

EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL: RESULTADOS DO CONTRATO DE CONCESSÃO E OS DESAFIOS DA PARTILHA DE PRODUÇÃO

Bruno Conde Caselli¹

Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados, Álcool Combustível e Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), atualmente lotado na Coordenadoria de Defesa da Concorrência da Agência. Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento (PPED) da UFRJ (2012). Pós-Graduação Executiva em Petróleo e Gás pelo MBP-COPPE-UFRJ (2008) e graduação em Ciências Econômicas pelo Instituto de Economia da UFRJ (2004).

Endereço: Av. Rio Branco, 65, 16º andar – Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20090-004 – Brasil –
Tel: +55 (21) 2112-8326 – Fax: +55 (xx) 2112-8349 - e-mail: bcaselli@anp.gov.br.

RESUMO

O presente trabalho analisa as reformas regulatórias da indústria de petróleo e gás natural no *upstream* brasileiro. Como corte temporal, é examinado o período de 1997 a 2011, o qual se inicia com a promulgação da Lei do Petróleo, e a consequente criação da ANP e do contrato de concessão para o exercício das atividades de exploração e produção de P&G, e termina com a introdução do contrato de partilha de produção, aplicável à denominada província do pré-sal e às demais áreas consideradas estratégicas. Como elementos de análise, são observados os regimes de incentivos derivados do contrato de concessão e de partilha de produção, comparado-os sob uma perspectiva dos objetivos a serem alcançados. Além disso, para o contrato de concessão, são examinados os indicadores da indústria nacional de P&G com a finalidade de verificar os resultados obtidos. São também identificados ambientes regulatórios que se seguiram à Lei do Petróleo e à introdução da partilha de produção. Ao final, são destacados os principais desafios decorrentes da convivência entre as duas modalidades de contratação: concessão e partilha de produção.

Palavras-chave: regulação, contratos, petróleo e gás natural, pré-sal, agências reguladoras.

Introdução

Na segunda metade dos anos de 1990, foi implementado no Brasil um modelo de liberalização econômica, com a extinção de políticas protecionistas, a promoção de reformas voltadas para o mercado e a criação das agências reguladoras setoriais. No caso da indústria do petróleo e gás natural nacional, a partir da promulgação da Lei do Petróleo (Lei n.º 9.478/97), foi instituído um novo modelo de atuação e organização do Estado, promovendo significativas mudanças institucionais. O novo marco legal então implementado, além de criar a atualmente denominada Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), modificou o ambiente regulatório setorial e instituiu o regime de concessão para contratação de empresas interessadas em exercer as atividades de exploração e produção de petróleo e gás no país, flexibilizando o monopólio estatal.

Neste contexto, o presente estudo busca verificar a evolução da indústria nacional do petróleo e gás natural, particularmente no segmento de *upstream*, à luz do contrato de concessão, considerando seu regime de incentivos específicos. A análise dos resultados do modelo implementado na segunda metade da década de 1990 e sua aderência aos objetivos propostos será desenvolvida a partir da observação de diversos indicadores setoriais, como as rodadas de licitações realizadas pela ANP.

¹ As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.

Por outro lado, importa notar que, a partir de 2007, em seguida à descoberta de hidrocarbonetos na camada denominada de pré-sal e considerando as significativas perspectivas positivas quanto ao potencial de produção de petróleo na região, iniciou-se um processo de revisão do marco regulatório da Lei do Petróleo, o qual culminou com sua revisão ao final de 2010, provocando o redesenho institucional da

regulação de petróleo e gás no *upstream* brasileiro. Neste contexto, com a inserção da partilha de produção como modalidade contratual para as áreas consideradas estratégicas, admitiu-se a coexistência de dois tipos de contratos, cada um com características e regimes de incentivo específicos.

Assim, a atual ambiente regulatório do setor de petróleo e gás natural brasileiro ampliou a complexidade regulatória, introduzindo novos agentes e atribuições, além de refletir a convivência de dois regimes contratuais com objetivos distintos. A luz deste cenário, o trabalho também serão identificados os desafios regulatórios decorrentes da mencionada maior complexidade regulatória, em especial no que tange aos aspectos de coordenação institucional requeridos a partir da do modelo de partilha de produção.

A Lei do Petróleo e o Contrato de Concessão

Leite (2007), em sua obra de referência, observa que o processo de reforma no Brasil na década de 1990 foi influenciado pela ideologia liberal das principais economias mundiais e teve como pano de fundo a predominância da tese de que os países, independentemente do grau de desenvolvimento econômico, deveriam orientar suas políticas para o estímulo ao livre mercado e para a redução da dimensão do Estado, em especial no que tange a sua intervenção na economia.

Por sua vez, Guerra (2012) explicita que o movimento reformista vivenciado na última década do século passado encontrava respaldo já no texto constitucional de 1988, o qual pautou a ordem econômica sobre o princípio da livre iniciativa, cabendo ao Estado o papel de agente normativo e regulador por meio das funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo o caráter de tal planejamento determinante para o setor público e indicativo para o privado². Mais explicitamente, a Constituição promulgada após a ditadura militar qualificou como exceção a execução direta das atividades pelo Estado, ressalvados os casos de segurança nacional ou de relevante interesse coletivo³, admitindo a realização de licitações para a concessão de atividades identificadas como serviços públicos⁴. Na visão do autor, as mudanças de cunho liberal, voltadas para o mercado, manteriam a influência do Estado naquelas atividades, todavia, a “[...] *tradicional participação direta (como Estado-Empresário) foi substituída por uma intervenção primordialmente de regulação*” (GUERRA, 2012, p. 94).

A nova ordem econômica deveria garantir as condições para a livre atuação da iniciativa empresarial privada, com políticas orientadas à redução do papel Estado frente à realidade do mundo globalizado. Privatizações, flexibilização de monopólios estatais e concessão de serviços públicos ao setor privado mostraram-se medidas necessárias e compatíveis com a reorganização da economia nacional. Assim, com a finalidade de reduzir os déficits públicos e atrair investimentos privados, o Estado passaria a adotar uma nova forma de atuação nas atividades econômicas, saindo do papel de interventor/produtor para a função de regulador, baseando-se em estruturas funcionais e burocráticas diferenciadas.

Ramalho (2009), discutindo o processo de criação das agências reguladoras no país e avaliando o desenho institucional então implementado, explicita que o processo de privatização e as reformas constitucionais realizadas em 1995⁵ tinham como objetivo “[...] *aperfeiçoar o arranjo institucional e o funcionamento do*

² “Art. 174. Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado” (BRASIL, 1988).

³ “Art. 173. Ressalvados os casos previstos nesta Constituição, a exploração direta de atividade econômica pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, conforme definidos em lei”. (BRASIL, 1988).

⁴ “Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos” (BRASIL, 1988).

⁵ Dentre as Emendas Constitucionais (EC) editadas em 1995, destacam-se: EC n.º 05/95, que flexibilizou a exploração de gás canalizado; EC n.º 06/95, que acabou com a distinção entre capital privado e nacional; EC n.º 07/95, que abriu a navegação cabotagem ao capital privado; EC n.º 08/95, que flexibilizou o monopólio dos serviços de telecomunicações e radiodifusão; e a EC

Estado brasileiro” (RAMALHO, 2009, p.125), de modo a modificar a forma de intervenção do Estado na economia e gerar um novo padrão de relação entre o Estado e os agentes econômicos. Para o autor, as reformas promovidas durante o governo Fernando Henrique Cardoso redirecionaram a atuação do Estado e promoveram a adoção de um novo desenho institucional que refletisse o modelo de regulação de mercados. Nesta perspectiva, Guerra (2012) ressalta que as Emendas Constitucionais de 1995 permitiram

forte avanço das privatizações, uma vez que representaram mudanças importantes na matriz constitucional de setores estratégicos da economia, como telecomunicações e energia.

No contexto de implementação de reformas no Estado brasileiro, tanto administrativas quanto econômicas, a alteração da legislação vigente foi o ponto de partida formal para o redesenho institucional de cada setor de atividade. Assim, a partir da ótica da indústria do petróleo e gás natural brasileira, o fato precursor mais relevante foi, certamente, a aprovação da Emenda Constitucional (EC) n° 09, promulgada em 09 de novembro de 1995, que dava nova redação ao parágrafo 1° do artigo 177 da Constituição Federal, permitindo que as atividades da indústria do petróleo, de monopólio da União, até então desenvolvidas exclusivamente pela Petrobras, pudessem ser realizadas por empresas estatais e privadas.

Em seu texto original, o parágrafo único do artigo 177 dispunha que as atividades de pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; de refinação do petróleo; de importação e exportação de petróleo e derivados; e o transporte marítimo e por dutos do petróleo bruto e de derivados produzidos no País constituíam-se monopólios da União, sendo vedada a cessão ou concessão de qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural (BRASIL, 1988).

Todavia, com a promulgação EC n° 09, de 1995, alterou-se este artigo, quebrando o monopólio da União quanto ao exercício das atividades da indústria do petróleo e possibilitando à União contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades citadas nos incisos I a IV do artigo 177. Em especial, ficou previsto ainda que, dentre as condições para a efetivação da mencionada contratação, estava a necessidade de criação, por meio de lei específica, do órgão regulador do monopólio da União. (BRASIL, 1995c).

Assim, a partir das alterações verificadas nas diretrizes políticas governamentais, a criação de um novo órgão regulador para a indústria nacional de petróleo e gás mostrou-se uma consequência natural e necessária às reformas políticas e econômicas implementadas no Brasil. Deste modo, visando regulamentar as alterações promovidas pela EC n° 09/95, a Lei do Petróleo concebeu um novo desenho institucional para o setor, criando a ANP e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e redefinindo o papel a ser exercido pela Petrobras no ambiente não monopolizado.

Do ponto de vista institucional, coadunando-se com a abordagem trazida por Rodrik (2004), a reforma regulatória brasileira verificada no final da década de 1990, embora apresentasse características espelhadas na experiência internacional, foi também um processo idiossincrático e que considerou o contexto econômico, político e social nacional. Ao mesmo tempo, percebe-se o enraizamento de uma nova concepção da forma de intervenção do Estado na economia, conforme manifestado pelo governo brasileiro na Exposição de Motivos (EM) enviada ao Congresso Nacional com vistas a alterar o texto constitucional. De acordo com as contribuições teóricas de North (2005), é possível verificar que a natural posição dominante do poder Executivo permitiu a condução das mudanças legais que objetivaram a flexibilização do monopólio estatal sobre as atividades de petróleo e gás natural.

De acordo com teor da EM, a criação de um marco legal voltado à regulação da indústria petrolífera nacional, nos moldes propostos, demonstrava a maturidade da respectiva indústria no país, a qual se encontrava apta a permitir uma interação equilibrada entre o Estado e a iniciativa privada, possibilitando, com isso, atrair novos investimentos. Mantido o monopólio da União sobre o petróleo, o projeto de lei tinha um duplo objetivo: “[...] *permitir o acesso de quaisquer empresas interessadas em investir no setor, sem discriminações ou favorecimentos, e proporcionar à Petrobras condições de plena atuação nesse*

n.º 09/95, que flexibilizou o monopólio de exploração de petróleo e gás natural. Esta última será objeto de maior detalhamento ao longo do presente estudo.

novo cenário competitivo, liberando-a dos pesados encargos extra-empresariais que a sua natureza, até então monopolista, lhe impunha” (BRASIL, 1996). A proposta do governo contemplava a Petrobras no regime de livre competição com outras empresas, estatais ou privadas, e, para tanto, teve como preocupação proporcionar maior flexibilidade à estatal, permitindo a criação de subsidiárias e a adoção de procedimento licitatório simplificado.

No que tange à ANP, esta foi concebida tanto como órgão executor direto do monopólio, representando a União, quanto como regulador da indústria do petróleo e gás, dotado de autonomia e “*atuação fortemente descentralizada*”, com a função de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da respectiva indústria (BRASIL, 1996). Previa-se também a criação de um Conselho com a finalidade de assessorar a Presidência da República, o qual viria a denominar-se

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Assim, o CNPE foi concebido como um órgão de caráter consultivo e não executivo, o que sinalizou a intenção do governo em reduzir as possibilidades de interferências políticas no processo de regulação econômica. A leitura do artigo 2º da Lei do Petróleo demonstra que suas deliberações possuíam apenas um caráter propositivo, por exemplo, sugerindo a adoção de políticas ao Presidente da República, estabelecendo diretrizes para o uso e comercialização de derivados e submetendo medidas ao Congresso Nacional, neste caso quando da necessidade da criação de subsídios para a garantia do suprimento de insumos energéticos a diferentes regiões.

Por outro lado, no âmbito da atuação da Petrobras no novo desenho institucional, não monopolizado e aberto ao capital privado internacional, é possível identificar que a legislação preocupou-se em ratificar que a livre competição deveria reger as ações da empresa no Brasil e, mais do que isso, que a Petrobras poderia agir livremente no exterior, sozinha ou em parceria com outras empresas estrangeiras. Em consonância com as características da reforma implementada, os parágrafos 1º e 2º do artigo 61 da Lei do Petróleo deixaram claro que as condições de mercado pautariam as estratégias adotadas pela empresa nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás, nacional e internacionalmente.

Por seu turno, a participação do Ministério de Minas e Energia (MME) no modelo então criado ficou restrita à presidência do CNPE. Deste modo, o Ministério passou a ter uma função apenas administrativa, limitando-se à questão orçamentária da ANP, sem qualquer atribuição de execução ou atuação direta no setor. A Agência passou a centralizar as deliberações e a elaboração de normas correspondentes à indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis no país, cabendo a ela, ainda, implementar as políticas energéticas definidas pelo governo.

No que concerne às atribuições da Agência, vale destacar que o princípio do Estado regulador estava ratificado nos termos da lei, especialmente no inciso primeiro do artigo 8º, o qual definiu a Agência como responsável pela implantação, em sua esfera de atribuições, da política energética nacional, devendo enfatizar a “[...] *garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional* [...]” e a “[...] *proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos* [...]” (BRASIL, 1997b). Por outro lado, o inciso nove do mesmo artigo conferiu à ANP a preocupação com o cumprimento das boas práticas de conservação e uso racional de energia e preservação do meio ambiente. Assim, pela primeira vez, a lei atribuía mais claramente ao regulador o papel de mediador de conflitos e zelador dos interesses da sociedade, do que de interventor na atividade econômica.

O novo marco preocupou-se em manter com o Estado os poderes de anuir sobre as atividades integrantes da indústria do petróleo, devendo os agentes econômicos públicos e privados se submeterem aos regulamentos publicados pelo órgão regulador então criado. Portanto, embora a redefinição de atribuições tenha introduzido elementos que garantissem menor intervenção direta do Estado na economia e proporcionassem um ambiente mais estável à atração do investimento privado, o Estado, por meio da ANP, continuou com a atribuição de autorizar e fiscalizar o exercício das atividades da indústria e do abastecimento nacional de combustíveis, assim como de aplicar as sanções administrativas cabíveis e de elaborar os editais e licitar as concessões de blocos exploratórios.

Do ponto de vista da hierarquia administrativa, embora a ANP tenha sido criada mantendo o vínculo com o MME, a Agência foi instituída sob o regime jurídico de autarquia especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, assegurando relativa

independência decisória, mesmo tendo que seguir as diretrizes do CNPE. Tal vinculação com o MME, embora obrigatória na formação do Estado brasileiro, criou certa dependência no que concerne à liberação de verbas para a contratação de funcionários ou realização de estudos e pesquisas, já que tais recursos poderiam vir a ser contingenciados a critério do MME, que possuiu poder de decisão sobre a liberação total ou parcial dos recursos aprovados no orçamento da União. A despeito disso, sob a ótica regulatória, esta nova concepção foi bastante positiva para sinalizar ao mercado as intenções da política econômica do governo e transmitir um ambiente de maior credibilidade e segurança institucional.

Ademais, é interessante observar que no desenho institucional resultante da Lei do Petróleo, coube à ANP a responsabilidade de controlar o recolhimento das participações governamentais (bônus de assinatura; *royalties*; participação especial; pagamento pela ocupação ou retenção de área), incluindo o cálculo dos valores a serem pagos pelos concessionários a título de *royalties* e participações especiais, bem como dos montantes a serem distribuídos aos respectivos beneficiários, conforme disposto em legislação específica (GUTMAN; LEITE, 2003).

A Lei do Petróleo também ratificou que os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, incluindo a parte em mar, continuavam pertencendo à União, assim como a atividades descritas nos incisos de I a IV do artigo 177 da Constituição Federal permaneciam sendo monopólios do Estado brasileiro. O artigo 5º da Lei, no entanto, regulamentava o modelo de contratação das empresas interessadas em exercer tais atividades, instituindo o regime de concessão ou autorização. Mais especificamente nos casos de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, a Lei dispôs em seu artigo 23 que as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural deveriam ser exercidas mediante Contratos de Concessão, precedidos de licitação, cabendo à ANP a definição dos blocos a serem ofertados em tal modalidade contratual.

É interessante observar, portanto, que nesta nova concepção, a ANP tornou-se não apenas a única entidade responsável por todas as atividades correlacionadas à gestão, regulação e fiscalização dos contratos assinados entre as empresas concessionárias e a União, mas também o órgão responsável pela definição dos blocos que seriam objeto de licitação com vistas à concessão. Ou seja, ainda que polêmico e sujeito a questionamentos jurídicos, de acordo com texto da Lei, o poder de outorgar estava delegado à Agência, o que retirava do Ministério a atribuição de definição dos blocos e áreas a serem licitadas e invertendo, por completo, a política setorial, antes plenamente controlada pelo governo.

