

Nº55

Série
Eixos do Desenvolvimento Brasileiro

Comunicados do Ipea

**Perspectivas de Desenvolvimento do
Setor de Petróleo e Gás no Brasil**

1 de junho de 2010

Governo Federal
Secretaria de Assuntos Estratégicos da
Presidência da República
Ministro Samuel Pinheiro Guimarães Neto

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

Marcio Pochmann

Diretor de Desenvolvimento Institucional

Fernando Ferreira

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais

Mário Lisboa Theodoro

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

José Celso Pereira Cardoso Júnior

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas

João Sicsú

Diretora de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais

Liana Maria da Frota Carleial

Diretor de Políticas Setoriais de Inovação, Regulação e Infraestrutura

Márcio Wohlers de Almeida

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

Jorge Abrahão de Castro

Chefe de Gabinete

Pérsio Marco Antonio Davison

Assessor-chefe de Imprensa e Comunicação

Daniel Castro

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

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

Comunicados do Ipea

Os *Comunicados do Ipea* têm por objetivo antecipar estudos e pesquisas mais amplas conduzidas pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, com uma comunicação sintética e objetiva e sem a pretensão de encerrar o debate sobre os temas que aborda, mas motivá-lo. Em geral, são sucedidos por notas técnicas, textos para discussão, livros e demais publicações.

Os *Comunicados* são elaborados pela assessoria técnica da Presidência do Instituto e por técnicos de planejamento e pesquisa de todas as diretorias do **Ipea**. Desde 2007, mais de cem técnicos participaram da produção e divulgação de tais documentos, sob os mais variados temas. A partir do número 40, eles deixam de ser *Comunicados* da Presidência e passam a se chamar *Comunicados do Ipea*. A nova denominação sintetiza todo o processo produtivo desses estudos e sua institucionalização em todas as diretorias e áreas técnicas do **Ipea**.

Este Comunicado faz parte de um conjunto amplo de estudos sobre o que tem sido chamado, dentro da instituição, de *Eixos do Desenvolvimento Nacional: Inserção internacional soberana; Macroeconomia para o pleno emprego; Fortalecimento do Estado, das instituições e da Democracia; Infraestrutura e logística de base; Estrutura produtivo-tecnológica avançada e regionalmente articulada; Proteção social e geração de oportunidades; e Sustentabilidade ambiental*.

A série nasceu de um grande projeto denominado *Perspectivas do Desenvolvimento Brasileiro*, que busca servir como plataforma de sistematização e reflexão sobre os desafios e as oportunidades do desenvolvimento nacional, de forma a fornecer ao Brasil o conhecimento crítico necessário à tomada de posição frente aos desafios da contemporaneidade mundial.

Os documentos sobre os eixos do desenvolvimento trazem um diagnóstico de cada campo temático, com uma análise das transformações dos setores específicos e de suas consequências para o País; a identificação das interfaces das políticas públicas com as questões diagnosticadas; e a apresentação das perspectivas que o setor deve enfrentar nos próximos anos, indicando diretrizes para (re)organizar a orientação e a ação governamental federal.

Ao todo, a coleção terá dez livros, cujos capítulos deram origem aos comunicados desta série. Estiveram envolvidas no esforço de produção dos textos cerca de 230 pessoas, 113 do próprio **Ipea** e outras pertencentes a mais de 50 diferentes instituições, entre universidades, centros de pesquisa e órgãos de governo, entre outras.

O livro no qual o comunicado se insere trata de infraestrutura econômica, cuja função é dar apoio às atividades do setor produtivo. A melhoria da infraestrutura econômica tem impacto direto sobre as empresas e indústrias e pode ampliar a capacidade produtiva por meio de custos, tecnologias e capacidade de distribuição. Cada capítulo do livro dará origem a um comunicado do Ipea, que tem por objetivo antecipar estudos e pesquisas mais amplas, como é o caso da obra completa, que terá dez volumes e cerca de 9 mil páginas. O livro sobre infraestrutura econômica terá cerca de 700 páginas.

PERSPECTIVAS DE DESENVOLVIMENTO DO SETOR PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

1 INTRODUÇÃO

A indústria brasileira do petróleo iniciou seu desenvolvimento efetivo a partir do monopólio estatal exercido pela Petrobras, instituída por meio da Lei nº 2004, em outubro de 1953, com o objetivo de executar as atividades do setor petrolífero no Brasil em nome da União.¹ Na liderança deste processo durante cinco décadas, a Petrobras (Petróleo Brasileiro S/A) imprimiu sua identidade à construção de uma indústria estratégica e de elevado impacto sistêmico.

No âmbito das reformas estruturais do Estado brasileiro, ocorridas nos anos 1990, foi alterada a organização econômica do petróleo (Lei nº 9.478/1997). A reforma objetivou tornar compatível o desenvolvimento do setor petrolífero com o novo padrão de desenvolvimento econômico, inaugurado com a reforma do Estado implementada, a partir de 1995, com o governo Fernando Henrique Cardoso. Contudo, importa destacar que o sucesso da organização econômica anterior da indústria, sob o comando da Petrobras, conduziu a decisão da coalizão política reformadora para uma opção peculiar e distinta daquela implementada para todas as outras indústrias de infraestrutura. No setor petrolífero, a introdução de “pressões competitivas” abdicou de um processo de privatização *stricto sensu*, sendo substituída por uma estratégia gradualista, implementada por meio de estímulo ao ingresso de agentes privados e à formação de parcerias entre a estatal e os agentes privados.

As recentes descobertas em águas ultraprofundas, na área geológica do pré-sal, foram fruto do processo de cooperação da Petrobras com as empresas recém-chegadas ao Brasil para projetos de exploração após o processo de abertura. Tais descobertas constituem igualmente um fator indutor do desenvolvimento setorial de grande magnitude e relevância que justificou a decisão governamental de readequar o marco regulatório nas etapas de exploração e de produção da indústria brasileira de petróleo e de gás natural.

1. Desde a fundação do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (1907) e do estabelecimento do Código de Minas (1934) até a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), em 1938, o debate girava em torno das possibilidades geológicas brasileiras em hidrocarbonetos para desenvolver no Brasil o refino do óleo importado. A percepção da relação entre ambas as atividades e, especialmente, de que a nacionalização do refino seria a chave para o financiamento das atividades de pesquisa/exploração/produção – que concentram os riscos e os custos da indústria petrolífera – não eram alheias às lideranças do movimento pró-monopólio estatal (PINTO JR. *et al.*, 2007).

O caráter inovador da descoberta em uma área que é considerada de fronteira petrolífera exigirá um imenso esforço de inovações tecnológicas, visando maximizar o petróleo e o gás natural a serem produzidos. O desafio de superação tecnológica deverá ser acompanhado por igual desafio no plano institucional e regulatório, dadas as circunstâncias específicas que envolveram os campos recém-descobertos. A fronteira de exploração e de produção do pré-sal estabelece uma mudança radical nas condições de contorno da indústria brasileira do petróleo, devido a três aspectos principais fortemente interdependentes, com fortes repercussões sobre a estrutura de arrecadação e aplicação de participações governamentais:

- As novas descobertas alteram os parâmetros de tomada de decisão, ancorados na análise das condições econômicas e financeiras do binômio prêmio-risco. As descobertas modificam estas condições tanto nas novas áreas ainda não concedidas e localizadas nas zonas adjacentes aos blocos exploratórios que lograram sucesso na exploração, quanto nas áreas já concedidas e que eventualmente ainda não foram exploradas.
- As novas descobertas requerem novas orientações de política energética, pois, uma vez confirmado o potencial dos recursos petrolíferos identificados no pré-sal, caberá a redefinição do ritmo ótimo de exploração e de produção, dados os montantes de investimentos (estimados em US\$ 36 bilhões/ano até 2015), bem como das condições de exportação de petróleo.
- Por fim, será necessário definir novos instrumentos de coordenação com outras esferas de governo, em matéria de política econômica e fiscal, tecnológica, de equipamentos e recursos humanos necessários ao desenvolvimento do potencial petrolífero nacional nos próximos anos.

Nesse sentido, importa encontrar uma posição equilibrada na redefinição das estruturas hierárquicas das instituições governamentais e esta não é uma tarefa trivial.

Isto posto, este capítulo tem por objetivo principal identificar os fatores determinantes para o desenvolvimento da indústria brasileira de petróleo e de gás natural, a partir da promissora expectativa decorrente das descobertas do pré-sal. Para tal, a seção 2 destaca os traços marcantes da indústria petrolífera e gasífera mundial, dado que a dinâmica da indústria brasileira não está dissociada dos movimentos observados nos países produtores, consumidores e das grandes empresas internacionais. A seção 3 aborda os principais desafios à consecução do objetivo de longo prazo de tornar o país um exportador líquido de petróleo e de gás natural. Para tal, destacam-se a evolução recente e as perspectivas da indústria brasileira de petróleo e de gás natural, a partir de um quadro de análise que busca articular a dotação dos recursos energéticos, os aspectos tecnológicos e a organização dos mercados de petróleo, derivados e de gás natural. A seção 4 aprofunda o exame das questões-chave – econômicas, institucionais e regulatórias – que condicionam o desenvolvimento do pré-sal. A última seção sumariza as principais conclusões.

2 PANORAMA INTERNACIONAL DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E DE GÁS: SITUAÇÃO ATUAL E TENDÊNCIAS

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

É importante recordar que a abundância de hidrocarbonetos se constitui em um fator potencial de geração de riqueza. Entretanto, trata-se de um recurso esgotável e o ritmo de aproveitamento das jazidas é uma variável-chave. Igualmente importante é o regime fiscal que incide sobre este bem e os efeitos gerados pela produção de petróleo sobre a economia como um todo. Experiências mal-sucedidas em diferentes países com relação ao uso de mecanismos de controle deficientes destas duas variáveis-chave não são raras. Os efeitos perversos podem se traduzir no esgotamento precoce das reservas e/ou tornar a economia de um país dependente demais do setor petróleo, acarretando perda de competitividade e/ou atrofia dos demais setores econômicos (“doença holandesa” ou “maldição do petróleo”).

De forma a traçar um breve panorama da indústria mundial de petróleo e de gás natural, esta seção analisa a interação entre os principais fatores determinantes das estratégias empresariais e das diretrizes de política energética nesta indústria, quais sejam: *i*) recursos naturais; *ii*) tecnologia; e *iii*) organização dos mercados.

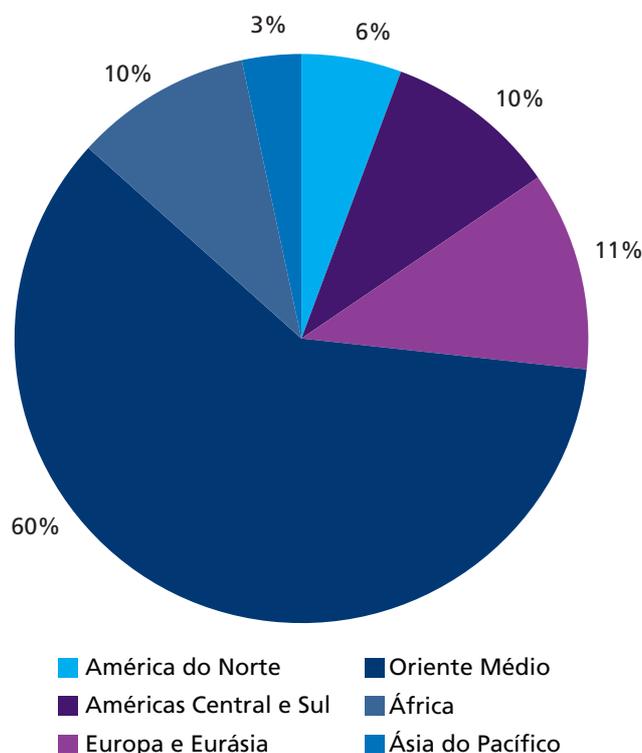
2.1 Recursos naturais

As reservas petrolíferas e de gás natural possuem relevância que transcende a questão meramente econômica, sendo, ao contrário, também entendidas como uma questão de ordem geopolítica. Neste sentido, a análise acerca da disponibilidade e viabilidade – seja econômica ou geopolítica – de acesso às reservas provadas de petróleo no mundo assume considerável importância. Em específico, deve-se examinar o panorama de divisão das reservas provadas no mundo, de modo a verificar em que medida a concentração destas por região produtora, e as questões de geopolítica associadas a esta disposição, condicionam a dinâmica global de investimento.²

2. Para o bom desenrolar desta análise, deve-se destacar previamente a definição de dois conceitos básicos que serão, inúmeras vezes, utilizados: recursos e reservas petrolíferas. Recursos petrolíferos correspondem a todo volume de óleo que pode ser efetivamente produzido considerando a tecnologia disponível à recuperação de petróleo. As reservas, por sua vez, constituem jazidas que já foram identificadas e cuja produção é economicamente viável. Neste sentido, as reservas são um subconjunto dos recursos petrolíferos, e podem ser classificadas de acordo com o grau de certeza de sua existência. Segundo Pinto Jr. *et al.* (2007), as reservas provadas, também conhecidas como P90 (probabilidade de ocorrência de 90%), correspondem às reservas que podem ser estimadas com elevado grau de certeza de serem recuperáveis nas condições econômicas e tecnológicas existentes. As reservas prováveis, P50 (probabilidade de ocorrência de 50%), são aquelas recuperáveis com um grau de certeza menor. Por último, têm-se as reservas possíveis, com nível de certeza muito pequeno, típicas de campos onde ainda não houve perfuração de poços, tendo havido somente estudos sísmicos e de correlação com campos próximos já estudados.

Um exame simples sobre a distribuição geográfica das reservas provadas de petróleo no mundo indica uma clara concentração no Oriente Médio. De acordo com dados da British Petroleum (BP) 2009, referentes a 2008, o Oriente Médio possui 60% das reservas provadas totais, sendo passíveis de destaque neste grupo a Arábia Saudita e o Irã, respectivamente com 35% e 18% do total das reservas mundiais. A segunda principal região concentradora de reservas provadas de petróleo corresponde à região denominada Europa e Eurásia, com 11% das reservas provadas totais. Neste grupo, cabe destacar a expressiva participação da Rússia, com 56% (6,2% do total das reservas mundiais), enquanto os países europeus não se configuram como relevantes detentores de reservas petrolíferas (gráfico 1).

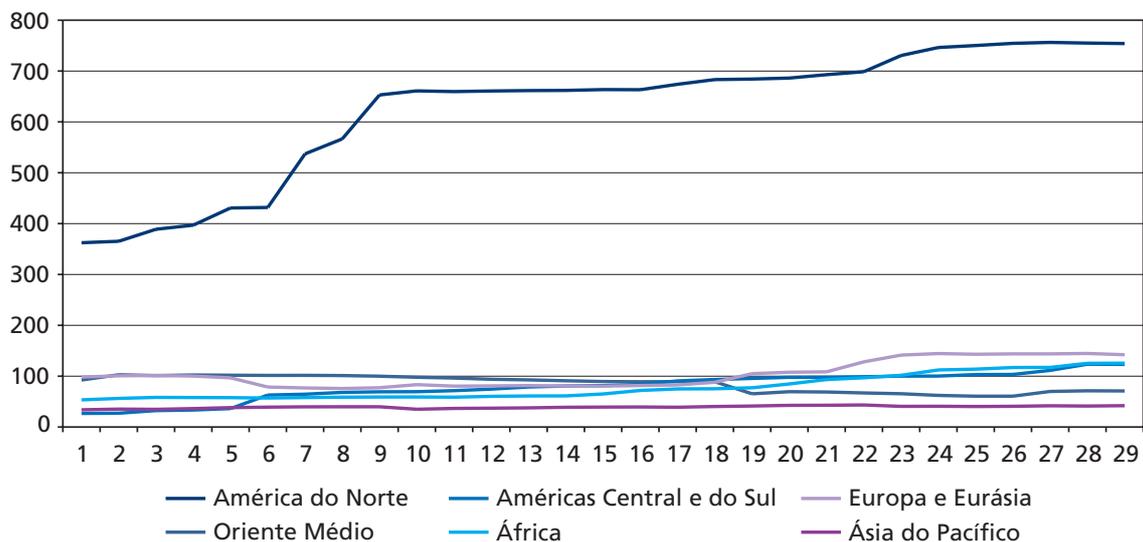
GRÁFICO 1
Distribuição das reservas provadas por região – 2008



Fonte: BP (2009).
Elaboração própria.

Quando se examina a evolução das reservas provadas no mundo desde 1980, verifica-se que a incorporação de novas reservas vem se dando a uma taxa média anual de 2,2%, embora tal comportamento seja distinto entre as regiões. O Oriente Médio, que sempre esteve à frente das demais regiões produtoras de petróleo no mundo, fez crescer suas reservas a uma taxa de 2,7%, enquanto outras regiões, como América Central e Sul e África vêm imprimindo um ritmo superior, com, respectivamente, 5,2% e 2,8% (gráfico 2).

GRÁFICO 2
Evolução das reservas provadas por região
(Em bilhões/barris)



Fonte: BP (2009).
 Elaboração própria.

O exame do perfil de distribuição da produção petrolífera no mundo indica um perfil razoavelmente distinto do observado com relação às reservas provadas. A tabela 1, referente a 2008, indica ser bastante inferior a concentração da produção no Oriente Médio (com 32%), sendo, ao contrário, passíveis de destaque as regiões da América do Norte (com 16%), Europa e Eurásia (com 21,5%). Associado a isto, verifica-se uma razão reserva/produção para estas duas últimas regiões, em 2008, de 14,8 e 22,1 anos, respectivamente, enquanto para o caso do Oriente Médio, nesse mesmo ano, a razão era de 78,6 anos. Considerando conjuntamente todos estes números, é possível verificar que as elevadas participações das regiões norte-americana e da Europa – Eurásia na produção petrolífera mundial – vêm se desenvolvendo graças a um ritmo de depleção dos reservatórios superior ao impresso pelos países do Oriente Médio.

TABELA 1
Distribuição geográfica das reservas provadas e produção de petróleo – 2008

Região	Produção (mil barris diários)	(%)	Reservas provadas (bilhões de barris)	(%)
América do Norte	13.130,68	16,0	70,94	5,6
América Central e Sul	6.684,70	8,2	1.23,17	9,8
Europa e Eurásia	17.591,43	21,5	1.42,19	11,3
Oriente Médio	26.200,40	32,0	7.54,12	60,0
África	10.285,32	12,6	1.25,56	10,0
Ásia-Pacífico	7.927,87	9,7	42,00	3,3
Total	81.820,40	100	1.237,8	100

Fonte: BP (2009).
 Elaboração própria.

Tal aspecto configura-se, portanto, em um claro indicador a respeito da necessidade de descoberta de novas reservas, de preferência em grandes volumes e em regiões fora do Oriente Médio, influenciando, por sua vez, a dinâmica internacional de investimento no setor petrolífero.

Contudo, na procura por novas áreas de exploração petrolífera, um entrave se destaca: a frequência cada vez menor de descobertas de grandes campos. Isto condiciona o processo de busca – e o planejamento dos gastos envolvidos neste processo – por novas reservas, ao indicar a reduzida probabilidade de obtenção de campos capazes de alterar, de forma significativa, a relação risco – recompensa das atividades de exploração e produção (E&P) no mundo.

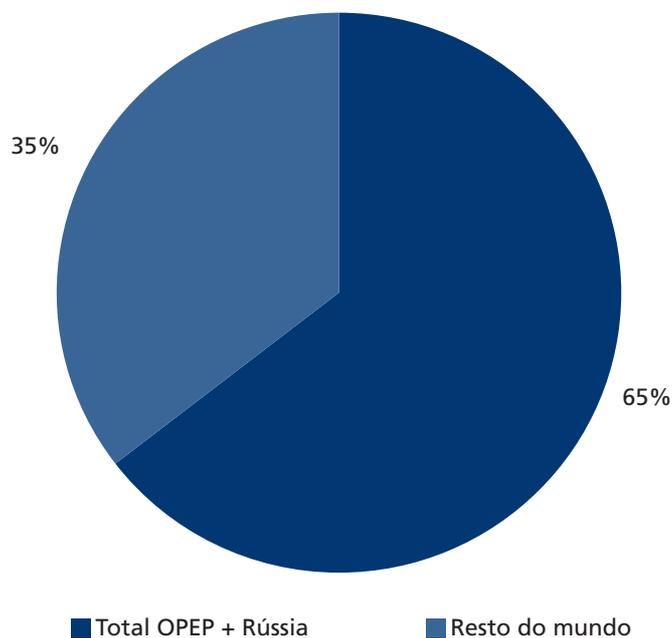
No que concerne em particular às reservas de gás natural, as questões principais, associadas ao aumento da dependência americana e europeia das importações de energia e à concentração das novas descobertas nas regiões fora da zona de influência da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), são essenciais para se entender a dinâmica do investimento na indústria de gás natural.

