará definitivamente prejudicado.”

Os investidores internacionais avaliam a estabilidade de regras como requisito para conferir credibilidade ao marco regulatório de um país. Realizar mudanças regulatórias, porém, não necessariamente diminui a confiabilidade necessária para o ambiente de negócios. O pré-sal constitui, neste sentido, um fato novo, não só do ponto de vista quantitativo, mas também do qualitativo, o que justifica a reavaliação do marco regulatório. Desta forma, a partilha não foi uma mudança de regime, mas sim um novo regime para uma nova realidade.

Ainda antes da descoberta do pré-sal, o governo Lula sinalizou algumas mudanças. A partir de 2003, a Petrobras passou a atuar de forma mais ousada nas disputas pela aquisição dos blocos concedidos pela União. Ao analisar o perfil de atuação da estatal nas oito primeiras rodadas de licitação organizadas pela ANP, nota-se uma substancial diferença entre a política adotada nos períodos de 1995 a 2002 e de 2003 a 2009. No primeiro, a companhia adquiriu a concessão de 40,4% dos 88 blocos arrematados, enquanto no segundo ela conseguiu a concessão de 62,43% dos 544 blocos arrematados.³²

Em 21 de abril de 2006, no lançamento da P-50, a maior plataforma brasileira, o país comemorou a conquista da autossuficiência na produção de petróleo, alcançando o objetivo que deu origem à Petrobras. Na ocasião, o presidente Lula molhou as mãos com petróleo extraído da plataforma P-50 e afirmou: “Somos testemunhas de um marco estrutural que vai acrescentar ao desenvolvimento brasileiro um ‘antes’ e um ‘depois’ desse histórico 21 de abril de 2006”.

O primeiro passo para a reforma do marco regulatório foi dado em dezembro de 2007, com a retirada de 41 blocos da nona rodada de licitação, por meio da Resolução nº 6, de 2007, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Durante período de 18 meses, o governo fez um trabalho interno de estudo e debate que resultou em um conjunto de quatro propostas encaminhadas em 31 de agosto de 2009 ao Congresso Nacional, visando à alteração do marco regulatório para a exploração de petróleo e gás. A partir daí houve também um debate na sociedade, que será apresentado em seguida.

5.1 Partilha

Em 2 de agosto de 2010, foi sancionada a Lei nº 12.304, que criou a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S/A, Pré-Sal Petróleo S/A (PPSA), com a responsabilidade pela gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e da comercialização de petróleo e de gás natural da União. Mas a alteração principal veio com a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que regulamentou o funcionamento do sistema de partilha e do fundo social. Pode-se constatar que a discussão foi realizada no meio do ano eleitoral e que o presidente Luiz Inácio Lula da Silva fez questão de deixar tudo

32. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>.

regulamentado antes de passar a faixa presidencial, com exceção do único assunto que de fato suscita grande polêmica: a alteração nas regras de distribuição de *royalties* e participações especiais entre os entes federativos. Chama atenção que esta discussão em torno do novo marco regulatório não tenha entrado na agenda dos debates da campanha eleitoral 2010, apesar de sua importância vital para o país. O quadro 4 mostra as diferenças entre o modelo de concessão e de partilha no caso concreto brasileiro.

QUADRO 4
Concessão *versus* partilha no Brasil

Concessão	Partilha
Petróleo da concessionária	Petróleo da União
Risco de exploração da concessionária	Risco de exploração da contratada
Pagamento de <i>royalties</i>	Pagamento de <i>royalties</i>
Pagamento de bônus de assinatura	Pagamento de bônus de assinatura
Pagamento de participação especial	Partilha do excedente em óleo entre o contratado e a União
Qualquer empresa pode ser concessionária exclusiva	Petrobras sempre participa com mínimo de 30%

Elaboração do autor.

Na cerimônia da sanção da lei, o presidente Luiz Inácio Lula da Silva enfatizou que o novo marco regulatório coloca três variáveis sob o controle nacional: o ritmo da extração e do refino; a capacidade da indústria brasileira de atender à demanda por navios e equipamentos; e a destinação da renda petrolífera.³³

Observa-se que a partilha se aplica, em princípio, somente às áreas novas do pré-sal ainda não adquiridas nas rodadas de licitação já realizadas, enquanto permanece a concessão nas áreas já licitadas e nas áreas a serem licitadas ainda fora do pré-sal. Ou seja, o governo federal optou por não propor mudanças nas áreas já concedidas no pré-sal.³⁴ Da área total mapeada do pré-sal, 32% já estão concedidos para a exploração, 28% nas licitações realizadas, das quais a Petrobras possui pouco mais de 60%, e 4% por meio da concessão onerosa.³⁵ Entre as empresas participantes estão: BG, ExxonMobil, Hess, Galp, Petrogal, Repsol e Shell. Apenas o campo BM-S-22 era operado por outra empresa, no caso, a ExxonMobil.³⁶ Ainda assim, a Petrobras

33. Disponível em: <<http://blog.planalto.gov.br/pre-sal-um-presente-natalino-que-o-brasil-proporciona-a-si-mesmo/>>. Acesso em: 23 de março, 2012.

34. O Artigo 3º da Resolução nº 6 de 2007 do CNPE determina: "(...) a rigorosa observação dos direitos adquiridos e atos jurídicos perfeitos, relativos às áreas concedidas ou arrematadas em leilões da ANP".

35. De acordo com dados da Petrobras, a área total da província do pré-sal é de 149.000 km², e a área já concedida, sem considerar a concessão onerosa, corresponde a 41.772 km² (Petrobras, 2009). Dados da ANP apresentam uma ligeira variação: 29% da área já concedidos, dos quais 26% sob concessão (Colela, 2012).

36. Após furar três poços secos a empresa desistiu em 2012.

atuava como sócia. A propriedade da União será restabelecida, portanto, somente nas áreas não licitadas. A área a ser ofertada sob o modelo de partilha, a partir de 2013, Libra, na bacia de Santos, tem uma reserva potencial de 7,9 bilhões de barris de acordo com estimativas de Gaffney, Cline & Associates (Colela, 2012). Com a não extensão da alteração no marco regulatório nas áreas fora do pré-sal, o governo deixou claro tratar-se de uma resposta específica para uma realidade específica. No caso de não se aplicar o novo marco retroativamente às áreas já concedidas no marco da concessão, houve um cuidado, ou, dependendo da avaliação política, um excesso, em respeitar os contratos existentes, e, com isso, diferenciar-se de práticas que ocorreram em outros países produtores como a Rússia (Schutte, 2011) ou a Bolívia (Fuser, 2011).³⁷ Sauer (2011, p. XV) defende que o governo teria argumentos jurídicos para revisar as outorgas nas áreas do pré-sal, porque a existência destas reservas era desconhecida quando da contratação das concessões (teoria da imprevisão).

Posição diferente foi defendida pela Federação Única dos Petroleiros (FUP), filiada à Central Única dos Trabalhadores (CUT), que mobilizou, em 2009, junto a outros movimentos sociais, uma campanha em torno do Projeto de Lei nº 5.891, que pretendia restabelecer o monopólio estatal da Petrobras e transformar a empresa em 100% estatal e pública, o que implicaria o fim das rodadas de licitações e retomada dos blocos petrolíferos que já foram leiloados. O apoio a esta proposta ficou restrito, porém, a um conjunto de deputados dos partidos claramente definidos com a esquerda, que sabia de antemão que o presidente Lula não compraria essa briga.³⁸

Por conseguinte, a crítica veio da indústria petrolífera privada, principalmente internacional, por meio do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP) e da Organização Nacional da Indústria de Petróleo (ONIP), alegando que o modelo de concessão tinha dado os frutos esperados e que não haveria motivo para mudá-lo. O marco regulatório de concessão seria o suficiente flexível para permitir aumentar a arrecadação do governo. Mas, no fundo, a crítica principal diz respeito à limitação do poder de atuação das empresas privadas em prol de maior capacidade de direcionamento do governo, como fica claro na argumentação, por exemplo, do deputado federal Francisco Dornelles (2009):

37. Artigo 3º da Lei nº 12.351/2010 estende o uso do modelo de partilha a outras áreas estratégicas, além do pré-sal, definindo estas como regiões “de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos”.

38. Entre os deputados que chegaram a defender publicamente esta proposta estavam Vicentinho (PT/SP), Brizola Neto (PDT/RJ), Chico Alencar (PSOL/RJ), Marcos Maia (PT/RS), João Paulo Cunha (PT/SP), Luís Sérgio (PT/RJ) e Iriny Lopes (PT/ES), entre outros.

A proposta que vem sendo anunciada pelo governo de substituir o regime transparente e eficaz da concessão pelo regime burocratizado da partilha, inclusive com a criação de mais uma empresa estatal, constitui um enorme retrocesso na política em vigor no país para a exploração do petróleo.

Pode-se, portanto, afirmar que não se trata somente de uma discussão técnica, mas de um debate sobre estratégias de desenvolvimento às quais o modelo de partilha corresponde e que podem ser chamadas de convenção neodesenvolvimentista (Erber, 2010). Nesta visão, uma maior centralização seria desejável porque o governo central teria mais condições para promover uma política industrial em torno da exploração do pré-sal e lidar com a complexidade em torno da volatilidade da renda. O aspecto mais importante da partilha é o fato de a União, por meio da PPSA, ficar com uma parte de petróleo e estar em condições de levar em considerações questões estratégicas ao comercializá-lo.

Um ponto abordado pela crítica ao modelo escolhido vale a pena destacar. Pelo modelo de partilha, os custos da empresa para explorar e extrair o petróleo (custo óleo) são inteiramente ressarcidos pelo governo. No modelo de concessão, os custos são integralmente assumidos pelo investidor. A experiência na Rússia com os contratos de partilha (*production sharing agreements*), criados no fim dos anos 1990 para atrair as empresas privadas para a exploração na Sibéria – envolvendo Shell e Exxon –, passou por uma revisão crítica durante o governo Vladimir Putin, quando se detectaram aumentos de custos muito acima das previsões (Schutte, 2010, p. 26). Por isso a necessidade de um controle dos custos da operação em defesa do interesse da União pela PPSA. A Petrobras, sendo uma empresa de economia mista, não poderia representar o Estado. No caso da ANP, haveria um conflito de interesses, uma vez que, ao assumir esta tarefa, seria parte da operação e, ao mesmo tempo, reguladora e juíza de eventuais conflitos. Para exercer este poder de controle, a PPSA indicará, por força de lei, metade dos integrantes do comitê operacional – inclusive o seu presidente –, cuja responsabilidade inclui definir os programas de produção a serem submetidos à aprovação pela ANP. A PPSA terá, portanto, grande responsabilidade. Primeiro, no monitoramento da execução dos projetos de exploração; segundo, na avaliação e auditoria dos custos de investimento; e, por fim, na comercialização do petróleo de propriedade da União após a partilha do excedente de óleo.

Uma estratégia de inserção soberana implica estabelecer um controle nacional sobre as decisões estratégicas e garantir que esta descoberta se transforme em uma grande alavanca do desenvolvimento nacional e, com isso, da projeção geopolítica do país. As mudanças no marco regulatório, consolidadas na legislação em 2010, tinham este

objetivo, mas representam somente o início e exigem ainda um debate amplo quanto ao seu detalhamento e sua operacionalização. O desenho inicial, previsto na nova legislação, pressupõe uma concentração de poder de decisão na Presidência da República por meio do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).³⁹ Cabe ao MME propor ao CNPE, depois de ouvir a ANP, entre outros, a definição sobre os blocos que serão objeto de concessão ou partilha; critérios para calcular o excedente em óleo da União (a parcela da produção a ser repartida entre a União e o contratado, equivalente à diferença entre o volume total da produção e a soma do custo óleo e dos *royalties*); o cálculo para definir o volume de produção correspondente aos *royalties* e o valor do bônus de assinatura (valor fixo devido à União pelo contratado a ser pago no ato da celebração do contrato); e as porcentagens do conteúdo mínimo. Sauer (2011) definiu essa concentração de poder de decisão centrada na Presidência da República como sendo autocrática, uma vez que “todos os órgãos envolvidos são de sua nomeação e agem sob sua orientação”.

5.2 Cessão onerosa

O sistema híbrido escolhido pelo governo comporta ainda uma terceira modalidade: a cessão onerosa com a finalidade única e específica de capitalizar a Petrobras diante da enorme necessidade de investimento. Em 30 de junho de 2010, o presidente Luiz Inácio Lula da Silva sancionou a Lei nº 12.276, que autoriza a União a ceder à Petrobras onerosamente até cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo. Concomitantemente à cessão onerosa, a empresa pôde aumentar seu capital, autorizando a União a subscrever ações do capital social da companhia e pagá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal, as letras financeiras do Tesouro (LFTs). E a empresa pôde utilizar os mesmos títulos advindos da capitalização para pagar a União, pela cessão onerosa dos direitos de exploração e produção. Grande parte da capitalização era, desta forma, uma operação contábil. Ao final houve uma diferença de cerca de R\$ 7 bilhões entre o pagamento da cessão onerosa (R\$ 74 bilhões) e o valor das LFTs, pago pelo Petrobras em dinheiro.

Em resumo, a capitalização pagou a cessão onerosa e gerou cerca de R\$ 40 bilhões em recursos novos advindos do setor privado. O capital social da Petrobras

39. De acordo com o Decreto nº 3520, de 21 de junho de 2000, e várias emendas, compõem o CNPE os ministros de Minas e Energia (presidência); Ciência, Tecnologia e Inovação; Planejamento, Orçamento e Gestão; Fazenda; Meio Ambiente; Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; da Casa Civil; Integração Nacional; Agricultura, Pecuária e Abastecimento; o presidente da Empresa de Pesquisa Energética; e representantes dos estados, da sociedade civil e das universidades. Há uma discussão para incluir também o ministro de Relações Exteriores.

aumentou em um primeiro momento de R\$ 85 bilhões para R\$ 205 bilhões, atingindo com isso a meta de diminuir a alavancagem líquida da Petrobras de 35% para 17%.⁴⁰ As primeiras perfurações na área da cessão onerosa de Franco, no pré-sal da bacia de Santos, ocorreram no início de 2012.