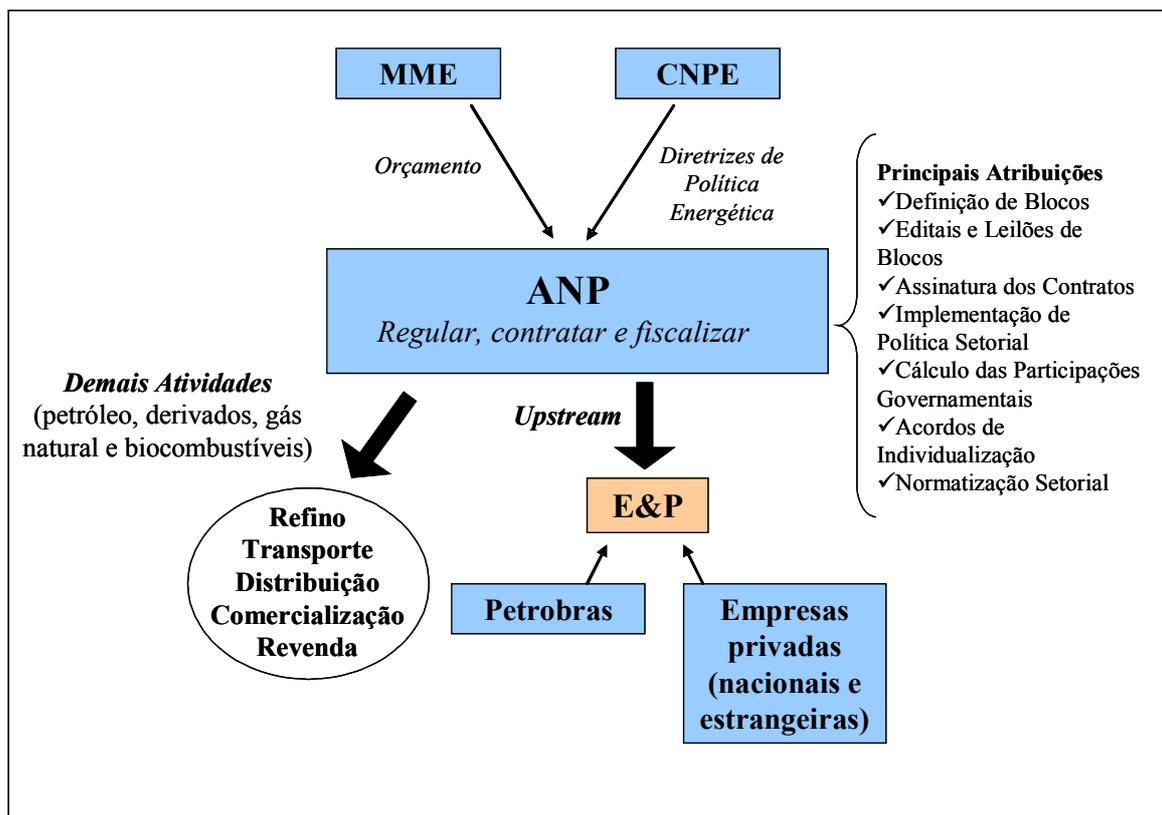
Além de toda a regulação da indústria de petróleo e gás passar a ser executada por uma agência independente e dotada de atribuições claramente definidas em lei, o próprio regime de exploração dos blocos por meio de contratos de concessão assegurava maior estabilidade e criava fortes incentivos ao investimento privado, ainda que os riscos da atividade fossem totalmente assumidos pelo concessionário. Isto porque, na hipótese de sucesso exploratório, o produto da lavra seria de sua propriedade, conforme explicitado no artigo 26 da Lei.

À luz do exposto, portanto, notamos que o novo aparato legal modificava de forma significativa o desenho institucional e o modelo regulatório anteriormente vigentes. O novo órgão criado pelo governo federal, a ANP, fora concebido como uma autarquia federal, dotado de uma direção colegiada e tendo por atribuições: a garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, a elaboração de editais e a promoção de licitações para as concessões na área de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, além da fiscalização e regulamentação das atividades da indústria do petróleo, seus derivados, gás natural e álcool combustível.

Importa ressaltar ainda que, em 2005, a Lei nº 11.097 alterou alguns dispositivos da Lei do Petróleo ampliando as atribuições da ANP para todos os chamados biocombustíveis. A partir de então o órgão regulador da indústria do petróleo passara também a regular, normatizar e fiscalizar as atividades relativas à produção, estocagem, distribuição e revenda de biodiesel, combustível de origem vegetal ou animal que viria a ser adicionado ao diesel compulsoriamente a partir de janeiro de 2008. Estava determinado que a ANP seria a executora do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel criado pelo Governo Federal, devendo seguir as diretrizes emanadas do CNPE.

Assim, o novo desenho institucional passou a ser compatível com a estabilidade necessária à atração do capital privado e à minimização dos riscos de interferência política ou de mudanças constantes de regras e, neste cerne, a ANP detinha as condições requeridas para a essencial harmonia entre o modelo regulatório brasileiro e a liberalização econômica então implementada no país.

A Figura 1 ilustra os atores integrantes do ambiente regulatório da indústria do petróleo e gás natural no Brasil após as reformas ocorridas no final da década de 1990.



Fonte: Elaboração própria

Figura 1 – Principais atores do ambiente regulatório após a Lei do Petróleo

É interessante notar que o processo de reforma alterou o ambiente regulatório setorial, permitindo a entrada de novos atores, como empresas privadas, estrangeiras ou nacionais, nas atividades de exploração e produção (E&P), bem como criando e redistribuindo competências. Por exemplo, a criação do CNPE como órgão formulador das diretrizes de política energética e da ANP como órgão regulador das atividades de petróleo e gás natural no país, em especial daquelas relativas ao monopólio estatal então existente antes da EC nº 09/95, o qual era exercido pela Petrobras, representou uma forte modificação no ambiente regulatório setorial.

Desta forma, à luz desta nova configuração do desenho institucional e do ambiente regulatório do segmento do *upstream* de petróleo e gás nacional, apresentaremos a análise dos principais resultados do modelo então instituído e aplicado às atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, considerando o contrato de concessão como elemento condensador das regras e dos mecanismos de incentivo voltados ao atendimento dos objetivos da reforma.

O Contrato de Concessão e seus resultados

No âmbito da reforma regulatória vivenciada pela indústria nacional de petróleo e gás natural a partir da promulgação da Lei do Petróleo, criando um novo desenho institucional e introduzindo o contrato de

concessão, torna-se relevante identificar o regime de incentivos reproduzidos pelo respectivo contrato, bem como avaliar os resultados do novo modelo nas atividades de E&P, por da observação de diversas variáveis do setor de petróleo e gás natural no Brasil.

Como vimos anteriormente, o artigo 23 da Lei do Petróleo dispôs que as atividades de exploração e produção de petróleo e gás passariam ser executadas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação a ser realizada pela ANP e de acordo com as regras por ela estipuladas no respectivo edital. Assim, uma vez flexibilizado o monopólio estatal e instituído um novo desenho institucional da regulação de petróleo e gás no país, tal modalidade contratual buscou compatibilizar-se com os objetivos do governo em atrair o capital privado e ampliar os investimentos em atividades exploratórias.

Ao mesmo tempo, a criação de uma agência reguladora independente, nos moldes apresentados na seção anterior, com competência para administrar os direitos da União no que tange à exploração e produção de petróleo e gás natural em todo o território nacional⁶, procurou reduzir as condições de interferência do governo nos contratos a serem firmados, especialmente em função dos elevados custos afundados incorridos pelas empresas e que são inerentes às atividades relacionadas ao segmento de *upstream*.

Assim, inicialmente, com vistas a analisar o regime de incentivos da modalidade contratual estabelecida após a Lei do Petróleo, as contribuições trazidas por Johnston (1994) expõem a relação entre os sistemas fiscais (mecanismos e formas de tributação e apropriação de renda, no caso, a renda petrolífera, os quais estão associados à modalidade de contrato aplicada a cada caso) aplicáveis e os objetivos a serem atingidos em cada tipo de contrato. Segundo o autor, tendo em vista o valor dos recursos naturais e o fato de que, em geral, estes são considerados estratégicos e limitados, os governos sempre estiveram fortemente preocupados com o desenvolvimento de formas e mecanismos de tributação que pudessem ser eficientes na apropriação de renda. Neste sentido, no que tange aos recursos petrolíferos, existe uma grande diversidade de regimes contratuais voltados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção, os quais procuram refletir os objetivos dos governos e as características das áreas geológicas.

Ao discutir tal problemática, Johnston (1994) explicita os aspectos legais e operacionais das modalidades de contratos e regimes fiscais, destacando a relação entre governo e empresas atuantes da indústria do petróleo e gás. Além disso, salienta que alguns países utilizam mais de um sistema fiscal, especialmente durante períodos de transição e que, no entanto, em todas as modalidades de contrato, a principal questão abordada é o sistema fiscal aplicável, ou seja, como, por quem e em que nível dar-se-á a apropriação da renda econômica⁷ auferida com a atividade. Tal renda econômica do petróleo é o grande objeto de atenção por parte dos governos nos diferentes tipos de sistemas fiscais vigentes, de modo que o objetivo principal é maximizar o aproveitamento econômico dos recursos e, conseqüentemente, a participação do Estado na apropriação do referido excedente, a qual pode se dar de diferentes formas⁸. Todavia, no que tange à capacidade de apropriação do excedente, o autor pondera que: “[t]he problem in determining how to capture rent efficiently is that nine of 10 exploration ventures are unsuccessful. The profit margin for petroleum industry must be large enough to accommodate the failures. Developing fiscal terms must account for this risk”. (JOHNSTON, 1994, p. 6).

As modalidades de contratação também estão relacionadas aos riscos da atividade de exploração em determinada região, o que pode ser traduzido pela probabilidade de sucesso na produção do hidrocarboneto. Neste sentido, se, por um lado, as empresas de petróleo podem diversificar os riscos atuando em diversos países e áreas geológicas, por outro, os governos não têm a mesma capacidade e, por este motivo, devem estar preocupados com os regimes de incentivos correspondentes a cada sistema fiscal. Johnston (1994) destaca, então, a existência de um *tradeoff* entre a aversão ao risco e a propensão a

⁶ Conforme artigo 21 da Lei do Petróleo.

⁷ Definida por Johnston (1994) como a diferença entre o valor da produção e os custos de extração do recurso natural, sendo tais custos compostos pelas atividades exploração, desenvolvimento, operação do campo, somando-se aos custos a parte correspondente à remuneração do capital da indústria do petróleo.

⁸ Exemplificando, podemos citar, dentre outros, bônus de assinatura, taxas específicas (*royalties*) ou partilha de produção. Como vimos, os dois primeiros são exemplos de apropriação de renda pelo Estado que foram instituídos pelo art. 45 da Lei do Petróleo (art. 45), tomando por base o contrato de concessão.

divisão de riscos entre governos e empresas. Quanto maior as incertezas relacionadas aos aspectos geológicos, tecnológicos e políticos de determinada área a ser explorada, menor tende a ser a repartição da renda petrolífera, de modo a compensar os riscos associados ao potencial insucesso exploratório e a permitir a atração de empresas privadas para o exercício das atividades.

Adicionalmente, é importante explicitar que, considerando o objetivo dos governos de maximizar sua parcela de apropriação da renda econômica petrolífera, o que perpassa pelo estímulo às atividades de exploração e desenvolvimento, o autor salienta que os sistemas fiscais devem ser planejados de modo a: (i) assegurar um retorno justo para empresa e Estado; (ii) evitar especulação indevida; (iii) limitar a burocracia administrativa; (iv) oferecer flexibilidade; e (v) criar um ambiente competitivo e com maior eficiência dos mercados. No que concerne aos objetivos das empresas, por sua vez, o foco está em identificar campos de petróleo atrativos e rentáveis, que possibilitem a maximização das margens de lucros e minimização dos custos associados à exploração, desenvolvimento e produção (JOHNSTON, 1994, p. 17-18).

Assim, ao examinarem os marcos regulatórios da indústria de petróleo e gás no mundo, Tolmasquim e Pinto Jr. (2011) explicitam que o regime vigente no Brasil após a Lei do Petróleo passou a ser a concessão pura, que tem como característica principal o fato de que a propriedade do recurso produzido é transferida para a empresa concessionária após sua extração do subsolo. Neste tipo de contrato, o Estado concede a titularidade do produto da lavra à empresa e, em troca, exige o cumprimento de obrigações que podem ter caráter fiscal ou não fiscal. No primeiro caso, como ocorre no modelo brasileiro, incluem-se as participações governamentais (bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área). Já com relação às contrapartidas não fiscais, podemos destacar a exigências de execução de compromissos exploratórios mínimos, de conteúdo local mínimo para a aquisição de bens e serviços no país, de realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em formação de recursos humanos.

Pinto Jr. e Iooty (2010) também salientam que, na ótica contratual da concessão pura, a característica de maior relevância é a transferência de propriedade, ao concessionário, do volume de hidrocarboneto produzido. Tal aspecto, inclusive, é importante na atratividade dos investimentos privados, uma vez que, conforme ocorre no Brasil, as empresas vencedoras da licitação obrigam-se a explorar a área por sua conta e risco, assumindo a responsabilidade e os ônus relativos às atividades realizadas, inclusive aqueles decorrentes de eventuais indenizações por danos ambientais causados. Neste sentido, vale lembrar que este regime de incentivo do contrato de concessão aplicado no Brasil coaduna-se com os objetivos das reformas implementadas no final da década de 1990, bem como se compatibiliza com a percepção, à época, de que era elevado o risco exploratório das bacias sedimentares⁹ brasileiras.

Assim, de modo a destacar os principais aspectos relacionados ao regime de incentivos introduzidos pela Lei do Petróleo e incorporados ao contrato de concessão de blocos exploratórios de petróleo e gás, a Tabela 1 mostra uma descrição dos principais elementos presentes no arcabouço normativo implementado a partir do novo modelo, os quais se compatibilizam com os objetivos da reforma regulatória e com o novo desenho institucional.

⁹ Nos termos das definições da Lei do Petróleo, bacias sedimentares são depressões da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não.

Tabela 1 – Regime de incentivos na Lei do Petróleo e no Contrato de Concessão

Regime de Incentivo	Instrumento	Dispositivo Lei do Petróleo/Contrato de Concessão (CC) ¹	Objetivo Principal
Flexibilização do Monopólio Estatal	Adoção do Contrato de Concessão para as atividades de E&P de Petróleo e Gás	Arts. 1º, inc. X; 23; e 83 da Lei 9.478/97 e o Contrato de Concessão (íntegra)	Estimular a entrada de empresas privadas e aumentar os investimentos
Licitação para as atividades de E&P de Petróleo e Gás	Elaboração de editais e promoção de licitações, de acordo com critérios técnicos, jurídicos e financeiros	Arts. 1º, inc. X; 8º, inc. IV; 25; e 37 da Lei 9.478/97 e o Edital de Licitação	Promover a livre concorrência e ampliar a competitividade
Modalidade de apropriação da renda petrolífera pelo concessionário	Recursos petrolíferos produzidos são de propriedade do concessionário	Art. 26 da Lei 9.478/97; e Cláusula 2º do CC	Assegurar atratividade ao investidor privado, haja vista o elevado risco exploratório e o fato do concessionário assumir, em caráter exclusivo, todos os custos e riscos relacionados com a execução das atividades
Regime fiscal aplicável às atividades de E&P	Bônus de Assinatura	Arts. 41, inc. II; 45; e 46 da Lei 9.478/97 e Cláusula 23ª do CC	Estimular a concorrência na aquisição dos blocos licitados e selecionar a empresa com maior comprometimento com os investimentos em atividades de exploração
	Royalties	Arts. 45 e 47 da Lei 9.478/97 e Cláusula 23ª do CC	Apropriação de parte da renda petrolífera pelo Estado; compensação financeira pelos impactos territoriais e ambientais; produção e promoção de justiça intergeracional; remuneração à sociedade de exploração de recurso não renovável (SERRA; PATRÃO, 2003)
	Participações Especiais	Arts. 45 e 50 da Lei 9.478/97 e Cláusula 23ª do CC	Ampliar a apropriação da renda petrolífera pelo Estado nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade
	Taxa de Retenção ou Ocupação de Área	Arts. 45 e 51 da Lei 9.478/97 e Cláusula 23ª do CC	Minimizar a retenção de áreas que não estejam sendo objeto de esforços exploratórios por parte dos concessionários
Estímulo às atividades exploratórias	Programa Exploratório Mínimo (PEM) a ser executado pelo concessionário	Arts. 37, inc. I; 41, inc. II; e 43, inc. II, da Lei 9.478/97 e Cláusula 5ª do CC	Garantir e maximizar a realização de atividades exploratórias objeto de concessão
Desenvolvimento da indústria nacional de bens e serviços	Comprometimento com Conteúdo Local mínimo a ser cumprido pelo concessionário	Arts. 37, inc. I; 41, inc. II; e 43, inc. II, da Lei 9.478/97 e Cláusula 20ª do CC	Incrementar, em bases competitivas, a participação da indústria nacional de bens e serviços nos projetos de E&P de petróleo e gás natural

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) tecnológico para atividades de E&P	Obrigatoriedade de realização de investimentos em atividade de P&D	Art. 8º, inc. X da Lei 9.478/97 e Cláusula 24ª do CC	Estimular os investimentos em P&D voltados ao desenvolvimento de inovações tecnológicas para as atividades de E&P de Petróleo e Gás
Formação de Recursos Humanos para atividades de E&P	Concessão de Bolsas de Estudo (nível técnico e superior)	Arts. 1º, inc. II; e 8º, inc. X da Lei 9.478/97	Garantir os investimentos necessários à formação de recursos humanos e mão-de-obra especializada
Conhecimento das bacias sedimentares brasileiras	Promoção de estudos geológicos, geofísicos e geoquímicos dos sistemas petrolíferos	Art. 8º, inc. II da Lei 9.478/97	Ampliar o conhecimento do potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras, inclusive com vistas à seleção para oferta em licitações de blocos

Nota: (1) Para fins de indicação da cláusula respectiva, foi utilizado como parâmetro o contrato de concessão da Rodada 10 promovida pela ANP.

Fonte: Elaboração própria

Deste modo, à luz dos objetivos da reforma e das características do regime de incentivos presente no contrato de concessão instituído pela Lei do Petróleo, buscaremos identificar, na seção seguinte, os principais indicadores dos resultados alcançados no setor de petróleo e gás natural desde a criação da ANP e o início das rodadas de licitação de blocos exploratórios¹⁰ até os dias atuais, comparando-os, de acordo com os dados disponíveis, com o período anterior, antes da flexibilização do monopólio estatal.

Os resultados do contrato de concessão: indicadores do setor de E&P

Tendo como pano de fundo o regime de incentivos exposto anteriormente, esta seção propõe-se a destacar os dados relativos às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no âmbito nacional, considerando as regras regulatórias vigentes no país após o processo de reforma que culminou com a promulgação da Lei do Petróleo. Neste contexto, os indicadores ora apresentados mostram-se, em especial, resultantes da adoção do contrato de concessão para o exercício das atividades de *upstream* e permitem avaliar a evolução da indústria petrolífera brasileira ao longo dos últimos anos, a partir da análise das atividades relativas à exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Sobre este aspecto, é interessante notar que os indicadores explicitados não estão (e nem podem estar) dissociados do desenho institucional em que estão submetidos. Da mesma forma, é o ambiente regulatório que denota tanto as condições de interação entre os respectivos atores políticos integrantes, quanto influencia o processo de tomada de decisão. Neste ambiente, as regras e ações implementadas pelo órgão regulador setorial, no caso a ANP, dotada de características e competências legais específicas, têm o papel fundamental, porém não isolado, de ordenar, direcionar e criar os incentivos requeridos à obtenção de determinados objetivos.