Em 2008, as reservas provadas de gás natural no mundo totalizaram 185 trilhões de metros cúbicos (Tmc). Comparando os volumes das reservas mundiais em 1980 (82 Tmc) com os valores de 2008, verifica-se um crescimento de 127% na disponibilidade de gás natural, fruto do intenso esforço exploratório dos últimos 25 anos.

O crescimento da disponibilidade de gás natural no mundo deveu-se principalmente às descobertas na área do pacífico (crescimento de 244% em relação a 1980) e no Oriente Médio (crescimento de 207% em relação a 1980), com destaque para as descobertas na Austrália e no Catar. De todas as regiões, apenas a América do Norte apresentou uma redução de suas reservas provadas de gás natural no período analisado (-10,9%). Na Europa e Eurásia, embora as reservas provadas de gás natural tenham passado de 34 Tmc para 63 Tmc, entre 1980 e 2008, houve uma nítida concentração na Rússia e nos países da extinta União Soviética, como Turmequistão, Azerbaijão e Cazaquistão, que representam conjuntamente 86% das reservas provadas da região.

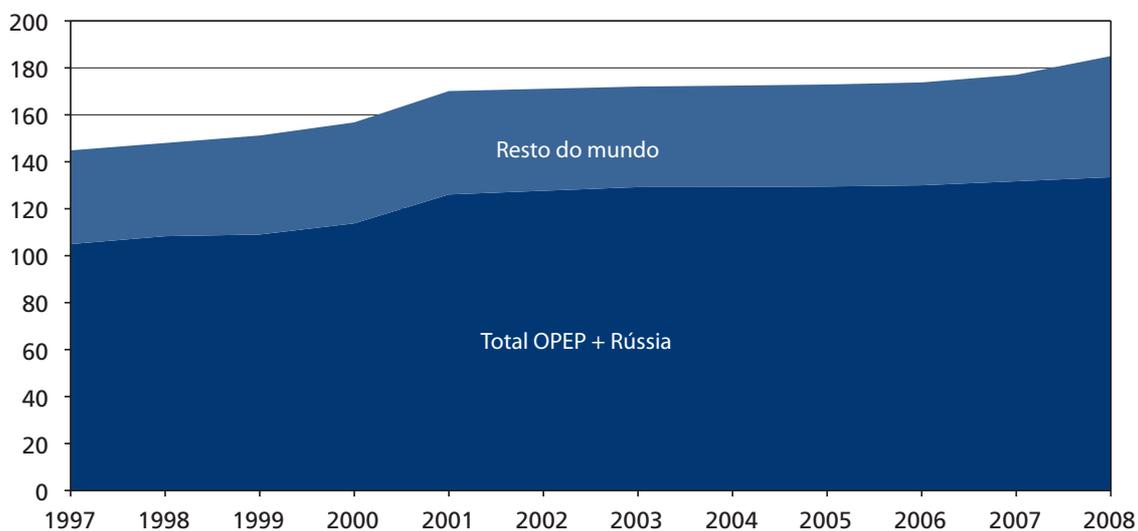
Nesse sentido, em contraposição ao aumento do consumo de gás natural nos países da OCDE, verificou-se, entre 1980 e 2008, uma concentração das reservas de gás natural nos países pertencentes à Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e na Rússia (gráficos 3 e 4). Em 2008, aproximadamente 65% das reservas de gás natural encontravam-se nos territórios destes países. A Rússia, o Irã e o Catar sozinhos respondem atualmente por 53% das reservas mundiais. A concentração das reservas de gás natural nas regiões fora da zona da OCDE acentua a já elevada importância geopolítica do gás natural.

GRÁFICO 3
Gás natural – participação das reservas provadas – 2008



Fonte: BP (2009).
 Elaboração própria.

GRÁFICO 4
Gás natural – participação das reservas provadas
 (Em Tmc)



Fonte: BP (2009).
 Elaboração própria.

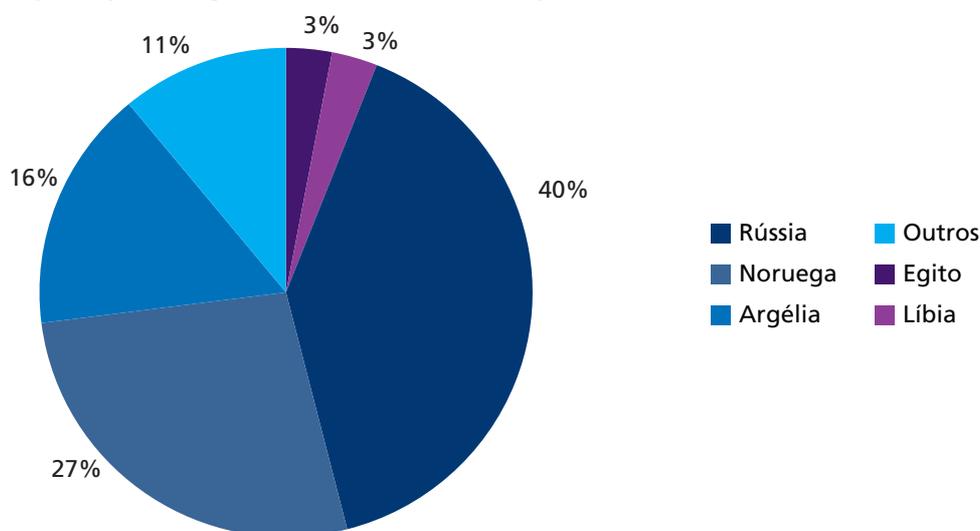
Cabe sublinhar que as questões geopolíticas relativas ao setor energético se devem à forte interdependência entre os países que comercializam energia. No caso do petróleo, esta interdependência está basicamente associada à concentração das exportações mundiais em um pequeno número de países detentores de grandes reservas. No caso

do gás natural, a interdependência vai além do problema da concentração das reservas. O transporte do gás natural está sujeito a inflexibilidades importantes. O transporte dutoviário, principal meio de transporte de gás, estabelece uma forte dependência entre o país consumidor e o país exportador. Além disso, o custo de estocagem do gás natural inviabiliza a formação de estoques estratégicos relevantes, como ocorre no caso do petróleo. Desta forma, países importadores de gás, via gasoduto, estão sujeitos a importantes riscos de desabastecimento – terrorismo, acidentes, condições de tempo.

No caso do gás natural liquefeito (GNL), essa interdependência não é muito menor. Atualmente a capacidade de liquefação está concentrada em 12 países, sendo que quase todos estes países têm sua capacidade de produção comprometida por contratos de longo prazo. Assim, caso haja alguma interrupção no fornecimento de grandes quantidades de GNL, não será possível substituir rapidamente este fornecedor.

O aumento da dependência energética da União Europeia 27 (EU 27) e dos Estados Unidos, principalmente em relação aos hidrocarbonetos, acentua, dessa maneira, a importância geopolítica do gás natural. Na União Europeia, o gás natural representou em 2006 cerca de 24% da matriz energética, sendo a taxa³ de dependência energética em relação ao gás igual a 60%. Entre os principais países exportadores de gás para a União Europeia destacam-se a Rússia, Noruega e Argélia, sendo a Rússia responsável por 40% das exportações (gráfico 5). A dependência da importação de gás natural de empresas estatais estrangeiras – Gazprom, Rússia, Sonatrach, Argélia e StatoilHydro's, Noruega – torna a oferta de gás natural para a Europa sensível às pressões políticas dos governos locais. Estima-se que a dependência da União Europeia em relação à importação de gás natural passará, em 2030, para 80%.

GRÁFICO 5
Importações de gás natural da União Europeia em 2007 (EU 27)



Fonte: Percebois (1981).

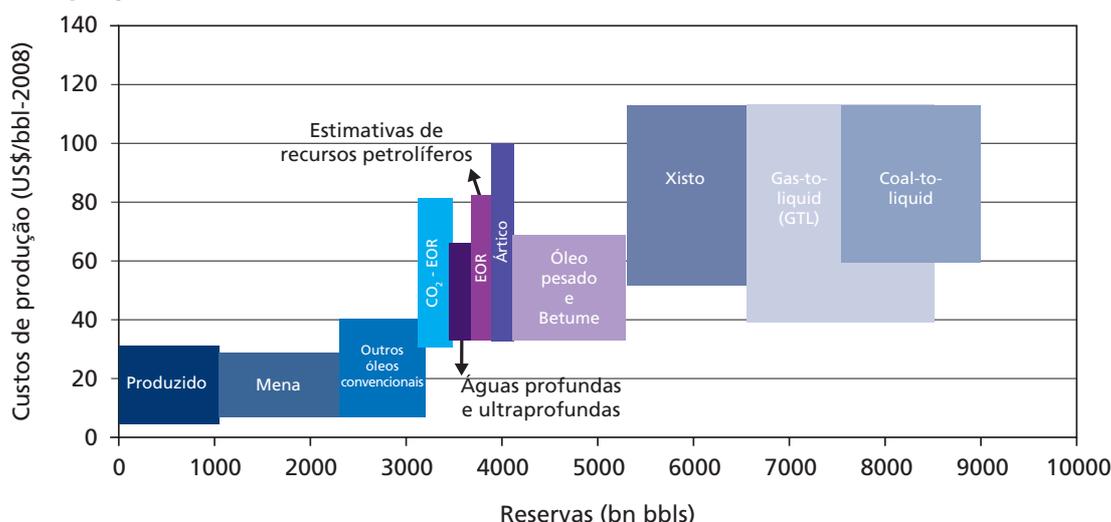
3. Participação das importações sobre o total consumido.

A expectativa de elevação da dependência das importações de gás natural associada às questões de segurança energética vêm estimulando os investimentos europeus na expansão da produção interna e na diversificação das fontes supridoras. No que diz respeito à diversificação da oferta, a principal iniciativa europeia é o aumento da participação do GNL nas importações de gás.

2.2 Tecnologia

A dificuldade de recuperação das reservas, a qualidade do petróleo não convencional e, em alguns casos, o difícil acesso implicam custos maiores quando comparados com a produção de óleos convencionais. Como consequência direta, a viabilidade de projetos desta natureza está associada a preços de petróleo mais elevados, como visto no gráfico 6.

GRÁFICO 6
Custo de produção de petróleo – a disponibilidade de recursos como função do preço



Fonte: AIE (2009).

O petróleo não convencional produzido no Canadá encontra-se sob a forma de areia betuminosa, localizada principalmente na província de Alberta, sendo disponíveis duas tecnologias de produção de betume: *mining* e *in situ*.⁴

Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE) (2005), os custos de produção em areia betuminosa pela tecnologia *mining* caíram de US\$ 30/barril, em 1985, para cerca de US\$ 15/barril, em 2003. No caso da tecnologia *in situ*, a queda dos custos foi menos expressiva, porém ainda relevante: em 1985 o custo

4. A primeira corresponde à mineração da areia betuminosa “a céu aberto”, sendo efetiva para o caso da extração em depósitos localizados próximos à superfície. A técnica *in situ*, por sua vez, apresenta-se eficaz para o alcance de depósitos localizados no subsolo (o que corresponde a 80% dos depósitos de areia betuminosa no país), e se resume à injeção de vapor e solventes para a separação do betume da areia e posterior suspensão do óleo para reservatórios de coleta na superfície.

era de cerca de US\$ 17/barril, e em 2003 foi para cerca de US\$ 10/barril.

Uma vez findo o processo de extração do betume da areia, por qualquer uma das duas técnicas, é possível então adicionar hidrocarbonetos leves ao betume e processá-lo para gerar óleo sintético mais leve, o chamado *syncrude*, que pode ser então vendido para qualquer refinaria.

A Venezuela também se constitui em um importante *player* na produção de petróleo não convencional, ao deter bilhões de barris de óleo ultrapesado e depósitos de betume, a maior parte deles localizados na região do Orinoco, no centro do país. Estimativas do Department of Energy (DOE) (2008a) indicam a posse de reservas recuperáveis de 100 a 270 bilhões de barris. Para explorar estes recursos, o governo, por intermédio da Petróleos de Venezuela S/A (PDVSA), estabeleceu associações estratégicas com empresas estrangeiras – BP, Total, Chevron e Statoil – de modo a produzir o syncrude. A capacidade produtiva instalada deste óleo sintético a partir destas quatro associações totaliza 580 mil barris/dia.

A concretização dessa tendência de aumento da oferta de óleo a partir de petróleo ultrapesado e de areias betuminosas depende, todavia, da confluência de alguns fatores, seja na Venezuela e no Canadá, como também na China e no Kuwait, outros países com potencial produtivo.

O desenvolvimento tecnológico envolvido na redução da dependência do suprimento energético, advindo de um conjunto de países e regiões não confiáveis, não se resume à incorporação de combustíveis líquidos não convencionais, mas inclui a superação dos desafios tecnológicos associados à exploração de áreas geológicas desfavoráveis, como no golfo do México, águas profundas e ultraprofundas, como no Brasil.

2.3 Organização dos mercados

No exame dos fatores que influenciam – ou refletem – o processo de investimento no setor petrolífero no âmbito mundial, cabe examinar alguns aspectos relevantes referentes à dinâmica produtiva nos segmentos de *upstream*⁵ e *downstream*⁶.

No que tange ao segmento de *upstream*, dois aspectos devem ser examinados: *i*) ajuste entre oferta e demanda petrolífera mundial; e *ii*) movimento recente de aumento de preços de petróleo. O ajuste entre a oferta e a demanda mundial de petróleo vem apresentando clara tendência de “aper-

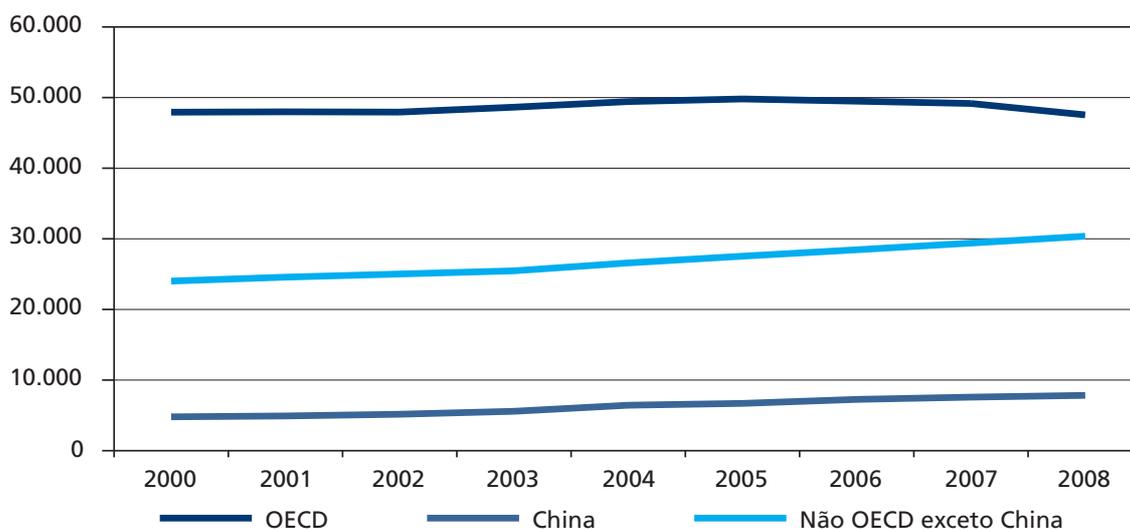
5. *Upstream* é uma expressão utilizada na indústria do petróleo que significa a parte da cadeia produtiva que antecede o refino, abrangendo desta forma as atividades de exploração, desenvolvimento, produção e transporte para beneficiamento.

6. *Downstream* é a parte relativa ao refino e à logística, incluindo o transporte dos produtos da refinaria até os locais de consumo. Compreendendo, portanto, o refino, o transporte, a distribuição e a comercialização.

to”, ao longo dos últimos anos; enquanto a demanda vem se expandindo a uma taxa média anual de 1,26% no período 2000-2008, a oferta aumenta a uma taxa de 1,04% anual. Dois grandes fatores podem ajudar a compreender este descompasso: o ritmo acelerado de crescimento da demanda e a dificuldade de expansão da oferta.

Pelo lado da demanda, o que se observa nos últimos anos é a tendência de crescimento puxado pelos países não OCDE, destacando-se aí o comportamento da China. Enquanto os países da OCDE reduziram seu consumo em um ritmo anual de 0,03%, os países não OCDE (descontando a China) expandiram a demanda em 2,55% ao ano (a.a.) e a China aumentou seu consumo em 5,84% anuais. Destaca-se, neste último caso, que o consumo chinês de óleo é predominantemente baseado em importações, uma vez que, em média, cerca de 43% do consumo petrolífero do país é atendido por compras no exterior (gráfico 7).

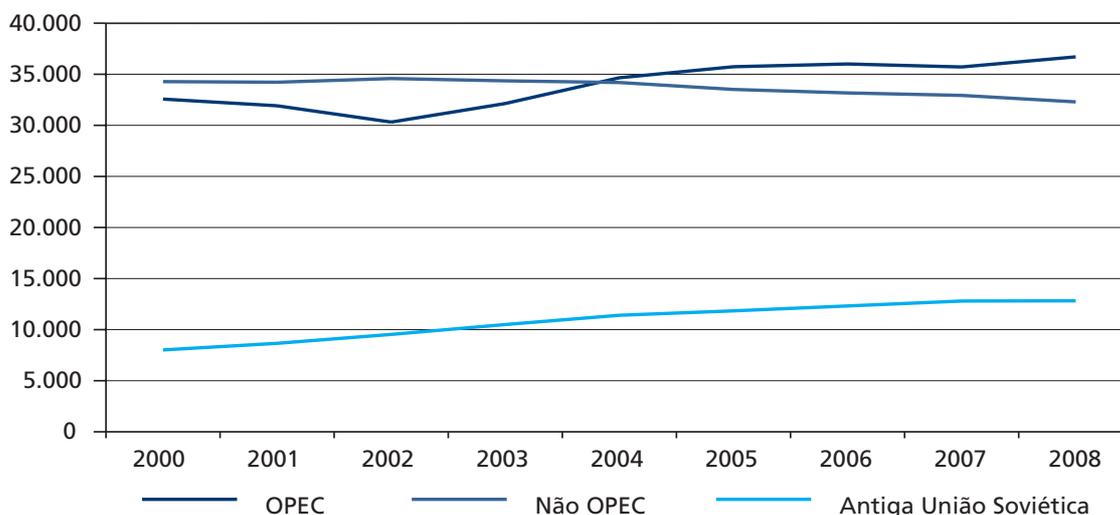
GRÁFICO 7
Demanda mundial de petróleo – 2000-2008¹
 (Mil barris/dia)



Fonte: BP (2009).
 Elaboração própria.
 Nota: ¹ Valores previstos para 2008.

Pelo lado da oferta, a região produtora da antiga União Soviética conseguiu imprimir um ritmo de expansão bastante superior ao da demanda, de 6,04% a.a. A OPEP, por sua vez, vem aumentando a sua oferta em compasso bastante próximo ao observado no consumo, 1,50% a.a. O destaque – negativo – fica por conta do ritmo de queda na produção não OPEP, de -0,74% a.a, indicando ser esta a fonte eminente de dificuldade de expansão da oferta.

GRÁFICO 8
Oferta mundial de petróleo – 2000-2008
(Mil barris/dia)



Fonte: BP (2009).
Elaboração própria.

O comportamento da oferta OPEC, ainda que em média siga o ritmo de expansão da demanda, está obviamente associado às opções estratégicas do cartel de manipular suas capacidades produtivas para, sempre que possível, influenciar os preços do petróleo. O que se questiona, a este respeito, é a viabilidade futura do referido grupo de países de tornar efetivo o uso estratégico da sua capacidade excedente de produção. Como se verifica, a utilização da capacidade produtiva deste grupo de países vem aumentando, indicando que, mesmo para a Arábia Saudita, o “espaço” de manobra para manipulação estratégica da produção frente à variação de preços parece diminuir ao longo do tempo.