5.3 Moderada estatização

Embora o governo tivesse rejeitado a ideia de que o pré-sal justificaria uma reestatização completa da Petrobras, houve sim, no âmbito da busca do novo marco regulatório mais adequado à nova realidade, um esforço para aumentar a participação estatal. O processo de capitalização previa a possibilidade, caso não houvesse um exercício do direito de compra total dos demais acionistas, de que a União pudesse exercer o restante, o que significaria um aumento de sua participação no capital e no resultado da Petrobras. O aumento da participação estatal na Petrobras não foi colocado explicitamente como objetivo, embora isso fosse quase implícito à operação, uma vez que, em um contexto de crise econômica internacional, a participação dos acionistas estrangeiros poderia ter sido ainda menor do que foi. A operação de vendas das ações da Petrobras foi lançada em 24 de setembro de 2010, na presença do presidente da República, na Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros de São Paulo (BM&FBovespa). O setor estatal entrou com o Tesouro, com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e com o Fundo Soberano do Brasil (FSB). Houve ainda emissão de lote suplementar em outubro do mesmo ano.

Foram R\$ 120,25 bilhões obtidos com a capitalização, considerada a maior emissão realizada em âmbito global. Com isso, o total das ações pulou de 8.774 bilhões para 13.044 bilhões, sendo estas compostas por 7.442 bilhões de ações ordinárias e por 5.602 de ações preferenciais. O setor estatal comprou cerca de R\$ 80 bilhões, o equivalente a 66,5% das ações vendidas. Assim, houve de fato um aumento da participação estatal, que pulou de 39,8% para 48,3%, enquanto a parcela detida pelos estrangeiros recuou de 37,4% para 31,8%.⁴¹ O que influenciou o comportamento do investidor estrangeiro foi uma ligeira desconfiança inicial do processo, provocando um recuo de 38,8%,

40. O grau máximo de alavancagem definido pelo Conselho de Administração da Petrobras é 35%, número igual àquele utilizado pelas agências de *rating* como um dos indicadores para avaliar a capacidade de endividamento, lembrando que uma das principais fontes de financiamento da empresa são as captações externas. Disponível em: <<http://fatosedados.blogspot.com.br/wp-content/uploads/2011/02/Resultado.pdf>>. Acesso em: 25 de maio, 2012.

41. *Valor Econômico*, 5 de outubro de 2010. Caderno Investimentos.

em dezembro de 2009, para 37,4%, em agosto de 2010, antes da capitalização. Mas o principal motivo desta regressão foi o impacto do Imposto sobre Operações Financeiras (IOF) de 2% junto à exigência de trazer os recursos para o mercado local para participar da oferta prioritária. Os investidores estrangeiros se concentraram na compra de recibos de ações (ADRs) diretamente no exterior e ainda compraram 75% do lote suplementar.⁴² A tabela 6 mostra o impacto sobre a divisão da propriedade acionária. Embora tenha havido um avanço significativo da participação estatal, mais de 50% continuam de propriedade privada. Por força de lei, o setor estatal detém o controle sobre o voto, com 63,2 % das ações ordinárias, garantindo uma gestão de acordo com as diretrizes do governo eleito.

TABELA 6
Aumento da participação estatal no capital social

(Em %)	Antes da capitalização	Depois da capitalização (24/09/2010)	31/12/2011
Setor estatal	39,8 ¹	48,3 ²	47,6
Setor privado nacional	22,8	19,9	18,5
Setor privado estrangeiro	37,4	31,8	33,9

Fonte: Petrobras (2012c); Valor Econômico.

Elaboração do autor.

Notas: ¹ Essa participação se divide entre 32,1% para a União e 7,7% para a BNDESPar.

² A composição dessa participação é de 31,1% para a União, 11,6% para a BNDESPar, 3,9% para o Fundo Soberano (FFIE), 1,7 para o BNDES/FPS.

A exploração sob o modelo de partilha garante uma forte predominância da Petrobras ao prever duas formas de contratação. Uma dar-se-á por meio de licitação, na qual se garante um mínimo de 30% para a estatal e ainda se determina que, em todos os casos, a Petrobras será a operadora. Ou seja, a empresa é líder da exploração da área e responsável pelo seu gerenciamento. A outra prevê a contratação direta da Petrobras, que fica nesses casos com 100% do empreendimento, sem precisar de processo licitatório, embora a Petrobras como empresa mista não possa ser considerada órgão do poder concedente.

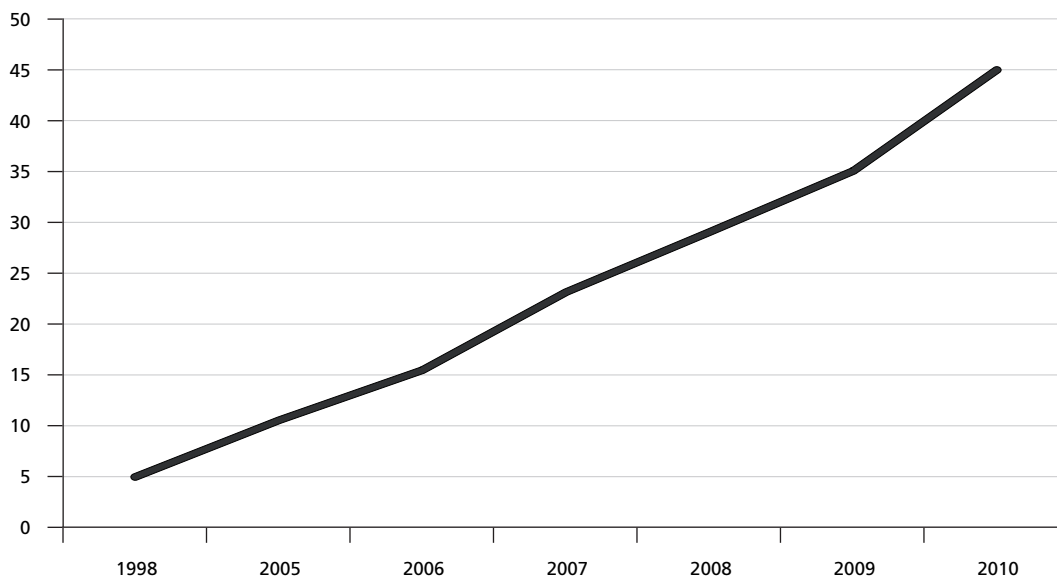
A mudança do modelo de concessão para o de partilha representou, de fato, um reposicionamento da Petrobras no mercado, que pode ser classificado como uma moderada reestatização do setor, pelo menos no que diz respeito às áreas ainda não licitadas do pré-sal.

42. Não cabe neste texto especular sobre o futuro das ações da Petrobras após a consolidação da capitalização. Sem dúvida é preciso um olhar de longo prazo, uma vez que, em um primeiro momento, o faturamento e o lucro da empresa continuam, por enquanto, no mesmo patamar. Ou seja, com mesmo nível de lucro, mas patrimônio maior, o índice de rentabilidade da estatal cai.

6 UP E DOWNSTREAM E A POLÍTICA DO CONTEÚDO LOCAL

A literatura identifica como uma das características da produção e exploração de recursos naturais o baixo potencial de conexões e de externalidades para outros setores, longe de setores inovadores e de alto valor agregado (economia de enclave). É, portanto, identificada com baixa tecnologia e poucas recompensas para a acumulação de capital humano (Sinnott, Nash e Torre, 2010).

GRÁFICO 2
Investimentos da Petrobras (2010)
(Em US\$ bilhões correntes)



Fonte: Petrobras (2011).

O pré-sal, sendo um empreendimento de grande volume que opera na fronteira tecnológica da indústria de petróleo, não se encaixa nessa avaliação desde que se criem as condições econômicas e institucionais que reconheçam sua importância estratégica para o conjunto da economia brasileira. A contribuição para a formação bruta de capital fixo (FBCF) do setor de petróleo e gás saiu de um patamar de 6% em 2000, para 10% em 2005, e deve chegar a 15% em 2014 (Sant'Anna, 2010). Baseados em dados do BNDES, Puga e Borça (2011) projetam que, no período de 2011 a 2014, 61,5% dos investimentos na indústria serão destinados ao setor de petróleo e gás – incluindo extração, produção e refino. Ao mesmo tempo, os investimentos em petróleo e gás têm o potencial

de gerar uma demanda doméstica de cerca de US\$ 400 bilhões de investimentos até 2020, envolvendo setores de máquinas e equipamentos, construção naval, bem como o setor de comércio e serviços (ONIP, 2010, p. 7). O gráfico 2 mostra a evolução dos investimentos da Petrobras, responsável por 80% do total dos investimentos do setor. A tabela 7 ilustra a previsão dos investimentos no complexo energético, com destaque para petróleo e gás. Diante destes números, entende-se por que o governo considera os investimentos da Petrobras parte importante da política industrial para o Brasil.

TABELA 7
Previsão de investimentos totais no setor energético brasileiro (2011-2020)

Oferta	Em R\$ bilhões	%
Energia elétrica	236	23
Petróleo e gás	686	67
Biocombustíveis	97	10
Total	1.019	100

Fonte: EPE (2011).

O aproveitamento do pré-sal envolve, portanto, uma estratégia de inserção nas cadeias produtivas, tanto *upstream* quanto *downstream*. *Upstream* refere-se ao conjunto da demanda por produtos e serviços para viabilizar a exploração, o desenvolvimento e a produção. *Downstream*, à produção dos derivados até o consumidor final.

Na fase *upstream* existe um poder de compra enorme que pode implicar importações ou criação da capacidade produtiva nacional. Nesta escolha é essencial a adoção de políticas públicas seletivas para aproveitar as oportunidades e garantir que o crescimento esperado qualifique a base produtiva, como pode ser observado na tabela 8.

TABELA 8
Demanda da Petrobras por equipamentos críticos

	2010 (existente)	2015	2020
Sondas de perfuração de alto-mar ¹	15	37	65 ²
Barcos de apoio e especiais	287	479	568
Plataformas de produção	44	61	94

Fonte: Petrobras (2011).

Notas:¹ A sonda de perfuração é um equipamento chave para a indústria *offshore*. Ela é composta por um conjunto de equipamentos e acessórios que possibilitam a perfuração do poço de petróleo. Estes, por sua vez, são instalados sobre uma plataforma flutuante. É formada por diversos sistemas que permitem a geração de energia, a circulação de fluidos, movimentação de cargas, a segurança do poço e o monitoramento constante de diversas condições no processo de perfuração.

² Para uma melhor noção do significado desta demanda, vale a pena observar que a frota total de sondas operando no mundo em 2010 era de 70 unidades.

Estão em jogo não somente as compras do equipamento, como as próprias plataformas e navios, mas também os serviços especializados necessários ao longo das décadas de exploração – por exemplo, na área de logística e manutenção. Dados levantados pelo Ipea mostram que os contratos da Petrobras com empresas internacionais têm hoje em média um valor 23 vezes superior aos contratos com as nacionais, devido à falta de capacidade tecnológica no país (Negri, 2010). Além da exigência de conteúdo local, o foco deve ser a geração de competências tecnológicas para responder às novas demandas que precisam, por definição, ser competitivas internacionalmente e terão, portanto, o potencial de contribuir com a capacidade exportadora em segmentos de maior valor agregado.

O significado do conteúdo local para a estratégia de desenvolvimento do governo federal foi enfatizado no discurso da presidente Dilma Rousseff, em 3 de junho de 2011, na inauguração da plataforma P-56, a primeira construída 100% no Brasil. Após lembrar que até 2003 todas as plataformas, os navios e as sondas utilizados pela Petrobras estavam sendo produzidos no exterior, assim como a maioria dos equipamentos da Petrobras, ela afirma:

Nós provamos que era possível construir plataformas no Brasil, nós provamos que é possível construir sondas no Brasil, nós provamos que é possível construir os equipamentos e os bens e prestar os serviços que a Petrobras precisa para explorar o pré-sal.⁴³

Vale observar a forte defesa do conceito de conteúdo local por Graça Foster, que assumiu a presidência da Petrobras em fevereiro de 2012. Na apresentação do novo Plano de Negócios e Gestão 2012-2016 ela tentou, de forma bastante explícita, responder a um conjunto de críticas do mercado à empresa, em particular sobre o uso de metas demasiadamente ambiciosas, conforme mencionado na seção 4. Apontou a necessidade de otimizar os custos e aumentar a eficiência operacional, e fez uma defesa forte de realinhamento dos preços internos da gasolina e do diesel aos preços internacionais para garantir a capacidade de financiamento e uma focalização maior, por meio de lançamento de um programa de desinvestimentos. Mas a crítica à excessiva ênfase no conteúdo local foi rejeitada firmemente. Este posicionamento foi reiterado em discurso de Graça Foster durante lançamento do Programa Inova Petro (ver 6.1), quando afirmou: “O conteúdo local faz parte da nossa vida, da discussão do nosso dia a dia (...) A questão do conteúdo local veio para ficar na Petrobras.”⁴⁴

43. Disponível em: <<http://www2.planalto.gov.br/imprensa/discursos/discurso-da-presidenta-da-republica-dilma-rousseff-durante-cerimonia-de-batismo-da-plataforma-p-56>>. Acesso em: 23 de março, 2012.

44. *Valor Econômico*, 14 de agosto de 2012.

A oportunidade de alavancar um conjunto de setores industriais e serviços relacionados à defesa firme do conteúdo local deve ser analisada, sobretudo, no contexto da dimensão do mercado e da duração da exploração e produção. É isso que permite trabalhar com a possibilidade de gerar uma massa crítica e que, superada a curva de aprendizagem inicial, pode apresentar estrutura de custo e qualidade tecnológica, não somente para atender à demanda interna, mas competir internacionalmente. A definição de políticas adequadas enfrentará o *trade-off* entre optar pelo fornecimento mais rápido a preços menores, de um lado, e de outro gerar capacidade própria, o que exige tempo e terá, pelo menos inicialmente, um custo maior.