Sendo assim, como ponto de partida, observaremos os principais resultados das rodadas de licitações de blocos exploratórios realizadas pela ANP, todas submetidas ao contrato de concessão instituído pela Lei do Petróleo, assim como ao processo público de concorrência e seleção de empresas interessadas ao exercício das atividades econômicas antes sujeitas e restritas ao monopólio estatal, então desempenhado pela Petrobras. A tabela 2 apresenta o resultado das rodadas de licitação considerando o tipo de empresa participante.

¹⁰ No que tange ao escopo analítico das rodadas de licitação promovidas pela ANP, o presente trabalho restringe-se às rodadas de blocos considerados com risco exploratório, não sendo objeto de exame os resultados das rodadas referentes aos blocos contendo “Áreas Inativas com Acumulações Marginais”, as quais correspondem a áreas com descoberta de petróleo ou gás natural previamente conhecidas, porém que não tiveram iniciada a sua produção ou onde a mesma foi interrompida por falta de interesse econômico. Assim, sempre que possível, serão subtraídos dos valores totais aqueles relativos às licitações dos respectivos blocos. Nota-se que, até hoje, foram realizadas duas rodadas de licitações de acumulações marginais, nos anos de 2005 e 2006.

Tabela 2 – Resultado das rodadas de licitação de blocos exploratórios por tipo de empresa participante (nacional ou estrangeira)

Rodadas de Licitação	Rodada									
	1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008	2013
Bacias Sedimentares	8	9	12	18	9	12	14	9	7	11
Blocos Licitados	27	23	53	54	908	913	1.134	271	130	289
Blocos Concedidos	12	21	34	21	101	154	242	108	40	142
Concedidos/Licitados	44,40%	91%	64,20%	38,90%	11,10%	16,90%	21,20%	39,90%	30,80%	49,13%
Empresas Habilitadas ¹	38	44	42	29	12	24	44	61	40	64
Nacionais	3	4	5	4	3	8	19	30	24	17
Estrangeiras	35	40	37	25	9	16	25	31	16	47
Empresas Ofertantes	14	27	26	17	6	21	32	42	23	39
Nacionais	1	4	4	4	2	7	14	25	18	12
Estrangeiras	13	23	22	13	4	14	18	17	5	27
Empresas Vencedoras	11	16	22	14	6	19	30	36	17	30
Nacionais	1	4	4	4	2	7	14	20	12	12
Estrangeiras	10	12	18	10	4	12	16	16	5	18
Novos Operadores	6	6	8	5	1	1	6	11	2	6

Nota: (1) Empresa que cumpriu todos os requisitos para apresentação de oferta (qualificação + pagamento da taxa de participação + garantia de oferta). (2) A Rodada 8, realizada em 2006, não chegou a ser concluída, inicialmente, em função de questionamentos jurídicos acerca das regras editalícias e, posteriormente, por decisão do governo de cancelar a licitação dos blocos propostos à época. (2) Na relação Concedidos/Licitados, para o ano de 2013, foram considerados no numerador os blocos arrematados.

Fonte: elaboração própria a partir de dados ANP (2011b, 2013)

Desde o início de suas atividades, a ANP já realizou e concluiu onze rodadas de licitação de blocos exploratórios, sendo ofertados cerca de 3800 blocos em diferentes bacias sedimentares brasileiras, em terra e em mar, dos quais 875, cerca de 23%, foram arrematados e concedidos. Tais rodadas representaram um novo pré-requisito para exercício das atividades exploratórias e de produção de petróleo e gás natural, compatibilizando-se com o modelo de contrato de concessão, bem como fomentando a concorrência no momento de seleção das empresas concessionárias e assegurando maior estabilidade e transparência aos contratos a serem firmados com o Estado brasileiro. Isto porque as regras de participação são de conhecimento público, assim como o processo de escolha das empresas, o qual se baseia em critérios jurídicos, financeiros e técnicos estabelecidos de acordo com o edital correspondente a cada rodada. Tal conjunto de regras, conduzido e elaborado pela ANP, tende, por um lado, a garantir tratamento isonômico aos participantes e a minimizar a ocorrência de comportamentos oportunistas por parte do governo e, por outro, possibilita a definição de um regime de incentivos com efeitos já durante o processo de seleção das empresas vencedoras, por meio dos mecanismos de pontuação das ofertas apresentadas.

Portanto, no que tange ao perfil das empresas participantes, a Tabela 2 indica o número de empresas habilitadas, ofertantes e vencedoras em cada rodada, por qualificação (nacional ou estrangeira), bem como aquelas que se caracterizaram como novos operadores. À luz dos objetivos da reforma, dentre os quais o de atrair investimentos externos e empresas privadas para as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos, é interessante notar, primeiramente, os resultados obtidos durante as primeiras quatro rodadas. Neste período, percebe-se forte interesse de empresas estrangeiras já na Rodada 1, quando foram habilitadas 35 empresas frente a apenas 3 nacionais. Tal prevalência de empresas estrangeiras frente às nacionais fica ratificada quando analisamos o número de ofertantes e de vencedores, conforme observado na Tabela 2. Por exemplo, na rodada 3, a quantidade de vencedoras estrangeiras e nacionais atingiu, respectivamente, a relação de 18 para 4. Esta estatística pode ser explicada pelo fato de que, até a Lei do Petróleo, a Petrobras era a exclusiva empresa operadora das atividades de exploração e produção no país e, portanto, a única com capacidade técnica e profissional para o exercício de tais atividades. No âmbito internacional, no entanto, era notória a existência de empresas com *expertise* no segmento de E&P que, no contexto das licitações realizadas pela ANP, vislumbraram a possibilidade de expandir suas atividades

de produção de petróleo e gás natural, individualmente ou em parceria com outras empresas¹¹, inclusive a própria Petrobras, uma vez que esta detinha maior conhecimento das bacias sedimentares brasileiras¹². Ainda neste período de 1999 a 2002, notamos a entrada de novos operadores na indústria nacional do petróleo e gás, totalizando 25 novas empresas durante as quatro primeiras rodadas. Este comportamento demonstra um interessante indicador da atratividade do país ao capital privado após a abertura econômica e a flexibilização do monopólio.

Em 2003, durante a Rodada 5, é possível verificar uma redução do número total de participantes, tanto nacionais quanto estrangeiros, sendo que estes permaneceram em quantidade superior às manifestações de interesse de empresas nacionais. No mesmo ano, foi identificada a entrada de mais um novo operador. Entretanto, nas rodadas 6 a 10 percebe-se um acréscimo progressivo de empresas nacionais nas licitações de blocos exploratórios realizadas pela ANP. Já em 2004, na Rodada 6, cinco anos após a primeira Rodada 1, o número de empresas nacionais habilitadas chegou ao total de 8, sendo que 7 delas foram consagradas vencedoras de blocos exploratórios. Do ponto de vista da estrutura da indústria regulada de petróleo e gás, este dado indica um crescente pluralismo de empresas atuantes no segmento de E&P, caracterizando uma mudança importante quando comparamos com o monopólio de direito vigente até a EC n.º 09/95.

Nos anos seguintes, este comportamento se intensifica com a ampliação do número de empresas nacionais habilitadas e, principalmente, de empresas vencedoras de capital nacional, chegando a 20 na Rodada 9 frente a 16 empresas estrangeiras. Na penúltima rodada, realizada em 2008, este quantitativo de vencedores foi 12 para as nacionais e 7 para as estrangeiras. Já na décima primeira rodada, realizada neste ano de 2013, foi observado o maior número de empresas habilitadas (64), indicando a atratividade das bacias brasileiras mesmo após cerca de 5 anos sem rodadas para blocos em áreas sujeitas ao regime de concessão. Do total de empresas habilitadas em 2013, 39 apresentaram ofertas e 30 arremataram blocos, sendo 12 nacionais e 18 estrangeiras, valendo destacar a entrada de 6 novas empresas nas atividades de E&P. Cumpre salientar, portanto, que nas quatro últimas rodadas houve um forte acréscimo de novos operadores no setor, somando 25 empresas e correspondendo a cerca de 50% do total de entrantes desde a Rodada 1.

Deste modo, à luz das informações dos resultados das rodadas de licitação por tipo de empresa, é possível inferir que, sob a ótica dos blocos concedidos e dos contratos de concessão assinados pela ANP em nome da União para as atividades previstas no inciso I do artigo 177 da CF, houve uma importante atração de investidores privados para o setor de petróleo e gás do país e, além disso, após um período inicial de abertura, empresas nacionais passaram a participar das rodadas de licitação, fomentando uma atividade industrial praticamente inexistente no país antes da flexibilização do monopólio estatal. Vela lembrar ainda que a possibilidade de realização de parcerias por meio de consórcios teve papel relevante na conformação dos agentes integrantes do novo ambiente regulatório que se seguiu às reformas estruturais ocorridas no Brasil no final da década de 1990.

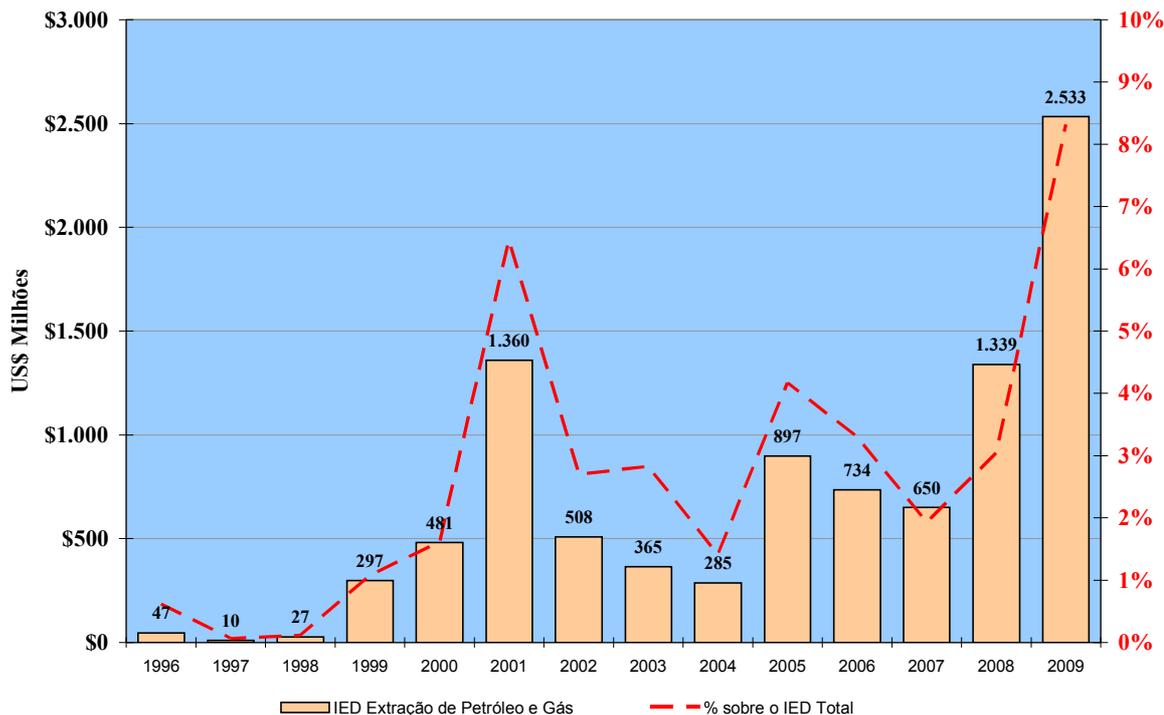
Sobre este aspecto, Pinto Jr. e Iooty (2010) destacam que, diferentemente do verificado em outros segmentos de infraestrutura, as mudanças introduzidas pela Lei do Petróleo, embora também tenham alterado a organização econômica da indústria na direção de estimular concorrência e inserir pressões competitivas, não se refletiram em um processo de privatização *stricto sensu*. De acordo com os autores, o sucesso da organização econômica verificada no período que antecedeu a quebra do monopólio das atividades exercidas pela Petrobras levou a uma decisão política de coalizão para a reforma da indústria do petróleo brasileira, distinguindo-a dos demais setores privatizados. De acordo com os autores, optou-se por uma “[...] *estratégia gradualista, implementada por meio de estímulo ao ingresso de agentes*

¹¹ A possibilidade de realização de parcerias entre empresas nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural foi prevista no art. 38 da Lei do Petróleo, por meio da constituição de consórcios entre as partes.

¹² Vale lembrar que foram ratificados à Petrobras os campos em produção até a promulgação da Lei do Petróleo, bem como os blocos onde a empresa já havia realizado descobertas ou investimentos em exploração, sendo que nestes blocos os trabalhos poderiam prosseguir pelo prazo de três anos, quando deveriam ser devolvidos à ANP ou iniciadas as respectivas atividades de produção. Assim, de acordo com o art. 34 da Lei do Petróleo e no que concerne aos campos e blocos ratificados à Petrobras, em 1998 foi realizada pela ANP a chamada Rodada Zero com o objetivo de celebrar com a empresa, dispensada a licitação, os contratos de concessão previstos na nova legislação do setor. Ao mesmo tempo, nos termos do art. 35, os blocos eventualmente devolvidos pela Petrobras seriam objeto de licitação por parte da ANP para outorga de novos contratos de concessão regidos pela Lei do Petróleo. Parte destes blocos foram, então, incluídos nas rodadas de licitação seguintes realizadas pela Agência.

privados e à formação de parcerias entre a estatal e os agentes privados” (PINTO JR.; IOOTTY, 2010, p. 137).

No que concerne à atração do capital privado internacional, manifestadamente um dos objetivos das reformas, os resultados verificados nas licitações quanto à quantidade de empresas estrangeiras refletiram-se também na evolução dos volumes de investimentos externos realizados no Brasil após a Lei do Petróleo. Neste sentido, de acordo com os dados disponibilizados pelo Banco Central do Brasil (BCB) a Figura 2 mostra o comportamento dos investimentos estrangeiros diretos no país para o setor de extração de petróleo e gás natural, bem como o percentual daqueles sobre as inversões totais.



Fonte: BCB (2012)

Figura 2 – Evolução dos Investimentos Estrangeiros Diretos (IED) no país em atividades de extração de Petróleo e Gás (milhões de US\$ – valores correntes)

Como é possível observar na Figura 2, até 1998 os investimentos externos nas atividades de E&P eram inferiores a 1% do total, o que se explica em função do monopólio estatal. No entanto, já a partir de 1999, ano da Rodada 1 promovida pela ANP, percebe-se que os investimentos estrangeiros diretos (IED) no país para o setor petrolífero iniciam uma trajetória de crescimento, chegando a US\$ 1,3 bilhões em 2001, representando cerca de 6,5% do total de IED no país naquele ano. Nos anos seguintes, os valores mostram-se inferiores, porém, representando montantes da ordem de 1,4% a 2,8% até 2004. Em 2005, seis anos após a primeira rodada, os investimentos externos alcançam aproximadamente US\$ 900 milhões, equivalentes a 4,2 % do total. Nos períodos seguintes, embora possamos notar variações, fica latente e consolidada a atratividade do país aos capitais privados estrangeiros, de modo que, de 2007 a 2009, os IEDs são crescentes e atingem o expressivo valor de 8,3% dos IEDs totais.

Sobre o comportamento dos investimentos externos nas atividades de extração de petróleo e gás vale salientar as características das etapas a serem cumpridas com vistas à identificação de reservatórios de hidrocarbonetos que podem ser considerados economicamente viáveis pelas empresas. Neste sentido, conforme salienta Leite (2007), não são previsíveis e imediatos os investimentos nas atividades de exploração de petróleo e gás, uma vez que estas são dotadas de forte componente aleatório e carecem de uma visão de longo prazo. Em função disto, é necessário o reconhecimento de que as descobertas de

hidrocarbonetos dependem de um longo período de análise e verificação, de acordo com a sua maturação e avaliação quantitativa, até a eventual conversão em reservas.

Observando ainda a evolução dos IEDs e os respectivos impactos na indústria nacional, Alveal e Canelas (2007) notam que o incremento substancial e continuado dos investimentos anuais estrangeiros nas atividades de exploração e produção no Brasil provocou o efeito indireto de forçar a Petrobras a aumentar seus investimentos no país, quando comparados com os montantes desembolsados pela empresa ao longo da década de 1990. Neste contexto, os autores pontuam, por exemplo, que, em 2002, observa-se um pico de investimentos domésticos da estatal superior ao período pós segundo choque do petróleo, ocasião em que foi impulsionada a busca de novas jazidas no Brasil, especialmente em águas profundas.

Podemos inferir, portanto, que o ambiente competitivo derivado da quebra do monopólio da Petrobras promoveu um duplo incremento no volume de investimentos em exploração e produção de petróleo e gás natural no país, por um lado, oriundo dos novos *players* internacionais que passaram a atuar no Brasil e, por outro, da própria Petrobras, que, em um ambiente mais competitivo, optou por aumentar os investimentos internos no segmento de *upstream*, até como forma de manter a histórica liderança nas respectivas atividades.

Outro aspecto a ser observado nos resultados obtidos pelas rodadas de licitação, tendo como pano de fundo o regime de incentivos implementado, são os critérios de seleção das empresas vencedoras, os quais estão triplamente direcionados: estimular as atividades exploratórias nas bacias sedimentares nacionais, por meio dos Programas Exploratórios Mínimos (PEM); proporcionar o desenvolvimento da indústria nacional de fornecedores de bens e serviços às atividades petrolíferas, a partir dos chamados conteúdos locais mínimos¹³; e contribuir com o incremento da arrecadação do Estado e com a otimização na seleção das empresas concessionárias através do pagamento dos bônus de assinatura¹⁴, que também são objeto de oferta pelas empresas durante a licitação promovida pela ANP.

Os resultados dos dois primeiros critérios podem ser observados na Tabela 3, a qual apresenta os valores de PEM e de conteúdo local mínimo comprometidos pelos concessionários e que devem ser executados durante a vigência do respectivo contrato de concessão.