Todavia, há de se considerar também as perspectivas de expansão da capacidade produtiva desse grupo de países. Estimativas apresentadas em DOE (2008c) recentemente indicam um aumento desta capacidade produtiva da ordem de 4 milhões de barris diários, o que, associada à previsão de redução da demanda de óleo produzido neste grupo de países, pode vir a implicar aumento da capacidade ociosa em um futuro próximo. Se tal fator vai se refletir em uma possível recuperação do poder do cartel na determinação de preços dependerá da recuperação da dinâmica econômica mundial.

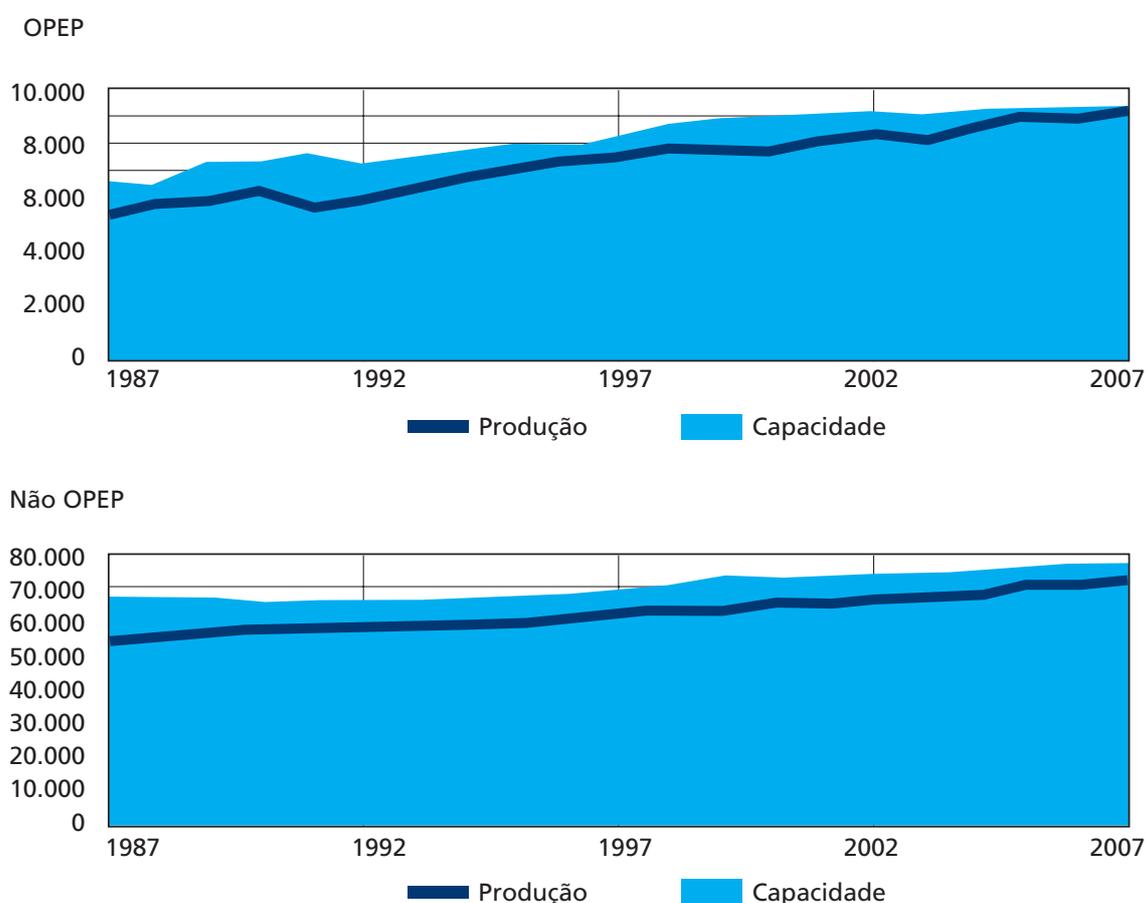
O desempenho negativo da oferta não OPEC está naturalmente associado à dificuldade de expansão da capacidade produtiva desse grupo de países. Alguns fatores podem ser apontados para explicar este ponto. Embora se reconheça a relevância daqueles de ordem conjuntural – associados, por exemplo, a eventos isolados como fenômenos climáticos e greves de trabalhadores em importantes plataformas –, é a combinação dos aspectos relacionados às restrições tecnológica e geológica que vem dificultando a expansão da capacidade produtiva não OPEC.

Nesse contexto, a solução encontrada para elevar a capacidade produtiva até então foi a realização de investimentos em modernização/flexibilização, destinada a aumentar não somente o rendimento do processamento, mas também o perfil qualitativo deste, uma vez que a participação do óleo pesado no *mix* a ser refinado vem aumentando assim como a necessidade de produzir derivados mais leves e médios em resposta ao perfil de demanda. Todavia, as perspectivas de expansão da capacidade produtiva apontam para a opção de construção de novas unidades, dado o esgotamento da possibilidade de flexibilização do parque de refino mundial (gráfico 9). O desafio a ser superado, nesta direção, são os custos crescentes: dados da OPEP (2008) indicam uma elevação dos custos de construção de refinaria da ordem de 70% desde 2000. A viabilidade de construção de novas refinarias e a conseqüente expansão da capacidade produtiva neste cenário de custos maiores serão determinantes para que o refino deixe de constituir um elemento de pressão sobre os preços petrolíferos (gráficos 10 e 11).

GRÁFICO 9

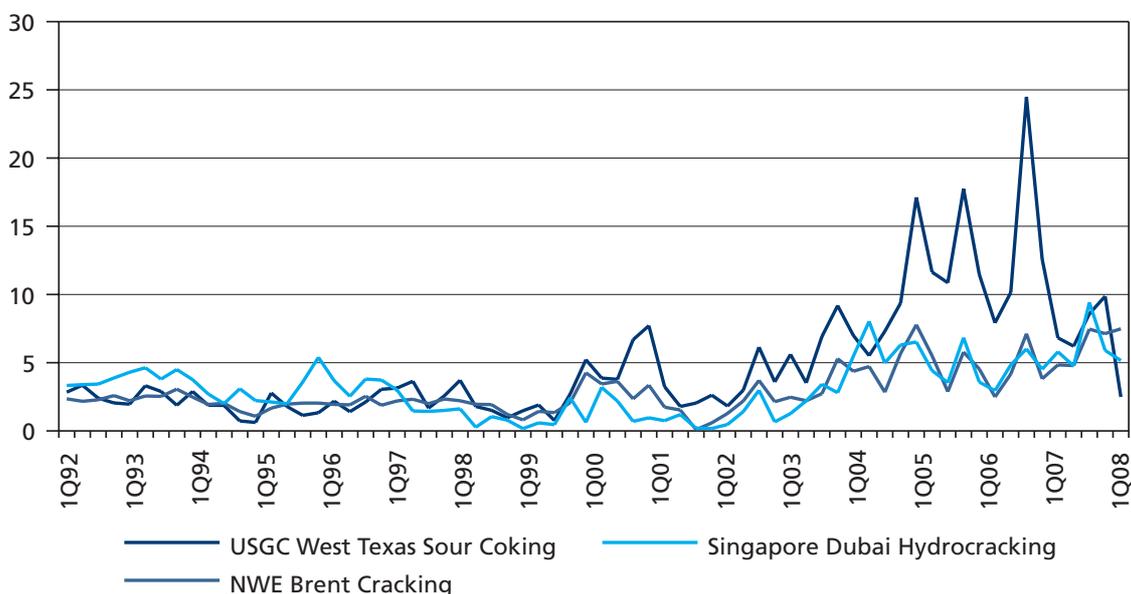
Produção de produtos refinados versus a capacidade de refino – 1987-2007

(Mil barris/dia)



Fonte: OPEP (2007).
Elaboração própria.

GRÁFICO 10
Margens de refino regionais
(US\$/barrel)¹

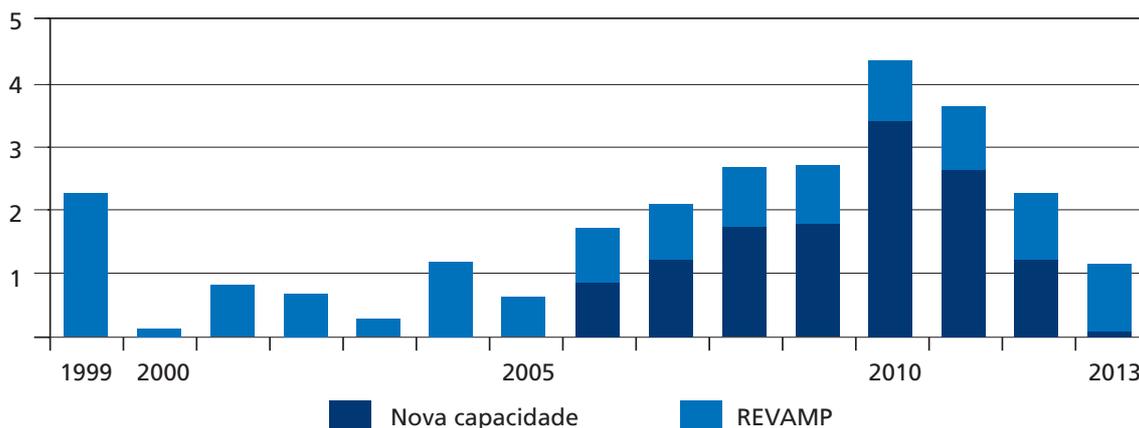


Fonte: BP (2009).

Elaboração própria.

Nota: ¹ As margens são calculadas para os três centros de referência: Costa do Golfo Americano, Roterdã e Cingapura. São calculadas com base em um petróleo representativo de cada região em rendimentos de produtos otimizados obtidos em uma refinaria, cuja configuração também é representativa de cada região. São margens calculadas descontando-se os custos variáveis e os custos de energia da refinaria.

GRÁFICO 11
Expansão estimada da capacidade instalada de refino – 1999-2013
(Milhões de barris/dia)



Fonte: Petrobras (2008b).

A queda recente dos preços do petróleo, na segunda metade de 2008, poderia, a princípio, levantar algumas suspeitas a respeito de uma possível inversão da tendência altista dos últimos anos. Alguns fatores são facilmente identificados como causadores deste processo recente: indícios de um contínuo declínio na economia dos Estados Unidos; perspectivas de baixo crescimento para as maiores economias

desenvolvidas em um futuro próximo; e aumento da produção da OPEP – sobretudo da Arábia Saudita. Estes fatores, quando tomados em conjunto, parecem proporcionar uma redução do “aperto” no balanceamento da demanda e oferta de óleo no mundo, o que tende a favorecer a queda dos preços em um prazo mais curto. Todavia, não parece que estes fatores venham alterar a dificuldade de expansão da oferta, o que indica que, muito provavelmente, os preços em um futuro próximo devam permanecer sujeitos a uma volatilidade não desprezível.

3 FATORES DETERMINANTES DO DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E DE GÁS NO BRASIL

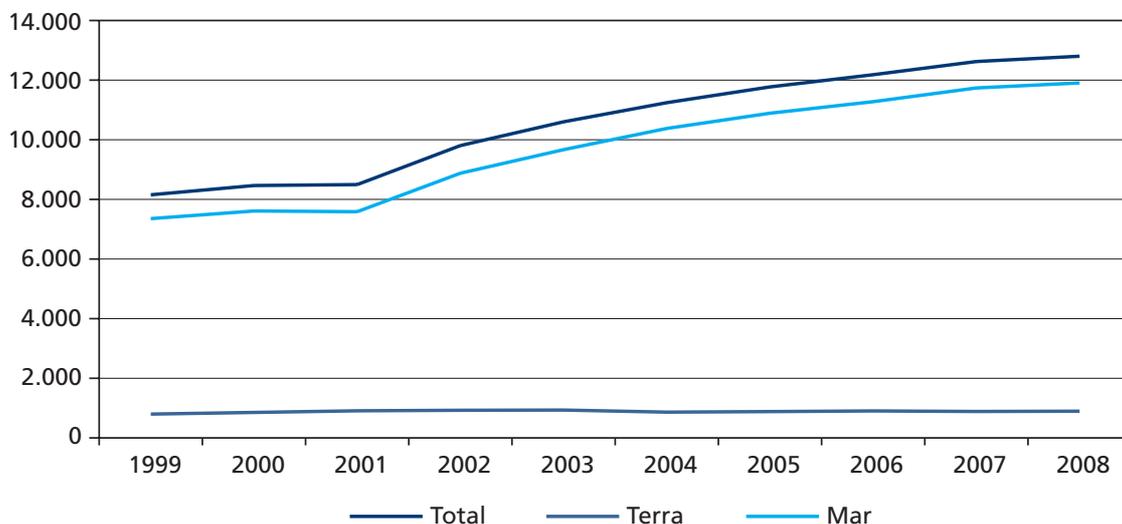
Nesta seção, adota-se o mesmo procedimento utilizado no exame da dinâmica global de investimento, para analisar, especificamente, a indústria petrolífera brasileira. Como será visto adiante, a descoberta recente dos campos de petróleo no pré-sal assume o condão de delimitar as novas condições de evolução da indústria petrolífera no Brasil, influenciando, assim, a dinâmica de investimentos no setor. Novamente, como meio de operacionalizar esta análise, são considerados os determinantes que influenciam diretamente o processo de investimento na cadeia petrolífera, quais sejam: recursos naturais, tecnologia, organização dos mercados. Além disso, ante a importância das questões regulatórias especialmente decorrentes das descobertas do pré-sal, destacar-se-ão, na seção seguinte (seção 4), as principais condições de contorno que deverão orientar a evolução política, institucional e regulatória do segmento de exploração e produção da indústria de petróleo e de gás natural no Brasil.

3.1 Recursos naturais: evolução recente do ritmo exploratório e as novas descobertas do pré-sal

No que tange aos recursos naturais, três aspectos principais devem ser examinados: a evolução dos indicadores reservas provadas/reservas totais (RP/RT) e reserva/produção (R/P) do país e o Índice de Reposição de Reservas (IRR) da Petrobras nos últimos anos. O objetivo é mapear a tendência de produção e esgotamento das reservas até então em curso.

De acordo com dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (2009a), as reservas provadas de petróleo no Brasil vêm aumentando de forma sistemática nos últimos anos. Entre 1998 e 2008, a taxa de crescimento foi de 5,14% a.a. tendo alcançado, em 2008, 12,8 bilhões de barris. Deste total de reservas provadas, 93% estão localizadas no mar, evidenciando a já notória vocação pela produção *offshore* da indústria petrolífera brasileira. Destas reservas *offshore*, o estado do Rio de Janeiro concentra 80,62%, sendo seguido pelo Espírito Santo, que detém 10,11%. Das reservas provadas *onshore* (na terra), os destaques são os estados do Rio Grande do Norte com uma reserva provada de 264,6 milhões de barris, de Sergipe com 231 milhões de barris e da Bahia com 216,1 milhões de barris (gráfico 12).

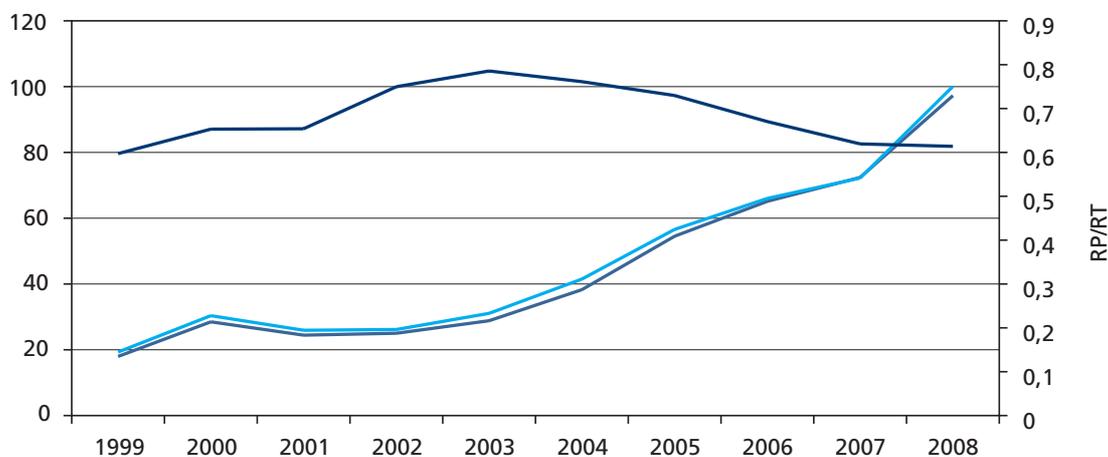
GRÁFICO 12
Evolução das reservas provadas por localização
 (Milhões de barris)



Fonte: ANP (2009a).
 Elaboração própria.

Quando se observa a evolução da razão entre reservas provadas e reservas totais (RP/RT) – que mede a proporção de reservas que são economicamente recuperáveis com as condições atuais de tecnologia e preço –, verifica-se que no país em 2007, de acordo com dados também da ANP, 61,9% das reservas eram consideradas economicamente recuperáveis. O exame da evolução deste indicador, ao longo dos últimos anos, torna-se mais interessante se considerado, em conjunto, com a evolução do preço *spot* do petróleo. Espera-se que a preços mais elevados a razão RP/RT também se eleve, posto que a comprovação da recuperação do óleo se tornaria mais interessante do ponto de vista econômico e seria mais facilmente financiada. No caso brasileiro, observa-se que a proporção das reservas totais que são economicamente passíveis de recuperação vem se reduzindo desde 2003, ainda que os preços venham se elevando de forma sistemática. Uma provável explicação para este comportamento é a natureza do óleo que se vem adicionando ao estoque das reservas brasileiras. À medida que a fronteira exploratória no país caminha para áreas de exploração ultraprofundas, os custos associados e os desafios tecnológicos a serem superados tendem a se elevar, indicando que a exploração e o desenvolvimento destes campos estão associados a um patamar de preços mais elevado (gráfico 13).

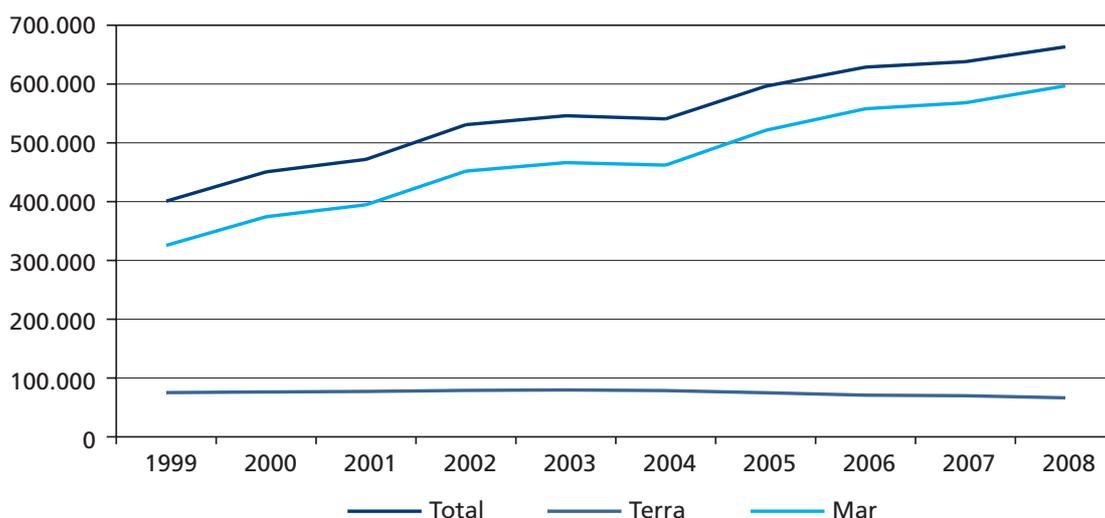
GRÁFICO 13
Evolução da razão RP/RT e dos preços do petróleo WTI e Brent – 2008
 (US\$/barril)



Fonte: ANP (2009a) e BP (2009).
 Elaboração própria.

A exemplo do ocorrido com as reservas provadas, observa-se também um aumento na produção nacional de petróleo – com ritmo de expansão de 6,74% a.a. no período 1998-2007 – o que se explica, sobretudo, pela variação expressiva da produção *offshore* (gráfico 14).