A curva de aprendizagem ligada a essa opção de política industrial leva, invariavelmente, a atrasos que implicam quase automaticamente aumento dos custos. As dificuldades da empresa Estaleiro Atlântico Sul – EAS (PE), contratada pela Transpetro, subsidiária da Petrobras, por meio do Programa de Modernização e Expansão da Frota, para produção de navios e plataformas, constituem um exemplo. Trata-se de um estaleiro erguido do zero com financiamento do BNDES em uma região sem tradição de construção naval. Foi criada em novembro de 2005 e tem como sócios os grupos Camargo Corrêa e Queiroz Galvão.⁴⁵

A comunicação social da empresa afirma que a EAS objetiva ser “a maior e mais moderna empresa do setor de construção naval e *offshore* do hemisfério onde está localizada.”⁴⁶ O empreendimento, de qualquer forma, é um marco na revitalização da indústria naval no Brasil, resultado de investimentos de R\$ 1,8 bilhão. As dificuldades refletem a situação geral da indústria naval, que contava com 1.900 trabalhadores diretos em 2000 e pulou para 80 mil em 2010 (Sinaval, 2010, p. 7), para em breve empregar diretamente mais trabalhadores que, por exemplo, o setor das montadoras do setor automobilístico. Entra, portanto, a defesa da indústria nascente⁴⁷ para justificar arranjos legais que geram condições para que estes setores possam nascer ou renascer com custo inicial, mas ganhos em médio e longo prazo para o desenvolvimento do país. O desafio é aproveitar a fase exuberante das encomendas do setor de petróleo e gás para criar uma capacidade industrial com estrutura de custo e tecnologia capaz de competir no mercado mundial.

45. A EAS tinha inicialmente como sócia também a sul-coreana Samsung Heavy Industries (SHI), com larga experiência na construção naval, que abandonou o empreendimento no início de 2012.

46. Para mais informações, ver portal: <<http://www.estaleiroatlanticosul.com.br/>>.

47. O conceito da indústria nascente está ligado a estratégias de *catch-up* (Chang, 2002).

O mesmo vale para novos arranjos organizacionais criados para garantir a construção das sondas de perfuração em alto-mar e, como foi mencionado, eram importadas. Neste caso, em dezembro de 2010 a empresa Sete Brasil foi criada por sete investidores financeiros, entre os quais os três maiores fundos de pensão – Petros, FUNCEF e Previ –, os bancos Bradesco, Santander, BTG Pactual e a própria Petrobras. A Petrobras fomentou a criação da Sete Brasil para passar segurança aos investidores quanto à construção das sondas de perfuração no Brasil. É esta empresa que fecha os contratos com os estaleiros (entre as quais a EAS) e, por sua vez, contratos de afretamento para a Petrobras. O menor tempo de uso das sondas é elemento determinante na redução de custos no pré-sal, pois 50% dos gastos se dão nessa fase do desenvolvimento. Para cada sonda será montada uma sociedade de propósito específico (SPE). Ela pretende garantir a produção de 30 sondas até 2020, das quais 28 são para a Petrobras⁴⁸ e duas para o mercado *spot*. Estes contratos representam mais de US\$ 80 bilhões. Com isso, a Sete Brasil já se tornou a maior empresa do mundo em sondas de águas ultraprofundas e viabiliza dois novos estaleiros (Jurong Aracruz e Enseada do Paraguaçu), além de garantir a ampliação dos estaleiros EAS, OSX, Brasfels e ERG2.

Os contratos de concessão para a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural firmados pela ANP com as empresas vencedoras nas rodadas de licitações incluíam, desde o início do modelo de concessão, uma cláusula de conteúdo local que incide sobre as fases de exploração e desenvolvimento da produção. Até a 5ª rodada de licitação, os percentuais de conteúdo local eram oferecidos pelas empresas e considerados na pontuação para ganhar a licitação. A partir da quinta rodada, realizada em agosto de 2003, já no governo Lula, entrou a exigência de um percentual mínimo.⁴⁹ A partir da sétima rodada de licitação, em 2005, o governo aperfeiçoou a forma de medição do conteúdo local, exigindo certificação emitida por uma empresa independente credenciada pela agência reguladora. Com isso, de acordo com os números da própria ANP, a média do percentual de conteúdo local aumentou de 33,5% na exploração e 42,25% no desenvolvimento nas primeiras quatro rodadas para 79,6% e 85,3% nas três rodadas seguintes.

48. Em julho de 2011, a Petrobras contratou as primeiras sete sondas da Sete Brasil e, em fevereiro de 2012, outras 21.

49. Foi introduzida ainda uma diferenciação entre a aquisição de bens e serviços brasileiros destinados a blocos terrestres, a blocos localizados em águas rasas e a blocos em águas profundas.

O conceito de conteúdo local implica preferência à contratação de fornecedores brasileiros, mas somente em caso da existência de similares e quando suas ofertas apresentem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores convidados a apresentar propostas.⁵⁰ Talvez o principal problema seja o fato de que a cadeia produtiva de petróleo e gás já estava funcionando no nível máximo da sua capacidade por volta de 2010, embora, no caso do *offshore*, isso valha também para o mercado internacional.

Para enfrentar esses problemas do lado da demanda, o governo entendeu a necessidade de preparar a indústria para que possa cumprir os elevados números de conteúdo local sem prejuízo em preço e qualidade. Instalou, já em 2003, o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP), coordenado pelo MME. O objetivo deste programa é maximizar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior.⁵¹ O pré-sal aumentou esta preocupação e fez a Petrobras criar, em meados de 2011, o Programa Progredir, articulando a petrolífera aos principais bancos,⁵² com o objetivo de ampliar o acesso ao crédito em condições mais favoráveis e facilitar a implantação e o crescimento sustentável da sua cadeia de fornecedores. A vantagem do programa é que os financiamentos podem ser lastreados em recebíveis não performados dos contratos com a Petrobras, ou seja, os contratos da Petrobras entraram como garantia tanto para os fornecedores quanto para os subfornecedores. Além disso, há uma expectativa de que o programa permita uma transparência que aumente a concorrência entre os bancos envolvidos e, com isso, possa reduzir o custo de financiamento.⁵³

Ao final de 2011, também o BNDES aumentou seu esforço ao abrir, no âmbito das diretrizes do Plano Brasil Maior, uma linha de financiamento específico para fornecedores da indústria de petróleo e gás para ampliar a capacidade produtiva com vistas a aumentar o conteúdo local: Programa de Apoio ao Desenvolvimento da Cadeia de Fornecedores

50. Para mais informações visite o portal ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=25628&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1332696543678>>. Acesso em: 23 de março, 2012.

51. O PROMINP articula as diversas áreas relevantes do governo federal, as entidades empresariais e as entidades de representação da indústria petrolífera em particular. Disponível em: <<http://www.prominp.com.br>>.

52. Em um primeiro momento entraram o Banco do Brasil, Bradesco, Caixa Econômica Federal, Itaú, HSBC e Santander.

53. Nos primeiros seis meses da sua operação, foram realizadas 242 operações, totalizando mais de R\$ 1 bilhão.

de Bens e Serviços Ligados ao Setor de Petróleo e Gás Natural.⁵⁴ O banco de desenvolvimento estima que cerca de 85% destes fornecedores sejam pequenas e médias empresas.⁵⁵

Cabe também mencionar a atuação da Organização Nacional da Indústria de Petróleo (ONIP), criada como um fórum de articulação que reúne diversos órgãos do governo federal, operadores, representação da indústria nacional (a Petrobras e o Instituto Brasileiro de Petróleo) e governos estaduais com o objetivo de contribuir para o aumento da competitividade e da sustentabilidade da indústria nacional, além da maximização do conteúdo local. Criada em 1999, ganhou mais destaque com o pré-sal. Entre suas principais ações constam a elaboração de propostas para a melhoria da política industrial e para o desenvolvimento e competitividade da indústria nacional; proposição de ações e articulação de atores para a remoção de gargalos em fatores de competitividade da indústria nacional; desenvolvimento e disseminação de conhecimento setorial e inteligência dos mercados nacional e internacional; e promoção de interação e contribuição para o desenvolvimento de negócios em favor dos fornecedores nacionais.⁵⁶

Por conseguinte, o subsecretário de Comércio Internacional dos Estados Unidos, Francisco Sanchez, destacou na sua intervenção no Fórum Econômico Mundial para a América Latina, no Rio de Janeiro, em 28 de abril de 2011, a crítica à exigência de conteúdo nacional no pré-sal, argumentando que haveria uma contradição entre a política de conteúdo nacional e o desenvolvimento de tecnologias de ponta para o setor de petróleo. Restrições à participação externa podem fazer o país abrir mão das melhores tecnologias disponíveis. Este subsecretário aproveitou sua participação em um seminário durante a visita da presidente Dilma a Washington, no início de abril de 2012, para reclamar novamente das regras de conteúdo local utilizadas, as quais funcionariam como barreira à entrada no pré-sal.⁵⁷ É imaginável que aumente a pressão internacional em relação às regras de conteúdo local à medida que a exploração e produção do pré-sal avancem.

54. O BNDES criou também um departamento específico para a cadeia de produção de óleo e gás.

55. Disponível em: <<http://www.capitalinovador.org.br/Amplie/Paginas/Linha-de-financiamento-BNDES-para-fornecedores-da-cadeia-de-petr%C3%B3leo-e-g%C3%A1s-natural.aspx>>. Acesso em: 23 de março, 2012.

56. Para mais informações, visite o portal: <<http://www.onip.org.br/>>.

57. *Valor Econômico*, 10 de abril de 2012.

6.1 Qualificação tecnológica

A discussão sobre o fortalecimento da base tecnológica no Brasil tende a subestimar uma particularidade essencial que Salerno (2011) descreve da seguinte forma: “A governança das principais cadeias/redes produtivas está nas mãos de multinacionais”. E as decisões sobre investir ou não, como e quanto, são, nesses casos, tomadas a partir de estratégias globais. Cabe ao país receptor, no âmbito da sua estratégia de pesquisa e desenvolvimento (P&D), pactuar com essas empresas no sentido de incentivá-las a considerar o país como *locus* estratégico dentro da sua rede global de P&D. O pré-sal abre esta porta no caso da indústria de petróleo e gás, mas considerando tratar-se de fronteira tecnológica, há potencial de aproveitamento em outros setores e cadeias, por exemplo, em novos materiais e no uso da nanotecnologia.⁵⁸ A regulação para a exploração de petróleo é determinante para que isso aconteça. Ela estipula que as companhias invistam 1% de seu faturamento anual bruto obtido em campos com extraordinária produção, para P&D relevantes aos setores de petróleo, gás ou biocombustíveis, metade por meio de parcerias com universidades e instituições de pesquisa credenciadas pela ANP e a outra metade para P&D internos. Esta obrigação é inserida nos contratos da empresa com a ANP (a “cláusula P&D”). Até 2012, esta exigência foi aplicada a 17 campos (Haraldo, 2012). Os fundos destinados a P&D, desta forma, aumentaram de R\$ 509 milhões, em 2005, para R\$ 1,032 bilhão em 2011, dos quais 96% provenientes da Petrobras (Colela; ANP, 2012). Observe que, mesmo no caso dos fundos para universidades, quem escolhe os projetos a serem financiados é a concessionária. Considerando o aumento significativo esperado dos volumes envolvidos – estimam-se R\$ 20 bilhões para o período entre 2012 e 2022 –, surge um questionamento se esta não deveria ser uma função do poder público⁵⁹ (Haraldo, 2012). A outra parte dos fundos é de livre escolha e serve exatamente para estimular as empresas estrangeiras a transferir centros de pesquisa para o Brasil.

A perspectiva do pré-sal e as exigências de conteúdo local e para P&D provocaram um movimento inédito por parte das empresas globais líderes em serviços de alta tecnologia para o setor petrolífero para instalar capacidade de P&D no Rio de Janeiro, no parque tecnológico da Ilha do Fundão, da Universidade Federal

58. Outro exemplo é a importância estratégica dos chamados *remotely operated vehicles* (ROV) para observação e intervenção, uma vez que as reservas do pré-sal estão localizadas a uma profundidade que impossibilitam a operação com mergulhadores.

59. Observe, porém, que há dificuldade para absorver recursos por falta de projetos relevantes na área de pesquisa aplicada.

do Rio de Janeiro (UFRJ). Schlumberger, FMC Technologies e Baker Hughes já estavam operando em 2012 e oito outras empresas anunciaram juntarem-se até 2014, entre as quais IBM, General Electric (GE), Halliburton, Tenaris Confab e Siemens (Chemtech).⁶⁰ Outro exemplo foi a decisão do Grupo BG de construir em Rio de Janeiro um polo de excelência tecnológica mundial de petróleo e gás, nesse caso ligado ao fato de a BG ser uma das maiores produtoras estrangeiras no Brasil. O governo do Rio de Janeiro estimula este movimento com benefícios fiscais, basicamente a isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) para compra de insumos e equipamentos, mas foi o próprio pré-sal que colocou o Brasil entre as prioridades destas companhias. Sem dúvida, a existência do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), da Petrobras, na Ilha do Fundão, e a ampliação das suas instalações, concluída em 2010, são fatores cruciais de atração. Com a ampliação, o CENPES ocupará mais 300 mil metros quadrados, tornando-se um dos maiores centros de pesquisa aplicada do mundo. Ao lado da CENPES, também na Ilha do Fundão, há o parque tecnológico da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), já mencionado. Está se criando, portanto, um polo de inovação tecnológica que coloca a cidade do Rio de Janeiro, junto com Houston (EUA), como um dos centros principais da tecnologia de ponta da indústria de petróleo e gás.

Para garantir que as exigências de conteúdo local possam ser atingidas também nas áreas tecnologicamente mais avançadas, o governo lançou, em agosto de 2012, por meio de um esforço conjunto do BNDES e da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), o programa Inova Petro, disponibilizando R\$ 3 bilhões para fomentar projetos de inovação tecnológica na área de petróleo e gás. Uma das condições para acessar os recursos é que os projetos sejam desenvolvidos integralmente em território nacional, enquanto a Petrobras será responsável pelo apoio técnico do programa e acompanhará o desenvolvimento dos projetos.⁶¹

60. Devido ao fato de os novos campos se caracterizarem por maior exigência de tecnologia para sua exploração e ao aumento do uso de tecnologia de ponta para estender a vida útil de campos existentes, cresce a importância da indústria de serviços de petróleo (chamados também de “*para-petroleiras*”), na qual atuam empresas como Schlumberger (França), Halliburton (EUA, Texas), Weatherford (EUA, Texas) e Baker Hughes (EUA, Texas). O faturamento das primeiras era de respectivamente US\$ 27,4 bilhões e US\$ 18 bilhões em 2010.