Tabela 3 – Resultados das rodadas de licitação de blocos exploratórios em termos de PEM e Conteúdo Local Mínimo

Rodadas de Licitação	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7	Rodada 9	Rodada 10	Rodada 11
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008	2013
PEM ¹ (em UT ²)	58.000	96.000	136.000	83.000	33.671	131.137	195.741	169.436	128.707	400.088
Média de Conteúdo Local Mínimo (em %)										
Etapa de Exploração	25%	42%	28%	39%	79%	86%	74%	69%	79%	62%
Etapa de Desenvolvimento e Produção	27%	48%	40%	54%	86%	89%	81%	77%	84%	76%

Notas: (1) Com a finalidade de permitir a comparação, para as Rodadas de 1 a 4, as atividades do PEM foram convertidas em UT. Tendo em vista a indisponibilidade de dados, foram utilizadas somente as quantidades de poços exploratórios mínimos, de acordo com dados disponíveis em ANP (2011c). Como taxa de conversão, utilizou-se 1000 UTs para cada poço exploratório previsto, simulando as regras do edital da Rodada 5.

(2) Unidades de Trabalho: unidade de conversão para diferentes trabalhos exploratórios, utilizada para fins de aferição da execução do PEM a partir da Rodada 5.

Fonte: elaboração própria a partir de dados ANP (2011c, 2013)

¹³ Regra a partir da qual a empresa contratada deve assegurar preferência à contratação de fornecedores brasileiros sempre que suas ofertas apresentem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores convidados a apresentar propostas. Este dispositivo tem o objetivo de incrementar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas, nos projetos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural.

¹⁴ A análise dos bônus de assinatura será realizada mais adiante, conforme dados da figura 3.

Do ponto de vista contratual, o PEM representa um conjunto de atividades e investimentos previamente definidos que devem ser cumpridos pelo concessionário no decorrer da fase de exploração¹⁵, nos termos da cláusula quinta do contrato e sob pena de aplicação de sanções pelo órgão regulador. Tal programa, embora intrinsecamente necessário sob a perspectiva das atividades exploratórias, tem o objetivo de evitar que o concessionário postergue ou deixe de investir em blocos concedidos pela União, o que iria de encontro ao objetivo intrínseco das rodadas de licitação de aumentar os investimentos no setor de petróleo e gás natural, em particular quanto ao conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras.

Deste modo, os dados da Tabela 3 mostram um significativo comprometimento na execução dos PEMs, em Unidades de Trabalho (UTs), por parte das empresas, em especial a partir da Rodada 6. Nota-se, com isso, que o advento do contrato de concessão previsto na Lei do Petróleo inovou ao incentivar a realização de atividades exploratórias no país, as quais tornaram-se de execução obrigatória tanto em terra quanto em mar e que, ao mesmo tempo, estão submetidos à avaliação do órgão regulador setorial.

Além dos aspectos geológicos positivos, os critérios de seleção das empresas vencedores também contemplam incentivos ao desenvolvimento da indústria nacional de bens e serviços para as atividades de exploração e produção. Os indicadores de conteúdo local mínimo médio descritos na tabela 3, conforme resultados das nove rodadas de licitação concluídas pela ANP, mostram um comportamento crescente nos compromissos com a indústria local assumidos pelos concessionários, seja durante as atividades de exploração ou na etapa de desenvolvimento¹⁶. Os valores mais significativos são verificados nas rodadas 5 e 6, quando atingem percentuais entre 80% e 90% de conteúdos locais mínimos. Nas três últimas rodadas, em 2007, 2008 e 2013, os valores permanecem elevados, variando entre 62% e 84% de aquisição junto a fornecedores locais.

A inclusão deste critério como fator de classificação das propostas apresentadas pelas empresas participantes nas rodadas da ANP mostrou-se um importante fator indutor da indústria brasileira, diversificando os efeitos e impactos dos investimentos nas atividades de E&P. Do ponto de vista prático, o compromisso de aquisição de bens e serviços na indústria tende a criar as oportunidades para a geração de empregos, o desenvolvimento de tecnologias, inovações e para o aumento da competitividade nacional, com vistas a sua inserção brasileira no mercado internacional de bens e serviços.

Por outro lado, os elevados percentuais compromissados também representam um importante desafio regulatório na medida em que, uma vez previstos na cláusula vigésima do contrato de concessão, requerem um crescente acompanhamento por parte da ANP, com vistas à fiscalização de seu cumprimento. Sobre este aspecto, ressalta-se ainda a existência de uma interdependência entre as dimensões regulatórias, energéticas e industriais, as quais se refletem na necessária integração entre as políticas setoriais, os ministérios, a Agência e os demais órgãos envolvidos.

Em complementação às atividades efetuadas no âmbito das rodadas realizadas e dos contratos de concessão assinados, a tabela 4 apresenta as informações relativas aos levantamentos geofísicos e aos poços exploratórios executados desde 1998.

Tabela 4 – Evolução das atividades exploratórias realizadas no país após a Lei do Petróleo

¹⁵ Nos termos do contrato, a fase de exploração é definida como o período de tempo especificado para a realização, pelo concessionário, das atividades de exploração, contemplando, por exemplo, os levantamentos geofísicos, como a aquisição de sísmicas 2D e 3D, e a perfuração de poços exploratórios. A respectiva fase de exploração divide-se em dois períodos de exploração, conforme disposições previstas no contrato de concessão.

¹⁶ A etapa de desenvolvimento inicia-se com a declaração de comercialidade de determinado campo e contempla o conjunto de atividades e investimentos necessários à avaliação da descoberta, podendo resultar no início da produção do campo ou no seu abandono, de acordo com as regras previstas no contrato de concessão.

Atividade Exploratória	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gravimetria (km)	405	27.006	57.534	368.604	88.836	20.607	-	214.794	54.150	4.800	44.801	274.211	224.925
Gravimetria (km²)	-	346	5.347	4.561	3.847	2.107	13.867	-	28.650	-	-	-	893.541
Magnetometria (km)	154	106.392	89.979	260.927	471.905	32.655	29.459	128.687	92.311	4.878	3.631	267.788	48.050
Magnetometria (km²)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.136.880
Sísmica 2D (km)	1.133	53.527	132.173	184.853	4.761	5.895	8.865	773	4.085	79.051	37.116	251.795	33.866
Sísmica 3D (km²)	7.770	28.752	63.611	22.815	36.355	41.511	16.318	19.838	35.492	38.778	18.473	35.676	66.046
Pocos Exploratórios (total)	351	273	426	602	527	493	451	463	518	643	826	854	789
Terra	250	185	277	389	332	299	280	320	371	494	683	662	568
Mar	101	88	149	213	195	194	171	143	147	149	143	192	221

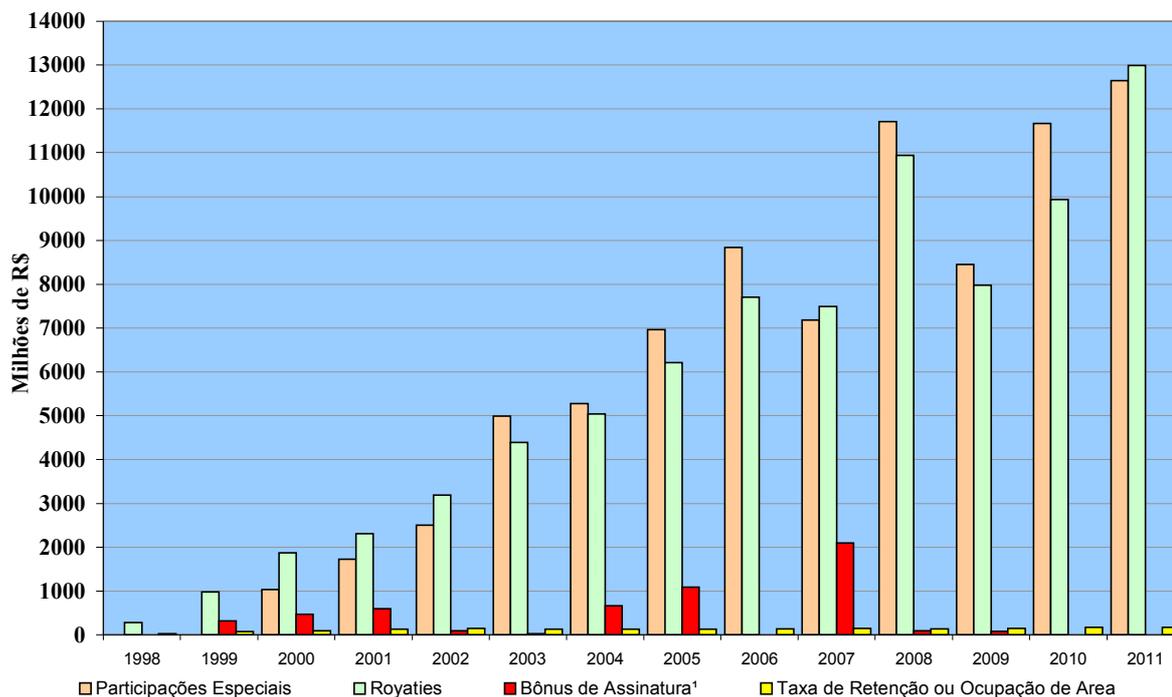
Nota: os valores incluem dados exclusivos, não exclusivos e de fomento.

Fonte: ANP (2008, 2010b, 2011c)

À luz de tais informações, identificamos uma evolução crescente das atividades exploratórias, executadas tanto pelos concessionários, no âmbito das obrigações assumidas com PEM e dos demais trabalhos necessários à atividade de E&P, quanto pela própria ANP, haja vista as atribuições a ela conferidas pela Lei do Petróleo, em especial aquelas voltadas à promoção dos estudos direcionados à ampliação do conhecimento acerca das bacias sedimentares brasileiras, conforme apresentado na tabela 1.

No que tange aos levantamentos geofísicos, é interessante salientar o forte incremento nos últimos dois anos, em particular nos totais de gravimetria, sísmicas 2D e 3D, os quais foram executados em caráter não exclusivo, adquiridos pela própria ANP. Além disso, os dados de poços exploratórios mostram uma expressiva e permanente evolução desde 1998. No período, as atividades em terra passaram de 250 para 662 em 2009 e 568 em 2010, totalizando 5.110 poços ao longo de 13 anos. Já no que concerne aos poços exploratórios em mar, chegou-se ao total de 2.106 poços perfurados, sendo que 221 apenas em 2010. Tais estatísticas demonstram que as licitações tiveram impacto direto nas atividades exploratórias realizadas no país, ampliando seu quantitativo e permitindo uma crescente evolução ao longo do tempo, o que inclusive se explica pelas características dos investimentos em atividades petrolíferas, dadas suas incertezas e imprevisibilidades. Este fato denota, ainda, sob a ótica exploratória, a importância da continuidade das rodadas de licitação de blocos, uma vez que é esta distribuição no tempo, atrelada à duração da fase de exploração prevista no contrato, que permite a manutenção dos investimentos por parte das empresas concessionárias.

No que tange ao aspecto fiscal, o Figura 3, a seguir, expõe a arrecadação do Estado com base nas participações governamentais previstas no artigo 45 da Lei do Petróleo. Conforme indicado na Tabela 1, que trata do regime de incentivos introduzidos pela nova legislação e pelo contrato de concessão, cumpre lembrar que cada tipo de participações governamentais, também previstas na cláusula vigésima terceira do contrato, tende a atender determinado objetivo.



Nota: (1) não considera os valores dos blocos de Áreas Inativas com Acumulações Marginais
Fonte: ANP (2012a)

Figura 3 – Totais arrecadados em Participações Governamentais previstas no art. 45 da Lei do Petróleo, por ano (milhões de R\$ – valores correntes)

Assim, analisando inicialmente a evolução dos valores arrecadados a título de bônus de assinatura verificamos que as rodadas de licitação possibilitaram uma arrecadação de cerca de R\$ 5,5 bilhões desde a Rodada 1, com destaque para os anos de 2005 e 2007, quando os valores atingiram R\$ 1.086 milhões e R\$ 2.101 milhões. Estes dados, de um lado, tendem a demonstrar as condições de concorrência entre as empresas por ocasião da licitação dos blocos, uma vez que o bônus de assinatura é utilizado como critério de classificação das propostas apresentadas, e, de outro, acabam por indicar quanto cada empresa está disposta a pagar por determinado bloco, considerando apenas os dados geológicos disponíveis até a realização da rodada de licitação.

Já no que tange aos *royalties* e participações especiais, é expressivo o crescimento dos valores arrecadados pelo Estado, de modo que os totais de cada um, de 1998 a 2011, atingem o patamar de R\$ 81 bilhões e 83 bilhões, respectivamente. Conforme citado anteriormente, cumpre ressaltar que estas duas participações governamentais representam uma característica fundamental do modelo implementado após a Lei do Petróleo, uma vez que reflete a forma pela qual o Estado brasileiro apropria-se de parte da renda petrolífera. De acordo com as contribuições trazidas por Johnston (1994), mencionadas anteriormente, tais participações no modelo então implementado no Brasil representam um tipo de sistema fiscal que tem como principal característica o fato de que o concessionário passa a deter a propriedade do óleo ou gás após sua produção, incorrendo, em contrapartida, em todos os riscos e ônus inerentes às atividades, bem como ficando obrigando a pagar os valores relativos às respectivas participações governamentais.

Tal tipo de sistema fiscal tende a ser aplicado em regiões onde os riscos geológicos são mais elevados, em especial em função do baixo conhecimento das bacias sedimentares a serem licitadas. Esta, portanto, era uma das características das bacias sedimentares do país à época da promulgação da Lei do Petróleo, de modo que arrecadação exclusivamente por meio de participações governamentais foi a opção adotada pelo Estado brasileiro para a apropriação da renda petrolífera. Deste modo, o concessionário estaria sujeito ao um regime e à alíquotas de pagamento previstos em lei, os quais poderiam ser ampliados nas

hipóteses de elevadas rentabilidades ou volume de produção, com a aplicação das participações especiais. Descontados tais valores e aqueles decorrentes de *royalties*, porém, o concessionário teria liberdade para a comercialização do petróleo e gás natural produzidos, tanto no país quanto internacionalmente.

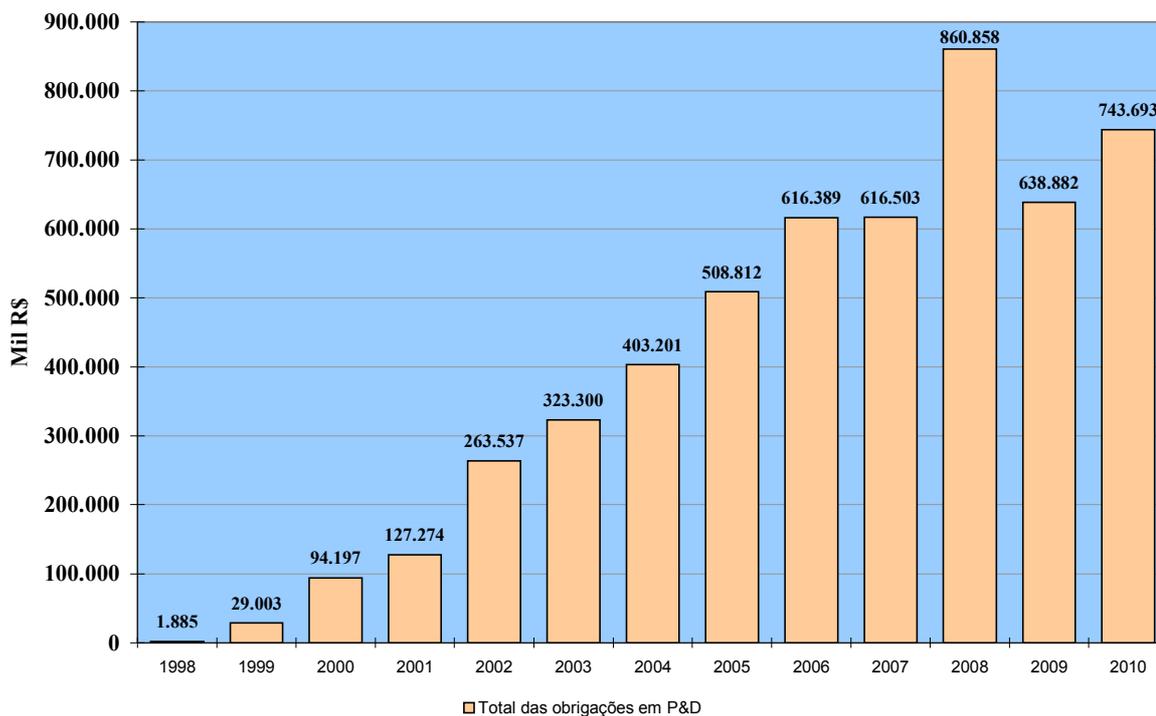
Ainda com relação a estas duas participações governamentais, um exame dos totais anuais demonstra que, excetuando-se os anos iniciais, os valores arrecadados de *royalties* foram superados pelas participações especiais por sete anos até 2011, o que indica que mesmo sendo uma participação do tipo extraordinária, a mesma possui elevada capacidade arrecadatória, atrelando-se às condições de rentabilidade dos campos produtores de hidrocarbonetos.

Assim, na perspectiva do regime de incentivos introduzido no novo modelo, podemos aduzir que, em virtude da flexibilização do monopólio e da institucionalização das regras atinentes às rodadas de licitação e aos contratos de concessão, a capacidade de arrecadação do Estado transformou-se totalmente a partir da adoção do sistema fiscal de participações governamentais, permitindo uma apropriação de um elevado volume de recursos passíveis de serem destinados à promoção de justiça intergeracional, à compensação financeira pelos impactos territoriais e ambientais, e à remuneração à sociedade de exploração de recurso não renovável (SERRA; PATRÃO, 2003).

Por fim, a análise dos valores arrecadados a título de retenção ou ocupação de área, embora não sejam tão significativos quando comparados com os *royalties* e as participações especiais, apresentam-se de forma crescente até 2011, totalizando o montante R\$ 1.747 milhões desde o ano de 1998. Na realidade, diferentemente das duas participações citadas anteriormente, esta taxa tem a finalidade de evitar que os concessionários retenham áreas sem os esperados investimentos em atividades exploratórias. Assim, ainda que este tipo de participação governamental não possua fins precipuamente arrecadatórios, o que fica perceptível quando observamos os totais arrecadados, a sua inserção no modelo de contrato de concessão derivado da Lei do Petróleo mostra-se compatível com os objetivos da reforma, estimulando apenas a retenção de áreas com efetivo interesse por parte dos concessionários.