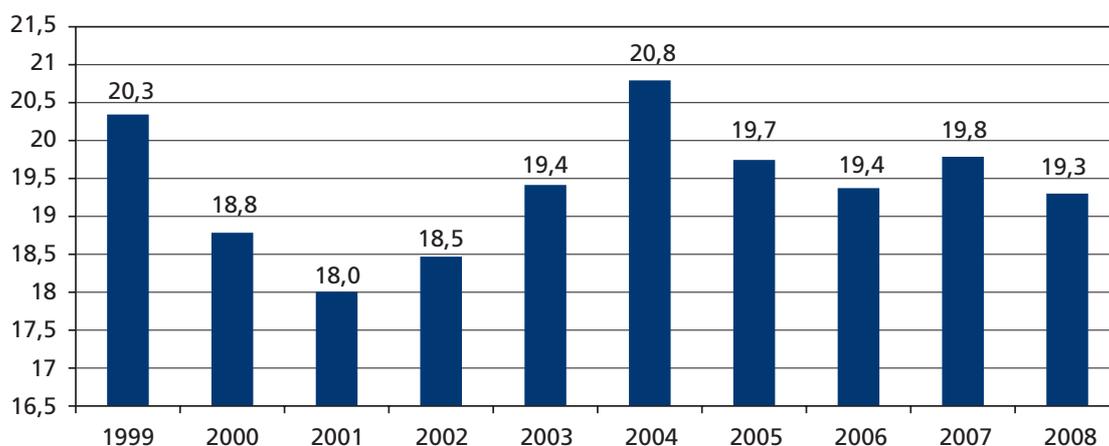
GRÁFICO 14
Produção nacional de petróleo
 (Mil barris/ano)



Fonte: ANP (2009a).
 Elaboração própria.

A sustentabilidade desse ritmo de produção pode ser analisada se considerado o indicador R/P, razão entre reservas provadas e produção, que mede em quantos anos um determinado volume de reservas seria esgotado, caso fosse mantido o nível de produção observado no período corrente. Verifica-se que, apesar da queda observada no triênio 1999-2001, a partir de 2001, a longevidade das reservas de petróleo nacional vem se recuperando, tendo alcançado o valor de 19,3 anos em 2007 (gráfico 15).

GRÁFICO 15
Evolução do indicador R/P
(Anos)

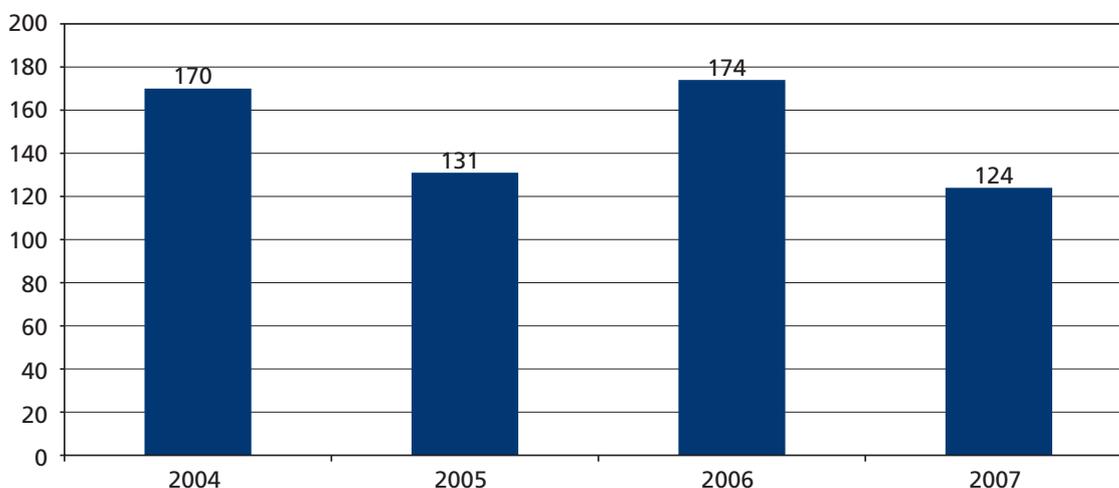


Fonte: ANP (2009a).
Elaboração própria.

Também ilustrativa é a observação do IRR da Petrobras, que mede a relação entre o volume de reservas incorporadas no ano e o volume de petróleo produzido no mesmo ano. A série de valores do gráfico 16, que utiliza a metodologia Society of Petroleum Engineers⁷ (SPE), mostra que nos últimos anos tal indicador manteve-se sempre acima dos 100%, sugerindo que para cada barril de óleo equivalente (BOE) produzido foram acrescentados, em média, 1,236 barril às reservas.

7. De acordo com a SPE, "reservas são aquelas quantidades de petróleo que se espera ser comercialmente recuperadas de reservatórios conhecidos, até uma determinada data futura". Ou seja, todo aquele petróleo que pode ser extraído, processado e comercializado, gerando receita para a companhia.

GRÁFICO 16
Índice de reposição de reservas
 (Em %)



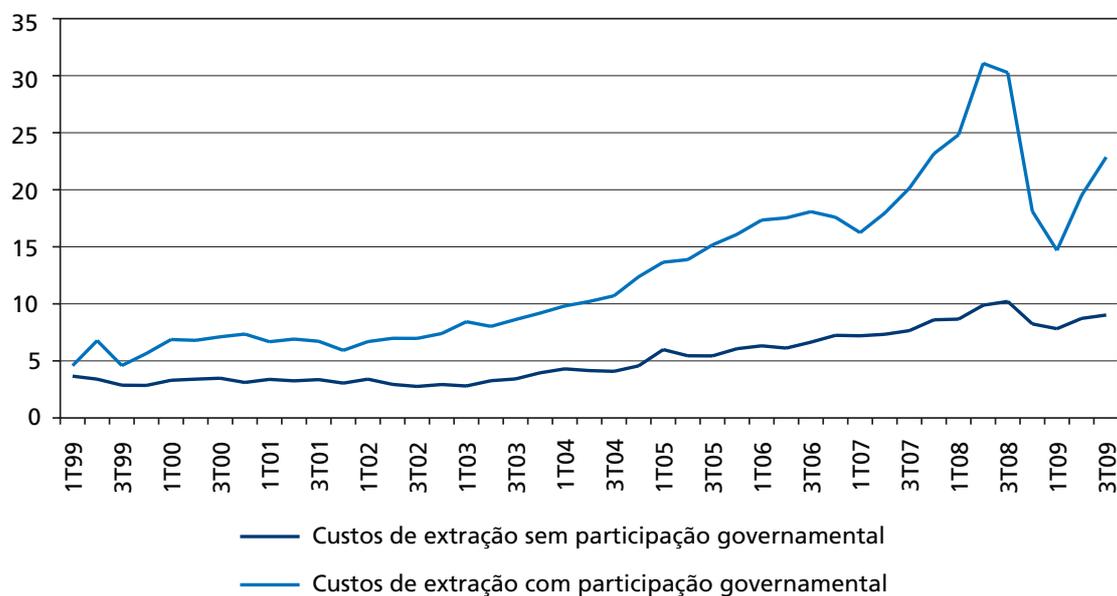
Fonte: Petrobras (2009a).
 Elaboração própria.

Outro ponto importante que influencia diretamente a capacidade sustentada de produção de petróleo é o custo de extração, o qual está intimamente associado a fatores como: qualidade do óleo cru, localização geográfica do campo e grau de desenvolvimento deste (EPE, 2007). No caso brasileiro, assumindo os dados⁸ da Petrobras como referência, verifica-se claramente um aumento dos custos, sem considerar as participações governamentais.⁹ Tais custos mais do que dobraram nos últimos cinco anos – os valores do terceiro trimestre variaram de 3,42 US\$/barril em 2003 para 10,42 US\$/barril em 2008 –, refletindo não somente um cenário de escassez mundial de equipamentos e serviços, como também a expansão da fronteira petrolífera em direção a áreas mais inóspitas, leia-se, no caso brasileiro, a exploração *offshore* em profundidades cada vez maiores (gráfico 17).

8. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/index.asp&lang=pt&area=ri>.

9. As participações governamentais respondem pela soma dos seguintes tributos: bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela retenção ou ocupação da área.

GRÁFICO 17
Evolução dos custos de extração no Brasil
 (US\$/barril)

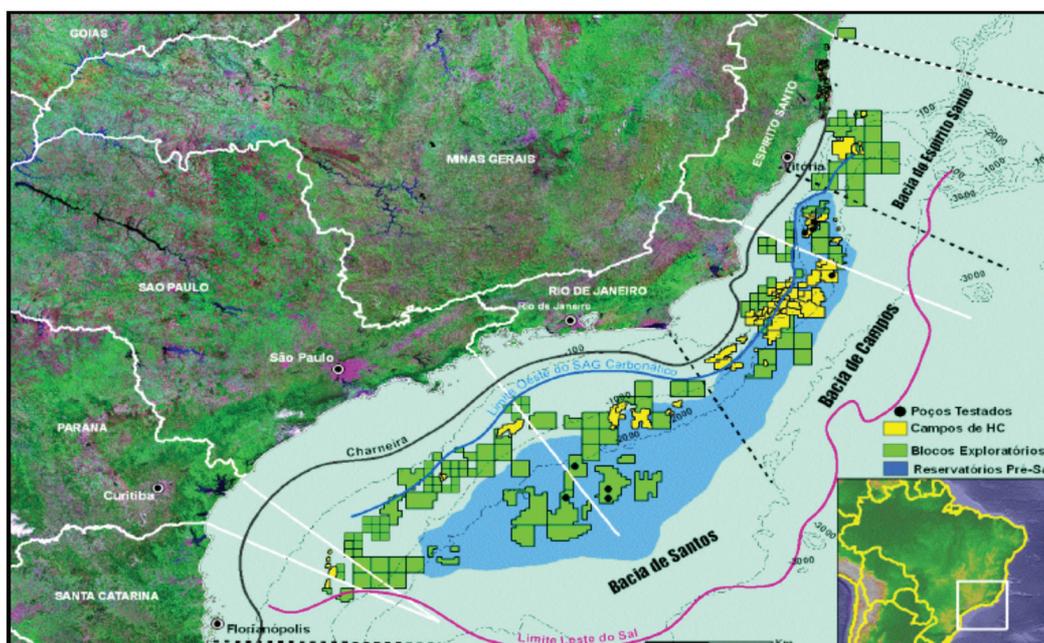


Fonte: Petrobras (2009c).
 Elaboração própria.

Nesse contexto de discussão a respeito das reservas de óleo e da capacidade e sustentabilidade de produção petrolífera no país, um aspecto recente merece destaque pelo seu enorme potencial em definir novos horizontes para a indústria: a descoberta da província petrolífera do pré-sal.

Tal província possui cerca de 800 quilômetros de extensão e 200 quilômetros de largura, e se distribui pelas bacias do Sul e Sudeste do Brasil, incluindo as bacias de Campos, Santos, Espírito Santo e compreende desde o litoral do Espírito Santo até o norte de Santa Catarina (conforme figura 1). Dos cerca de 120.000 km² de área, 41.000 km² já foram concedidos, entre os quais a Petrobras está presente em 38.000 km², restando assim 79.000 km² a serem licitados.

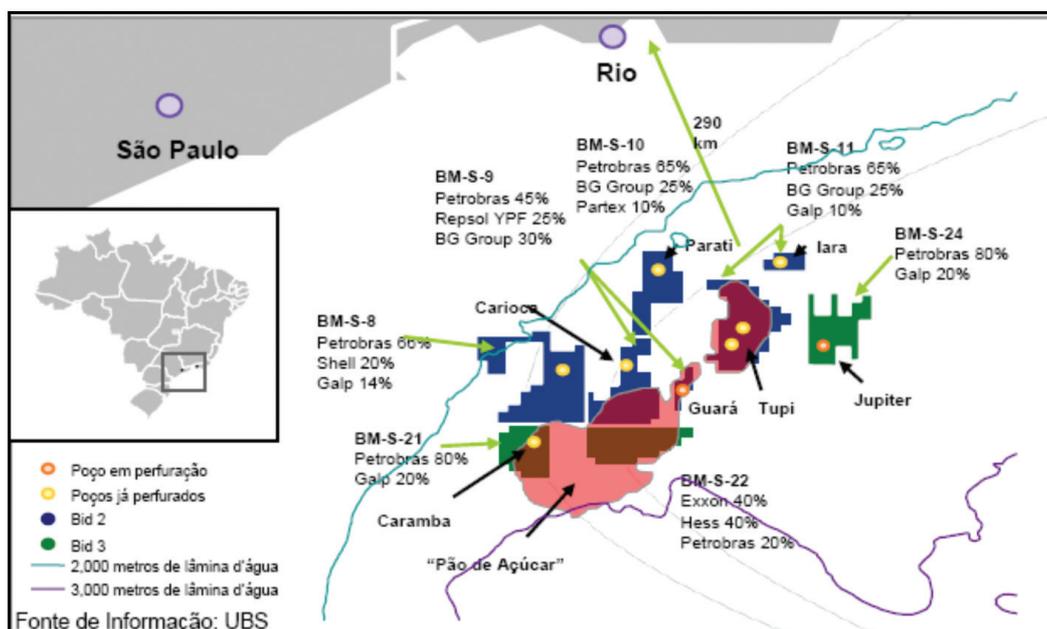
FIGURA 1
 Província do pré-sal



Fonte e elaboração: Petrobras (2008b).

As sucessivas descobertas realizadas no interior da área licitada vêm contribuindo para a definição de um cenário bastante promissor quanto à posse de reservas de petróleo e gás, tanto para a Petrobras, quanto para outras empresas que ingressaram nesta jornada em associação com a empresa brasileira, como Exxon, Repsol YPF, BG, Galp e Hess (figura 2).

FIGURA 2
 As empresas no pré-sal

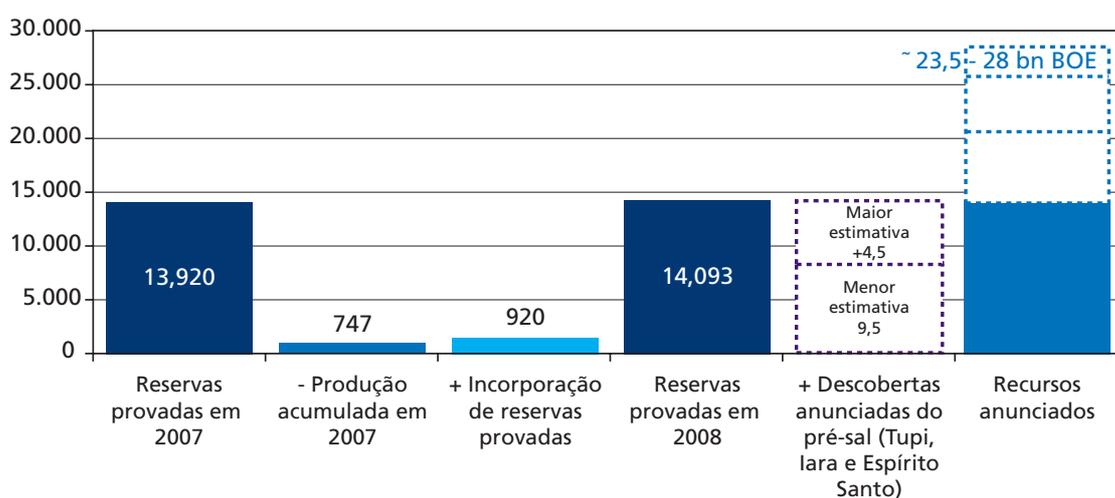


Fonte e elaboração: Petrobras (2008b).

A primeira descoberta data de novembro de 2007, quando então a Petrobras, como operadora – em uma *joint venture* formada junto à British Gas (BG) e à Galp Energia –, anunciou a finalização de testes de formação no campo de Tupi, na bacia de Santos, tendo sido estimadas reservas recuperáveis da ordem entre 5 e 8 bilhões de BOE com qualidade média (28 a 30 graus API – American Petroleum Institute). Após isto, outras descobertas vieram a reforçar a perspectiva de existência de gigantescas reservas: os campos de Júpiter, Iara, Carioca, Bem-te-vi, Parati, Guará, e, mais recentemente, parque das Baleias.

Ainda que os dados sobre essas descobertas sejam preliminares, tanto em relação à verdadeira quantidade das reservas dispostas em uma área tão extensa quanto sobre o comportamento dinâmico dos reservatórios, já é possível afirmar que a indústria petrolífera nacional está diante do início de uma nova fase de expansão. Apesar das incertezas, a própria Petrobras estima que os volumes recuperáveis anunciados no pré-sal venham a dobrar o nível das atuais reservas provadas da empresa, como se verifica pelo gráfico 18. Apenas para situar esta estimativa, somente o campo de Tupi, com reservas prováveis entre 5 e 8 bilhões de BOE, situa-se como sendo o dobro do campo de Roncador, na bacia de Campos, que é, atualmente, o maior campo desenvolvido no país.

GRÁFICO 18
Previsão de reservas provadas a partir do pré-sal
(Bilhões de barris equivalentes de petróleo)



Fonte e elaboração: Petrobras (2009b).

Nesse sentido, o Brasil se coloca como um *player* de grande peso no cenário internacional de produção petrolífera. Mesmo antes da produção oriunda das descobertas da província do pré-sal se tornar efetiva, há de se destacar que são previstas expectativas altamente positivas para o país. De acordo com os estudos mais recentes realizados pelo DOE (2009b), o Brasil é o segundo maior contribuinte

da oferta adicional de petróleo, fora dos países membros da OPEP, ficando atrás apenas dos Estados Unidos.¹⁰ Espera-se que a produção no país aumente em 300 mil barris/dia em 2010 e em 2,5 milhões de barris/dia em 2025, se for comparado com a produção de 2007 – 1,9 milhão de barris/dia. O aumento da produção é resultado da expansão na produção de campos que estão atualmente em curso ou sendo planejados, quais sejam: Golfinho II, Roncador P-52 e Roncador P-54. Ainda segundo o DOE (2009b), as recentes descobertas do pré-sal nos campos de Tupi, Iara e Guará, elevarão a produção em 2,1 milhões de barris/dia em 2030 somados aos 4,1 milhões de barris/dia já previstos. Além disso, poderá haver um aumento, cerca de 1 milhão de barris/dia, na produção de etanol como resultado da expansão do setor agrícola.

3.2 Tecnologia: os desafios e as incertezas para viabilizar o pré-sal

Embora ainda longe de serem delimitadas, pois dependem da realização de testes de longa duração, as reservas oriundas do pré-sal assumem uma escala gigantesca frente aos parâmetros atuais. As perspectivas de incremento nas reservas petrolíferas trazidas por estas descobertas colocam um claro desafio tecnológico para a indústria petrolífera brasileira, em especial à Petrobras, na medida em que se faz necessário não somente acessar os hidrocarbonetos, mas, sobretudo, efetivar a sua extração a custos viáveis em termos econômicos.

Nesse contexto, a exploração e produção desses recursos petrolíferos irão requerer o gerenciamento de significativos riscos, tais como a produtividade dos reservatórios, os custos envolvidos na extração e o preço mínimo necessário para viabilizar a produção. Por esta razão, a exploração e o desenvolvimento da produção do pré-sal vão demandar imensa quantidade de recursos financeiros, humanos e tecnológicos. Esta seção trata especialmente dos aspectos tecnológicos associados a este desafio.

As atividades de exploração e produção de petróleo na camada do pré-sal não constituem propriamente uma novidade na indústria petrolífera mundial. Nos últimos dez anos, experiências bem-sucedidas na exploração de óleo em camada do pré-sal no Golfo do México, por parte de várias empresas, indicam a relativa viabilidade em lidar com os desafios impostos por esta fronteira exploratória. Apesar deste histórico positivo da indústria no âmbito global, algumas particularidades dos reservatórios do pré-sal brasileiro indicam, para a indústria nacional especificamente, um contexto repleto de desafios.

10. Segundo o DOE, os principais países que contribuirão para um aumento da oferta de petróleo fora da OPEP são Estados Unidos, Brasil, Cazaquistão e Rússia. Em particular, espera-se que o Brasil e os Estados Unidos contribuam com 13 milhões de barris por dia em 2025, representando, aproximadamente, um quarto do crescimento esperado de oferta de petróleo dos países não OPEP para o período.