61. Disponível em: <<http://www2.planalto.gov.br/imprensa/noticias-de-governo/governo-lanca-aco-es-conjuntas-do-programa-brasil-maior-que-terao-r-3-bi-para-estimular-fornecedores-da-cadeia-de-petroleo-e-gas/view>>. Acesso em: 15 de agosto, 2012.

6.2 Downstream

No *downstream*, a discussão se concentra entre a oportunidade de exportação de petróleo cru e o investimento em capacidade de refino para poder exportar derivados. Neste ponto, Castro (2010) questionou a opção por impulsionar a exportação brasileira a partir da cadeia do petróleo.⁶² O argumento era que o mercado internacional de derivados seria consideravelmente menor do que o de petróleo bruto. As margens de refino, isto é, o lucro gerado a partir da industrialização de um barril de petróleo bruto – transformado em gasolina, diesel e outros combustíveis –, têm sido reduzidas e devem permanecer mínimas nos próximos anos. De um lado, há uma grande capacidade de refino no Oriente Médio, onde existe uma estrutura de custo bastante inferior à do pré-sal. De outro lado, há uma estrutura de refino nos países importadores, perto do mercado consumidor e ligada a questões de segurança de abastecimento.⁶³ Fora isso, a tecnologia de refino não qualifica a base produtiva nacional. Uma alternativa seria usar os recursos de exportação do petróleo cru para investir em segmentos realmente de ponta, gerando capacidade tecnológica endógena.

Importante frisar que haverá, de qualquer forma, a necessidade de se ampliar a capacidade de refino para responder à crescente demanda interna, que supera esta oferta com um consumo de derivados acima da média mundial. E um consumo que, considerando o estágio de desenvolvimento do Brasil, cresce em números superiores ao crescimento do produto interno bruto (PIB). Em 2011, por exemplo, houve um aumento da importação de derivados de 29%, gerando um déficit de US\$ 9,9 bilhões, compensado somente parcialmente com a exportação de petróleo bruto no valor de US\$ 7,6 bilhões. De acordo com um comunicado da Petrobras de 1º de agosto de 2012, referente ao primeiro semestre daquele ano, o Brasil importava 15% de seu consumo de derivados.⁶⁴

62. Palestra proferida no Ipea, em Brasília, intitulada *Crescimento versus rumo de desenvolvimento*, em 26 de fevereiro, 2010.

63. As razões apontadas são duas: *i)* o declínio na demanda global, ancorada pela crise; e *ii)* a proliferação de novas refinarias na Ásia e no Oriente Médio. Entre 2007 e 2009, o preço chegou a cair 60%. As grandes empresas do setor, como a BP, a Royal Dutch Shell, a Chevron Corp., a ConocoPhillips e a Valero Energy Corp. chegaram a reduzir suas operações em refino diante das cotações internacionais.

64. No caso de óleo diesel, a importação era de 181 mil b/d sobre um consumo de 870 mil b/d. No caso de gasolina, esses números eram respectivamente 66,3 mil b/d e 510 mil b/d.

Diante das perspectivas de elevação da demanda por derivados, os investimentos em novas refinarias têm sido uma das prioridades do governo. A estratégia de expandir a capacidade de refino torna-se não somente necessária para buscar o equilíbrio com o crescimento da produção de petróleo, mas também para adequar o parque de refino às normas de qualidade e ambientais. Em 2012 o Brasil dispõe de doze refinarias em operação, com capacidade de 2 milhões de b/d. A última refinaria, a Refinaria Henrique Lage (REVAP), em São José dos Campos (SP), entrou em operação em 1980. Os Planos de Negócios 2010-2014 e 2011-2015 da Petrobras colocavam como meta a construção de quatro novas refinarias. Sucessivos atrasos e aumento de custos levaram a uma reprogramação no Plano de Negócios 2012-2016. O exemplo mais gritante, citado pela própria empresa, é a Refinaria do Nordeste (RNEST), em Pernambuco, conhecida como Refinaria Abreu e Lima, que deve entrar em operação em novembro de 2014, com três anos de atraso em relação ao planejamento inicial e um aumento do investimento total de US\$ 2,3 bilhões para US\$ 20,1 bilhões (Petrobras, 2012b).⁶⁵ Assim, o plano de 2012 prevê até 2017 um aumento da capacidade para 2,4 milhões b/d, com a entrada em operação da refinaria Abreu e Lima e a primeira fase da COMPERJ (RJ) envolvendo investimentos de US\$ 24,9 bilhões, sem contar os investimentos planejados neste período para melhorias em refinarias existentes (US\$ 11 bilhões). Os demais projetos classificados como “em avaliação” são as refinarias premium, planejadas para produzir com elevada qualidade e baixo teor de enxofre. A Premium I, em Bacabeira (MA), com capacidade de 600 mil b/d, que envolve também a construção de um terminal portuário. E a Premium II, em Caucaia (CE), com capacidade de 300 mil b/d, interligada com o terminal portuário Pecém. O problema é que ambas foram originalmente planejadas para exportação, por isso inclusive a atenção especial em relação a normas ambientais nos mercados da União Europeia e dos Estados Unidos. A localização justificou-se, em um primeiro momento, por este fato.⁶⁶ Em entrevista do jornal *Estado de São Paulo*,⁶⁷ o ex-presidente da Petrobras, José Sergio Gabrielli explica:

65. Neste caso houve um problema adicional, porque a refinaria tinha sido pensada como um projeto binacional para importar petróleo da Venezuela, o que não faz muito sentido diante da necessidade de refino do petróleo do pré-sal.

66. Logo após o anúncio do Plano 2012-2016, que alterou o *status* dessas duas refinarias, os governadores e as bancadas parlamentares dos dois estados envolvidos iniciaram uma forte pressão para garantir os investimentos e obrigaram a presidente Graça Foster a comprometer-se publicamente com essas localizações. Disponível em: <<http://fatosedados.blogspot.com.br/2012/07/10/refinaria-do-maranhao-e-fundamental-para-as-atividades-de-refino-da-petrobras/>> e <<http://fatosedados.blogspot.com.br/2012/07/11/presidente-petrobras-graca-foster-refinaria-premium-ceara/>>. Acesso em: 15 de agosto, 2012.

67. Em 15 de agosto de 2012 ao jornal *Estado de São Paulo*. Disponível em: <<http://www.estadao.com.br/noticias/impreso,nao-tem-nada-de-esqueleto-na-petrobras,916710,0.htm>>. Acesso em: 17 de agosto, 2012.

Quando as quatro refinarias(...) foram pensadas, elas foram planejadas para o Nordeste porque a região era a que tinha menos áreas de refino da Petrobras e a que estava mais bem posicionada, geograficamente, em relação à Europa e aos Estados Unidos. Naquele momento, o mercado brasileiro estava estável havia mais de dez anos, em termos de consumo de combustível. Como a perspectiva de produção era grande, a lógica era atender o mercado internacional. Essa equação mudou muito nos últimos seis, sete anos. O Brasil passou a crescer no mercado de consumo e hoje tem uma taxa de crescimento extraordinária. A demanda por gasolina cresceu mais de 40% nos últimos seis anos no país(...) As refinarias, pensadas para atender o mercado externo, tiveram de ser replanejadas para atender o mercado interno. Ou seja, mudou completamente a lógica.

No *downstream* situa-se também a indústria petroquímica, que tende a ganhar com a disponibilidade de gás (ver a seção 4.1). A petroquímica usa como matéria-prima o nafta, derivado do petróleo, ou o etano, derivado do gás. O nafta permite gerar mais subprodutos, mas o gás é muito mais eficiente, por exemplo, para a produção do eteno.

6.3 Programa de Aceleração do Crescimento (PAC)⁶⁸

O volume de investimento da Petrobras (gráfico 2) representa cerca de 35% dos investimentos previstos no PAC do governo federal e envolve 85% do total de investimentos da empresa. Uma grande preocupação do Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG) é desobstruir os possíveis entraves relacionados aos processos de licenciamento, que são complexos e podem ser fonte de atrasos significativos, gerando grande prejuízo. O acompanhamento no âmbito do PAC, por meio de salas de situação, permite desburocratizar a comunicação interna. Isso se refere, em particular, às licenças ambientais emitidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), mas o problema também existe para as autorizações da Secretaria do Patrimônio Público para os gasodutos no mar territorial (até 12 milhas náuticas da costa). Outra área de atenção no âmbito do PAC é o andamento dos estaleiros. Até 2012 os investimentos das demais empresas envolvidas na exploração do petróleo e gás no Brasil não entraram neste procedimento, o que era justificado pelo seu pequeno volume relativo.

68. As informações que seguem são baseadas em entrevista concedida em 12 de julho de 2012 pelo coordenador-geral de petróleo e gás da Secretaria do Programa de Aceleração do Crescimento, Felipe L. Marques.

7 LIDAR COM EXCESSO DE DÓLARES E EXCESSO DE REAIS

O conceito de maldição dos recursos naturais, conhecido na literatura anglo-saxã como *resource curse*, aponta o risco de a abundância de recursos naturais ter um impacto negativo sobre o crescimento no longo prazo e se refere a três aspectos em particular (Tompson, 2005; Sinnott, Nash e Torre, 2010). O primeiro é a combinação da abundância de recursos fiscais com a volatilidade dos preços. Aqui entra também a discussão sobre a relação entre abundância de recursos e qualidade das instituições, dos processos políticos e da democracia no geral. O segundo trata do impacto sobre a competitividade dos demais *tradables*, devido à forte apreciação da moeda nacional provocada pela entrada de dólares, que ao mesmo tempo desestimula investimentos em produção nacional de *tradables* e estimula a importação destes. Este fenômeno ficou conhecido na literatura como doença holandesa,⁶⁹ a partir de um artigo em *The Economist*, nos anos 1970, e sugere uma tendência à primarização da pauta exportadora e da estrutura produtiva. O mesmo impacto em países caracterizados por uma heterogeneidade estrutural impede o aproveitamento dos recursos para diversificar a estrutura produtiva e, com isso, o próprio desenvolvimento. Este problema do subdesenvolvimento com abundância de recursos tinha sido analisado por Celso Furtado já nos anos 1950, ao observar a situação na Venezuela (Furtado, 2008). O terceiro aspecto que pode ser considerado, embora nem sempre lembrado, são os impactos ambientais, abordados na seção 8.

7.1 Excesso de reais

Um dos pontos essenciais é garantir que o ritmo de exploração seja compatível com a capacidade de absorção do país no que diz respeito ao gerenciamento dos recursos fiscais provenientes da tributação, não somente por se tratar de um recurso finito, mas, sobretudo, por serem receitas altamente voláteis. Nesse sentido, o governo inclui no novo marco regulatório, no caso por meio da Lei nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010, a criação do fundo social (FS) com o objetivo específico de:

mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda geradas pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não renováveis (Brasil, 2010).

69. O termo “doença holandesa” não ajuda muito a entender a forma como os Países Baixos conseguiram lidar com as reservas de gás natural (ver apêndice).

O FS, ainda conforme a própria lei, constitui poupança pública de longo prazo, com base nas receitas auferidas pela União, e oferece fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional (Brasil, 2010).

Os recursos do FS provêm da parcela do valor do bônus de assinatura definido nos contratos de partilha de produção. A parte dos *royalties* que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção na forma do regulamento; a receita advinda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme definido em lei; os *royalties* e a participação especial das áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão e destinados à administração direta da União; os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades; e eventualmente outros recursos destinados ao FS por lei.

Há, portanto, um esforço para tratar os recursos fiscais adicionais provenientes do pré-sal como extraorçamentários. Em vez de irem diretamente para o orçamento geral, serão direcionados para um fundo que teria objetivos específicos para contribuir com o desenvolvimento do país, inclusive como instrumento para a realização de política anticíclicas. Havia por parte do Executivo a vontade de limitar as áreas que pudessem ser destino dos investimentos do fundo, mas no debate com o Congresso a pressão foi na direção oposta, como pode ser observado no quadro 5.

QUADRO 5
Destinos previstos com os recursos fiscais do pré-sal

Projeto de Lei nº 5.940/2009	Lei nº 12.351, sancionada em 22 de dezembro de 2010
Constituir poupança pública de longo prazo para: <ul style="list-style-type: none"> • combate à pobreza; • educação; • cultura; • ciência e tecnologia; • sustentabilidade ambiental. 	Constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento: <ul style="list-style-type: none"> • educação; • cultura; • esporte; • saúde pública; • ciência e tecnologia; • meio ambiente; • mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Elaboração do autor.

Inspirado na experiência da Noruega, houve um debate a respeito da conveniência de limitar as aplicações do FS a ativos no exterior. A proposta de lei original somente fez, no seu Artigo 4º referência à necessidade de o FS buscar a rentabilidade, a segurança e a liquidez de suas aplicações e assegurar sua sustentabilidade financeira. Considerando

a necessidade e oportunidade de fazer investimentos e aplicações também no Brasil, a lei sancionada acabou sendo um compromisso com viés para o exterior: “os investimentos e aplicações do FS serão destinados preferencialmente a ativos no exterior, com a finalidade de mitigar a volatilidade de renda e de preços na economia nacional” (Artigo 5º, parágrafo único). Da mesma forma, a lei permite, no seu Artigo 51, que o Poder Executivo proponha o uso de porcentagem dos recursos do principal. Entrou uma clara referência à necessidade de lidar com a pressão inflacionária que possa surgir com a expansão dos recursos fiscais, mas não se fechou a porta para promover aplicações em ativos no Brasil (reconfirmado no Artigo 56, parágrafo 2º). Não há dúvida de que, quanto mais os ganhos extraordinários forem poupados e investidos no exterior, menores serão as pressões pela apreciação do câmbio. Tratando-se ainda de um recurso não renovável, a estratégia para evitar a exaustão do estoque de riqueza é compensar o valor dos recursos extraídos pelo acúmulo de outros ativos.⁷⁰ Mas esta discussão é diferente em um país altamente desenvolvido como a Noruega daquela travada em um país em desenvolvimento como o Brasil. Não se trata somente de um *trade-off* entre gastos com o pagamento da dívida social e o bem-estar de gerações futuras. Países como o Brasil têm muitas áreas prioritárias com alto potencial de retorno, por exemplo, a área de educação, que não só melhora a condição de vida da geração presente, mas implica pagamento de passivos onerosos para gerações futuras. No caso da Rússia, por exemplo, optou-se por um sistema no qual os recursos fiscais são divididos em três componentes: os tributos sobre a parcela até determinado valor (no caso US\$ 27,5 por barril) vão direto para o orçamento geral. Depois, criaram-se dois fundos. Um para lidar com a volatilidade, visando à estabilização, e outro para lidar com a garantia intergeracional da disponibilidade de recursos, tendo este último uma política de investimento em ativos menos líquidos e de maior rentabilidade, enquanto o primeiro é pautado por requisitos de segurança e alta liquidez (Schutte, 2011).