Conforme observamos anteriormente, haja vista a elevada contribuição das participações especiais no total de recursos arrecadados pelo Estado com base no artigo 45 da Lei do Petróleo, representando cerca de 48% dos valores totais até 2011, é interessante destacar os dados relativos aos volumes investidos pelos concessionários em atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D), nos termos da cláusula vigésima quarta previstas contratualmente. Isto porque, de acordo com a respectiva cláusula, nas hipóteses em que seja devido o pagamento de participações especiais para um campo em qualquer trimestre do ano calendário, o concessionário fica obrigado a realizar despesas com as atividades de P&D em valor equivalente a 1% da receita bruta da produção para tal campo. Além disso, o contrato estabelece a forma pela qual este montante deve ser investido: até 50% podendo ser realizado em instalações do próprio concessionário ou suas afiliadas e o restante em universidades e institutos nacionais de pesquisa e desenvolvimento tecnológico previamente credenciados pela ANP.

A Figura 4 apresenta os montantes investidos em P&D em atendimento ao disposto na cláusula vigésima quarta do contrato de concessão:

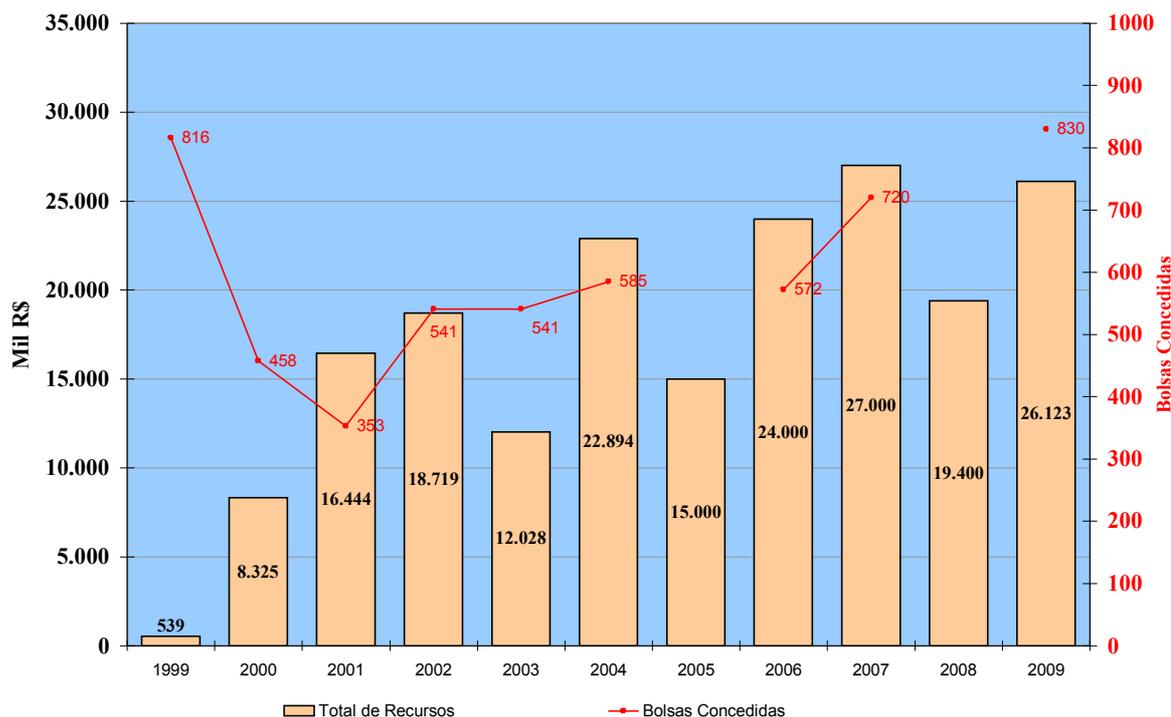


Fonte: ANP (2011e)

Figura 4 – Total dos investimentos obrigatórios em Pesquisa e Desenvolvimento efetuados pelos concessionários (mil R\$ – valores correntes)

Com base nos dados explicitados, notamos um comportamento crescente dos volumes investidos em P&D desde 1998, os quais acompanham a evolução dos montantes pagos pelos concessionários a título de participações especiais, conforme previsto contratualmente. Os valores totais, até o ano de 2010, somam cerca de R\$ 5,2 bilhões e indicam a importante capacidade de fomento ao desenvolvimento tecnológico tanto em instalações das próprias empresas concessionárias e quanto em universidades e institutos de pesquisa localizados do país. Assim, percebe-se que a modalidade de concessão, resguardada pelas regras do respectivo contrato elaborado pela ANP, preocupou-se em atender ao disposto no inciso X do artigo 8 da Lei do Petróleo, proporcionando a criação de recursos financeiros especificamente destinados ao estímulo de pesquisas e à adoção de novas tecnologias nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Em consonância com este objetivo de fomento em P&D, a Figura 5 explicita os recursos investidos estritamente em capacitação profissional, bem como o total de bolsas concedidas. O total de recursos investidos em formação de recursos humanos no período de 1999 a 2009 alcançou R\$ 219 milhões, enquanto que o número de bolsas atingiu cerca de 5.800, sendo a maioria delas para o nível superior, correspondendo a 86%.



Nota: para os anos de 2005 e 2008 não houve concessão de novas bolsas, pois os orçamentos desses exercícios garantiram a continuidade das bolsas vigentes.

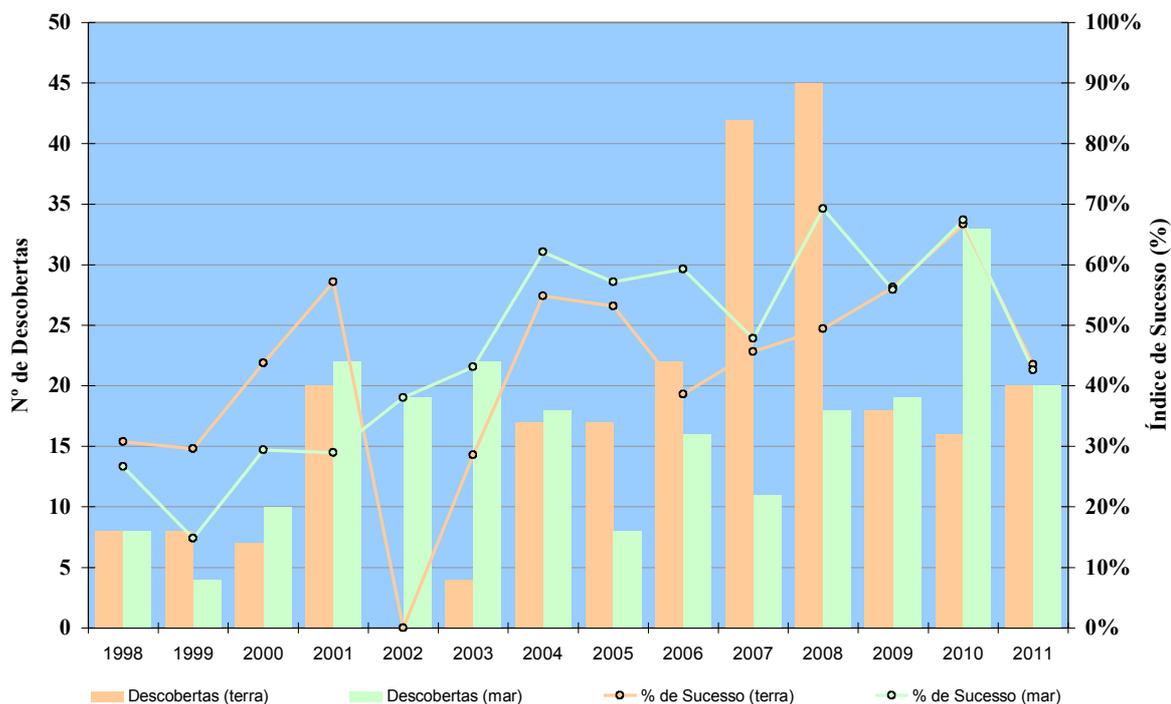
Fonte: ANP (2010a, e 2011a)

Figura 5 – Total de recursos investidos e de bolsas concedidas para formação de recursos humanos – níveis técnico e superior (valores correntes)

Um outro indicador interessante a ser analisado é apresentado na Figura 6, o qual expõe o número de descobertas¹⁷ de hidrocarbonetos, bem como o índice de sucesso exploratório¹⁸, ambos os dados para as atividades realizadas em terra e em mar, desde 1998 até 2010.

¹⁷ Conforme dispõe o contrato de concessão, descoberta significa qualquer ocorrência de hidrocarbonetos ou recursos naturais na área da concessão, independentemente de quantidade, qualidade ou comercialidade, verificada por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação.

¹⁸ O índice de sucesso exploratório é calculado dividindo-se o número de descobertas pela quantidade de poços pioneiros perfurados pelos concessionários. Entende-se por poços pioneiros aqueles que visam a testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em um ou mais objetivos de um prospecto geológico (ANP, 2011c).



Fonte: ANP (2008, 2011c, 2012f)

Figura 6 – Número de Descobertas e Índice de Sucesso Exploratório, por localização (terra e mar)

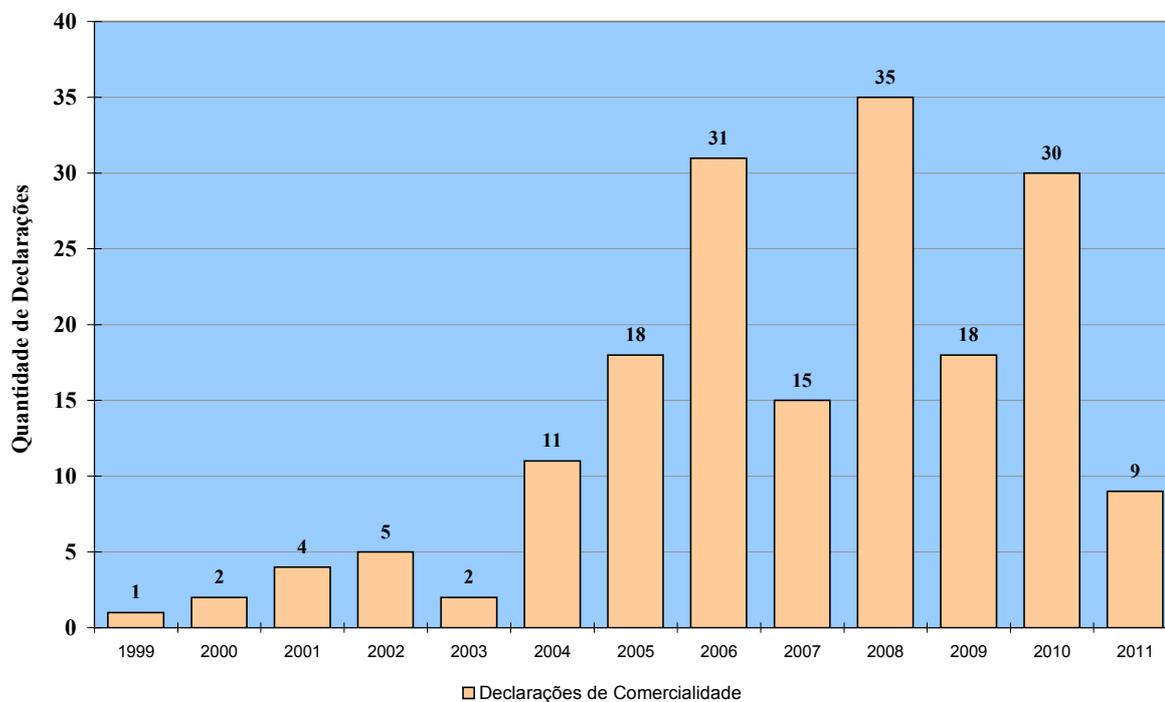
A observação do número de descobertas, em terra e em mar, conjugada com os índices de sucesso indicam um conjunto de dados interessante do ponto de vista exploratório e, conseqüentemente, dos resultados obtidos a partir dos trabalhos executados no âmbito dos contratos de concessão. Isto porque percebemos que, nos três primeiros anos, período ainda incipiente em termos de vigência de contratos, os quantitativos de descobertas são baixos e, para as operações em mar, o índice de sucesso não ultrapassa 30%. Por outro lado, ao contrário do que ocorre em áreas *offshore*¹⁹, o índice calculado para as operações em terra apresenta valores superiores a 30%, atingindo 43% em 2000. Já no ano de 2001, as descobertas chegam a 22 e 20 para mar e terra, respectivamente, sendo que, para o primeiro, o índice de sucesso permanece inferior a 30%, enquanto que, para o segundo, é alçado o valor de 57% de sucesso.

Já nos períodos seguintes, é interessante notar uma inversão dos índices de sucesso, uma vez que, a partir de 2002, as operações localizadas em mar apresentam taxas crescentes e superiores àquelas em terra, atingindo valores acima de 50% em quase todos os anos, com exceção de 2007, chegando a quase 70% em 2008. É interessante notar também que, de 2005 a 2008, embora a quantidade de descobertas em terra tenha sido superior do que em mar, os percentuais de sucesso foram inferiores, invertendo o comportamento observado nos quatro primeiros anos. Embora tenha sido observada uma queda do índice de sucesso, o ano de 2011 também apresentou importante quantitativo de descobertas, atingindo 20 tanto para mar quanto para terra.

Assim, do ponto de vista exploratório, tal estatística indica a ocorrência de um movimento de intensificação dos investimentos em E&P em áreas *offshore* por parte dos concessionários, confirmando o maior potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras localizadas em mar, como nas Bacias de Santos e de Campos. Conforme será examinado mais adiante, estes dados refletem a distribuição das reservas provadas de petróleo e gás natural no Brasil, quando observamos os totais em terra e em mar.

¹⁹ Localizado ou operado no mar.

Entretanto, antes de examinarmos os dados relativos às reservas provadas e à produção de petróleo e gás no país, é relevante mostrarmos também a evolução das declarações de comercialidade²⁰ de jazidas desde 1999, ano da Rodada 1 promovida pela ANP, até 2011. A Figura 7 apresenta estes quantitativos:



Fonte: ANP (2012c)

Figura 7 – Declarações de comercialidade após a Lei do Petróleo

A evolução das quantidades de declarações de comercialidade desde 1999 mostra-se compatível com os dados de descoberta e com os índices de sucesso exploratório apresentados na Figura 6. Embora não haja, necessariamente, uma relação direta entre descoberta e declaração de comercialidade, uma vez que esta depende de fatores econômicos, comerciais e tecnológicos, notamos que, para o período analisado, a quantidade de reservatórios considerados economicamente viáveis elevou-se bastante a partir de 2003, tal qual verificado com os índices de sucesso examinados na Figura 6. Até 2003, foram feitas 14 declarações de comercialidade, ao tempo em que de 2004 a 2011 foram 167, com destaque para os anos de 2006, 2008 e 2010.

Sobre este aspecto, vale mencionar ainda que os cinco primeiros anos, de 1999 a 2003, também representaram o período em que estavam sendo realizadas e concluídas as atividades exploratórias dos primeiros blocos licitados pela ANP, de modo que, dadas as características dos investimentos em E&P, eventuais descobertas e declarações de comercialidade somente ocorreriam nos anos seguintes ao início das trabalhos de exploração, conforme observado.

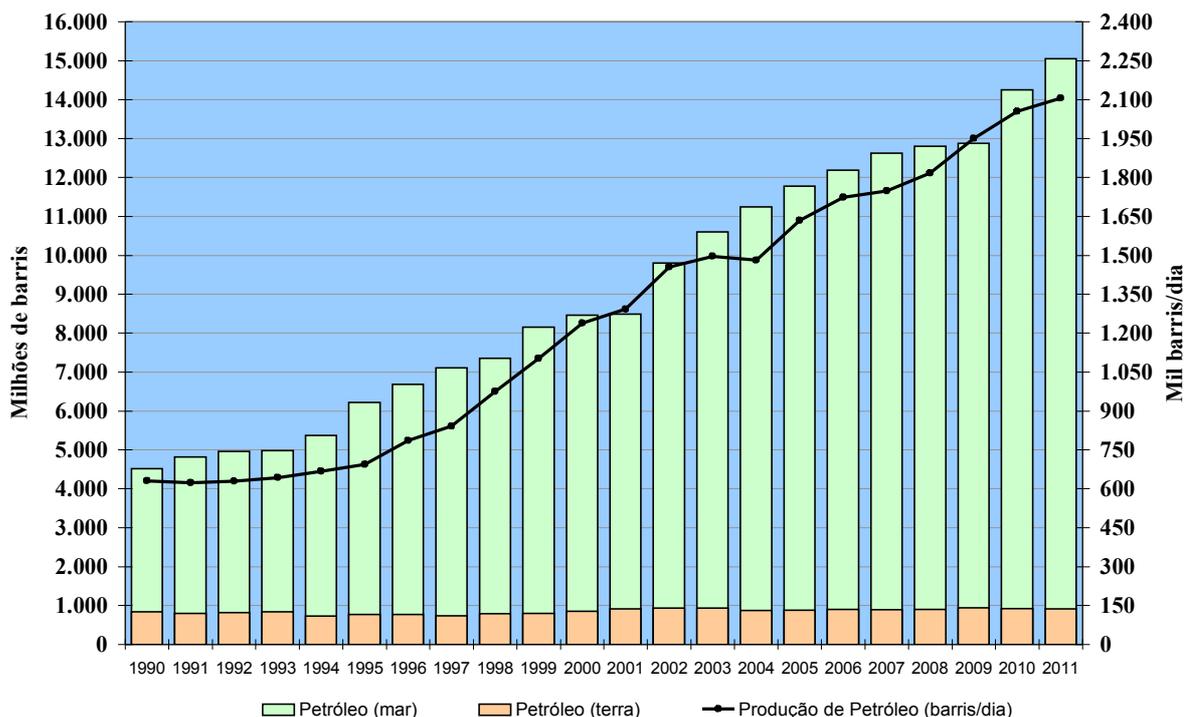
Na perspectiva do modelo de concessões implementado e de seus objetivos, o quantitativo de declarações realizadas tem significativa importância na medida em que representa o fato necessário à incorporação de recursos petrolíferos às reservas provadas nacionais de petróleo e gás natural²¹. Tal volume de reservas é estratégico do ponto de vista energético e geopolítico, uma vez que é um recurso mineral não-renovável,

²⁰ A declaração de comercialidade representa a notificação à ANP pelo concessionário de que determinado reservatório ou depósito de petróleo ou gás natural já identificado poderá ser posto em produção em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos realizados. Assim, declarada a comercialidade, o reservatório qualifica-se como jazida e passa a ser considerado uma descoberta comercial.

²¹ Para uma discussão mais detalhada acerca dos conceitos de recursos e reservas, ver Pinto Jr. *et al* (2007), p. 48-53.

distribuído mundialmente de forma desigual, e que, como insumo essencial à atividade econômica, afeta as respectivas estruturas de custos de produção. Adicionalmente, sob a ótica empresarial, cumpre ressaltar que a geração e apropriação das rendas diferenciais extraídas do petróleo mostram-se como elementos fundamentais ao crescimento da indústria do petróleo em termos mundiais, proporcionando uma forte competição pelo acesso às reservas (PINTO JR. *et al*, 2007).