Os desafios principais se reúnem em cinco áreas, sendo as suas linhas gerais elencadas adiante:¹¹

- Caracterização e engenharia de reservatórios: interpretação da sísmica, caracterização interna dos reservatórios, factibilidade técnica da injeção de gás e água para recuperação secundária e geomecânica das rochas adjacentes em estágio de depleção.
- Completação e perfuração de poços: desvios de poços na zona salitre e gerenciamento do CO₂, altamente corrosivo para os materiais.
- Engenharia submarina: qualificação dos *risers* (tubulações flexíveis que levam petróleo e gás do poço às plataformas) para operação em profundidade de 2.200 m, considerando o CO₂ e a elevada pressão.
- Unidades flutuantes de produção: ancoramento das unidades, considerando profundidade de 2.200 m, e conexões com o sistema de risers.
- Logística para o gás associado: desenvolvimento de materiais para equipamentos expostos a fluxos gasíferos com elevadas concentrações de CO₂ e de dutos com mais de 18 polegadas em profundidade de 2.200 metros, além da dificuldade de escoar o gás produzido a cerca de 200 km da costa.

Todos estes desafios extremamente técnicos acabam delineando duas grandes diretrizes de mudanças para a indústria petrolífera nacional: *i*) a necessidade de não somente adaptar as tecnologias já estabelecidas e consagradas, como também procurar soluções inovadoras; e *ii*) a importância de aproveitar a oportunidade definida pelos referidos desafios para fomentar o desenvolvimento da indústria parapetrolífera brasileira.

Para alcançar a primeira meta, a base de conhecimento existente assume considerável relevância. O sistema tecnológico da Petrobras, coordenado pelo Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello, o Cenpes, teve participação importante no processo que levou à consolidação do conhecimento tecnológico da empresa,¹² tendo contribuído, neste sentido, para a própria descoberta de petróleo e gás natural na camada pré-sal em 2007. Nos últimos anos, a estratégia de desenvolvimento tecnológico da Petrobras, consubstanciada por meio do Cenpes, assumiu quatro objetivos principais: aumento da capacitação tecnológica para a produção em águas profundas e

11. Apresentação da Petrobras disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/RioOilGas_2008_Formigli.pdf>.

12. Segundo dados apresentados no plano estratégico da Petrobras (PETROBRAS, 2009a), a Petrobras situou-se, em 2007, entre as dez maiores empresas do setor de energia que mais investem em pesquisa e desenvolvimento (P&D). Dos investimentos realizados para este fim, o segmento de E&P é aquele que mais recebe recursos, sendo responsável por cerca de 50% dos dispêndios em P&D da empresa.

ultraprofundas, aumento da recuperação de petróleo nas jazidas já descobertas, novas tecnologias de refino para adequar a produção de derivados tanto aos petróleos disponíveis no país quanto às características de seu consumo e tecnologias de novas fontes de energia.

Graças à perseguição desses objetivos, a Petrobras conseguiu alcançar a liderança na exploração de petróleo em alto mar, com poços comerciais com profundidade de 1.800 m de lâmina d'água.¹³ A exploração da área do pré-sal exige, todavia, maior ousadia. Assim, tendo passado pelas fases de descoberta, quando então os custos dos primeiros poços são excessivamente elevados,¹⁴ a empresa, mediante o Cenpes, vem delineando um programa especialmente destinado à superação dos gargalos tecnológicos relacionados com o desenvolvimento da produção na referida fronteira exploratória. O Programa Tecnológico para o Desenvolvimento da Produção dos Reservatórios do Pré-Sal (Prosal) possui um portfólio de 23 projetos, e se ancora em três grandes áreas: construção de poços, geociência e engenharia de reservatórios.

O sucesso desse programa e a consequente superação dos desafios tecnológicos impostos pela exploração de petróleo no pré-sal estão intimamente associados à segunda meta delineada para a indústria petrolífera nacional, na medida em que delimita uma oportunidade capital para que a indústria nacional de fornecimento de bens e serviços aumente sua competitividade, criando bases para uma expansão sustentada.

A divulgação de dados recentes a respeito do planejamento de algumas das contratações de equipamentos por parte da Petrobras para o período até 2015 indica claramente a existência de uma mudança na escala de compras, em consonância com as perspectivas de expansão da produção e do consumo domésticos de petróleo – e de gás natural também. Cria-se, portanto, uma oportunidade excepcional para que o parque nacional de fornecedores se desenvolva e se consolide como supridor competitivo, inclusive em termos internacionais (tabela 2).

13. Tamanho comprometimento da Petrobras com P&D a faz ser líder mundial na exploração de águas profundas. Pelos dados da PFC Energy, apresentados em Petrobras (2009a), a Petrobras responde por 23% da produção mundial em profundidade acima de 300 m de lâmina d'água. A segunda colocada, Exxon Mobil, responde por 15%.

14. Dados de mercado indicam que o custo da perfuração do primeiro poço na área do pré-sal foi de US\$ 240 milhões, sendo que no pós-sal o custo por poço chega, no máximo, a US\$ 15 milhões. As perspectivas são de que nas próximas perfurações o custo por poço caia para US\$ 60 milhões.

TABELA 2
Demanda da Petrobras por equipamentos relevantes – 2008-2015

Itens	Unidade de medida	Quantidade total (2008-2015)
Aço estrutural	Tonelada	1.250.000
Refrigeradores	Unidade	721
Cabos de ancoragem	Quilômetro	2.726
Árvore de natal	Unidade	3.930
Botes salva-vidas	Unidade	2.322
Bombas	Unidade	10.264
Compressores	Unidade	969
Bobinas de ventilação	Unidade	2.818
Fornos	Unidade	252
Fornos de reforma	Unidade	8
Gerador elétrico	Unidade	439
Gruas	Unidade	220
Canos flexíveis	Metro	7.200
Motores a diesel	Unidade	717
Motores elétricos	Unidade	17.035
Reatores	Unidade	317
Tanques de estocagem	Unidade	2.824
Torres de processamento	Unidade	732
Transformadores elétricos	Unidade	1.236
Trocadores de calor	Unidade	5.913
Tubulações	Tonelada	1.542.266
Turbinas	Unidade	441
Sondas de produção	Unidade	36
Câmaras de pressão	Unidade	4.829

Fonte: Petrobras (2008b).
Elaboração própria.

Conforme se verifica na tabela 3, que considera apenas duas das esferas da competitividade aparente¹⁵ – i.e, preços e prazo de entrega –, em termos de preço, o setor apresenta-se em situação inferior ao dos concorrentes internacionais. Em termos de prazo de entrega, as atividades mapeadas encontram-se em situação relativamente parecida com o quadro internacional.

15. A competitividade é entendida como “a capacidade (da empresa) de formular e implementar estratégias concorrenciais, que lhe permitam ampliar ou conservar, de forma duradoura, uma posição sustentável no mercado” (FERRAZ; KUPFER; HAGUENAUER, 1996, p. 3). Assim, para efeito de análise prática, é possível entender a competitividade de uma firma como a capacidade de ofertar produtos ao mercado a preços competitivos, com qualidade adequada e prazos de entrega.

TABELA 3
Competitividade atual da indústria nacional de equipamentos

Produtos	Preço (mercado brasileiro)	Data de entrega (mercado brasileiro)
Bombas	Similar	Melhor
Válvulas	10% a 30% mais caro	Melhor
Canos	20% a 40% mais caro	Similar
Acessórios para canos	30% a 50% mais caro	Melhor
Pressure vessels	30% a 50% mais caro	Boa
Trocadores de calor	30% a 40% mais caro	Boa
Instrumentação	20% mais caro	Boa
Painéis elétricos	Similar	Melhor
Cabos elétricos	10% a 15% mais caro	Boa

Fonte: Petrobras (2008b).
 Elaboração própria.

Em estudo recente, Oliveira (2008) – no âmbito do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP) – avalia a competitividade do setor de fornecimento de bens e serviços para a indústria petrolífera no país e, como resultado, aprofunda a percepção rapidamente apontada no gráfico 20. Partindo de uma estruturação das atividades em grupos de base tecnológica (metalúrgica, mecânica e elétrica) e dois grupos relacionados a projetos de engenharia (serviços de engenharia e construção/montagem), o estudo levanta conclusões relevantes a respeito da escala produtiva e da capacitação tecnológica das atividades parapetrolíferas analisadas.

Com relação às escalas, o estudo conclui que poucas delas possuem capacidade produtiva suficiente para atender à demanda esperada da indústria petrolífera a partir da exploração do pré-sal. Desta forma, o estudo indica a necessidade de definição de um ritmo de contratação com maior constância no tempo para minimizar os picos e vales de atividade setorial. Isto poderia se viabilizar mediante mudanças na forma de contratação da Petrobras – a principal e praticamente única empresa demandante –, de modo a evitar o que atualmente se constitui prática no setor que é a importação de equipamentos, simplesmente porque a capacidade produtiva nacional é insuficiente para atender aos requisitos de conteúdo local mínimo nos momentos de pico de demanda.

Outra forma de resolução dos problemas de falta de escala produtiva seria a entrada dos fornecedores domésticos no mercado internacional, o que garantiria a estes o alcance de uma demanda menos errática. A este respeito, deve ser ressaltado que o canal de exportações configuraria relevante oportunidade para a indústria local de equipamentos nos mesmos moldes do ocorrido com a indústria parapetrolífera local de outras províncias petrolíferas internacionais, como foi o caso das experiências do Reino Unido e da Noruega.

Finalmente, com relação à capacitação tecnológica, o mesmo estudo de Oliveira (2008) aponta diagnóstico interessante ao elencar três importantes constatações.

Primeiro, a partir da análise de dados da Pesquisa Industrial de Inovação Tecnológica (PINTEC), pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), verificou-se que as empresas parapetrolíferas desenvolvem, em média, inovações de produto e processo em ritmo superior à média da indústria. Especificamente, 33% das empresas parapetrolíferas que constam na base PINTEC produzem inovações de produto e 15% destas empresas introduzem as inovações de processo, sendo que na indústria brasileira em geral estes valores são, respectivamente, 8% e 3%. Apesar de relevantes em nível da média da indústria no Brasil, tais valores figuram abaixo dos patamares empregados pelas empresas parapetrolíferas em outras localidades mundiais. Foi verificado que os investimentos em atividades inovativas da indústria parapetrolífera nacional são ainda muito reduzidos, pois a razão entre o dispêndio em P&D e a receita operacional líquida situa-se em 0,65%, patamar muito inferior ao identificado por firmas semelhantes em outras partes do mundo.

Também relacionada a este aspecto, a segunda constatação do trabalho se refere ao fato de que, entre as fontes internas de conhecimento disponíveis para as firmas – *i*) P&D local; *ii*) engenharia; e *iii*) aprendizado na atividade (*learning by doing*) –, a principal não foi a opção de P&D local, mas sim a de *learning by doing*. Como bem ressaltado no trabalho, se, a princípio, tal resultado configura-se como um aspecto positivo, indicando que as empresas dedicam parte do seu tempo de produção para adquirir informações tecnológicas, deve-se considerar, todavia, que relegar as atividades de P&D ao segundo plano indica que o esforço inovativo fica essencialmente orientado para aprender com o passado. Como consequência, limita-se o conhecimento adquirido orientado para o futuro, tão relevante para o preenchimento de lacunas produtivas.

Em terceiro, destaca-se a importância da Petrobras na coordenação do papel inovativo das empresas parapetrolíferas. Por meio da monitoração por parte da Petrobras das práticas de produção e consolidação de tecnologia industrial básica (nas áreas de válvulas e *city gates* e flanges e conexões) e do desenvolvimento de novos produtos (nas áreas de turbinas e compressores), as empresas fornecedoras obtêm informações tecnológicas relevantes para o processo de consolidação de suas competências. O papel da Petrobras, neste sentido, acaba tendo sua necessidade reforçada em função da insuficiente articulação entre as empresas fornecedoras e a infraestrutura científica e tecnológica nacional, o que leva a empresa a manter equipes de supervisão da qualidade dos equipamentos, inclusive com inspeções residentes, para garantir sua competitividade econômica.

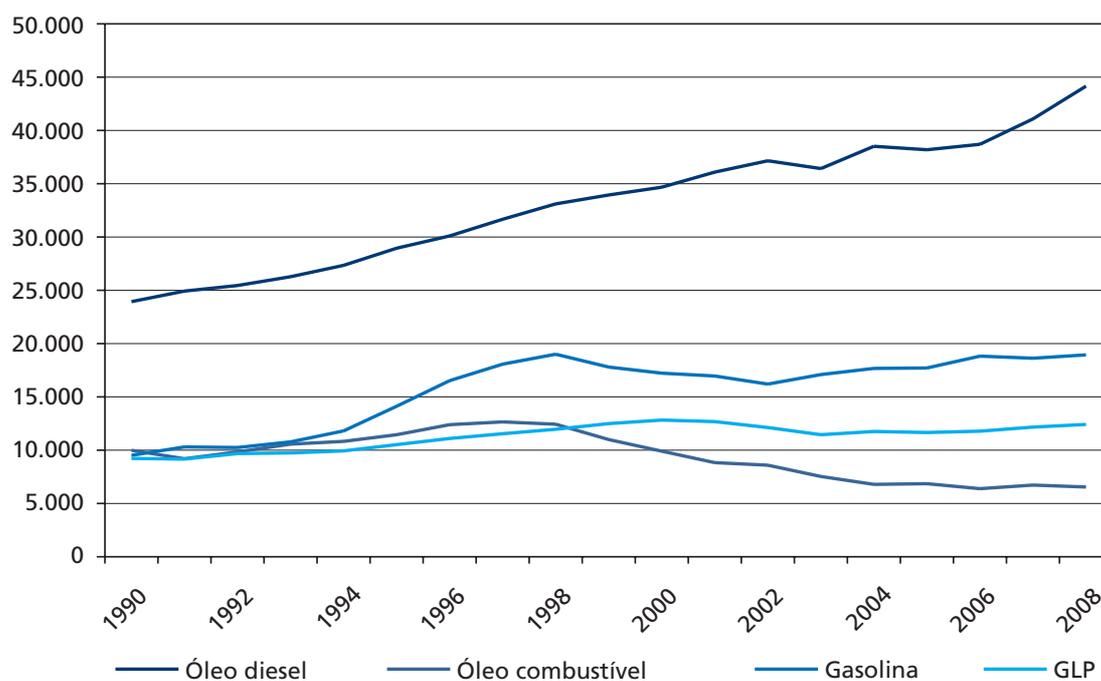
3.3 Organização dos mercados

Dando continuidade ao exame da dinâmica da indústria petrolífera brasileira, esta seção procura examinar os condicionantes ao investimento, definidos pelo padrão de concorrência no setor, focalizando para este fim o segmento de refino.

Com esse objetivo, deve-se considerar preliminarmente a dinâmica do consumo de derivados, posto que os investimentos no segmento de refino são feitos, em grande medida, para se adaptar ao perfil de consumo existente.

A este respeito, duas importantes observações podem ser destacadas. Primeiro, o crescimento sustentado do consumo de óleo diesel. No período 1990-2007, a demanda por diesel apresentou considerável taxa de expansão quando comparada com outros derivados dispostos no gráfico 19, 3,04% a.a. Considerando que o país é importador líquido deste combustível, depreende-se que ele é um elemento-chave para a definição da estratégia de refino. O segundo destaque centra-se na dinâmica de consumo do óleo combustível, que no mesmo período apresentou um desempenho nitidamente negativo, com taxa de decréscimo de 2,13% a.a. Neste sentido, se consideradas em conjunto estas duas primeiras observações, verifica-se importância de que os investimentos em refino buscassem, em alguma medida, elevar a produção de derivados leves (gráfico 19).

GRÁFICO 19
Evolução do consumo final energético de derivados de petróleo
 (Mil m³/ano)



Fonte: ANP (2009b).
 Elaboração própria.

Deve-se destacar ainda o comportamento do consumo de gasolina, que desde meados dos anos 1990 se mantém – com aumentos e quedas – no intervalo entre 15 e 20 milhões de m³ anuais. O não crescimento explosivo do referido consumo se deve, ainda que em parte, à tecnologia *flex-fuel*, lançada em março de 2003. À medida que a tecnologia vem ganhando aceitação no mercado, estimulando, inclusive, a produção cada vez maior de veículos leves com a tecnologia,¹⁶ o consumo de gasolina tornou-se mais elástico ao preço, ainda que existam consumidores que considerem fatores não pecuniários (extrapreço) para decidir pelo combustível a ser adquirido.

Frente a esse contexto de demanda por derivados, um aspecto relevante a examinar corresponde à dinâmica recente do segmento de refino. Como se sabe, um dos grandes desafios da atividade de refino de petróleo é o gerenciamento das restrições quanto à produção dos derivados que se deseja. Em função das características do óleo processado e dos condicionantes de ordem tecnológica das instalações, não é possível conciliar perfeitamente o volume ofertado de petróleo e a demanda de derivados, sobretudo em relação ao perfil desta demanda. Além disso, há de se considerar outra restrição, a ambiental, que define a necessidade de aumentar a qualidade dos produtos, como a redução do teor de enxofre.

Atualmente existem 14 refinarias no Brasil, sendo 12 pertencentes à Petrobras, contabilizando a Ipiranga, e duas refinarias privadas (Univen e Manguiños), como demonstra a tabela 4. A participação da Petrobras é, como esperada, bastante expressiva. Em termos de capacidade nominal instalada, segundo a ANP (2008), a Petrobras detém 99% da capacidade, totalizando cerca de 2 milhões de barris por dia de capacidade instalada.

16. Dados da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea) (ANP, 2008) indicam que, em 2007, do total da produção de autoveículos leves (automóveis e comerciais leves), 69% se referiam à produção com tecnologia *flex-fuel*. Em 2003, ano de lançamento comercial da tecnologia, apenas 2,9% dos autoveículos leves produzidos possuíam a tecnologia *flex*.

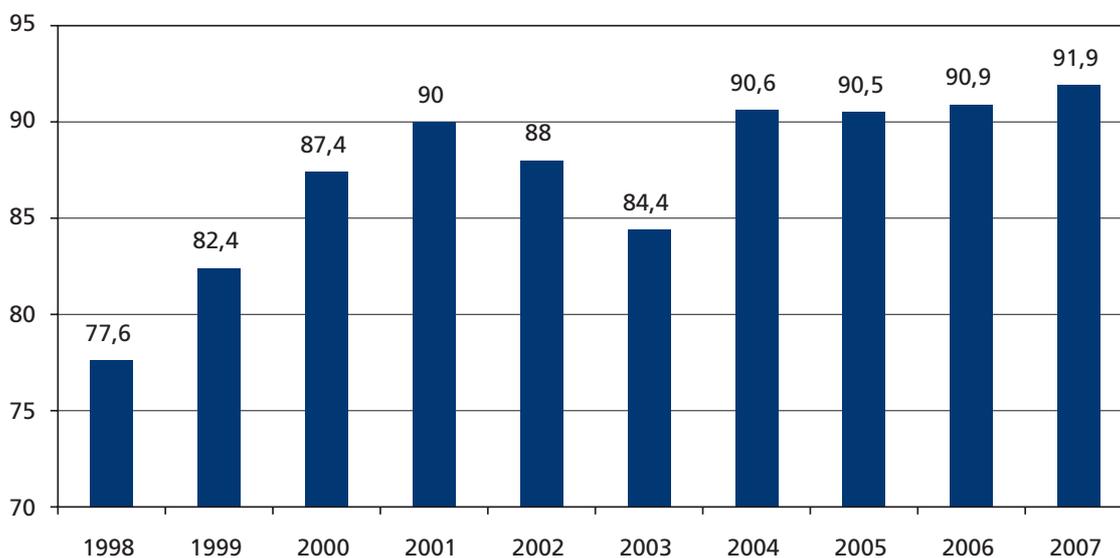
TABELA 4
Capacidade instalada das refinarias no Brasil – 2007

Refinarias	Capacidade (mil barris/dia)
Replan (SP)	365
Rlam (BA)	323
REVAP (SP)	251
REDUC (RJ)	242
Repar (PR)	189
REFAP (RJ)	189
RPBC (SP)	170
REGAP (MG)	151
RECAP (SP)	53
Reman (AM)	46
Ipiranga (RS)	17
Manguinhos (RJ)	14
Lubnor (CE)	7
Univen (SP)	7
Total	2.024

Fonte: ANP (2008).
 Elaboração própria.

Desde os anos 1980, foram poucos os investimentos na ampliação da capacidade de refino no país; nesse período, as inversões no setor petrolífero priorizaram o segmento de E&P e, no refino, se concentraram basicamente em ampliação marginal das plantas existentes. Esta tendência, combinada com o crescimento da demanda por derivados, implicou um aumento do fator de utilização – definido como a relação entre o volume de petróleo processado e a capacidade nominal instalada. Segundo ANP (2008), tal fator passou de 77,6%, em 1998, para 91,9%, em 2007 (gráfico 20).