Vale ainda observar que, na discussão da Câmara, não sobreviveu a proposta original de que o Conselho Deliberativo do Fundo Social (CDFFS) pudesse contar com um tipo de controle social por meio de participação direta de representantes da sociedade civil (Artigo 12, parágrafo 1º). A porta não se fechou totalmente porque a lei sancionada estabelece, no seu Artigo 58, parágrafo primeiro, que a composição, as competências e o funcionamento do CDFFS serão estabelecidos em ato do Poder Executivo.

70. Pela regra de Hartwick, todas as rendas econômicas oriundas da extração de recursos naturais deveriam ser reinvestidas em alguma outra forma de capital, humano ou físico.

O FS deve garantir a canalização dos recursos obtidos por meio de captação da renda petrolífera por parte do Estado para áreas de alta prioridade para o desenvolvimento em médio e longo prazos e deveria ser a expressão de um pacto social para usar as rendas em prol dos interesses da sociedade.

7.1.1 *Royalties*

Os recursos do FS são oriundos da parcela de *royalties* e participações especiais que vão para a União, provenientes da exploração sob o regime de concessão, e dos *royalties* que vão para a União sob o regime de partilha. O FS recebeu já em 2011 receitas provenientes dos novos campos, seguindo as normas vigentes, em um valor de R\$ 508 milhões, de um total de *royalties* e participações especiais de cerca de R\$ 25,64 bilhões.⁷¹

No regime de concessão, a repartição da renda gerada pelas atividades do segmento *upstream* está baseada em dois instrumentos de política fiscal: os não contratuais e os contratuais. Os primeiros são impostos do Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), ao passo que os contratuais, que constam no contrato de concessão firmado pela ANP, em nome da União, são os pagamentos de *royalties* (a alíquota varia de 5% a 10%), os bônus de assinatura (variam de acordo com o bloco exploratório), a participação especial sobre campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade (varia de 10% a 40%) e o pagamento pela ocupação de área. Cabe à ANP fiscalizar se as participações governamentais são corretamente recolhidas pelas concessionárias e realizar os cálculos referentes à distribuição das participações governamentais. O crescimento da produção já elevou de forma significativa a arrecadação de *royalties*, de R\$ 7,98, em 2009, para R\$ 12,98, em 2011. A tabela 9 dá uma dimensão dos valores e de sua distribuição.

TABELA 9
Arrecadação e distribuição dos *royalties* e das participações especiais (2011)
(Em R\$ bilhões)

	<i>Royalties</i>	Participação especial	Total	%
União	3,673	6,324	9,99	39
Comando da Marinha	2	-	2	8,1
Ministério da Ciência e Tecnologia	1,6	-	1,6	6,3

(Continua)

71. Para mais informações, visite o portal ANP. Disponível em: <www.anp.gov.br>.

(Continuação)

	<i>Royalties</i>	Participação especial	Total	%
Ministério das Minas e Energia	-	5	5	19,7
Ministério do Meio Ambiente	-	1,264	1,264	4,9
Fundo especial	1	-	1	45
Estados e municípios	8,215	6,316	14,532	56,7
Depósitos judiciais	0,065	0,0076	0,072	0,3
Total	12,988	12,649	25,637	100

Fonte: ANP

Como pode ser observado na tabela 9, a maior parte da arrecadação fica com estados e municípios confrontantes com poços produtores em suas áreas geoeconômicas ou, no caso de municípios, afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural. Este direito é codificado no Artigo 20 da Constituição Federal. Prevaleceu, portanto, o princípio compensatório sobre o distributivo, que envolveria todos os entes federativos. Em tese, o aumento expressivo das receitas com o pré-sal deveria possibilitar a transição para um novo modelo de repartição das rendas, com maior ênfase no aspecto distributivo, sem que os estados e municípios – até agora priorizados – perdessem suas receitas.

A divisão futura ficou, como mencionado, fora do novo marco aprovado ainda no governo Lula, que, ao sancionar a Lei nº 12.351, no final de 2010, vetou o Artigo 69, que alterava a redistribuição dos *royalties* de forma radical. A proposta original do governo não enfrentava a questão redistributiva nos contratos de concessão existentes e futuros e tinha como propósito somente estipular a nova divisão das riquezas proveniente do pré-sal, sob o modelo de partilha. O Senado (Emenda Simon) e a Câmara Federal (Emenda Ibsen) haviam alterado as regras também para os contratos de concessão no mar. No último dia do seu mandato, em 31 de dezembro de 2010, o presidente Lula ainda apresentou nova proposta ao Congresso, aumentando a alíquota máxima dos *royalties* de 10% para 15%, gerando condições mais propícias para um equilíbrio entre o princípio compensatório e de redistribuição. A polêmica em torno da distribuição dos *royalties* atrasou também a retomada das rodadas de licitação.

A concentração geográfica da extração e produção de hidrocarbonetos justifica pressões para uma descentralização das receitas que compensem potenciais e reais gastos públicos adicionais, por exemplo, para mitigar danos ambientais e sociais derivados direta ou indiretamente da produção. Mas, um estudo do Banco Mundial colocou

como hipótese que “as rendas econômicas dos recursos naturais no nível subnacional geralmente se associam a gastos de má qualidade e ao agravamento da busca de renda econômica” e citou dois estudos de 2009 a respeito do Brasil que comprovam esta tese (Sinott, Nash e Torre, 2010 , p. 55).

A autonomia dos estados e municípios garantida pela Constituição de 1988, considerada expressão do processo de democratização, torna essa questão extremamente sensível. Durante um debate realizado no final de 2011 na Associação Comercial do Rio de Janeiro (ACRJ), por exemplo, Célio Oliveira Borja, ex-ministro do Supremo Tribunal Federal (STF), afirmou “É a mais severa ameaça que a Federação brasileira tem sofrido desde a sua instalação.”⁷²

O debate já existia antes da discussão sobre o novo marco regulatório do pré-sal, mas diz respeito à concentração de grande quantidade de recursos em dois estados e pouco mais de vinte municípios. A Confederação Nacional dos Municípios (CNM), por exemplo, reforçou seu pleito antigo e lançou a campanha *Royalties* para Todos. Vale observar, porém, que o manifesto de apoio a esta campanha, A Verdade sobre os *Royalties*, reconhece também o problema da qualidade do gasto ao considerar uma fragilidade da legislação atual:

além de permitir a concentração dos recursos em poucos estados e municípios, não é eficiente em impedir que os mesmos sejam desperdiçados em gastos correntes. Esse problema é ainda mais grave se considerarmos a volatilidade das receitas do petróleo e a tendência de aumentar os gastos em momentos de aumento expressivo do preço do petróleo que pode não se sustentar no futuro.⁷³

Entre as várias propostas e debates na Câmara e no Senado, surgiu também uma emenda do senador Arruda que sugeriu, conforme a justificativa, “criar mecanismos de controle que possam gerar uma aplicação de recursos mais racional e que atenda às finalidades desejadas pela sociedade.”⁷⁴ É de se esperar que esta discussão ressurgirá, pois o debate em torno do melhor uso dos recursos do pré-sal, com transparência e regras claras, não se restringe à esfera federal. Observa-se, ainda antes da entrada da arrecadação da exploração do pré-sal, uma elevada dependência das receitas do petróleo, que, no caso do estado de Rio de Janeiro, subiu de 5%, em 2000, para 12% da receita

72. NN 06 de dezembro, 2011.

73. Disponível em: <<http://www.royalties.cnm.org.br/v4/v11/royalties/verdade.asp>>.

74. Emenda aditiva nº16 de 2010. Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania (CCJ).

total, em 2011, o equivalente a R\$ 6,9 bilhões. No caso do conjunto dos municípios beneficiados naquele estado, a participação das receitas provenientes de *royalties* e as participações especiais aumentaram de 6% para 11% no mesmo período, o equivalente a R\$ 3,8 bilhões (Nazareth, Quintanilha e Salles, 2012). O município de Macaé (RJ) se antecipou e instalou no início de 2012 o Conselho Municipal de Fiscalização das Aplicações dos *Royalties* de Petróleo, com composição bipartite do governo e da sociedade civil, cada um com cinco representantes.

7.2 Excesso de dólares

A expectativa de um fluxo expressivo de dólares provenientes de exportação do excedente de petróleo projeta um agravamento do já existente problema de valorização do real. Junta-se o aumento da capacidade de captar empréstimos em dólares por meio do endividamento privado, devido à maior credibilidade do país, lastreada agora nas expressivas reservas e na produção de petróleo e gás. Além do impacto sobre a competitividade dos demais setores da economia, há as pressões inflacionárias, devido ao aumento da capacidade de renda em real, que, na pior das hipóteses, é controlada pela importação de produtos, agravando assim o risco de desindustrialização. E também por políticas de esterilização por meio das quais o governo retira os excessos de reais com emissão de títulos da dívida interna, que também têm um custo fiscal. Uma estratégia alternativa é canalizar o excesso de dólares por meio de fundos soberanos.

Os fundos soberanos, na literatura anglo-saxã conhecidos como *sovereign wealth funds*, são instrumentos de investimentos administrados pelos governos de países superavitários nas contas externas. Estudo do Banco Central Europeu (2008) usa como definição geral “*public investment agencies which manage part of the foreign assets of national states*” e estima o valor total dos ativos administrados por estes fundos em 2007 entre US\$ 2 e 3 trilhões. A diferença principal entre estes fundos e a administração tradicional das reservas internacionais pelos bancos centrais é a busca de maior retorno a longo prazo, tendo um perfil de investimento mais parecido com fundos mútuos ou *private asset management*.

Pressupõe-se que um país comece a ter um potencial de reservas excedentes que poderiam ser administradas fora do banco central quando estes ultrapassam a soma de três meses de importação e o total das dívidas de curto prazo (ECB, 2008, p. 14). Existem basicamente dois grupos de países que dispõem desses fundos: os exportadores

tradicionais de petróleo, entre os quais o Abu Dhabi Investment Authority (Adia), e o Fundo Estatal de Pensão da Noruega – conhecido como Fundo de Petróleo –, e mais recentemente companhias de países com superávits constantes em suas balanças comerciais, caso da Korea Investment Corporation (KIC), Singapore Government Investment Company (GIC) e, mais recentemente, China Investment Corporation (CIC).

No caso da Noruega, os juros e dividendos do fundo soberano norueguês são usados para equilibrar o déficit público em até 4%, enquanto o principal se destina, exclusivamente, a cobrir passivos futuros, por isso o nome – fundo de pensão –, embora ele seja alimentado por recursos provenientes da produção e exploração de petróleo e não por contribuições previdenciárias.

No caso do Brasil, a criação do Fundo Soberano do Brasil (FSB) pela Lei nº 11.887, de 24 de dezembro de 2008, antecipou o novo marco regulatório do pré-sal. O objetivo é “formar poupança pública, mitigar os efeitos dos ciclos econômicos e fomentar projetos, de interesse estratégico do país, localizados no exterior”.

Cabe salientar que o FSB não dispõe das reservas internacionais, as quais continuam sob a guarda do Banco Central do Brasil (BCB), assim como sua base de sustentação patrimonial é constituída, por enquanto, por recursos do Tesouro Nacional, procedentes do superávit primário – tal como o primeiro aporte responsável pela sua criação. Os investimentos em ativos externos poderiam auferir rendimentos superiores à gestão das reservas internacionais feita pelo BCB, que aplica as divisas em seu poder em dívidas soberanas, essencialmente na norte-americana, cuja renumeração em 2011, por exemplo, estava na ordem de 0,1% ao ano.

Há de se esperar que o FSB ganhe mais destaque no momento em que o pré-sal começar, de forma direta e indireta, a trazer um excedente estrutural de reservas internacionais. Por meio do FSB, os recursos em dólares poderão ser utilizados para operações internacionais sem passar pela internalização no país, por exemplo, para financiar investimentos externos diretos (IED) brasileiros, crédito para exportação ou crédito para investimentos, com retorno para a economia doméstica, em particular na área de projetos infraestruturais na América do Sul. Além das reservas internacionais, os ativos que compõem os fundos soberanos podem vir também dos excedentes da arrecadação fiscal canalizados para o exterior, complementando, assim, as estratégias do mencionado fundo social.

7.2.1 Exportação

Supõe-se que existe um excedente de reservas, em parte derivado diretamente da exportação do pré-sal. A EPE estima um crescimento expressivo do excedente chegando em 2020 a 3,16 b/d, conforme pode ser verificado na tabela 10. Isso significaria, em dólares de 2011, e considerando as expectativas de preço apresentadas na seção 2, uma entrada de mais de US\$ 100 bilhões, equivalente a cerca 40% do total das exportações do Brasil em 2011.

TABELA 10
Estimativa de excedente de petróleo
 (Em milhões de b/d)

	2011	2016	2020
Produção potencial	2,33	4,36	6,09
Demanda estimada	2,13	2,4	2,93
Excedente	0,19	1,96	3,16

Fonte: EPE (2011).

Sem dúvida pode haver um conflito entre o mercado internacional – cujo interesse é uma exploração com maior intensidade e o mais rápido possível – e o interesse nacional de impulsionar as estratégias de desenvolvimento do país. Há muitas formas de explorar as reservas. Pode-se distribuir de forma planejada e gradual ao longo de trinta anos ou decidir por uma explosão da produção e depois um abrupto declínio.⁷⁵ Lessa (2009) questiona a estratégia do Brasil de se tornar exportador de petróleo.

Não devemos ser exportadores de petróleo cru, a não ser em circunstâncias comerciais específicas, singulares e de alta conveniência para nossos planos de investimento e desenvolvimento. A parcimônia de manter nossas reservas provadas ao abrigo da fúria predatória das petroleiras-exportadoras é uma excelente aplicação financeira e uma salvaguarda de nossa economia futura (Lessa, 2009).