Assim, nas duas figuras seguintes, analisaremos a evolução das reservas nacionais provadas de petróleo e gás natural, bem como da produção dos respectivos energéticos, levando-se em conta os períodos anteriores e posteriores à promulgação da Lei do Petróleo.



Fonte: ANP (1999, 2001, 2011c, 2012b)

Figura 8 – Evolução das reservas provadas (mar e terra) e da produção de petróleo no Brasil

Com base nos dados da Figura 8, verificamos que o volume de reservas provadas de petróleo no Brasil apresenta uma trajetória crescente durante todo o período. Porém, é interessante salientar que as taxas médias de crescimento anual após 1997 são superiores ao período que antecede o ano da Lei do Petróleo. Enquanto que, de 1990 a 1997, a taxa média de crescimento foi de 370,4 milhões de barris/ano, no período de 1998 a 2011, a mesma taxa foi de 567,5 milhões de barris/ano.

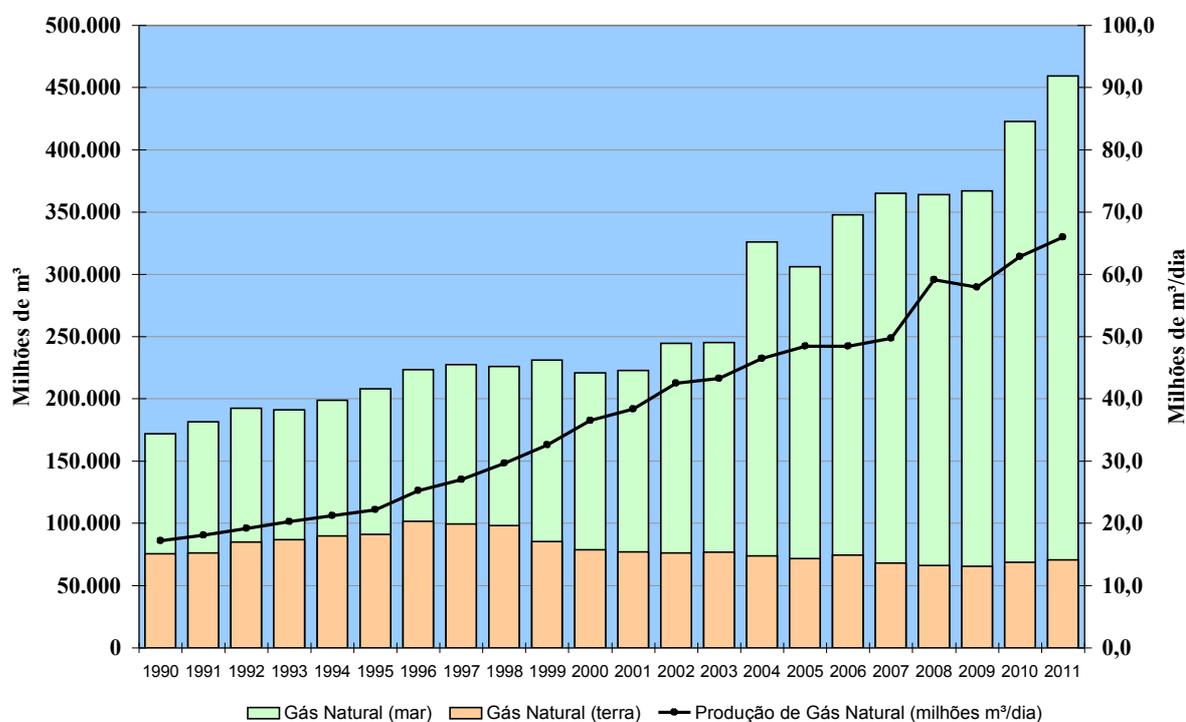
No que tange aos volumes totais, as reservas passaram de 4,5 bilhões de barris em 1990, ainda durante o monopólio estatal, para 7,1 bilhões de barris em 1997. Entretanto, quatorze anos após a institucionalização do contrato de concessão e decorridas nove rodadas de licitação de blocos exploratórios, as reservas totais de petróleo, somando os volumes em terra e mar, atingiram mais de 15 bilhões de barris ao final de 2011, representando um crescimento de cerca de 110% no período iniciado em 1997.

A análise do expressivo incremento de reservas também nos permite observar a forte concentração das reservas descobertas nos campos localizados em mar, o que indica que as atividades *offshore* representam maior potencial de sucesso exploratório e, conseqüentemente, tendem a ser as mais atrativas economicamente e as que recebem o maior volume de investimentos em atividades de E&P. Neste contexto, em 1990, as reservas em mar representavam 81,3% do total, em 1997 chegaram a 89,6% e, em

2011, alcançaram 93,9% do volume total de reservas provadas nacionais de petróleo. Por sua vez, a soma das jazidas em terra manteve-se estável em termos absolutos, com volumes inferiores a 1 bilhão de barris durante todo o período e, por conseguinte, reduzindo gradativamente sua participação relativa no total do país.

Em complementação à variação das reservas provadas, notamos que a evolução da produção anual de petróleo no Brasil, conforme Figura 8, também demonstra uma trajetória continuamente crescente, especialmente após a Lei do Petróleo. Neste sentido, em 1990, a produção total era de 631 mil barris/dia, chegando a 841 mil barris/dia em 1997. Todavia, é no período seguinte em que se verifica uma expansão acentuada da produção de petróleo no país, saltando de 975 mil barris no primeiro ano das rodadas de licitação, em 1998, para 2.105 mil barris/dia em 2011, o que equivale a uma variação positiva de 115,9%.

Assim, é notório que em momento seguinte à flexibilização do monopólio estatal sobre as atividades de exploração e produção no Brasil, os volumes de reservas provadas e de produção de petróleo no país apresentaram significativos incrementos, permitindo a percepção de relação inequívoca entre os resultados obtidos e o regime de incentivos criados pela Lei do Petróleo e pelo contrato de concessão. Na Figura 9, a seguir, podemos observar comportamento semelhante para os dados relativos às reservas provadas e à produção de gás natural no Brasil.



Fonte: ANP (1999, 2001, 2011c, 2012b)

Figura 9 – Evolução das reservas provadas (mar e terra) e da produção de gás natural no Brasil

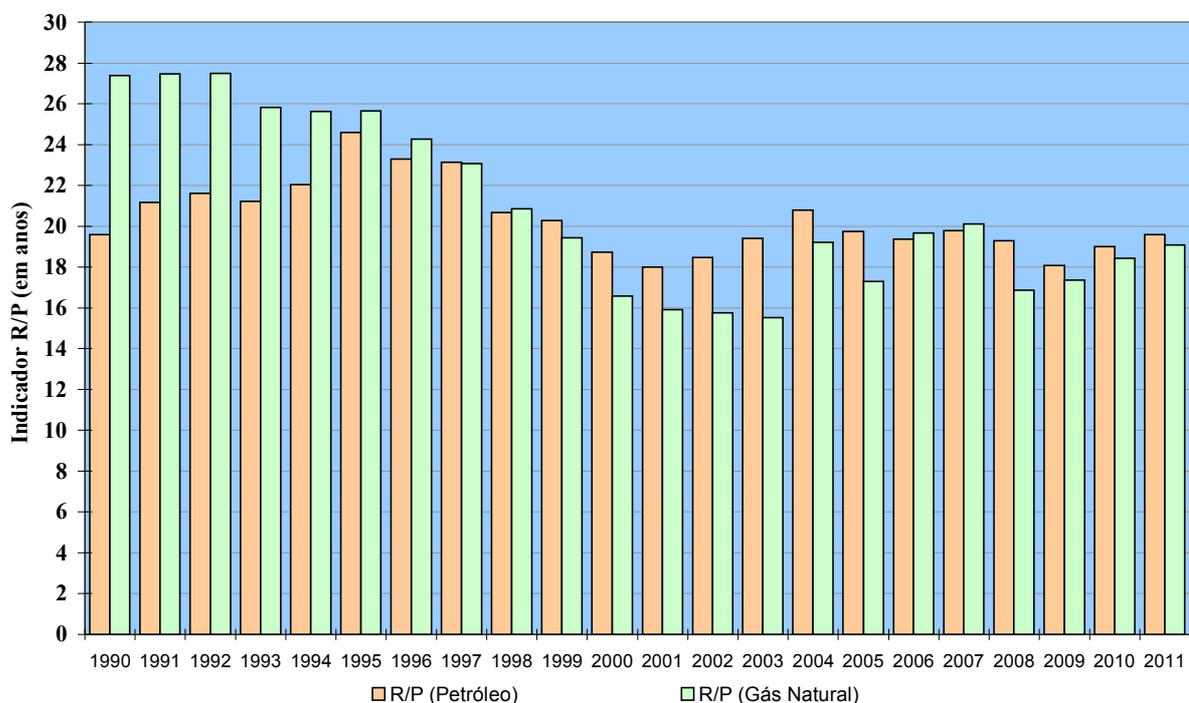
As reservas provadas totais de gás natural evoluíram de forma crescente de 1990 a 2011. No período que antecedeu o marco regulatório da Lei do Petróleo, os valores passaram de 172 bilhões m³, em 1990, para 227,7 bilhões de m³ em 1997, um aumento de 32%. Deste ano até 2003, no entanto, as reservas totais mantêm uma trajetória oscilante, atingindo 245,3 bilhões de m³ ao final do período, variando 7,8% positivamente. Como podemos observar na figura, este comportamento das reservas está relacionado com o forte aumento da produção de gás natural no intervalo de 1995 até 2003, passando de 22,2 milhões m³/dia para 46,5 milhões de m³/dia, ou seja, com um crescimento superior a 100%.

No período seguinte, por sua vez, observamos a ocorrência de importantes descobertas comerciais de gás natural, com a inclusão de novas jazidas às reservas provadas nacionais de gás natural. Em 2004, tais reservas alcançam 326,1 bilhões de m³ e, como resultado do contínuo incremento de jazidas, chegam a 459,4 bilhões de m³ em 2011, valor 121% superior ao volume verificado no ano de flexibilização do monopólio, em 1995. Ao seu tempo, a produção do gás natural, de 2004 a 2011, passa de 46,5 milhões de m³/dia para 66,6 milhões m³/dia, representando um aumento de 43,2%.

No que concerne à origem das reservas, notamos uma supremacia daquelas localizadas em mar frente àquelas localizadas em terra. Por exemplo, no período de 1990 a 1997, as reservas *offshore* correspondiam a cerca 55% do total. Entretanto, fruto das características promissoras das bacias sedimentares em mar e das consequentes descobertas comerciais feitas nos blocos nelas localizados, a relação do volume de reservas provadas *offshore* em comparação àquelas *onshore*²² ampliou-se substancialmente entre 1998 e 2011, chegando a cerca de 85% em 2011.

Deste modo, tal qual observado com as reservas de petróleo e respectivos dados de produção, os anos que sucederam a implantação do contrato de concessão apresentam resultados positivos quanto aos indicadores de reservas e de produção de gás natural no Brasil, permitindo a compreensão de que o estímulo concorrencial proporcionado pelas rodadas de licitação contribui para incremento das atividades atinentes à exploração e produção de hidrocarbonetos e para o fortalecimento da indústria nacional do petróleo e gás natural.

Em adição aos dados absolutos acerca dos níveis das reservas provadas e do volume de produção apresentados nas duas figuras anteriores, é interessante examinar mais dois indicadores do setor de petróleo e gás no Brasil que procuram observar a evolução do ritmo de descobertas de forma relativa, com vistas a mapear a tendência entre a produção e o esgotamento das reservas. Assim, as figuras 10 e 11 apresentam, respectivamente, a relação entre reservas e produção, a cada ano, e o Índice de Reposição de Reservas (IRR), respectivamente.



Fonte: elaboração própria a partir de ANP (1999, 2001, 2011c, 2012b)

Figura 10 – Evolução da relação reservas/produção (R/P) de petróleo e gás natural no Brasil

²² Localizado ou operado em terra.

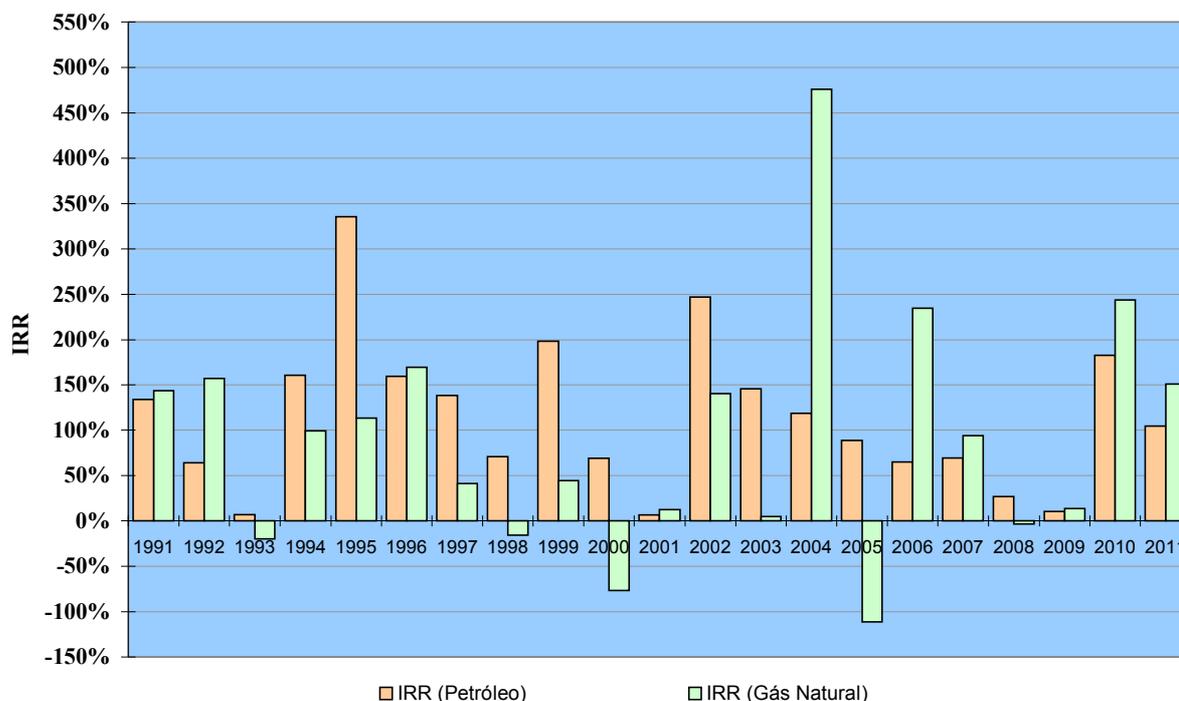
A relação entre reservas e produção (R/P) tem o objetivo de indicar a sustentabilidade do ritmo de produção do país, a partir da mensuração da quantidade de anos em que um determinado volume de reservas se esgotaria se mantidos os níveis de produção do período observado. Assim, com base nos dados da Figura 10, notamos que, para o petróleo, em 1990, antes da flexibilização do monopólio, o indicador R/P era de 19,6 anos (com uma produção de 631 mil de barris/dia). Até promulgação da Lei do Petróleo, esta relação apresenta elevação, atingindo 23,1 anos em 1997. Nos quatro anos seguintes, até 2001, é observada uma redução do indicador, porém, a trajetória de crescimento é retomada a partir de 2002, alcançando 20,8 anos em 2004. Ao final do período, em 2011, mesmo com uma produção de petróleo de 2,1 milhões de barris/dia, conforme Figura 8, valor este 234% superior ao registrado em 1990, o indicador R/P é de 19,6 anos, o mesmo verificado no primeiro ano da figura.

Assim, é possível concluir que, do ponto de vista da sustentabilidade das reservas nacionais de petróleo, o volume de descobertas dos últimos anos foi suficiente para fazer frente ao forte crescimento da produção de petróleo no país, mantendo, com isso, uma relação R/P estável e semelhante ao começo da década de 1990.

Já a relação R/P das reservas de gás natural apresenta um comportamento diferente das reservas de petróleo. A análise da figura anterior explicita que os valores são decrescentes de 1990 até 2003, passando de 27,4 anos para 15,5 anos, respectivamente. Estes valores, no entanto, estão compatíveis com a evolução das reservas provadas e da produção de gás natural expostos na Figura 9. Ou seja, mesmo ocorrendo uma variação positiva das duas variáveis até 2003, o crescimento da produção foi bastante superior (de 17,2 milhões de m³/dia para 43,3 milhões/m³) ao incremento de reservas de gás natural (de 172 bilhões de m³ para 245,3 bilhões de m³).

A partir de 2004, em função de importantes novas jazidas de gás natural, o indicador R/P aumenta para 19,2 anos. Nos anos seguintes, a manutenção de uma boa relação entre as descobertas e o nível de produção, ambos crescentes, possibilita que o indicador, ao final de 2011, atinja 19 anos, recuperando o patamar de mais de uma década anterior (1999).

Assim, de modo a complementar esta análise de sustentabilidade, na Figura 11 fica explicitado o Índice de Reposição de Reservas (IRR), o qual mede a relação entre o volume de reservas incorporadas e o volume de produção para um mesmo ano.



Fonte: elaboração própria a partir de ANP (1999, 2001, 2011c, 2012b)

Figura 11 – Evolução do Índice de Reposição de Reservas (IRR) de petróleo e gás natural no Brasil

A análise deste indicador é interessante porque é capaz de mostrar quantos barris foram acrescidos às reservas provadas para cada barril produzido em determinado ano. Assim, quando os valores do IRR encontram-se acima de 100% (conforme indicação da linha pontilhada) significa que o volume de produção daquele ano foi mais do que compensado pelas novas jazidas incorporadas às reservas totais do país. Percentuais entre 0 e 100% indicam que, embora as reservas tenham crescido em relação ao ano anterior, o valor incremental não foi suficiente para contrabalançar a produção do respectivo ano. Já nas situações de IRR negativo, além da produção anual não ter sido compensada, o volume total das reservas reduziu-se em relação ao ano anterior.

Neste sentido, com vistas a salientar os últimos resultados deste indicador para o caso brasileiro, notamos que os anos de 2010 e 2011 foram promissores do ponto de vista exploratório, tanto para petróleo quanto para gás natural, uma vez que representaram taxa de reposição de reservas superiores a 100%.