GRÁFICO 20
Evolução do fator de utilização das refinarias no Brasil
(Em %)



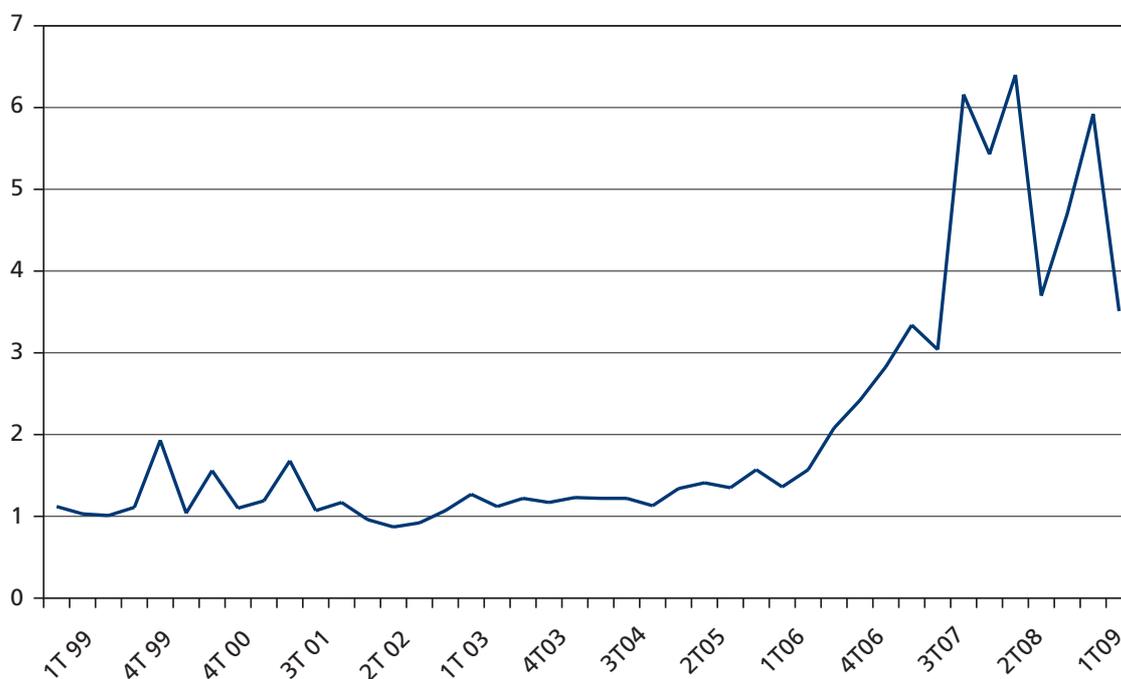
Fonte: ANP (2008).
Elaboração própria.

Se, por um lado, não houve investimentos relevantes na expansão da capacidade do parque de refino, por outro lado, nas décadas de 1990 e 2000, houve, segundo a EPE (2007), uma nítida tendência de priorizar investimentos de adaptação/modernização das unidades de destilação atmosférica¹⁷ das refinarias, de modo a viabilizar o processamento de cargas mais pesadas com acidez naftênica¹⁸ – característica típica de grande parte do petróleo nacional. Com isso, se buscava adaptar os rendimentos ao perfil da demanda por derivados cada vez mais leves. O programa Fundo de Barril, iniciado pela Petrobras nos anos 1980, constitui um exemplo emblemático neste sentido. Tendo sido criado para permitir a adequação do perfil de produção das refinarias do Sistema Petrobras à demanda nacional, o referido programa baseou-se em mudanças nos projetos ou nas condições operacionais de algumas de suas unidades para reduzir a produção de óleo combustível e aumentar a produção de óleo diesel. De forma geral, em consonância com esta tendência presente de adaptar as refinarias existentes para processar petróleo pesado e produzir derivados mais leves, os custos de refino vêm aumentando em resposta à crescente complexidade das refinarias (gráfico 21).

17. A unidade básica de uma refinaria e a que determina sua capacidade de processamento é a destilação atmosférica. O perfil tecnológico de uma refinaria varia, contudo, em função do número e da capacidade de processamento de unidades subsequentes a esta unidade básica.

18. Segundo EPE (2007), a acidez naftênica é provocada pela presença de compostos oxigenados de origem ácida. É definida como a quantidade de KOH, em miligramas, necessária para neutralizar 1 g de amostra. Petróleo com índice de acidez superior a 0,5 mg KOH/g produz corrosão em equipamentos e tubulações.

GRÁFICO 21
Evolução dos custos de refino – 1º trimestre de 1999 a 2º trimestre de 2009
 (US\$/barrel)



Fonte: Petrobras (2009c).
 Elaboração própria.

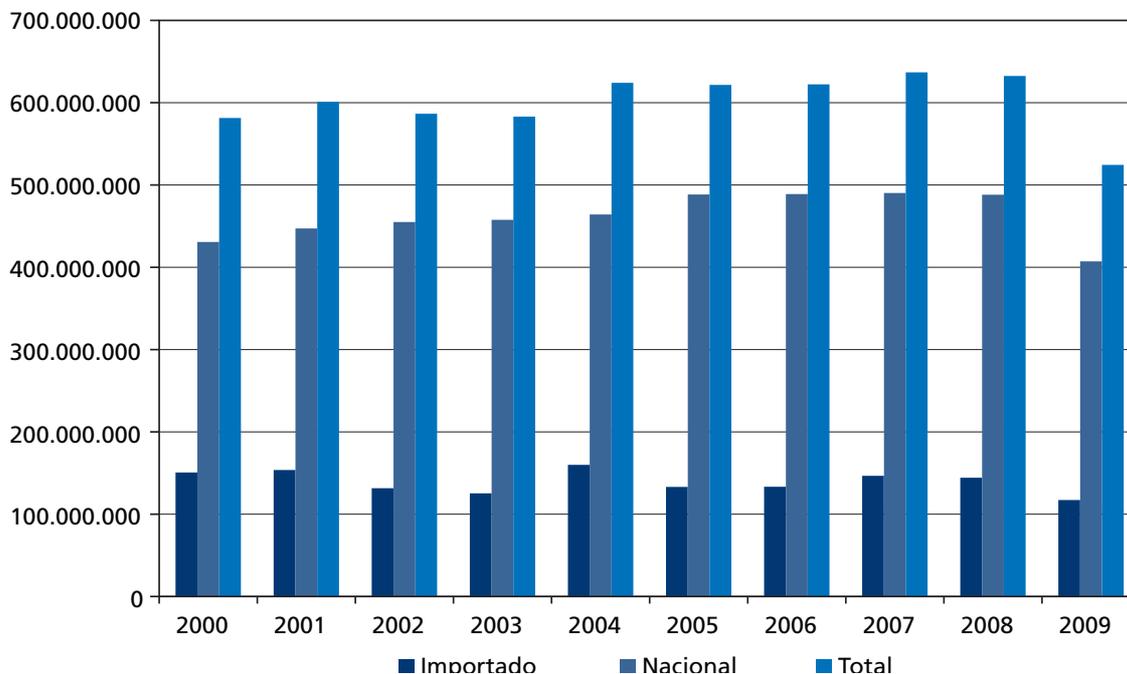
Destaca-se, todavia, que apesar de os investimentos em capacidade de conversão serem destinados para as refinarias brasileiras, estas ainda não estão completamente capacitadas para processar somente o petróleo de origem nacional. Como mostra o gráfico 22, ainda há uma parcela substantiva de petróleo importado sendo processado. Considerando que as perspectivas de exploração petrolífera na província do pré-sal tendem a aumentar decisivamente o volume de petróleo nacional a ser processado, é possível destacar que ainda persistem desafios a serem superados no segmento de refino, condicionando de forma decisiva as perspectivas de investimentos. Dado que o parque de refino brasileiro está adaptado para refinar petróleo pesado, o óleo leve do pré-sal irá requerer investimentos de modernização do parque de refino.¹⁹

19. A Petrobras está iniciando programa de investimento para a construção de cinco novas refinarias, no valor estimado de US\$ 35 bilhões, perfazendo uma capacidade instalada de 1.300 barris/dia: Maranhão (600 mil barris/dia de petróleo leve – pré-sal), Ceará (300 mil barris/dia, com características semelhantes à do Maranhão), Pernambuco (refinaria Abreu e Lima em Suape, com capacidade de processar 220 mil barris/dia de óleo pesado), Rio de Janeiro (Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – COMPERJ, com capacidade para 150 mil barris/dia de óleo pesado) e Rio Grande do Norte (30 mil barris/dia, trata-se de uma unidade para processar diesel, querosene de aviação e gás liquefeito de petróleo (GLP), conhecido também como gás de cozinha).

GRÁFICO 22

Evolução da quantidade de petróleo processado no Brasil – discriminada por origem do óleo

(Barris/ano)



Fonte: ANP (2009c).
Elaboração própria.

4 A EVOLUÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO E FISCAL PARA A EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Na definição das condições de contorno para o desenvolvimento da indústria de petróleo e de gás natural no Brasil os aspectos institucionais assumem importância decisiva. Em um contexto de novos desafios, como aquele que as perspectivas de produção no pré-sal colocam para a indústria nacional, o papel e os limites do Estado podem ser decisivos para o sucesso da expansão em direção à nova fronteira exploratória. Nesta seção serão assim tratadas algumas questões concernentes ao papel do Estado.

4.1 O marco regulatório e o regime fiscal atuais

O atual arcabouço regulatório no setor petrolífero nacional está baseado na Lei nº 9.478/1997. Quando promulgada, a lei estabeleceu novas diretrizes de organização econômica para todas as operadoras, inclusive à Petrobras, cuja propriedade acionária majoritária permaneceu sendo da União. Manteve-se também a titularidade dos direitos de propriedade dos recursos em hidrocarbonetos da União, fato importante na determinação do tipo de contrato a ser firmado entre as operadoras e o governo.

Em linhas gerais, a referida lei adotou como princípios básicos:

- Estímulo à concorrência.
- Incentivo ao investimento privado.
- Regulamentação das participações governamentais sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural.
- Criação da Agência Nacional do Petróleo, cujo nome seria alterado anos mais tarde para Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Bio-combustíveis (ANP).

As responsabilidades regulatórias atribuídas à ANP são: *i*) implementar a política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e dos bio-combustíveis; *ii*) fiscalizar diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos as atividades integrantes das indústrias reguladas; *iii*) calcular o valor dos *royalties* e das demais participações governamentais; *iv*) estabelecer critérios para movimentação e comercialização do petróleo, dos derivados e do gás natural; *v*) realizar licitações de áreas para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás, e fiscalizar o cumprimento dos contratos; *vi*) promover estudos geológicos e geofísicos mantendo uma base de dados em que as informações geológicas das bacias sedimentares brasileiras são disponibilizadas; e *vii*) proteger o interesse dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos.

Para as atividades *upstream*, a operacionalização da lei se dá, basicamente, mediante a realização de licitações, organizadas pela ANP, e a assinatura dos contratos de concessão. Com relação às licitações – que constituem a única forma de ingresso nas atividades *upstream* –, o julgamento das ofertas apresentadas pelas empresas abarca: *i*) o bônus de assinatura, montante em dinheiro oferecido pelo bloco; *ii*) o Programa Exploratório Mínimo, em unidades de trabalho que serão convertidas em atividades exploratórias, como sísmica 2D e 3D, métodos potenciais e poços exploratórios; e *iii*) o compromisso com aquisição de bens e serviços na indústria nacional.

Uma vez findo o processo de licitação, os contratos de concessão são celebrados entre a ANP, em nome da União, e as empresas vencedoras. Ressalta-se de antemão o fato de que, neste regime contratual, o monopólio do petróleo é da União e permite-se à empresa ganhadora da licitação a operação nas bacias petrolíferas licitadas. Assim, enquanto o recurso estiver no subsolo, este pertence à União. Todavia, após a sua extração, a propriedade do recurso passa a ser do concessionário que assume, por sua vez, os custos e os riscos relacionados à execução das operações e suas consequências.

Em linhas gerais, os contratos de concessão estabelecem: *i*) os pagamentos pela ocupação – ou retenção – das áreas; *ii*) o pagamento dos *royalties*; *iii*) o pagamento das participações especiais sobre campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade; *iv*) as condições de devolução das áreas; *v*) a vigência, duração do contrato e os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção; *vi*) o compromisso com a aquisição de bens e serviços de fornecedores nacionais; *vii*) o compromisso com a realização do Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vencedora, com período variável de três a oito anos;²⁰ e *viii*) as responsabilidades das concessionárias, inclusive quanto aos danos ao meio ambiente.

O relativo sucesso desse modelo regulatório para as atividades *upstream* pode ser percebido por meio do exame de dois aspectos principais: a evolução das rodadas de licitação e o desempenho produtivo do setor petrolífero no que se refere à produção de óleo no país.

Com relação às rodadas, a tabela 5 apresenta um breve panorama acerca dos blocos ofertados e adquiridos, do conteúdo local ofertado e do bônus de assinatura arrecadado. Verifica-se, claramente, uma evolução positiva não somente em termos de arrecadação, mas também do percentual firmado para a compra de bens e equipamentos de origem nacional.

TABELA 5
Principais resultados das rodadas de licitação da ANP

Rodada	Data	Bônus de assinatura (R\$ milhões)	Conteúdo local médio ofertado (%)		Blocos ofertados	Blocos adquiridos
			Fase de exploração (%)	Fase de desenvolvimento (%)		
1 ^a	1999	321,66	25	27	27	15
2 ^a	2000	468,26	42	48	23	21
3 ^a	2001	594,94	28	40	53	34
4 ^a	2002	92,38	39	54	54	21
5 ^a	2003	27,45	79	86	908	101
6 ^a	2004	665,20	86	89	913	154
7 ^a	2005	1.085,80	74	81	1.134	267
9 ^a	2007	31,38	69	77	271	117
10 ^a	2009	80,20	78	84	130	54

Fonte: ANP (2009d).

Elaboração própria.

Obs.: A Oitava Rodada foi suspensa por ordem judicial.

20. Nessa fase, as empresas devem adquirir dados, realizar novos estudos geológicos e geofísicos, perfurar poços exploratórios e avaliar se as eventuais descobertas são comercialmente viáveis. No caso de considerar comercial uma descoberta, a empresa concessionária deve submeter à aprovação da ANP plano de desenvolvimento, proposta de trabalho e previsão de investimentos, antes de iniciar a produção.

Nota-se que existem algumas diferenças quanto ao valor do bônus de assinatura obtido por rodada e os valores anuais. Em 2005, totalizou o bônus da sétima rodada, aproximadamente, R\$ 1.085,80 milhão, e da primeira rodada de licitações de áreas inativas de acumulação marginal, no valor de R\$ 3 milhões, resultando em aproximados R\$ 1.088,80 milhão. Em 2006, não houve rodadas, sendo os R\$ 11 milhões referentes à segunda rodada de licitações de áreas inativas de acumulação marginal.²¹ Em 2007, entretanto, obteve-se apenas R\$ 31,38 milhões com o bônus. No que se refere à produção petrolífera, os dados sobre a evolução do volume produzido no país – já apresentados – indicam um quadro de inequívoca evolução.

Ainda como reflexo das licitações, destaca-se o quadro de elevação expressiva da arrecadação não somente com bônus de assinatura, mas também com relação aos *royalties*, às participações especiais e aos pagamentos pela ocupação ou retenção de áreas (tabela 6).

TABELA 6
Evolução das participações governamentais – 1998-2009
 (Em R\$ milhões correntes)

Ano	<i>Royalties</i>	Participações especiais	Total
1998	283,70	–	283,70
1999	983,60	–	983,60
2000	1.867,75	1.038,74	2.906,49
2001	2.303,29	1.722,05	4.025,34
2002	3.183,99	2.510,18	5.694,17
2003	4.396,38	4.997,43	9.393,81
2004	5.042,83	5.271,98	10.314,81
2005	6.206,09	6.996,90	13.202,99
2006	7.703,54	8.839,86	16.543,40
2007	7.490,61	7.177,53	14.668,14
2008	10.937,86	11.710,79	22.648,65
2009	7.189,91	8.183,73	15.373,64

Fonte: ANP (2009d).
 Elaboração própria.

21. Vale lembrar que a Oitava Rodada foi suspensa por ordem judicial. Em relação à nona e à décima rodadas o valor agregado dos bônus de assinaturas atingiu R\$ 2,1 bilhões – maior valor arrecadado – e R\$ 89,4 milhões, respectivamente.

Nesse contexto, e dada a relevância da Petrobras como principal produtora, merecem destaque os crescentes lucros da referida empresa. Entre 2002 e 2008, o lucro líquido consolidado da Petrobras passou de R\$ 8,1 bilhões para R\$ 33,0 bilhões,²² em particular devido ao aumento dos preços internacionais do petróleo.

Como outro indicador do sucesso do modelo regulatório adotado, é possível apontar a presença de múltiplos agentes nas atividades *upstream*. Atualmente, de acordo com a ANP (2008), estão presentes nestas atividades 47 concessionárias de exploração e produção, sendo 17 nacionais e 30 estrangeiras.

Nesse contexto, há de se reconhecer, todavia, o papel marcante da Petrobras. Na verdade, o fato é que a transição de monopólio para a estrutura de mercado ainda não está completa, apesar da definição, em dezembro de 2001, de normas para a abertura plena da indústria com a instituição da Contribuição de Intervenção de Domínio Econômico (Cide). Existem, no mercado petrolífero, verdadeiras barreiras à entrada. A estrutura verticalizada da Petrobras, preservada na lei, e os altos investimentos, na maioria dos casos afundados, necessários às atividades, principalmente, no *upstream*, além do conhecimento tecnológico e geológico, são exemplos de barreiras. Desta forma, são muitas as empresas que preferem se unir à Petrobras por meio de consórcios não só para compartilhar o risco, mas também por causa da experiência acumulada na exploração e produção *offshore* (no mar) da empresa nacional. Portanto, tem-se no modelo atual um mercado aberto, porém com elevada concentração nas mãos da Petrobras.

Para o segmento das atividades *upstream*, a repartição da renda gerada está alicerçada em dois grandes pilares de política fiscal.

No primeiro deles, são previstos os pagamentos dos impostos Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), com alíquotas de 1,65% e 7,6%, respectivamente, no regime não cumulativo, e de 0,65% e 3%, respectivamente, no regime cumulativo, e dos tributos incidentes sobre os bens e serviços utilizados na atividade de produção.

No segundo pilar, seguindo as definições estabelecidas nos contratos de concessão, são previstos os pagamentos dos seguintes impostos: *royalties*, bônus de assinatura, participação especial e pagamento pela retenção ou ocupação de área.

O bônus de assinatura, definido no Art. 46 da Lei nº 9.478/1997, é estabelecido em edital e corresponde ao valor ofertado pela empresa vencedora da licitação.

22. Dados a partir do balanço anual da Petrobras de 2009a.

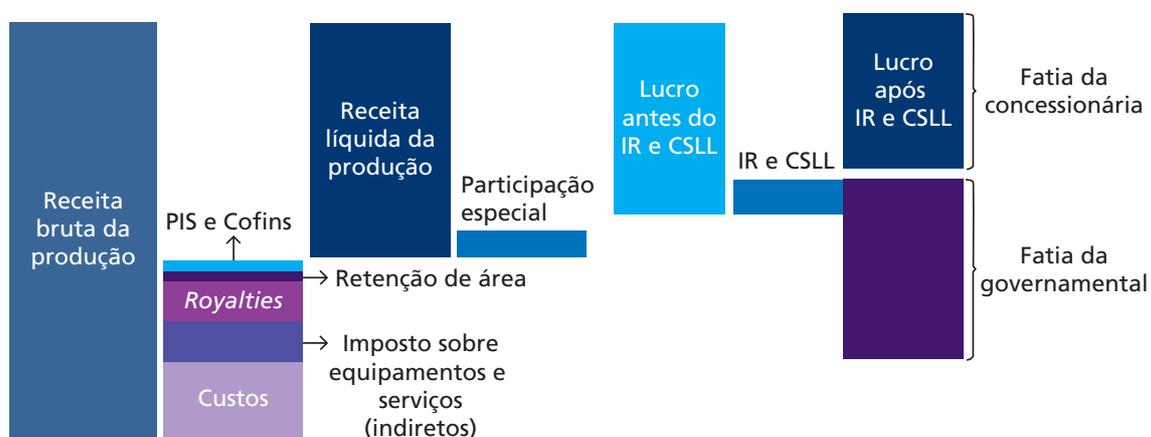
Os *royalties*, definidos nos Art. 47, 48 e 49 da Lei nº 9.478/1997, Lei do Petróleo, incidem sobre o volume total de petróleo e gás natural produzido em cada campo. São compensações financeiras pagas aos estados e municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Fazenda (MF) – que repassa aos municípios e estados de acordo com a legislação específica – pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo. A alíquota é de 10%, mas pode ser reduzida para 5% em determinados casos.