O autor explicita que

quanto mais conhecida e “poupada”, maior será o valor da reserva de petróleo (...) A Petrobras poderia desenvolver campos de petróleo sem colocá-los em produção; poderia “vendê-los” ao Tesouro Nacional como um lastro-petróleo superior a títulos do tesouro americano ou ouro metal (Lessa, 2010).

Contra essa argumentação, seria possível alegar a necessidade do Brasil de extrair o máximo possível de petróleo, pois se desenvolvem no mundo tecnologias alternativas,

75. Ver, também, entrevista com Barros de Castro, no jornal *O Estado de S. Paulo* de 24 de maio, 2009.

com novas fontes energéticas, o que sinaliza uma progressiva redução do uso de combustíveis fósseis. Sauer e Seger (2009, p. 9) argumentam que o petróleo continuará sendo de grande valor por três ou quatro décadas e levantam a hipótese de que a retirada de pré-sal do subsolo e sua conversão em moeda “pode não ser inteligente”, ainda mais se o dinheiro for aplicado como reserva brasileira em moeda estrangeira. Os autores apontam, também, a necessidade de planejar a produção do petróleo em ritmo necessário ao financiamento de um projeto de desenvolvimento econômico e social definido.

O aumento da densidade estratégica do setor se verifica no interesse crescente dos grandes importadores – Estados Unidos e China – pela indústria petrolífera brasileira. No intuito de aprofundar seu papel como demandante de produtos primários do Brasil, o governo chinês envidou esforços para garantir maior espaço no setor de petróleo e gás. Ainda no final de 2008, no contexto de falência do Lehman Brothers e congelamento do interbancário, as autoridades chinesas garantiram as condições para o que seria um futuro acordo de financiamento para a Petrobras. Em 19 de maio de 2009, quando o presidente Lula estava em visita à China, foi assinado o Memorando de Entendimento sobre Petróleo, Equipamento e Financiamento entre os dois países. Subscrito com base no Protocolo sobre Cooperação em Energia e Mineração (assinado em 19 de fevereiro de 2009) da Comissão Sino-Brasileira de Alto Nível de Concertação e Cooperação (estabelecida em 24 de maio de 2004), o memorando estabeleceu preferência ao fornecimento brasileiro de petróleo de forma estável e de longo prazo para a China, assegurado por compromisso de financiamento à Petrobras pelo China Development Bank Corporation (CDBC). Ademais, o instrumento previu a possibilidade de participação de empresas chinesas no segmento *upstream* do Brasil e a preferência à utilização do financiamento para compra de bens e serviços chineses – inclusive em operações “desdolarizadas”, ou seja, com crédito em *renminbi*. O memorando e seus instrumentos complementares foram operacionalizados em 3 de novembro de 2009, com assinatura de contratos entre a Petrobras, o CDBC e a China Petroleum & Chemical Corporation (SINPOC). Ficou estipulado o financiamento de US\$ 10 bilhões por dez anos do CDBC para a Petrobras, com cinco anos de carência e cinco de amortização. Quando da realização do primeiro saque da Petrobras do contrato com o CDBC, entrou em vigor o acordo da companhia com a UNIPEC Ásia (subsidiária da SINOPEC), por meio do qual se garantiram as vendas de petróleo a longo prazo (exportações por dez anos) para a empresa chinesa – volume de 150 mil b/d no primeiro ano e 200 mil b/d nos nove anos seguintes. A despeito desta sincronia e condicionalidade para o início do desembolso, a Petrobras se resguardou

e garantiu a independência entre os contratos: o preço de venda estabelecido no contrato tem como base a cotação internacional, mas o financiamento não será pago em petróleo. O acordo com a SINOPEC não é propriamente de comercialização, mas de fornecimento estratégico: a Petrobras tem a obrigação de oferecer à sua contraparte chinesa a primeira opção para a compra diária dos volumes mencionados.

A necessidade de suprir a crescente demanda interna levou o governo chinês, por meio das suas empresas estatais, a se fazer presente na área do pré-sal. Embora, até 2012, nenhuma empresa chinesa tenha participado de nenhuma rodada de licitação, a presença chinesa vem se afirmando. O primeiro movimento foi a compra, por US\$ 7,1 bilhões, dos ativos da Repsol pelo SINOPEC, maior petrolífera chinesa, criando a RepsolSinopoc Brasil, com participação chinesa de 40% e presença nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo.⁷⁶

Em 2011, a SINOPEC comprou, pelo valor de US\$ 3,5 bilhões, 30% dos ativos da Petrogal Brasil, do grupo português Galp Energia, que havia conquistado o direito de exploração em vinte blocos. Outra petrolífera estatal chinesa, a Sinochem, entrou, no início de 2012, em acordo com a Perenco, criando a Perenco-Sinochem Petróleo Brasil,⁷⁷ com direitos em cinco concessões com a OGX. A Sinochem ficou com 10% em troca de financiamento e já tinha adquirido, em 2011, por US\$ 3 bilhões, ativos da Statoil, envolvendo direito de exploração nos campos de Peregrino na bacia de Campos.⁷⁸ Em todos estes casos, trata-se de compra de ações e não de *farm out*.⁷⁹ Para a China, o modelo de partilha tendo a Petrobras como operadora não é problema, uma vez que o objetivo não é ficar com a operação, mas garantir o suprimento de petróleo. Há interesse, sim, de que o empreendimento faça uso de equipamentos e serviços chineses em troca de financiamento.

O interesse dos Estados Unidos pelo novo potencial petrolífero brasileiro se expressou mais claramente durante a visita do presidente Barack Obama ao Brasil, em 19 e 20 de março de 2011. Na ocasião foi lançado o Diálogo Estratégico em

76. Em fevereiro de 2012 a RepsolSinopec comunicou sua terceira descoberta na bacia de Campos em um empreendimento junto com a Statoil (35%) e a Petrobras (30%).

77. Disponível em: <http://www.perenco.com/fileadmin/user_upload/news/Farmout_Agreement_with_Sinochem_for_Exploration_Blocks_offshore_Brazil.pdf>.

78. Disponível em: <<http://www.sinochem.com/g858/s1803/t4346.aspx>>.

79. No caso de *farm out*, a empresa que detém a concessão vende parte ou todos os direitos exploratórios, mas, neste caso, as eventuais demais empresas participantes do empreendimento teriam direito de preferência.

Energia Brasil-Estados Unidos.⁸⁰ Acompanhado de Fred Hochberg, presidente do Export-Import Bank (Ex-Im Bank), Obama viabilizou linha de financiamento de US\$ 2 bilhões para a Petrobras. De acordo com as regras da instituição norte-americana, o crédito só pode ser liberado para a compra de bens e serviços de empresas dos Estados Unidos. Embora beneficie a Petrobras, o empréstimo também atende aos interesses do polo industrial petrolífero centrado em Houston (Texas), que pretende aproveitar ao máximo as brechas não contempladas pela política de conteúdo nacional. Com o mesmo intuito, a secretária de Estado, Hilary Clinton, incluiu na sua visita ao Brasil, em meados de abril de 2012, um encontro com a presidenta da Petrobras, Graça Foster, na qual reforçou a proposta de estimular investimentos de empresas dos EUA para transformar o Brasil em um polo regional de equipamentos e componentes para a indústria de óleo e gás.⁸¹ No mesmo período, a presidenta da Petrobras foi eleita uma das 100 pessoas mais influentes do mundo pela revista americana Time.⁸² Não há dúvida de que o pré-sal terá um impacto grande sobre a relação entre os Estados Unidos e o Brasil. A parceria em energia que se iniciou no governo Lula em torno do etanol está se deslocando para o campo do petróleo. Os dados a respeito da pauta exportadora brasileira para os Estados Unidos são uma clara indicação. O etanol representava, em 2006, uma exportação de US\$ 882 milhões; baixou para US\$ 567 milhões em 2011. Por conseguinte, a exportação de petróleo aumentou no mesmo período de US\$ 2,321 bilhões para US\$ 5,845 bilhões. No total, a participação de energia na pauta exportadora brasileira para os Estados Unidos subiu de 5,8% em 2005 para 25% em 2011 (Bonomo, 2012).

Embora em menor escala, vale destacar o interesse da Statoil, companhia norueguesa pública de capital misto, em ampliar os seus negócios no Brasil, dentro da sua estratégia de aumentar a produção de 1,9 milhão de b/d em 2011 para 2,5 milhões em 2020. Nesta estratégia, o Brasil seria responsável por cerca de 40% do aumento projetado. O interesse da Noruega está também ligado ao fornecimento de serviços de alta tecnologia. Sem dúvida,

80. Disponível em: <<http://energy.gov/articles/us-and-brazil-launch-strategic-energy-dialogue>> Acesso em: 15 de abril, 2012.

81. O embaixador do Brasil em Washington, Mauro Vieira, e a diretora do Departamento de Energia do Itamaraty, embaixador Mariângela Rebuá, participaram da reunião. Da comitiva norte-americana, estiveram presentes ao encontro, entre outros, o ministro de Interior dos Estados Unidos, Ken Salazar, e o embaixador dos Estados Unidos no Brasil, Thomas Shannon. Disponível em: <<http://fatosedados.blogspot.com.br/2012/04/17/graca-foster-reune-se-com-hillary-clinton-secretaria-de-estado-dos-eua/>>. Há ainda registro de visitas à presidência da Petrobras de várias outras autoridades dos Estados Unidos, em particular, em agosto de 2011, a do vice-ministro de Energia americano, Daniel Poneman, e, em fevereiro de 2012, de um dos vice-ministros de Relações Exteriores dos Estados Unidos, William Burns.

82. Disponível em: <http://www.time.com/time/specials/packages/article/0,28804,2111975_2111976_2111991,00.html>. Acesso em: 17 de junho, 2012.

as inúmeras referências ao modelo norueguês para justificar as alterações no marco regulatório, nem sempre com propriedade (seção 7.1 a respeito do fundo social) projetaram a imagem do país positivamente.

8 PRESSÕES AMBIENTAIS

A exploração e produção do pré-sal estabelece também o desafio de lidar com a sua sustentabilidade ambiental. Isso passa por três aspectos.

Primeiro, há o problema das emissões de gases de efeito estufa (GEEs) na fase de exploração, o que exige o desenvolvimento de tecnologias para captura e armazenamento do carbono nas próprias jazidas. Um elemento importante neste aspecto é a necessidade de otimizar o aproveitamento do gás associado e, com isso, evitar a queima deste gás. No caso da Petrobras, entre as metas de sustentabilidade da empresa consta a redução em 65% da queima de gás natural nas operações de exploração de petróleo e a redução em 15% da emissão de GEEs nas operações de exploração (Petrobras, 2012b).

O segundo aspecto a ser considerado é o risco de acidentes com impactos significativos e duradouros sobre o ecossistema. Vazamentos podem ocorrer na perfuração e na produção, mas também na operação de navios. O desastre com a BP no Golfo do México, em 2010, que provocou o derramamento de milhões de barris, mostrou a fragilidade desses empreendimentos e a necessidade de grandes investimentos em segurança e sistemas de contingenciamento, mas, sobretudo, em estruturas qualificadas e independentes de supervisão e controle. Este processo se inicia com as licenças ambientais necessárias para cada empreendimento, e envolve também o Plano Nacional de Contingência (PNC), a ser acionado em situações de derramamento de óleo e substâncias perigosas. A elaboração do PNC é uma exigência da Lei nº 9.966, de 28 de abril de 2000, que, em seu Artigo 8º, parágrafo único, estipulou que “o órgão federal de meio ambiente, em consonância com o disposto na OPRC/90, consolidará os planos de contingência locais e regionais na forma do Plano Nacional de Contingência, em articulação com os órgãos de defesa civil.” O PNC tem o objetivo de atribuir funções para cada órgão envolvido em casos de acidentes de larga escala e, com isso, garantir uma ação coordenada e centralização de informações por parte do governo. Ele ficou em estudo desde 2001 e o governo pretendia contemplar somente os grandes desastres. Sob a influência do vazamento de petróleo no campo de Frade, na bacia de Campos,

operado pela Chevron, em novembro de 2011, as autoridades o reformularam para incluir nas estratégias de controle de acidentes petrolíferos também os de pequeno porte e prometeram apresentar o plano até o final daquele mesmo ano, o que não ocorreu.⁸³

O incidente com a Chevron provocou uma mobilização das autoridades competentes e dos promotores federais aplicando multas administrativas e encaminhando ações jurídicas. Diante disso, o *Wall Street Journal* publicou uma reportagem com o título *Acusações contra executivos da Chevron ameaçam plano de novos investimentos*, citando analista da consultoria financeira Raymond James, que teria afirmado que o Brasil tem mais a perder do que a Chevron: “O Brasil ainda precisa de capital e *know-how* tecnológico. Não é estrategicamente vantajoso para o Brasil fazer as pessoas saírem do país ou deixarem de investir.”⁸⁴ Curiosamente, reações similares ocorreram nos Estados Unidos, quando o presidente Barack Obama resolveu responsabilizar a BP pelos custos envolvidos com o desastre no Golfo do México. No caso, ele estaria com isso afastando investimentos do setor petrolífero dos Estados Unidos. O episódio mostra a importância de o poder público adotar uma política clara e transparente de tolerância zero com relação a acidentes e vazamentos e, ao mesmo tempo, dispor de uma capacidade de monitoramento e controle.

O acidente envolvendo a Chevron, embora não dissesse respeito diretamente à exploração do pré-sal, alertou a respeito da fragilidade das operações em alto-mar.⁸⁵ O primeiro acidente envolvendo no pré-sal diretamente tinha sido registrado em março de 2011, quando houve uma interrupção do teste de longa duração em um poço no campo Guará devido ao rompimento de tubulações que levavam óleo extraído ao navio-plataforma. O sistema de segurança funcionou e fechou imediatamente o poço. É exatamente este tipo de problema envolvendo as operações de transferência de petróleo que tende a aumentar, pelo simples fato de aumentar a operação a distâncias muito maiores. De outro lado, a própria distância faz que quantidades menores de óleo sejam diluídas facilmente, sem chegar ao litoral. Contudo, não há dúvida de que o Brasil deve avançar ainda muito para garantir sistemas de monitoramento e prevenção de acidentes no mar, o que exige, por parte das autoridades, a montagem de uma capacidade própria para identificar manchas de petróleo.