Assim, a observação dos indicadores apresentados nesta seção nos permite inferir quais foram os resultados obtidos na indústria do petróleo e gás natural no Brasil após a Lei do Petróleo, tendo como foco os regimes de incentivos criados pela adoção do contrato de concessão e considerando que tal contrato está inserido em um ambiente regulatório específico, integrado por regras, organizações e indivíduos que conformam o desenho institucional da regulação de petróleo e gás natural no país.

Na seção seguinte, examinaremos as alterações promovidas na Lei do Petróleo em 2010, as quais reconfiguraram o ambiente regulatório apresentado na Figura 1, uma vez que, a partir de uma revisão dos objetivos a serem alcançados, foram criadas novas organizações e atribuições para os atores integrantes da regulação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil.

O Contrato de Partilha de Produção e o novo Ambiente Regulatório

Como observado anteriormente, para os anos que se seguiram à Lei do Petróleo, a análise dos indicadores do segmento de *upstream* da indústria nacional de petróleo e gás natural permitiu verificar compatibilidade dos resultados obtidos com os incentivos gerados pela mencionada lei e pelo contrato de concessão. Dentre os dados explicitados, é inegável que o resultado de maior expressão do ponto de vista energético foi a evolução das reservas provadas tanto de petróleo quanto de gás natural, em especial nos anos de 2010 e 2011. Cumpre notar, ainda, que a incorporação de novas reservas no citado período também refletiu os promissores Índices de Sucesso Exploratório, especialmente em mar, e as declarações de comercialidade feitas pelos concessionários no intervalo de 2006 a 2009.

É neste período em que, fruto das atividades exploratórias realizadas nas áreas sob o regime de concessão, são descobertos os primeiros indícios de hidrocarbonetos na camada denominada pré-sal, localizada em áreas concedidas *offshore*. Do ponto de vista geológico, tais descobertas indicaram a ocorrência de reservatórios com elevado potencial petrolífero abaixo de uma extensa camada de sal, distribuída desde o Espírito Santo até o litoral norte de Santa Catarina, englobando as bacias sedimentares de Campos, Santos e Espírito Santo.

Cumpre salientar que as atividades exploratórias na região demonstraram a possibilidade de existência de um volume recuperável de recursos capaz de superar as reservas provadas nacionais em mais de 100%. Como exemplo e de acordo com as estimativas disponíveis à época, somente os campos de Tupi, Iara e Parque das Baleias²³ localizados na província do pré-sal representariam um total de recursos entre 9,5 bilhões e 14 bilhões de barris de petróleo recuperável (EPE, 2009), quantidade esta superior às reservas provadas nacionais no ano de 2007, quando o total atingiu 12,6 bilhões de barris.

²³ De acordo com EPE (2009), os volumes estimados por campo, em barris, seriam os seguintes: Tupi, de 5 a 8 bilhões; Iara, de 3 a 4 bilhões; e Parque das Baleias, de 1,5 a 2 bilhões.

Além do elevado potencial em termos de volume de recursos, outro fato marcante da província do pré-sal refere-se ao sucesso exploratório. De acordo com comunicado da Petrobras (2009), a partir das atividades exploratórias iniciadas em 2006, a taxa de sucesso na região da Bacia de Santos atingiu 100%, com a perfuração de 11 poços, todos resultando em descobertas. Até o final de 2008, considerando a região que se estende da Bacia de Campos até a Bacia de Santos, para os 30 poços perfurados na região do pré-sal a taxa de sucesso foi de 87% na comprovação de presença de hidrocarbonetos²⁴.

Assim, conforme observado por Pinto Jr. (2011), as perspectivas positivas da região do pré-sal manifestaram-se como um contraponto à frequência cada vez menor de descobertas de grandes campos com novas reservas no mundo. Ou seja, a alteração da relação risco-recompensa verificada no Brasil após as descobertas do pré-sal não correspondia ao verificado internacionalmente nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Em função disto, a partir da compreensão do pré-sal como uma das principais novas fronteiras petrolíferas no mundo, o país passou à condição de destaque em termos de área promissora à produção de hidrocarbonetos.

Esta realidade alterou a percepção acerca do posicionamento estratégico do Estado em relação às reservas nacionais de hidrocarbonetos, especialmente em função das características geológicas e do risco exploratório diferenciados da área do pré-sal, as quais se mostravam distintos daqueles observados quando da promulgação da Lei do Petróleo. Além disso, a possibilidade de crescimento das reservas nacionais reflete-se no potencial de transformação do Brasil em um dos maiores produtores e exportadores mundiais de petróleo e gás natural.

Na mesma linha, tendo em vista a perspectiva positiva das descobertas na região do pré-sal, com taxas de sucesso exploratório fora dos padrões normais da indústria do petróleo, Pinto Jr. e Iooty (2010) destacam que as condições de contorno da indústria do petróleo e gás no Brasil foram radicalmente modificadas após as descobertas do pré-sal. Um dos aspectos observados pelos autores foi que a nova relação prêmio-risco e as diferentes condições econômico-financeiras das áreas consideradas de elevado potencial, próximas ou adjacentes aos blocos explorados com sucesso, alteraram os parâmetros de tomada de decisão tanto das empresas petrolíferas quanto do governo.

Além disso, os autores evidenciam que o potencial petrolífero da região e o fato de tratar-se de um recurso estratégico e esgotável provocaram uma reorientação da política energética, voltada à definição do ritmo de exploração e produção, à velocidade e ao montante de investimentos setoriais e às condições de exportação de petróleo produzido. Neste sentido, é importante lembrar que, além do ritmo de aproveitamento das reservas, as características e os incentivos do regime fiscal aplicado às atividades de exploração e produção de petróleo e gás são fundamentais para evitar efeitos indesejáveis à economia do país, como o esgotamento precoce das reservas ou a redução da competitividade dos demais setores da economia, o que caracterizaria a chamada “doença holandesa”²⁵.

Pinto Jr. e Iooty (2010) ainda explicitam que os desafios tecnológicos decorrentes das condições geológicas da camada do pré-sal, em conjugação com as dimensões institucional e regulatória, têm importância fundamental no desenvolvimento do potencial petrolífero nacional, tanto sob a ótica das atividades de E&P, quanto considerando os impactos nos fornecedores de bens e serviços, na qualificação de recursos humanos e nas oportunidades de fomento à inovação tecnológica. Assim, é possível inferir que a interdependência e a relevância destes fatores associadas às perspectivas promissoras da área da província então descoberta representaram um ponto de inflexão na política energética voltada ao setor de petróleo e gás natural no país, alterando as condições de contorno da indústria de petróleo e gás natural no país.

²⁴ Vale lembrar que, de modo geral, a taxa de sucesso varia entre 15% a 20% (PINTO JR., 2011).

²⁵ A expressão “doença holandesa” tem como origem as consequências negativas da descoberta e exploração de gás natural na Holanda nos anos 1960 que, a partir da entrada maciça de capitais com a exploração dos recursos naturais, geraram um forte excedente na balança comercial e acarretaram uma valorização da taxa de câmbio real capaz de afetar a competitividade dos demais setores produtivos da economia, deformando a estrutura produtiva local (KHOUDOUR-CASTÉRAS, 2010). No mesmo sentido, Bresser-Pereira (2009) destaca a doença holandesa, também conhecida como a maldição dos recursos naturais, como um fenômeno estrutural que cria obstáculos à industrialização de um país. Assim, sendo compatível com uma externalidade negativa, ou seja, uma falha de mercado, tal fenômeno gera uma taxa de câmbio sobrevalorizada e diferente daquela que possibilita a existência e o desenvolvimento de setores econômicos eficientes e tecnologicamente sofisticados.

No que tange ao contexto da indústria de P&G nacional por ocasião das descobertas do pré-sal, é importante apresentar também a proeminência da Petrobras como principal empresa atuante nas atividades de E&P, bem como salientar a estratégia adotada pela empresa no contexto posterior às reformas da década de 1990, a qual refletiu as mudanças relevantes verificadas na alta administração da estatal.

Pinto Jr. e Iooty (2010) mencionam também que o processo gradual de liberalização conduziu para estratégias cooperativas entre a Petrobras e as empresas privadas entrantes no país, impulsionando os esforços e investimentos nas áreas de exploração e produção de novos campos de petróleo e gás natural. O resultado mais significativo destas ações foi a descoberta de hidrocarbonetos na província do pré-sal, a qual, frisa-se, conta com a participação da empresa em 85% da área sob concessão.

A despeito do processo de liberalização e do fim do monopólio de direito da Petrobras, é interessante destacar também que a empresa permaneceu líder no segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural no país. Os dados de produção demonstram que a Petrobras, como operadora, é responsável por 90,5% do petróleo extraído dos campos em terra e mar no Brasil. Quanto ao gás natural, a participação da empresa é ainda maior, representando 97,1% da produção total em território nacional (ANP, 2012d). Deste modo, é irrefutável o fato de que a Petrobras, mesmo após a Lei do Petróleo, manteve a liderança nas atividades de E&P realizadas no país, adequando-se tanto ao modelo de contrato de concessão, quanto à abertura econômica e à ampliação da concorrência com outras empresas naquelas atividades.

Por outro lado, também foram verificadas mudanças no contexto político do país que repercutiram na redefinição das diretrizes da política energética, em especial quanto ao papel a ser desempenhado pela Petrobras e pelo Estado nas atividades de relacionadas à indústria petrolífera nacional.

Assim, conforme explicitado por Pinto Jr. (2011), a trajetória bem-sucedida das atividades de petróleo e gás natural no país decorreu, em especial, da associação entre dois fatores: o comportamento empresarial adotado pela Petrobras e o marco regulatório instituído pela Lei do Petróleo. No que tange ao primeiro fator, a partir de uma política empresarial de alianças com o capital privado nacional e internacional, a Petrobras foi capaz de adotar um conjunto de estratégias flexíveis e diversificadas voltadas às melhores práticas da indústria do petróleo, as quais contemplavam a cooperação com empresas parapetrolíferas e, conseqüentemente, permitiam a incorporação de inovações tecnológicas nas atividades de exploração e produção do hidrocarboneto energético.

Já quanto ao segundo fator, a abertura econômica vivenciada na década de 1990 no país, refletida na indústria nacional do petróleo e gás por meio da promulgação da Lei do Petróleo, instituiu um marco regulatório setorial voltado à inserção do capital privado nas atividades de exploração e produção de petróleo, revertendo o modelo de monopólio estatal vigente até a EC n.º 09/2005. Os regimes de incentivos criados a partir de então possibilitaram a ampliação das fronteiras petrolíferas nacionais e incentivaram a formação de parcerias entre a Petrobras e os agentes privados. Nas palavras de Pinto Jr. (2011, 50), a combinação entre o novo marco regulatório setorial e o comportamento empresarial adotado pela Petrobras, “[...] além de possibilitar o compartilhamento de aprendizado geológico e tecnológico, permitiu a repartição de custos, riscos e prêmios que envolvem a atividade de exploração [...]” de petróleo.

A partir deste novo contexto, então, que inclui mudanças de política setorial voltadas ao setor energético, incremento do peso político da Petrobras no âmbito da indústria de P&G, com forte influência sobre a economia nacional, e os promissores efeitos das descobertas de recursos petrolíferos na camada do pré-sal, alterando as condições de contorno na indústria, o governo brasileiro optou por dar início ao processo de revisão do marco regulatório do segmento de *upstream* instituído pela Lei do Petróleo.

Neste ponto, é interessante observar que as contribuições de Chang e Evans (2007) explicitam a possibilidade de que fatores exógenos podem dar início a um processo de mudança institucional, a partir de tensões e contradições entre as instituições existentes e as visões de mundo, ideologias e interesses que as conformam. As perspectivas impactantes do pré-sal na indústria de petróleo e gás natural no Brasil, associadas às mudanças nos interesses das bases políticas nacionais, podem ser compreendidas como fator promotor da revisão do modelo vigente desde a Lei do Petróleo. Neste sentido, na medida em que o

sistema legal constitui a parte formal das instituições, podemos inferir que o choque externo provocado pelas descobertas da nova província petrolífera somado às visões de mundo então predominantes socialmente foram capazes de perturbar e iniciar um processo de mudança institucional.

Neste contexto, as ações resultaram no envio de quatro projetos de lei do Congresso Nacional, em setembro de 2009, objetivando rever o modelo implementado a partir de 1997, os quais, após a sua aprovação, provocaram o redesenho institucional da regulação de petróleo e gás natural em âmbito federal, criando novos atores, competências e reconfigurando o ambiente regulatório.

O primeiro projeto aprovado foi o de cessão onerosa, transformado na Lei n.º 12.276, de 30 de junho de 2010, a qual autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras, em áreas ainda não concedidas localizadas no pré-sal e em regime de dispensa de licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos, ficando a citada empresa controlada pelo governo com a titularidade dos recursos petrolíferos encontrados e produzidos. A efetivação de tal cessão de direitos de exploração e produção ocorreu por meio de um contrato específico de cessão a ser assinado entre a União e Petrobras, previamente submetido à aprovação do CNPE, limitando em cinco bilhões de barris equivalentes o volume total de óleo produzido a ser de propriedade da Petrobras. Nesta modalidade específica de contratação, à ANP foi atribuída a responsabilidade de obter laudo técnico com vistas a avaliar os volumes e valores dos barris de óleo equivalentes a serem potencialmente produzidos pela Petrobras nas respectivas áreas do pré-sal, bem como de regular e fiscalizar as atividades realizadas no âmbito do contrato de cessão onerosa.

É interessante notar que a referida legislação promulgada em junho de 2010 pode ser compreendida como uma alteração inicial do modelo até então vigente, uma vez que, diferentemente dos ditames da Lei do Petróleo, a exploração de petróleo em determinada área definida pelo governo, mesmo sendo feita pela Petrobras, poderá ocorrer sem prévia licitação a ser promovida pela ANP. A nova modalidade de contratação, não sujeita ao regime de concessão, teve como objetivo, então, permitir a capitalização da Petrobras, criando as condições necessárias ao financiamento do elevado volume de investimentos requeridos para a superação do desafio tecnológico de exploração e produção de hidrocarbonetos em áreas abaixo da camada de sal.

Dos projetos de lei enviados ao Legislativo, o de n.º 5.939/2009 foi o segundo a ser aprovado, convertendo-se na Lei n.º 12.304, de 2 de agosto de 2010, e autorizando o Executivo a criar a denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A (Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA). A empresa então instituída ficou vinculada ao MME e teve como objeto a gestão tanto dos contratos de partilha de produção quanto dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União. À mencionada empresa foi dada a atribuição de representar a União nos consórcios, fazer cumprir as exigências de conteúdo local, avaliar os critérios técnicos e econômicos dos planos relacionados às atividades exploratórias desenvolvidas pelas empresas contratadas sob o regime de partilha, bem como auditar e monitorar a sua execução e os custos e investimentos a elas relacionados. No que tange aos contratos de comercialização do óleo, a PPSA ficou com a responsabilidade de celebrar os contratos com os comercializadores, representando a União.

Adicionalmente, a empresa pública criada, nas hipóteses em que jazidas de petróleo venham a se estender para áreas não concedidas ou não contratadas sob o regime de partilha de produção, fica responsável por representar a União nos procedimentos de individualização da produção. Sobre este aspecto, é relevante explicitar que esta competência era anteriormente exercida exclusivamente pela ANP, de acordo com o artigo 27 da Lei do Petróleo, sendo agora executada pela PPSA quando se tratar de áreas no pré-sal ou consideradas estratégicas. A relação com a ANP ficará restrita ao fornecimento de dados necessários a função regulatória e à análise dos dados sísmicos disponibilizados pela Agência.

No que concerne ao processo decisório da PPSA, ficaram constituídos um Conselho de Administração e uma Diretoria Executiva, ambos com cinco integrantes²⁶. Em todos os casos, os nomes serão indicados

²⁶ No caso do Conselho de Administração, nos termos do artigo 10 da Lei n.º 12.304/2010, a composição será a seguinte: 1 (um) conselheiro indicado pelo Ministério de Minas e Energia, que o presidirá; 1 (um) conselheiro indicado pelo Ministério da Fazenda; 1 (um) conselheiro indicado pelo Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão; 1 (um) conselheiro indicado pela Casa Civil da Presidência da República; e pelo diretor-presidente da PPSA.

pelo Presidente da República, sem a necessidade de aprovação pelo Senado Federal. A empresa estará sujeita à supervisão do MME e à fiscalização da Controladoria-Geral da União e do Tribunal de Contas da União. Neste contexto, portanto, cumpre ressaltar que tanto os critérios de nomeação quanto o nível de independência institucional, especialmente no que tange ao processo decisório, diferem daqueles aplicáveis à ANP. A partir de tal configuração, fica ratificado que a nova legislação²⁷ inseriu um novo agente no ambiente regulatório, com atribuições antes exercidas exclusivamente pela ANP e com novas competências de caráter técnico e econômico, provocando o redesenho institucional da regulação de petróleo e gás natural no país.

A terceira lei sancionada pelo Presidente da República e resultante dos projetos enviados ao Congresso Nacional foi a mais importante e consolidou o novo modelo a ser aplicado à exploração de petróleo e gás natural no Brasil, alterando, por conseguinte, o marco regulatório anteriormente criado pela Lei do Petróleo. Na realidade, o texto final da lei então aprovada aglutinou o conteúdo dos projetos de lei n.º 5.938/2009 e n.º 5.940/2009, de modo que, além de modificar a Lei do Petróleo, dispôs tanto sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, quanto sobre a criação do Fundo Social.

Pelo regime de partilha, o contratado exercerá, por sua conta e risco, as atividades de exploração e produção dos hidrocarbonetos, tendo direito, na hipótese de descoberta comercial, à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato. Destaca-se que o novo regime de contratação aplica-se às áreas do pré-sal e demais consideradas estratégicas, conforme delimitação legal.

Outrossim, nos blocos sob o regime de partilha, a Petrobras passará a atuar como operadora única, sendo-lhe garantida a participação mínima de 30% nos casos em que a licitação venha a ser vencida por outra empresa ou conjunto de empresas²⁸. Deste modo, a empresa controlada pelo governo, embora passe a ser a única responsável pela execução dos serviços de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás nas áreas sujeitas à partilha de produção, fica a obriga a acatar as regras do edital de licitação e a proposta vencedora. Sobre este aspecto é interessante salientar as diferenças entre o critério de julgamento das propostas quando comparamos o modelo de partilha de produção com o de concessão. De acordo com as regras aplicáveis ao primeiro caso, a nova legislação estabeleceu que a seleção da proposta vencedora, quando realizada a licitação, observará somente o critério da oferta de maior excedente em óleo à União²⁹, partindo de um percentual mínimo estabelecido pelo CNPE.