Já a participação especial, definida no Art. 50 da Lei nº 9.478/1997, incide sobre a receita líquida de campos que atinjam substanciais volumes de produção. A alíquota varia de 10% a 40% de acordo com: *i*) volume de produção trimestral; *ii*) localização do campo – terra, mar < 400 metros de profundidade, mar > 400 metros de profundidade; e *iii*) anos de produção. Vale mencionar que os volumes isentos diminuem com os anos de produção e nenhuma participação especial é devida até que o volume de isenção seja atingido e a receita líquida acumulada seja positiva.

O pagamento pela ocupação da área, prevista no Art. 51 da Lei nº 9.478/1997, é feito por quilômetro quadrado, sendo o valor dependente da fase de atividade em curso, isto é, exploração, produção e desenvolvimento. O pagamento é feito a cada dia 15 de janeiro do ano seguinte e é reajustado pelo Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) a cada aniversário do contrato. Exemplos para o primeiro período exploratório: em bacias em terra no Espírito Santo e em Potiguar de 108 R\$/km²/ano e em bacias em mar no Espírito Santo, em Campos e Santos, de 693 R\$/km²/ano. Por fim, há ainda o pagamento ao proprietário de terra, previsto no Art. 52 da Lei do Petróleo, que corresponde a 1% do valor total da produção (receita bruta) dos poços localizados dentro da propriedade, e a obrigação dos concessionários de investirem 1% do valor da receita bruta em pesquisa e desenvolvimento. Contudo, esta obrigação só é válida para os campos sujeitos a participações especiais.

Ainda que apenas como esquema meramente ilustrativo, o gráfico 23 indica que, uma vez descontados os custos de produção e o bônus de assinatura, a parcela da renda retida pelo governo sob a forma de impostos é substancial. Em termos exatos, mesmo quando se controla pela quantidade produzida, o montante pago em participação governamental por barril extraído tende a superar em mais de 271,51% médios os custos de extração (gráfico 23).

GRÁFICO 23
Divisão da renda do petróleo no Brasil



Fonte e elaboração próprias.

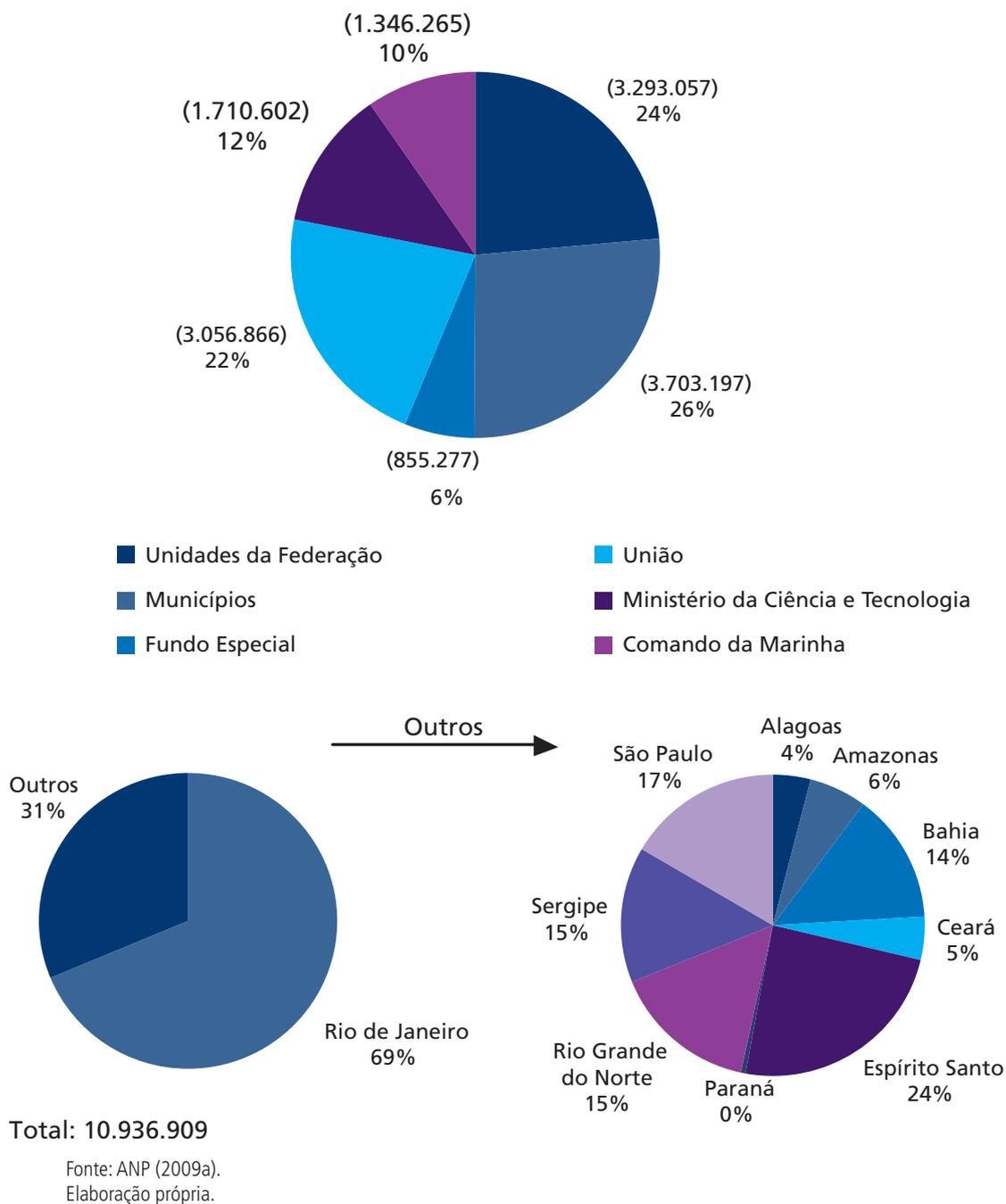
TABELA 7
Peso das participações governamentais – exceto bônus de assinatura – por barril extraído

Período	(A) = custo sem participação governamental (US\$/barril)	(B) = participação governamental (US\$/barril)	(B/A) (%)
1º trimestre de 2007	7.2	16.24	225.6
2º trimestre de 2007	7.33	17.95	244.9
3º trimestre de 2007	7.65	20.13	263.1
4º trimestre de 2007	8.6	23.16	269.3
1º trimestre de 2008	8.66	24.82	286.6
2º trimestre de 2008	9.88	31.08	314.6
3º trimestre de 2008	10.21	30.27	296.5

Fonte: Petrobras (2009c).
Elaboração própria.

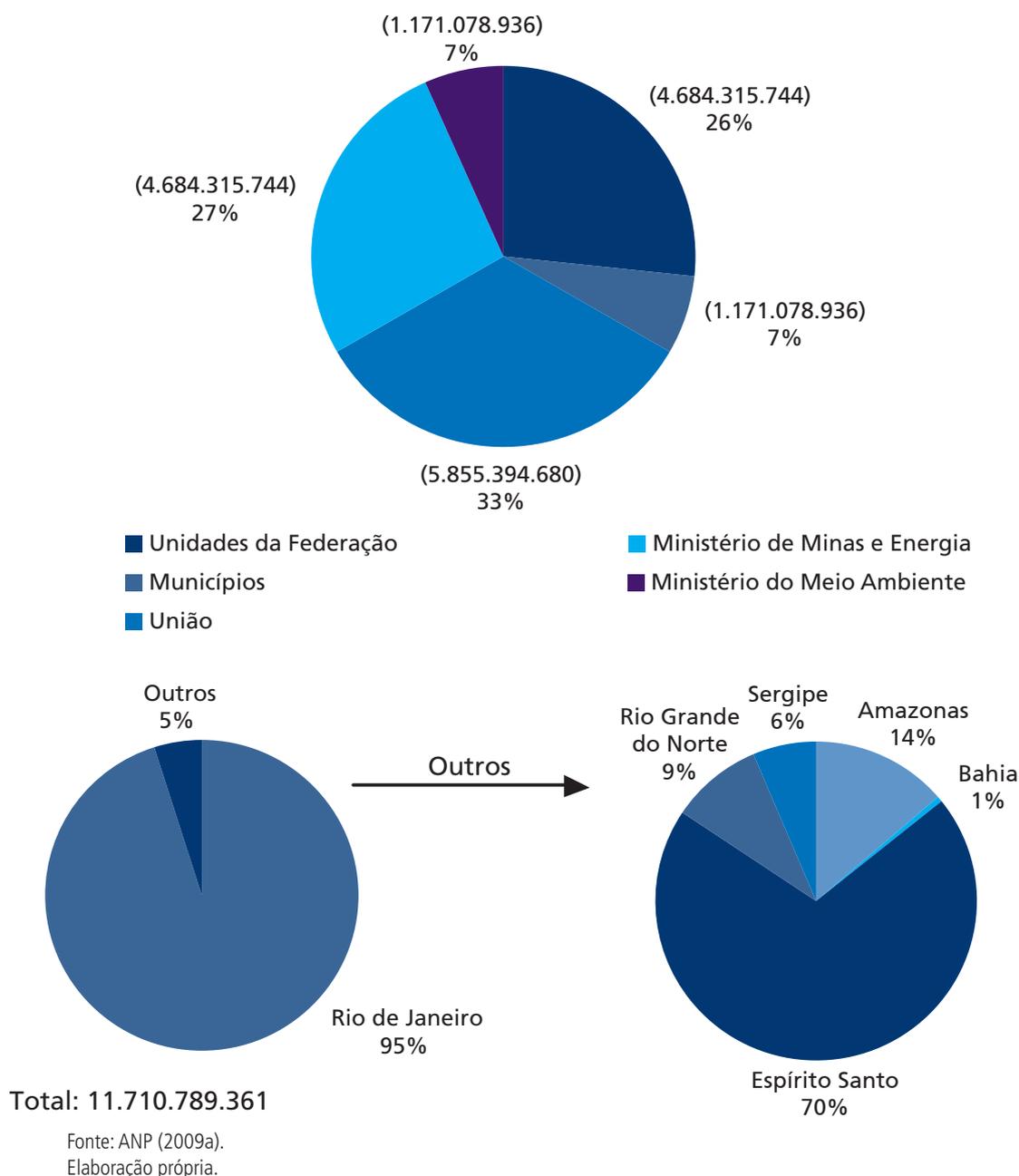
Com base no sistema fiscal descrito anteriormente, há uma nítida tendência à concentração da renda governamental. Segundo a ANP (2008), somente 10 entre 27 estados e 895 entre 5.564 municípios no Brasil recebem *royalties*, além da Marinha e do MCT.

GRÁFICO 24
Distribuição de royalties por beneficiário – 2008
 (Em R\$ milhões)



Em relação à participação especial, apenas sete estados e 25 municípios são beneficiados, além do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Meio Ambiente (MMA). Percebe-se claramente, a partir da análise do gráfico 25, que as distribuições das rendas petrolíferas em poder do governo são basicamente para o estado do Rio de Janeiro, fato explicado pela alta participação da bacia de Campos na produção nacional de petróleo, respondendo por cerca de 84% do total.

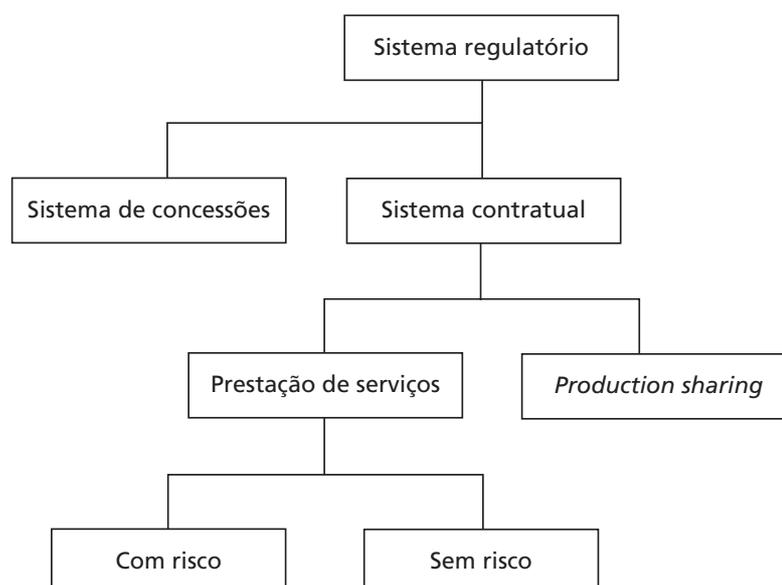
GRÁFICO 25
Distribuição da participação especial por beneficiário em 2007
 (Em R\$ milhões)



4.2 O novo marco regulatório e os regimes contratual e fiscal no pré-sal

Antes de examinar especificamente os rumos das mudanças regulatórias em curso na indústria brasileira de petróleo e de gás natural, cabe ilustrar, de maneira sumária, as diferenças entre os dois principais regimes regulatórios nos segmentos de exploração e de produção na indústria petrolífera. Eles podem ser entendidos como um conjunto de arranjos institucionais, legais e fiscais. Tais sistemas regulatórios condicionam de forma decisiva o processo de investimento no setor de *upstream* ao definir os limites para a apropriação da renda petrolífera pelas empresas (gráfico 26).

GRÁFICO 26
Regimes regulatórios na área de E&P de petróleo



Fonte e elaboração próprias.

Conforme apresenta o gráfico 26, basicamente são dois os tipos de sistemas regulatórios: sistema de concessões e sistema contratual, compreendendo, neste último caso, contrato de partilha de produção e contratos de prestação de serviços, sendo que os contratos de serviços se subdividem em contratos de serviços sem risco – entendidos como “puros” –, e contratos de serviços com risco. A principal diferença entre o sistema regulatório de concessões e o sistema contratual diz respeito ao direito da propriedade do óleo após a sua extração.

No sistema de concessões, a propriedade do óleo após a produção é da empresa concessionária – selecionada com ou sem processo de licitação – durante o período da concessão. Em troca deste direito, a empresa se compromete a realizar esforços exploratórios mínimos, a pagar ao Estado tributos, *royalties* ou outras formas de participações governamentais, e, algumas vezes, se compromete com alguma outra obrigação, como a contratação de bens e serviços no mercado local. Estes contratos de concessão – adotados, por exemplo, na Argentina, nos Estados Unidos, no Peru, em Portugal, no Canadá, na África do Sul, na Venezuela,²³ no Reino Unido e no Brasil – seguem a lógica básica de transferência dos direitos de propriedade do Estado para a empresa concessionária, como forma de recompensar esta última pelos gastos incorridos com as atividades de E&P e com o próprio pagamento da parcela governamental.

23. A Venezuela alterou recentemente o seu sistema regulatório, tendo inclusive alterado contratos. Atualmente, o sistema regulatório permite a atuação de empresas estrangeiras, mas exige a aceitação da participação do Estado em parceria empresarial por intermédio da PDVSA. Em termos práticos, a concessão é feita com parceria empresarial societária obrigatória com a PDVSA – superior a 50%.

No sistema contratual, por sua vez, a propriedade do petróleo após sua produção é do Estado, que pode usar de duas formas para recompensar a empresa pelos seus esforços em E&P e pelos pagamentos ao governo, quais sejam: *i*) repartir a produção, em volume, com a empresa (partilha de produção/*production sharing*); ou *ii*) conceder um ressarcimento financeiro à empresa, sem dar a esta o direito de acesso à parte do volume de óleo produzido (prestação de serviços). Vale destacar que em alguns países que adotam os sistemas contratuais – seja de partilha de produção, seja de serviços – são definidas outras obrigações para as empresas, a exemplo do que ocorre no sistema de concessões, tais como: a obediência a um percentual mínimo de conteúdo local na contratação de bens e serviços de E&P e o pagamento de *royalties* e tributos.

No caso do sistema de contrato de serviços – adotado no Irã e México, por exemplo –, o Estado contrata as companhias privadas para prestação de serviços, as quais recebem pela atividade de exploração e produção, sem propriedade sobre o petróleo produzido. Por este sistema, são previstos dois tipos de contrato, que diferem no que tange ao retorno obtido pela empresa. Caso a remuneração da empresa preveja não somente o reembolso dos custos, mas também uma remuneração do capital, o contrato de prestação de serviços é tido como sem risco, também classificado como serviço puro. Caso a remuneração da empresa contratada não seja garantida no contrato, sendo, ao contrário, parametrizada pela sua *performance*, de modo a estimular a disciplina de custos, diz-se que o contrato de prestação de serviços é com risco.

Os contratos de partilha de produção (*production sharing*) constituem o regime regulatório dominante em lugares em que se têm um grande volume de petróleo, sendo adotados, por exemplo, nos seguintes países: Angola, Colômbia, Equador, Líbia, Moçambique, Nigéria, China e Malásia. Em termos operacionais, por este sistema, o Estado entra como parceiro e investidor com empresas privadas e as remunera com um percentual pré-determinado da produção. Por este sistema de partilha de produção, o Estado possui então maior controle sobre a produção e exportação de petróleo, o que possibilita, portanto, um grau de interferência maior do governo, como na determinação do ritmo de exploração dos novos campos.

Ainda que a tipologia dos sistemas regulatórios seja facilmente identificada, na prática a análise das experiências regulatórias dos países indica não ser tão simples e “cartesiana” a escolha por um modelo regulatório, havendo, em muitos casos, a adoção de sistemas regulatórios diferentes em um mesmo país, em áreas que possuem distintos riscos exploratórios. Independente disto, o fato é que as estratégias de investimento em E&P petrolífero se encontram

fortemente condicionadas pelo sistema regulatório adotado em um dado país, e que, a princípio, existem sistemas mais favoráveis para a ação das empresas privadas que planejem a realização de investimentos no setor, por exemplo, o sistema de concessão.

Tal como descrito anteriormente, no Brasil, a Lei nº 9.478, de 1997, instituiu o regime de concessões para a exploração de novas jazidas de petróleo. As descobertas anunciadas na área do pré-sal abriram o debate sobre a possibilidade de mudanças institucionais significativas neste setor no Brasil. Esta possibilidade nasce da constatação de que estas descobertas descortinam uma nova realidade geológica para o país e para a própria indústria petrolífera mundial. Os resultados dos primeiros esforços exploratórios nessa área indicaram um potencial petrolífero antes impensável no Brasil.

Dado o nível de conhecimento técnico disponível na atualidade, já é possível afirmar que essas descobertas modificam radicalmente as condições de contorno da exploração do petróleo no Brasil, tanto pela escala potencial das reservas quanto pelos desafios tecnológicos a serem enfrentados. No plano internacional, abre-se para a indústria petrolífera mundial uma nova fronteira de exploração que obrigará as empresas a revisarem suas estratégias exploratórias.

A constatação de que a geologia do pré-sal é totalmente distinta das outras áreas no Brasil, no que tange a seu potencial petrolífero, gerou o questionamento se o arcabouço regulatório e fiscal atualmente em vigor seria adequado para esta área.

Uma dificuldade particularmente crítica nesse momento diz respeito ao contexto ainda de informação incompleta sobre a extensão e o grau de interconexão entre as descobertas anunciadas a partir da prospecção nos diferentes blocos do polo pré-sal.

Por ora, como essa resposta é desconhecida, o debate vem confrontando duas possibilidades básicas: a manutenção do regime atual de concessões ou a adoção de um novo, baseado na partilha de produção. Para entender este debate é preciso relembrar as principais diferenças entre estes dois regimes.

O regime de concessões é em geral adotado em países com um significativo risco geológico. Este sistema tem como principal característica o fato de transferir para as empresas petrolíferas o risco de identificação das reservas. Neste caso, as participações governamentais são formadas por bônus de assinatura, taxas de retenção de área, *royalties* e participações especiais. Vale ressaltar que os principais componentes das participações governamentais são os *royalties* e as participações especiais, os quais incidem, respectivamente, sobre o faturamento do projeto e sobre o valor agregado do campo.