83. Disponível em: <<http://www2.camara.gov.br/agencia/noticias/INDUSTRIA-E-COMERCIO/206208-GOVERNO-REFORMULA-PLANO-DE-CONTINGENCIA-APOS-VAZAMENTO-DE-PETROLEO-PELA-CHEVRON.html>>. Acesso em: 2 de abril, 2012.

84. Reportagem reproduzida pelo jornal *Valor Econômico* em 20 de março, 2012.

85. Além dos 2.400 barris de petróleo derramados no início de novembro de 2011, houve novos incidentes na mesma área, em janeiro e março de 2012.

A terceira questão diz respeito ao impacto sobre a matriz energética do Brasil, que se caracteriza exatamente por ser mais limpa que a média mundial, conforme pode ser observado na tabela 11. De fato o Brasil será o primeiro grande exportador de petróleo no mundo que dispõe de uma matriz composta quase em sua metade por fontes não fósseis.

TABELA 11
Participação do Brasil nas fontes mundiais de energia
(Em %)

Fonte de energia	Brasil	Mundo
Energia não renovável	54,5	87
Petróleo	37,5	32
Gás natural	10,3	21
Carvão mineral	5,3	28
Urânio e derivados	1,4	6
Energia renovável	45,5	13
Hidrelétrica	14,1	2
Derivados da cana-de-açúcar	17,5	-
Outros ¹	13,9	11
Total	100	100

Fonte: Ventura Filho (2012).

Nota: ¹No caso do Brasil com destaque para o carvão vegetal.

Entre os vários desafios do pré-sal está a necessidade de resistir a pressões para manter o preço dos derivados estruturalmente abaixo dos preços de oportunidade, ou seja, os preços internacionais. Caso contrário, há um incentivo explícito ao desperdício, de um lado, e desincentivo ao uso e investimento em combustíveis alternativos, em particular o etanol, no caso do Brasil. Além disso, ao tratar-se de uma renúncia fiscal (renda não realizada), deve ser caracterizada como subsídio indireto, de caráter regressivo, embora as contas públicas não forneçam registro. Haverá grandes pressões para que se socializem as riquezas do pré-sal e para que isso se reflita no preço do combustível, ainda mais nos momentos de aumento dos preços internacionais, quando o repasse para os preços no mercado interno podem causar pressões inflacionárias e conflitos sociais. O Brasil já enfrentou este debate em 2011, quando o governo optou por não repassar o aumento dos preços internacionais do petróleo e com isso enfraqueceu a competitividade do etanol, gerando um desincentivo a investimento no setor de renováveis, embora haja outros fatores que devem ser levados em conta para analisar a queda significativa de oferta do etanol naquele ano.

A tabela 12 dá uma noção da diversidade de preços praticados diante dos preços internacionais, refletindo opções políticas dos respectivos governos.

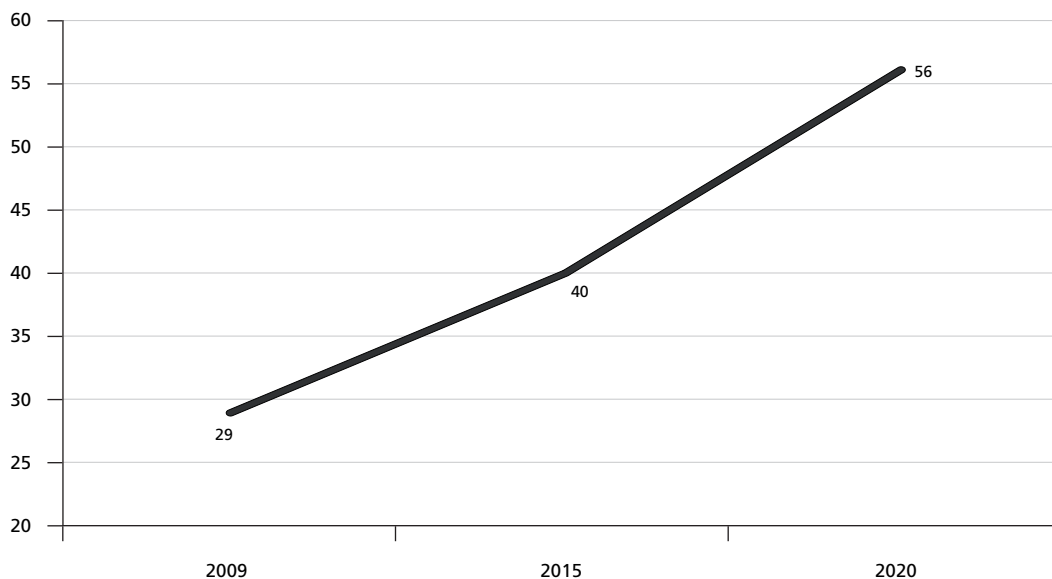
TABELA 12
Preço de oportunidade
(Em R\$)

País	Preço do litro de gasolina-litro (9/6/2011)
Estados Unidos	1,50
Venezuela	0,07
Reino Unido	3,45
Alemanha	3,70
Brasil	2,20

Elaboração do autor.

De acordo com dados do Departamento Nacional de Trânsito (DENATRAN), a frota automobilística em circulação praticamente dobrou entre 2000 e 2010, com uma forte concentração nas macrorregiões do Sul e Sudeste, que possuíam, em 2010, mais de 70% dessa frota.⁸⁶ O gráfico 3 mostra a estimativa da EPE com relação à evolução futura.

GRÁFICO 3
Estimativa da evolução da frota de automóveis (2009-2010)
(Em %)



Fonte: EPE (2011).

86. Disponível em: <<http://www.denatran.gov.br/frota.htm>>.

O crescimento com distribuição de renda implica uma massificação do padrão de consumo para outras regiões e para uma parcela maior da população. Na perspectiva da EPE, grande parte do aumento do consumo de combustível deve vir da expansão do etanol prevê-se, inclusive, uma diminuição do uso da gasolina (tabela 13).

TABELA 13
Previsão de produção de gasolina e etanol (2011, 2015 e 2020)
(Em mil m³)

	2011	2015	2020
Gasolina	24,688	18,174	21,677
Etanol	23,715	42,268	64,643

Fonte: EPE (2011).

O Plano Setorial de Transportes e Mobilidade Urbana para a Mitigação de Mudanças Climáticas, apresentado pelo governo em abril de 2012, prevê um aumento de 5% da frota de automóveis por ano até 2020, projetando um uso constante do etanol de 50% (Brasil, 2012a).

Essa evolução futura depende, porém, da relação entre os preços do etanol e da gasolina. Além dos preços da gasolina, entram nessa equação também os investimentos para aumentar a eficiência na produção e no uso do etanol. No que diz respeito, por exemplo, à eficiência do motor *flex*, as montadoras que operam no Brasil são multinacionais que pautaram, até pouco tempo atrás, seu desempenho tecnológico pela redução do consumo e das emissões, a partir da ótica do motor a gasolina convencional. Foi a partir desta lógica que se adequaram ao uso do etanol. Cabe estimular as montadoras a investir para aperfeiçoar o desempenho do motor. Por exemplo, com sistemas de partida a frio, com pré-aquecimento do etanol, dispensando assim o tanque auxiliar de gasolina (Sousa e Macedo, 2009). A passagem para uma economia de baixa intensidade de carbono deverá ser feita com o carro andando. Nisso, as normas técnicas e o investimento em tecnologia para mitigar as emissões de gases de efeito estufa serão cruciais e não há por que o país não se pautar pelas normas mais avançadas do mundo.⁸⁷ O desafio parece um paradoxo: garantir que o pré-sal contribua para que o desenvolvimento no país englobe a transição para uma economia de baixo carbono. Isso exige políticas claras e firmes, evitando ao máximo um *crowding out* do etanol e a instauração de uma cultura do desperdício.

87. Quando foram lançados os projetos para as refinarias no Nordeste, havia inicialmente ainda a ideia de que as refinarias "prêmio" seriam dedicadas à exportação (subseção 6.2) e, por isso, pautaram-se por normas ambientais mais elevadas.

9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Na sua primeira mensagem ao Congresso Nacional,⁸⁸ a presidente Dilma Rousseff resgatou a metáfora utilizada pelo seu antecessor –“o pré-sal, nosso passaporte para o futuro”–, enfatizando que acima de tudo sua descoberta “é em si mesma fruto do avanço tecnológico brasileiro e de uma moderna política de investimentos em pesquisa e inovação”. Afirmou que “a oportunidade que pela primeira vez se coloca para o Brasil de se tornar uma nação desenvolvida não pode ser desperdiçada”, mas reconhecendo que isso depende da articulação “com políticas para o avanço científico e social e acompanhado por medidas de cuidado ambiental.”

A exploração do pré-sal representa, de fato, um grande desafio para o país. Há fatores externos relacionados à demanda e aos preços, que são variáveis sobre as quais o país não tem influência. Mas, partindo do pressuposto da viabilidade econômica do empreendimento, surgem muitas possibilidades e cenários que dependem da esfera política. Não há mecanismos automáticos que levem à confirmação da maldição dos recursos naturais. A sua abundância não inibe necessariamente o crescimento, mas não implica, contudo, que essa fartura leve inevitavelmente ao crescimento. Algum tipo de maldição pode converter-se em realidade se os recursos forem mal gerenciados. Os desafios são como lidar com a volatilidade da renda das exportações, a instabilidade do gasto fiscal, a pressão para o excesso de consumo e os riscos ambientais.

Não há como negar o risco do efeito rentista que induziria os governos – federal e dos demais entes federativos – a dissipar boa parte da renda com gastos improdutivos. Pela mesma lógica, a renda petrolífera pode provocar a busca de renda econômica no âmbito privado, fora do governo, pelo efeito voracidade, e incentivar despesas fiscais não produtivas. Ou seja, grupos organizados pressionando pela apropriação das rendas. E isso, por sua vez, estimula o processo de corrupção das instituições necessárias para aproveitar plenamente a riqueza em recursos naturais. Por conseguinte, há um risco de aprofundar o processo de desindustrialização precoce, relativo e absoluto. Sem uma política macroeconômica atenta haverá uma forte sobrevalorização da moeda local provocada pelos vários movimentos de entrada de dólares ligados à exploração do pré-sal, tanto diretamente, pelas exportações, quanto indiretamente, pela facilidade de captação de recursos externos por parte dos agentes privados.

88. Disponível em: <<http://www.secom.gov.br/sobre-a-secom/acoes-e-programas/publicacoes/arquivos/paginas-iniciais-2011>>.

Contudo, o país, por meio de suas instituições e da presença da Petrobras, e consciente dos riscos, pode usar o pré-sal para garantir uma expansão econômica que coloque em bases sólidas o aumento da renda e operar a redução real da imensa desigualdade. As alterações no marco regulatório permitem um direcionamento nesse sentido, subordinando o ritmo da exploração às estratégias de política industrial e à capacidade de absorção da economia em termos fiscais e monetários.

O critério de absorção refere-se também à capacidade de ampliar e qualificar o parque produtivo para garantir que o crescimento da demanda da cadeia *upstream* (na exploração e, sobretudo, na produção) e as oportunidades *downstream* (nas atividades produtivas que utilizam o petróleo e o gás como insumos, como é o caso da cadeia gás/petroquímico-plástico) possam ser atendidos pela produção nacional, gerando emprego e renda no país e na região. Particular atenção merece o aproveitamento das altas tecnologias a serem desenvolvidas para a exploração e produção do pré-sal, para contribuir com a qualificação da mão de obra e do parque produtivo brasileiro. Os anúncios de investimentos em centros de pesquisa e desenvolvimento por parte dos principais *players* do setor de serviços de alta tecnologia para a indústria de petróleo e gás mostram a grande margem que existe para fazer este tipo de pacto. Observa-se que o tamanho da demanda e sua consistência ao longo do tempo permite planejar investimentos em médio-longo prazo, gerando massa crítica para atender, em seguida, demandas externas. O reconhecimento dos *trade-offs* em jogo e a construção de um debate nacional permanente e transparente com os vários segmentos da sociedade é um aspecto chave.

Por fim, mas não menos importante, um dos elementos cruciais é evitar o *crowding out* das energias renováveis, em particular o etanol, e combater a cultura de desperdício, mantendo a meta de preços de oportunidade.

Entre os riscos e as oportunidades surge a necessidade de integração das políticas energéticas, externa e de segurança nacional, como também de ampliar a participação da sociedade em torno das escolhas a serem tomadas e a fiscalização de seu cumprimento em prol do desenvolvimento sustentável e sustentado do Brasil.

REFERÊNCIAS

- BARROS, P. S.; SCHUTTE, G. R.; PINTO, L. F. S. **Além da autossuficiência**: o Brasil como protagonista no setor energético. Brasília: Ipea, 2012. (Textos para Discussão, n. 1.725).
- BECK, R.; FIDORA, M. **The impact of sovereign wealth funds on global financial markets**. Frankfurt: European Central Bank, 2008. (Occasional Paper Series, n. 91).
- BONOMO, D. Z. **Diálogo estratégico sobre energia Brasil-Estados Unidos**. In: ENCONTRO INTERNACIONAL DE ENERGIA, 13., Fiesp, São Paulo, 7 ago. 2012.
- BP. **Energy Outlook 2030**. London, Jan. 2012.
- _____. **Workbook of Historical Statistical Data 1965-2010**. Acesso em: 16 mar. 2011 <<http://www.bp.com.br>>.
- BRASIL. Lei nº 11.887, de 24 de dezembro de 2008. Cria o Fundo Soberano do Brasil - FSB, dispõe sobre sua estrutura, fontes de recursos e aplicações e dá outras providências. Brasília, 24 de dezembro de 2008.
- _____. Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Brasília, 22 de dezembro de 2010.
- _____. Ministério das Cidades. Secretaria Nacional de Transporte e da Mobilidade Urbana. **Plano setorial de transporte e de mobilidade urbana para mitigação da mudança climática (PSTM)**. Brasília, abr. 2012a.
- _____. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. **Balança Comercial Brasileira**: dados consolidados 2011. Brasília, 2012b.
- BRESSER-PEREIRA, L. C. O pré-sal e a nação. **Folha de São Paulo**, 07 set. 2009.
- BRUNNSCHWEILER, C.; BULTE, E. **The resource curse revisited and revised**: a tale of paradoxes and red herrings. Zurich: ETH; Center of Economic Research, Dec. 2006. (Working Paper, n. 06/61).
- CHANG, H.-J. **Chutando a escada**: a estratégia do desenvolvimento em perspectiva história. São Paulo: Editora UNESP, 2002.
- COLELA JUNIOR, O. **Oportunidades para o setor brasileiro de petróleo e gás**. In: ENCONTRO INTERNACIONAL DE ENERGIA, 13., Fiesp, São Paulo, ago. 2012.
- DORNELLES, F. Retrocesso no pré-sal. **O Globo**, 6 ago. 2009.
- EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Annual Energy Outlook**. Washington, 2012.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Contexto mundial e preço de petróleo: uma visão de longo prazo.** Brasília: MME/EPE, dez. 2008.

_____. **Plano decenal de expansão de energia 2020.** Brasília: MME/EPE, 2011.

ERBER, F. **Convenções de desenvolvimento no Brasil contemporâneo: um ensaio de economia política.** Brasília: Cepal; Ipea, 2010. (Textos para discussão).

FURTADO, C. **Ensaio sobre a Venezuela: subdesenvolvimento com abundância de divisas.** Rio de Janeiro: Contraponto/Centro Internacional Celso Furtado, 2008.

FUSER, I. **Conflitos e contratos – A Petrobras, o nacionalismo boliviano e a interdependência do gás natural 2002-2010.** Tese (Doutorado) – USP, 2011.

G20. Leaders statement: the Pittsburgh summit. Sept. 24/25, 2009.

GABRIELLI, J. S. O Atlântico Sul e a costa ocidental da África: os interesses brasileiros e a questão energética. *In*: JOBIM, N. A.; ETCHEGOYEN, S. W.; ALSINA, J. P. (Orgs.). **Segurança internacional: perspectivas brasileiras.** Rio de Janeiro: FGV, 2010.

_____. **Os investimentos da Petrobras e os novos caminhos para a indústria brasileira.** *In*: SEMINÁRIO DIÁLOGOS CAPITAIS, Carta Capital, São Paulo, ago. 2011.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2010.** Paris: OECD/IEA, 2010.

LEMONS, L. A.; ROMANELLI, M. Royalties e a Amazônia Azul. **Valor Econômico**, 7 jul. 2010.

LESSA, C. O pré-sal e os maus brasileiros. **Valor**, 23 set. 2009.

_____. É uma maldição ser exportador de óleo cru e uma benção ser autossuficiente. **Valor**, 1 jul. 2010.

LIMA, H. Recursos para pesquisa e desenvolvimento com desenvolvimento sustentado. **Valor Econômico**, 3 jul. 2012.

LIMA, P. C. R. **Pré-sal: o novo marco legal e a capitalização da Petrobras.** Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

NAZARETH, P.; QUINTANLHA, N.; SALLES, J. **Uma simulação das perdas de receitas do Estado e dos municípios do RJ com as mudanças em discussão.** *In*: OBSERVATÓRIO CELSO FURTADO, Rio de Janeiro, 20 mar. 2012.

NEGRI, J. A (Coord.). **Poder de compra da Petrobras: impactos econômicos nos seus fornecedores.** Brasília: Ipea; Petrobras, 2011.

NYE JÚNIOR, J. S. **The future of Power.** New York: Public Affairs, 2011.

ONIP – ORGANIZAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO. **Oportunidades e desafios da agenda de competitividade para construção de uma política industrial na área de petróleo**: propostas para um novo ciclo de desenvolvimento industrial. Rio de Janeiro, 2010.

PETROBRAS. **Plano de negócios 2011-2015**. MME, 2011.

_____. **Relatório de atividades 2011**. MME, 2 mar. 2012a.

_____. **Plano de negócios 2012-2016**. MME, 2012b.

PUGA, P. F.; BORÇA JUNIOR, G. **Perspectiva de investimentos na indústria 2011-2014**. BNDES/Visão do Desenvolvimento, fev. 2011. n. 91.

SALERNO, M. S. Universidade e empresa: cada macaco no seu galho. **Inova ABCD**, São Bernardo do Campo, p. 24-24, 1 out. 2011.

SANT, ANNA, A. A. Brasil é a principal fronteira de expansão do petróleo no mundo. BNDES. **Visão de Desenvolvimento**, n. 87, out. 2010.

SAUER, I. Prefácio. *In*: LIMA, P. C. R. **Pré-sal**: o novo marco legal e a capitalização da Petrobras. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

SAUER, I.; SEGER, S. **Energia**: estratégia e poder. *In*: CONFERÊNCIA NACIONAL DE POLÍTICA EXTERNA E POLÍTICA INTERNACIONAL, 4., Funae/Ipri, Rio de Janeiro, dez. 2009.

SCHUTTE, G. R. Economia política de petróleo e gás: a experiência russa. *In*: ALVES, A. G. P. (Org.). **Uma longa transição**: vinte anos de transformações na Rússia. Brasília: Ipea, 2011.

SINDICATO da Indústria da construção e reparação naval e offshore (Sinaval). **A indústria da construção naval e o desenvolvimento brasileiro**. Rio de Janeiro, 2010.

SOUSA, E. L.; Macedo, I. C. **Etanol e biodiversidade**: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética. São Paulo: Única, 2009.

TOMPSON, W. A frozen Venezuela? The recourse curse and Russian politics. *In*: ELLMAN, M. (Edit.). **Russia's oil and natural gas**: bonanza or curse? New York; London: Athem Press, 2006.

TRINDADE, A. A. C. (Org.). **A nova dimensão do Direito Internacional Público**. Brasília: Instituto Rio Branco, 2003.

VENTURA FILHO, A. **Energia no contexto da economia sustentável**. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL DE ENERGIA, 13., São Paulo: FIESP, ago. 2012.

APÊNDICE

APÊNDICE A

Doença holandesa em perspectiva

A referência à doença holandesa entrou no debate sobre estratégias brasileiras até antes da discussão sobre os desafios do pré-sal, porque estava ligada a uma avaliação sobre o efeito supostamente desindustrializador da expansão do setor agroexportador e de mineração.

A expressão é relacionada por economistas a problemas que podem surgir quando uma economia começa a depender da riqueza advinda da exportação de um produto primário não renovável, em particular o petróleo, cujo preço inclusive é altamente flutuante.

Assim, quando o pré-sal tornou-se o assunto do momento, houve necessidade de expressar um perigo ainda maior e foi utilizado até o termo “peste holandesa.”¹ O termo não diz respeito, porém, ao aproveitamento que a Holanda fez de sua reserva de gás natural.

Foi a revista britânica de cunho liberal *The Economist* que emplacou a expressão, em 1977, para questionar a política do governo holandês financiada pelos ganhos com a descoberta de enormes reservas gás, em 1959, no interior do país, na província de Groningen – sem relação com o petróleo do Mar do Norte, descoberto mais tarde, que teve um significado muito menor. Em 2010, calcula-se que se tratava de 2,7 trilhões de metros cúbicos, dos quais 60% já explorados, mas na época era estimado em 1,1 trilhão.

A exploração comercial em altos volumes que permitiu a reconversão da matriz energética de carvão para gás e o ciclo de exportação no início dos anos 1970 coincidiram com um governo de forte orientação social-democrata, de 1973 a 1977. Era liderado pelo carismático e popular primeiro-ministro Joop den Uyl, que se propunha a completar as reformas sociais introduzidas pelo também social-democrata Drees no pós-Guerra, ampliando e aperfeiçoando o Estado de bem-estar social e colocando as metas de pleno emprego e diminuição das desigualdades sociais no topo da agenda. Era inclusive uma forma de enfrentar o quadro de crise mundial que se instalou com o primeiro choque do petróleo em 1973.

1. Título do artigo publicado por Luiz Gonzaga Belluzzo no jornal *Valor Econômico*, 18 de agosto, 2009.

Os impostos sobre a exploração do gás chegaram a financiar 10% do orçamento do governo. Houve também uma reforma no modelo de exploração, deixando mais de 80% dos ganhos nas mãos do governo e o restante com a concessionária única, uma *joint-venture* da anglo-holandesa Shell com a Exxon.

Evidentemente esta política não foi do agrado de todos. O governo, apesar de sua popularidade, caiu em 1977 em uma das crises políticas mais polarizadas que o país já vivera. A principal crítica era que o governo de esquerda teria sido irresponsável ao financiar a expansão do Estado de bem-estar social com recursos instáveis, devido à flutuação dos preços, e esgotáveis por definição, em vez de preocupar-se com os problemas estruturais causados pela valorização do florin, o que levaria a uma perda de competitividade do todos os demais setores da economia, em particular a manufatura.

Neste contexto, *The Economist* lançou a tese da doença holandesa. Porém, no caso da própria Holanda, não se pode falar em doença, pois não houve desindustrialização. Ao contrário, o país especializou-se em atividades de maior valor agregado e, sobretudo, aumentou a porcentagem de manufaturados no total das suas exportações, de cerca de 50%, quando da publicação do artigo por *The Economist*, para 70% no final da década de 1990. No mesmo período, o país aumentou sua relação exportação/produto interno bruto (PIB) de 45% para 55%. Em 2008 chegou a exportar € 430 bilhões de euros, contra € 400 bilhões € de importação. Ao mesmo tempo a questão do câmbio foi superada por meio da coordenação das políticas macroeconômicas, até chegar ao euro.

Não há dúvida de que o país tenha sido alvo do processo de reestruturação produtiva global, que implicou o fechamento de setores industriais, transferidos para locais como a Coreia do Sul. Exemplo clássico foram os estaleiros. Mas isso deve ser visto no contexto de uma reestruturação mais ampla do capitalismo global. Ao efeito do gás pode-se apenas atribuir a antecipação ou aceleração do processo.

A perda da participação da indústria no PIB foi constante, como nos demais países, e na verdade a Holanda acabou especializando-se em segmentos com maior valor agregado, classificados como serviços, por exemplo, relacionados ao setor de logística, tornando-se o principal corredor do comércio internacional da União Europeia. Não é à toa que sempre consta entre os primeiros destinos das exportações brasileiras e aproveita a posição do porto de Roterdã para construir uma série de atividades econômicas de alto valor agregado em torno deste fluxo.

Também é fato que se trata de um grande exportador de capital, com empresas como C&A, Akzo, Philips, Shell, GessyLever (as últimas junto com capital britânico), entre outras. Mas isso pouco tem a ver com um clima adverso para investimentos devido ao alto patamar de padrões salariais e sociais estabelecidos, possibilitado em parte pelos recursos do gás.

Quando o gás começou a ser explorado e descobriu-se que era um dos maiores campos do mundo, houve um processo enorme de reconversão industrial de carvão para o gás. Políticas industriais foram desencadeadas para acompanhar esse movimento, sobretudo considerando os efeitos na região de mineração do carvão no sul do país, perto de Maastricht, que encerraram as suas atividades do dia para a noite. A avaliação dessas políticas não é consensual. Podem-se apontar casos em que foram apoiadas atividades industriais que não mostraram nenhuma viabilidade e relacioná-las com a farta disponibilidade de recursos do gás. Mas, de outro lado, houve também casos de sucesso, como o próprio apoio à indústria petroquímica (DSM) e automobilística nesta região. Depois, parte expressiva dos recursos do gás foi usada para grandes projetos estruturantes, como a consolidação do sistema de defesa contra o mar (Deltawerken).

A recessão que pegou o país em cheio no início dos anos 1980, com altas taxas de desemprego, sem dúvida mostrou que o gás não era um seguro de vida. Mas a recessão naquela época não era privilégio da Holanda e as taxas de desemprego em muitos países da Europa – e até nos Estados Unidos – também superaram os dois dígitos. Interessante é observar que o que marcou a saída da crise foi a política de concertação, uma vez que o Estado de bem-estar social não permitiu uma solução *à la Thatcher*. Assim, sindicatos, empresários e governo negociaram em nível nacional saídas de médio prazo, que envolviam parâmetros para os acordos sindicais nacionais e uma reforma moderada do bem-estar. A concertação tornou-se um modelo alternativo ao neoliberalismo selvagem, introduzindo conceitos como *flexisecurity*, conhecido como *polder model*, referindo-se à geografia plana do país (*polders*). Neste contexto foi criado, em 1994, um fundo estrutural, que absorve 42,5% dos impostos sobre o gás. Os recursos são destinados para grandes obras de infraestrutura. Contudo, esta e outras experiências indicam a importância das decisões políticas e das instituições democráticas para que se coloquem os novos recursos em função de uma estratégia de desenvolvimento para o país.

EDITORIAL

Coordenação

Cláudio Passos de Oliveira

Supervisão

Everson da Silva Moura

Marco Aurélio Dias Pires

Revisão

Andressa Vieira Bueno

Clícia Silveira Rodrigues

Idalina Barbara de Castro

Laeticia Jensen Eble

Leonardo Moreira de Souza

Luciana Dias

Olavo Mesquita de Carvalho

Reginaldo da Silva Domingos

Celma Tavares de Oliveira (estagiária)

Patrícia Firmina de Oliveira Figueiredo (estagiária)

Editoração eletrônica

Aline Rodrigues Lima

Bernar José Vieira

Daniella Silva Nogueira

Danilo Leite de Macedo Tavares

Jeovah Herculano Szervinsk Junior

Leonardo Hideki Higa

Capa

Luís Cláudio Cardoso da Silva

Projeto Gráfico

Renato Rodrigues Bueno

Livraria do Ipea

SBS – Quadra 1 - Bloco J - Ed. BNDES, Térreo.

70076-900 – Brasília – DF

Fone: (61) 3315-5336

Correio eletrônico: livraria@ipea.gov.br

Composto em adobe garamond pro 12/16 (texto)
Frutiger 67 bold condensed (títulos, gráficos e tabelas)
Impresso em offset 90g/m²
Cartão supremo 250g/m² (capa)
Brasília-DF

Missão do Ipea

Produzir, articular e disseminar conhecimento para aperfeiçoar as políticas públicas e contribuir para o planejamento do desenvolvimento brasileiro.