Cada uma dessas participações tem objetivos distintos com relação aos incentivos a serem dados aos agentes econômicos que atuam na indústria. O bônus de assinatura é definido nas rodadas de licitações de blocos de petróleo. É importante salientar que a função principal deste bônus não é arrecadar, mas selecionar, de forma competitiva, as empresas que atuarão no setor. Ao atribuir o bloco exploratório às empresas que pagam o maior bônus, busca-se excluir as empresas com o menor comprometimento com o esforço exploratório no país. A Taxa de Retenção de Área tem como objetivo desestimular a retenção de concessões sem a respectiva exploração.

Vale ressaltar que o sistema de concessão não garante às empresas operadoras a recuperação dos seus custos operacionais e de investimentos. Desta forma, ao estabelecer as participações governamentais, é necessário fixá-las em um nível que viabilize a atratividade do investimento exploratório em uma área, levando-se em conta o risco geológico, tecnológico e de mercado.

O regime de partilha de produção tem uma lógica econômica e uma estrutura de incentivos totalmente distintas do regime de concessões. Neste regime o Estado, por intermédio de uma empresa estatal, compartilha os ganhos líquidos do empreendimento com a empresa operadora, visando maximizar o valor das participações governamentais. Em geral, o regime de partilha da produção é utilizado em países com baixo nível de risco geológico. Na ausência de risco geológico, o Estado pode compartilhar o risco de mercado com a empresa operadora e se apropriar de uma parcela maior dos resultados. A empresa operadora é responsável pelos investimentos e terá o direito de recuperar os custos operacionais e de investimento. A partilha se dá sobre o resultado do campo. Desta forma, como os riscos para recuperação do investimento são pequenos, a operadora aceita uma divisão de resultados favorável à empresa estatal.

É importante notar que é cada vez mais frequente a existência de formas híbridas de regimes de contratação, comportando características dos dois regimes ou mesmo a coexistência dos dois regimes em áreas com diferentes condições de risco exploratório.

Simplificando, é possível dizer que o sistema de concessões embute uma precificação de um risco geológico e de mercado que é transferido às empresas petrolíferas. Quando o risco geológico é baixo ou mesmo desprezível, é mais interessante para o Estado utilizar o sistema de partilha da produção, permitindo reduzir o risco para as empresas, e aumentar as participações governamentais.

Apesar das informações serem ainda incompletas com relação ao conhecimento geológico atual da área do pré-sal, está claro que o risco geológico desta área é totalmente diferente do risco presente nas áreas licitadas até então.

Neste contexto, é razoável questionar se a estratégia mais adequada para o Estado brasileiro é manter o regime regulatório e fiscal inalterados para este polo da área do pré-sal.

Cabe ainda salientar que licitar áreas com muito baixo risco geológico e com grandes volumes de reservas potenciais é uma operação totalmente distinta da licitação de blocos petrolíferos com risco geológico. Licitar áreas do pré-sal sob regime de concessões significa dar ao bônus de assinatura uma função arrecadatória. Ou seja, as empresas disputariam as “reservas” pagando um valor presente líquido estimado ao Estado. Ademais, implicaria uma redução da participação do Estado na renda petrolífera, já que as empresas tenderiam a adotar uma taxa de desconto muito mais elevada do que aquela que utilizaria o próprio Estado na estimação deste valor presente. Também é importante considerar que o tempo associado à organização de uma rodada de licitações especial e ao desenvolvimento de um programa exploratório para os novos blocos concedidos poderia retardar muito o desenvolvimento da produção no polo pré-sal da bacia de Santos.

Em suma, a principal razão para a mudança do marco regulatório diz respeito às alterações significativas nas condições de contorno da atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil. Em especial, as novas descobertas colocaram em tela o problema da atribuição de direitos de propriedade nas áreas adjacentes aos principais blocos do pré-sal e que ainda não foi concedido. Este é um problema novo em face da dificuldade que as empresas operadoras têm para delimitar os reservatórios e pela probabilidade elevada de ocorrência de óleo nas áreas adjacentes não concedidas. Como os reservatórios podem efetivamente estar conectados, será indispensável proceder acordos de “unitização” das jazidas, para que efetivamente seja iniciado o processo de produção. Apesar de se constituir uma prática corrente na indústria mundial do petróleo, é importante sublinhar que a experiência acumulada em acordos de unitização não contempla volumes de reservas petrolíferas tão expressivos quanto as acumulações de óleo e de gás natural já identificadas no pré-sal.

Desse modo, o governo brasileiro apresentou, em 2009, ao Congresso Nacional, quatro projetos de lei que visam alterar o marco regulatório, com intuito de adequá-lo às novas condições de contorno da indústria brasileira de petróleo e gás natural.²⁴ Os projetos de lei tratam respectivamente dos seguintes aspectos:

1. Regime de partilha de produção na área do pré-sal, mantendo o regime de concessão nas outras áreas.

24. Até a conclusão deste texto, em fevereiro de 2010, os referidos projetos de lei ainda tramitavam no Congresso, o que impede uma análise mais aprofundada do futuro marco regulatório.

2. Criação da Petro-sal: empresa responsável pelo exercício dos direitos de propriedade da União no regime de partilha da produção.
3. Criação de Fundo Social.
4. Cessão onerosa e capitalização da Petrobras.

O novo marco regulatório do petróleo e do gás natural, independente do seu texto final, deveria ter idealmente como premissas básicas:

- Sustentabilidade dos investimentos, preservando o papel da Petrobras e das demais empresas que ingressaram no setor.
- Minimização do tempo de colocação em produção do polo Pré-sal da bacia de Santos.
- Repartição equilibrada da renda petrolífera com respeito aos parâmetros de risco-prêmio, considerando o marco das novas descobertas.
- Constatação de que o pré-sal é um novo paradigma geológico e a mais importante fronteira de exploração na indústria petrolífera mundial.
- Extensão dos impactos econômicos e sociais, os quais vão muito além do setor energético e envolvem a necessidade de articulação com as políticas macroeconômica, industrial, tecnológica, ambiental, externa etc.

A articulação coordenada desse conjunto de premissas se revela fundamental para garantir a sustentabilidade dos programas de investimentos que serão necessários para monetizar o potencial de reservas. Neste sentido, é mister constatar que, nos setores de petróleo e de gás natural, a expansão se dará basicamente a partir dos investimentos da Petrobras, que apresentam uma tendência de aumento significativo de patamar. Enquanto o histórico de investimentos, desde 1954 até 2007, totaliza, em termos reais, US\$ 222,9 bilhões, as previsões de inversões para o período 2009-2013 alcançam US\$ 174,4 bilhões – ou seja, cerca de US\$ 100 milhões/dia; destacando-se o segmento de E&P com um aumento de mais de 100% em comparação aos valores de 2007.

A questão relevante é, naturalmente, a forma de financiamento da Petrobras para viabilizar esses investimentos. Neste sentido, o que se observa de imediato é a necessidade de uma elevação dos recursos de terceiros para financiar os atuais investimentos. No caso específico, os aportes do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e as possibilidades de capitalização agora se anunciam a partir da submissão ao Congresso dos quatro projetos de lei que redefinam o marco regulatório setorial.

Considerando o horizonte de longo prazo, as perspectivas apontam que, no que respeita a produção de petróleo, a operacionalização da produção petrolífera do pré-sal da Petrobras, alcance, em 2020, 3,9 milhões de barris/dia, sendo 1,8 Mbd advindos do pré-sal, ou seja, 46%. Se somarmos a produção esperada das outras empresas, 1,1 Mbd, o setor de petróleo brasileiro chegaria em 2020 produzindo 5 milhões de barris/dia, sendo que, em 2007, este valor não chegava a 2 milhões. Desta forma, o objetivo estratégico do setor petrolífero brasileiro é simplesmente mais que dobrar a produção nacional no horizonte em tela. No período que vai de 2014 até 2020 são estimados dispêndios de US\$ 82,5 bilhões no desenvolvimento da produção do pré-sal.

Nesse cenário, espera-se que se todos os entraves e desafios financeiros forem superados e as inversões financeiras viabilizadas, o Brasil chegaria em 2020 com um excedente de 2 milhões de barris/dia, considerando uma demanda estimada de 3 milhões de barris/dia. Neste caso, seria colocada para o país uma escolha sobre o que fazer com este excedente: exportar o óleo bruto ou exportar os derivados. A escolha pela opção de exportação de derivados é melhor do ponto de vista econômico, ao assegurar maior valor agregado à atividade produtiva do setor petrolífero como um todo e para a economia nacional, por consequência. Mas se por um lado esta opção é a mais atrativa, a sua escolha depende, todavia, de outro aspecto relevante que é a expansão da capacidade de refino do país.

Essa questão coloca um desafio e importantes riscos para a atividade de refino no Brasil: equacionar quantidade e qualidade, no sentido de aumentar a produção de derivados leves *vis-à-vis* o aumento do volume processado de petróleo pesado nacional, o que implicaria a necessidade de aumento da capacidade de refino, considerando o aumento da participação do petróleo nacional como carga processada. E dependendo da escolha anterior, realizar esta expansão mirando não apenas o mercado nacional, mas também a possibilidade de exportação de parte da produção.

Os investimentos brasileiros na área de refino ficaram estacionários durante um longo período. Com a crescente demanda doméstica, faz-se necessário não somente ampliá-los, mas também modernizar e adequar as refinarias existentes ao tipo de petróleo produzido nas principais jazidas brasileiras. A estratégia da Petrobras, de acordo com o Plano Nacional 2009-2013, é investir, aproximadamente, US\$ 35 bilhões na área de refino, com o objetivo de melhorar a qualidade da gasolina e do diesel, de modo a atender não somente a demanda nacional mas também a internacional. Como mostra o gráfico 27, a empresa espera processar em 2020, 3.012 mil barris por dia, um aumento significativo de aproximadamente 70% em relação a 2009.

O Brasil inevitavelmente terá que encontrar uma solução que atenda ao interesse nacional e que seja inovadora e criteriosa, visando equacionar um problema de tamanha complexidade e que ainda é emoldurado por uma situação de informação incompleta.

É importante recordar que a abundância de petróleo e de gás natural se constitui em um fator potencial de geração de riqueza. Entretanto, trata-se de um recurso esgotável e o ritmo de aproveitamento das jazidas é uma variável-chave. Igualmente importante é o regime fiscal que incide sobre este bem e os efeitos gerados pela produção de petróleo sobre a economia como um todo. Experiências mal-sucedidas em diferentes países com relação ao uso de mecanismos de controle deficientes destas duas variáveis-chave não são raras. Os efeitos perversos podem se traduzir no esgotamento precoce das reservas e/ou tornar a economia de um país dependente demais do setor petróleo, acarretando perda de competitividade e/ou atrofia dos demais setores econômicos (“doença holandesa” ou “maldição do petróleo”).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Brasil se encontra em uma posição extremamente privilegiada com relação à oferta de petróleo e de gás natural. As recentes descobertas na área do pré-sal deverão conduzir o país a uma posição relevante como exportador no mercado internacional. Não obstante a incerteza referente ao comportamento futuro dos preços do petróleo, as exportações esperadas e a arrecadação de *royalties* e demais participações governamentais poderão se constituir em um fator propulsor de desenvolvimento econômico e social.

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

É importante notar que a magnitude das descobertas efetuadas revela que as decisões governamentais, visando maximizar os benefícios oriundos do setor de petróleo e de gás, deverão contemplar aspectos que vão além do setor energético. Em particular, esta condição poderá se constituir em uma excepcional oportunidade para alavancar programas estruturados, visando suprir as carências nacionais, em matéria de saneamento básico, saúde, educação e infraestrutura.

Cabe destacar que a consecução dos objetivos de longo prazo para a indústria de petróleo e de gás natural no Brasil envolve a necessidade de superação de quatro desafios. O *primeiro* grande desafio é como configurar um novo marco institucional que responda as mudanças impostas pela alteração radical nas condições de exploração e produção colocadas pelo próprio pré-sal. No plano internacional, a indústria de petróleo convive com uma gama variada de marcos institucionais, assim como com a possibilidade de alteração destes marcos. Gerir contratos em contextos institucionais diferenciados constitui capacidade essencial à sobrevivência e expansão das empresas de petróleo. Portanto, a mudança do marco institucional da indústria de petróleo no Brasil se insere em um processo que não é estranho a esta indústria e às suas empresas; ao contrário, faz parte da sua própria natureza.

Mas cabe reconhecer igualmente que o equacionamento político dessa questão não é simples. Entretanto, sem ele não é possível avançar nos objetivos principais colocados para o setor de petróleo: *i)* o aumento da capacidade produtiva em E&P e no refino; *ii)* a elevação da competitividade da indústria parapetrolífera nacional; e *iii)* a promoção da pesquisa tecnológica para otimização das atividades de E&P.

O *segundo* desafio que se coloca a partir do pré-sal se refere à divisão e aplicação dos recursos financeiros obtidos a partir dele. Neste sentido, deve ser ressaltada a necessidade premente de respeitar a ideia básica de transformação da riqueza temporária em riqueza permanente por meio de investimentos em ativos econômicos rentáveis, como indústrias, infraestruturas e participações acionárias, no Brasil e no exterior. Com os recursos oriundos destes investimentos, o país terá condições concretas de ampliar suas despesas, com educação e saúde de qualidade. Em outras palavras, quaisquer que sejam os volumes de recursos adicionais que a produção no pré-sal venha a gerar e os critérios futuros de repartição entre União, estados e municípios, o relevante é privilegiar a boa aplicação dos recursos e promover a fiscalização desta prática.

O *terceiro* diz respeito à reorientação da política setorial do gás. A Petrobras deverá continuar a ter um papel dominante no negócio do gás natural. Entretanto, seria importante que o próprio governo assumisse a formulação da política setorial. Além da elaboração de políticas para a definição do papel do gás no setor industrial e na geração elétrica, em particular a política de preços, é muito importante que o Estado defina políticas de incentivos para os investimentos na infraestrutura de transporte e de gás natural. Tendo em vista a grande necessidade de inversões no *upstream*, em função do pré-sal, provavelmente a Petrobras terá de reorientar sua estratégia de investimentos. Desta forma, é importante criar condições para que novos atores se interessem pelos investimentos no *downstream* da cadeia do gás natural, em particular na fase do transporte.

Por fim, o *quarto* e último grande desafio diz respeito à concatenação de distintas esferas de políticas públicas. Neste sentido, a elevada escala das reservas e da produção petrolíferas e de gás natural deve ser acompanhada de uma crescente preocupação por parte dos gestores de política energética para que não sucumbam a pressões políticas para privilegiar determinados temas em detrimento de outros.

Com as novas descobertas, as políticas de incremento da oferta de petróleo e de gás natural devem considerar formalmente o equilíbrio entre as condições prioritárias de suprimento do mercado doméstico e a demanda externa. Desse modo, o Brasil se encontra em uma posição extraordinariamente privilegiada com relação à garantia das condições de abastecimento energético e aos desafios colocados para a sua posição futura de exportador líquido de petróleo. Neste plano, destaca-se: *i*) a necessidade de definição do tamanho do parque de refino e a evolução dos investimentos na sua ampliação e modernização; e *ii*) o papel do gás natural na matriz energética brasileira, em especial no que tange ao uso do gás natural no setor industrial e na geração elétrica.

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

Esses aspectos não estão dissociados da evolução da matriz energética brasileira. Vale notar que muito embora a tarefa de planejamento setorial tenha sido retomada recentemente no Brasil, em particular com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ainda resta um importante conjunto de questões-chave com relação à evolução da matriz energética no longo prazo que necessita ser equacionada a fim de criar as condições propícias à ampliação dos investimentos.

Em suma, o aproveitamento econômico e sustentável desse potencial poderá conferir ao país um papel inédito de protagonismo no comércio internacional e na geopolítica da energia, podendo alcançar a condição de exportador líquido de petróleo, derivados e gás natural no horizonte de longo prazo. Em particular, o marco das descobertas de petróleo e de gás natural na área geológica do pré-sal exigirá, dada a magnitude das reservas prováveis, a articulação de políticas públicas que vão além do próprio setor de energia, em especial com as políticas industrial, tecnológica, ambiental, externa, entre outras.

Os problemas de definição de mecanismos de coordenação entre essas diferentes políticas são de extrema importância para a expansão dos investimentos em energia, em particular devido à necessidade de se compatibilizar o tratamento das externalidades ambientais negativas inerentes à produção e ao uso de energia com a necessidade precípua de garantia da segurança do abastecimento energético.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (AIE). **Resources to Reserves: Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Futures**, 2005. Disponível em: <<http://www.iea.org>>.

_____. **World Energy Outlook**, 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2008. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2009a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>.

_____. **Balanco Energético Nacional**, 2009b. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2009.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2010.

_____. **Dados Estatísticos Mensais**, 2009c. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=548>>. Acesso em: 21 jan. 2010.

_____. **Rodadas de licitações**, 2009d. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=516>>. Acesso em: 21 jan. 2010.

BICALHO, R. *et al.* Mudança institucional e política industrial no setor de petróleo. *In*: BICALHO, R. (Org.) **Ensaio sobre política energética**: coletânea de artigos do boletim Infopetro. Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia (UFRJ). Rio de Janeiro: Interciência, 2007.

BRITISH PETROLEUM (BP). **Annual Report and Accounts**, 2007. Disponível em: <<http://www.bp.com>>.

_____. **Statistical Review**, 2009. Disponível em: <<http://www.bp.com>>.

CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES (CERA). **Upstream Capital Costs Index: Cost of Constructing New Oil and Gas Facilities Reaches New High**, 2008. Disponível em: <<http://www.cera.com>>.

DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). **International Energy Outlook**, 2008a. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>.

_____. **Short-term Energy Outlook**, Nov. 2008b. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>.

_____. **Short-term Energy Outlook**, Dec. 2008c. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>.

_____. **International Energy Statistics**, 2009a. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>.

_____. **International Energy Outlook**, 2009b. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: MME/Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, 2007, cap. 4. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Plano Nacional de Energia - PNE/Estudos_12.aspx?CategoriaID=346>.

FERRAZ, J. C.; KUPFER, D.; HAGUENAUER, L. **Made in Brazil**: desafios competitivos para a indústria. Rio de Janeiro: Campus, 1996.

MACHADO, G. *et al.* **Metodologia de projeção de preços de petróleo**: um estudo dos diferenciais de preços entre Brent, Árabe Leve, Bonny Light e Marlim. Rio de Janeiro: IBP, 2008.

ORGANIZAÇÃO DOS PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO (OPEP). **Annual Statistical Bulletin**, 2007. Disponível em: <<http://www.opec.org>>.

_____. **World Oil Outlook**, 2008. Disponível em: <<http://www.opec.org>>.

OLIVEIRA, A. **Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira de Bens e Serviços no Setor de P&G**. Relatório final de pesquisa IE/UFRJ/PROMIMP. Relatório final, n. 28, 2008. Disponível em: <<http://www.prominp.com.br/paginadinamica.asp?grupo=245>>.

PERCEBOIS, J. Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon: la théorie économique nous aide t-elle à comprendre les évolutions? **Creden Cahier de Recherche**, Creden, Montpellier, 9 févr. 1981.

PETRÓLEO BRASILEIRO S/A (PETROBRAS). **Plano de Negócios da Petrobras 2008/2012**, 2007. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>.

_____. **Apresentação**: a indústria de petróleo e gás natural, 2008a. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ApresentacoesEventos/Apresentacoes/pdf/Gabrielli_IBEF_180308.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2010.

_____. **Supply chain for the pre-salt development**. Rio de Janeiro, Sept. 2008b. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/consulado_noruega.pdf>.

_____. **Relatório Anual 2008**, 2009a. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ConhecaPetrobras/RelatorioAnual/pdf/RelatorioAnual_2008.pdf>.

_____. **Plano de Negócios da Petrobras 2009/2013**, 2009b. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/Gabrielli_FIEB_abril2009.pdf>.

_____. **Relacionamento com investidores**, 2009c. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/investidores>>.

_____. **Destaques operacionais:** abastecimento. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/DestaquesOperacionais/Abastecimento/Abastecimento.asp&lang=pt&area=ri>.

_____. **Destaques operacionais:** exploração e produção. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/ExploracaoProducao.asp&lang=pt&area=ri>.

PINTO JR., *et al.* **Economia da energia:** fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. 1. ed. Rio de Janeiro: Campus, 2007.

**Ipea – Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada**

**Secretaria de Assuntos Estratégicos da
Presidência da República**