Com isso, foi criado um novo e único critério para a escolha das empresas interessadas em atuar no regime de partilha, diferenciando-se dos critérios de julgamento das licitações de blocos sujeitos ao regime de concessão, uma vez que, nestes casos, cumpridas as condições de qualificação estabelecidas pela ANP, a pontuação final das empresas baseia-se nas ofertas de PEM, conteúdo local mínimo e bônus de assinatura, conforme visto anteriormente. Deste modo, a nova regra de seleção de empresas por meio da oferta de excedente em óleo mais vantajosa implica um novo regime de incentivos aplicável à partilha de produção, quando comparamos com o contrato de concessão.

Na medida em que as áreas consideradas estratégicas, assim como a província do pré-sal, indicam a possibilidade de elevadas rentabilidades e baixo risco geológico, os objetivos a serem alcançados em termos de atividades exploratórias, embora ainda relevantes, deixam de estar refletidos no processo de competição, via licitação, quando da entrada das empresas nos contratos de partilha. Assim, a exclusividade do excedente em óleo como critério de julgamento das propostas espelha a pretensão de maximização das receitas do Estado, pela apropriação da renda petrolífera, nas áreas submetidas à

²⁷ Como veremos adiante, é interessante observar também que esta Lei n.º 12.304/2010 apresenta uma série de conceitos que serão definidos somente quando da aprovação do texto do PL n.º 5.938/2009, que propôs a instituição do regime de partilha e definiu, por exemplo, a “área do pré-sal”, as “áreas estratégicas”, o próprio “regime de partilha” e o “consórcio” a ser formado para o contrato de partilha.

²⁸ Tal qual ocorre com nos editais relativos aos contratos de concessão, também será permitida a formação de consórcios visando à participação conjunta de empresas durante a licitação dos blocos sujeitos ao regime de partilha de produção, conforme art. 16 da Lei n.º 12.351/2010.

²⁹ Conforme artigo 18 da Lei n.º 12.351/2010.

modalidade de contratação prevista na Lei n.º 12.351/2010. As questões relativas a PEM, conteúdo local mínimo e bônus de assinatura passam a ter um valor fixo previamente definido, devendo estar indicado no edital de licitação dos blocos de partilha de produção.

Entretanto, cumpre destacar que as alterações mais significativas que geraram impacto na regulação da indústria nacional de petróleo e gás deram-se por meio das novas competências definidas para o MME, o CNPE e a ANP, as quais fortaleceram o papel dos órgãos de governo, como o Ministério, e, em contrapartida, retiraram algumas das atribuições anteriormente exercidas pela Agência. Como exemplo, vale destacar que os novos contratos sob o regime de partilha passam a ser celebrados pela União, por intermédio do MME, e não pela ANP, como ocorre com os contratos de concessão regidos pela Lei do Petróleo.

Ao mesmo tempo, o novo modelo ratificou e reforçou o papel de protagonista a ser exercido pela Petrobras nas atividades de exploração e produção de petróleo no país. Neste sentido, além de assegurar a empresa como única operadora³⁰ e garantir a participação mínima de 30% quando da formação de consórcios, a União ficou autorizada a contratar diretamente com a Petrobras, dispensando-se a licitação.

O CNPE, embora tenha mantido seu papel de propor ao Presidente da República as políticas setoriais, estendeu seu escopo de atuação para os assuntos relacionados diretamente com os contratos de partilha de produção, harmonizando-se com a nova legislação em vigor. Além de ter suas competências expandidas em relação à Lei do Petróleo³¹, foi assegurada ao Conselho uma participação efetiva na regulação setorial, na medida em que este assumiu a atribuição antes exercida pela ANP de definição dos blocos sujeitos ao regime de concessão³², bem como aqueles a serem objeto de partilha de produção.

O MME, por sua vez, assumiu uma série de competências antes sequer mencionadas na legislação anterior, aumentando a participação direta do governo na definição de blocos a serem licitados nas duas modalidades de contratação (concessão e partilha de produção), bem como no estabelecimento dos parâmetros técnicos e econômicos a serem aplicados aos contratos de partilha de produção³³. Adicionalmente, coube ao Ministério estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para a promoção das licitações e na elaboração dos editais e dos contratos relativos ao novo regime, assim como aprovar as minutas dos referidos editais e contratos. As alterações na Lei do Petróleo também retrataram esta maior centralidade do Ministério, garantindo ao órgão acesso irrestrito e gratuito ao acervo técnico constituído de dados e informações das bacias sedimentares brasileiras.

No novo modelo de contratação, embora a gestão dos contratos tenha sido delegada à PPSA como representante da União na figura jurídica de uma empresa pública, a fiscalização e a regulação das atividades realizadas sob o regime de partilha de produção ficaram a cargo da ANP, bem como a promoção das licitações, tal qual ocorre com os contratos sob o regime de concessão. Todavia, ressalta-se que atividades antes exercidas sem a necessidade de submissão ao MME passaram a ser objeto de avaliação e deliberação por aquele órgão do governo, como nas hipóteses de delimitação dos blocos e elaboração das minutas de contratos e editais do regime de partilha de produção.

Do mesmo modo que ocorre com os contratos de concessão, a Agência manteve a atribuição de analisar e aprovar os planos de exploração e de desenvolvimento relativos às atividades a serem executados pela

³⁰ Por outro lado, o formato de operadora única também implicou a adesão compulsória da empresa às regras do edital e à proposta vencedora mesmo quando não participante da licitação.

³¹ A nova legislação tornou o CNPE responsável pela proposição, no que tange à partilha de produção, do ritmo de contratação dos blocos; dos blocos a serem destinados à contratação direta ou objeto de licitação; dos parâmetros técnicos e econômicos aplicáveis; da delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal ou estratégicas; e da política de comercialização do petróleo destinado à União e do gás natural provenientes dos respectivos contratos. Foram inseridas também as funções de estabelecer a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria do P&G, incluindo a sua cadeia de suprimentos, e de fomentar o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, tanto nas para os contratos de concessão quanto de partilha de produção.

³² A Lei n.º 12.351/2010 revogou o artigo 23 da Lei do Petróleo, que atribuía à ANP a função de definir os blocos na modalidade de concessão.

³³ O MME ficou com a atribuição de propor ao CNPE: os critérios para a definição do custo em óleo a ser apropriado pelo contratado; o excedente em óleo e respectivo percentual mínimo; a participação mínima da Petrobras nos contratos de partilha; o conteúdo local mínimo; e o bônus de assinatura.

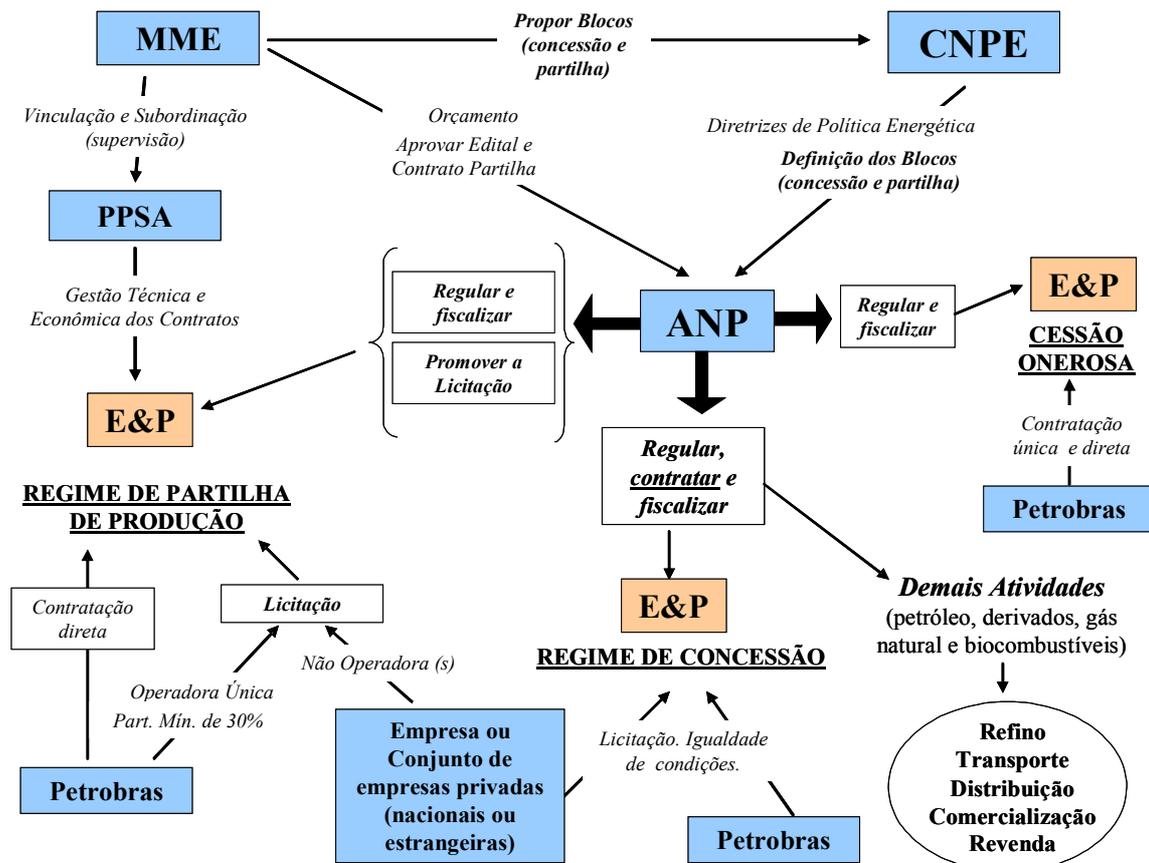
empresa contratada no âmbito da partilha de produção. Esta questão merece destaque na medida em que se observa uma intercessão de competências entre a ANP e PPSA, haja vista as prerrogativas desta empresa pública no que tange aos planos e projetos de exploração, de avaliação, de desenvolvimento e de produção de hidrocarbonetos.

Na prática, as atividades da PPSA serão desempenhadas no âmbito do comitê operacional a ser constituído com a finalidade de administrar o consórcio³⁴ exigido pelo contrato de partilha de produção, cabendo à PPSA a indicação de metade dos integrantes do mencionado comitê, incluindo o seu presidente, que terá poder de veto e voto de qualidade. À luz da composição do comitê e de suas atribuições, cumpre destacar que a empresa pública criada pela Lei n.º 12.304/2010 passa a representar um novo e importante ator do ambiente regulatório setorial, dotado de elevado poder no âmbito da administração do contrato de partilha de produção.

Sobre este aspecto, ainda, é possível identificar um potencial conflito de competências entre a PPSA e a ANP, uma vez, que nos termos da legislação vigente, embora ambas devam estar atentas ao atendimento do interesse público, o rol de atribuições do órgão regulador setorial é mais abrangente do que da empresa pública responsável pela gestão do contrato de partilha. Tal quadro é reforçado, ainda, pelas diferenças intrínsecas ao regramento aplicável à composição do corpo decisório de cada entidade, na medida em que, mesmo em regime de colegiado, os diretores da PPSA são nomeados diretamente pelo Presidente da República e sujeitam-se à supervisão ministerial, enquanto que na ANP, após a indicação presidencial, a escolha deve ser submetida à arguição e aprovação pelo Senado Federal, sendo-lhes garantida a estabilidade de mandatos e maior independência no processo de deliberação.

Assim, considerando o explicitado, a Figura 12 procura ilustrar os atores presentes no novo ambiente regulatório da indústria de *upstream* de petróleo e gás natural no Brasil, a partir das mudanças trazidas pelo conjunto de leis aprovadas em 2010 pelo Congresso Nacional, resultantes das propostas enviadas pelo Executivo:

³⁴ Este consórcio será composto por representantes da PPSA, pela Petrobras e pelo licitante vencedor, neste último caso, quando a contratação for precedida de leilão.



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 12 – Ambiente regulatório de E&P de P&G após legislação do pré-sal

É possível inferir, portanto, que este conjunto de mudanças refletiu-se em uma reorganização do regime de competências dos atores integrantes da regulação de petróleo e gás natural no Brasil. Por outro lado, do ponto de vista das atividades exploratórias, a partir da definição das áreas consideradas estratégicas e do pré-sal, as atividades de exploração de petróleo e gás no Brasil passaram a poder ser exercidas de duas maneiras distintas: por meio de contratos de concessão ou por contratos da modalidade de partilha de produção. A nova redação dada ao artigo 23 da Lei do Petróleo deixa clara a convivência entre as duas modalidades de contratação, conforme a seguir transcrito: “as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei, ou sob o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas, conforme legislação específica”. (BRASIL, 2010c).

Vale notar, ainda, que esta nova configuração do ambiente regulatório, incluindo a coexistência de duas modalidades de contratação para o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, resultou em um significativo incremento da complexidade institucional quando comparamos com a figura 3, a qual representa o momento anterior à aprovação da Lei do Petróleo. Neste sentido, o novo regramento setorial, associado às atribuições dos atores que compõem o ambiente regulatório então conformado pela legislação de partilha de produção, acaba por provocar uma nova reformulação do processo de interação interorganizacional, visando a alcançar os objetivos do novo modelo.

À luz de tal ambiente regulatório, na seção seguinte, buscaremos destacar as características do contrato de partilha de produção no que tange ao seu regime de incentivos, comparando-as com o contrato de concessão. Além disso, haja vista o redesenho institucional promovido pela revisão do modelo criado pela

Lei do Petróleo, mostra-se importante explicitar os desafios relacionados à interação e à coordenação entre os atores no novo ambiente regulatório.

O Contrato de Partilha e respectivo Regime de Incentivos

A inserção da partilha de produção como um novo arranjo contratual aplicado às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil implica um regime de incentivos diferenciado em relação ao contrato de concessão. Neste sentido, com vistas a analisarmos os dois marcos regulatórios de forma comparada, mostra-se interessante utilizarmos os níveis de distinção explicitados por Tolmasquim e Pinto Jr (2011). Os autores, adaptando as contribuições trazidas por Jonhston (1994), propõem três níveis fundamentais de análise que contribuem para a identificação dos aspectos principais de cada marco regulatório, sendo eles: o exercício do monopólio do Estado; a participação da empresa estatal petrolífera e as modalidades de arranjos contratuais. A Figura 13 apresenta o esquema apresentado pelos autores:



Fonte: Tolmasquim e Pinto Jr (2011, p. 24)

Figura 13 – Marcos Regulatórios de E&P de P&G

Conforme observado na Figura 13, a partilha de produção caracteriza-se como um tipo de arranjo contratual onde o exercício das atividades não é, obrigatoriamente, exclusividade do Estado hospedeiro, sendo concebida a contratação de empresas não estatais para a execução dos trabalhos de exploração e produção de hidrocarbonetos. No entanto, diferentemente do arranjo contratual na modalidade de concessão pura, a partilha de produção pressupõe a participação de empresa estatal nos exercício das atividades.

Pinto Jr. e Iooty (2010) notam que, na medida em que os regimes de partilha de produção permitem um controle maior do Estado na produção e exportação dos recursos naturais, possibilitam, também, um grau de interferência maior do governo, determinando, por exemplo, o ritmo de exploração dos novos campos.

No caso brasileiro, por exemplo, a PPSA cumpre o papel de representante do Estado na execução dos trabalhos, integrando o comitê operacional previsto na Lei n.º 12.351/2010 e tendo forte influência na gestão dos contratos e no processo decisório aplicável aos blocos sujeitos ao regime de partilha. Assim, conforme observado anteriormente, esta configuração possibilita um maior controle estatal sobre as atividades a serem desenvolvidas, cabendo salientar, ainda, que, no Brasil, a PPSA não assume riscos ou custos relativos às mencionadas atividades.

No caso da concessão pura, por outro lado, embora também se qualifique como um regime não exclusivo no que tange ao exercício do monopólio pelo Estado, não há a participação estatal no contrato, o que garante à empresa contratada liberdade no processo decisório correspondente às atividades a serem executadas, ficando a mesma responsável pela totalidade dos riscos e custos incorridos. Neste sentido, é interessante salientar que, de acordo com a tipologia adotada pelos autores, o modelo de concessão

brasileiro, introduzido pela Lei do Petróleo, enquadra-se no mencionado tipo de arranjo contratual (TOLMASQUIM; PINTO JR., 2011, p. 31).

Todavia, os aspectos mais relevantes quando comparamos as modalidades de concessão e partilha de produção estão relacionados à propriedade do óleo ou gás produzidos e à forma de apropriação da renda petrolífera pelo Estado ou respectivos sistemas fiscais. No caso da concessão, arranjo contratual previsto na Lei do Petróleo, a propriedade dos recursos extraídos da jazida é das empresas contratadas (concessionárias), enquanto que, na partilha de produção, os hidrocarbonetos produzidos pertencem ao Estado e não são automaticamente transferidos às empresas responsáveis pelas atividades de exploração, desenvolvimento e produção. Nestes casos, não há transferência de titularidade dos recursos petrolíferos, porém as empresas têm direito a uma parcela da produção ou a uma receita específica como forma de pagamento pelos serviços realizados. No modelo aplicável às áreas do pré-sal ou estratégicas, regido pela Lei n.º 12.351/2010, tais compensações, previstas no edital de licitação e no contrato a ser assinado, são denominadas de “custo em óleo”.

No que tange à apropriação da renda petrolífera pelo Estado, o regime de concessão prevê apenas o recolhimento de participações governamentais, que podem variar de acordo com o volume de produção e produtividade do campo. Já na partilha de produção, o Estado se apropria efetivamente do hidrocarboneto produzido, uma vez que a renda petrolífera estatal é representada pelo “excedente em óleo” decorrente das atividades executadas pela empresa contratada, de acordo com os percentuais a serem repartidos nos termos do contrato³⁵. No caso brasileiro, além do volume a ser partilhado com o Estado, as empresas contratadas também estão sujeitas a cobrança de royalties, como compensação financeira pelo exercício das atividades, e ao bônus de assinatura, como valor fixo a ser pago à União no ato da assinatura do contrato.

Resumindo os dois modelos, Pinto Jr. e Iooty (2010, p. 182) explicitam 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”.

Assim, considerando tais aspectos que diferenciam os dois arranjos contratuais, bem como as demais diferenças no que tange ao processo de seleção das empresas, explicitamos na Tabela 5 o regime de incentivos do contrato de partilha de produção instituído após as descobertas da área do pré-sal. Sobre este aspecto, no entanto, não será possível indicar as cláusulas contratuais aplicáveis, uma vez que, até a presente data, os contratos de partilha de produção ainda não foram objetos de assinatura pela União. As indicações basear-se-ão nas disposições previstas na legislação aprovada ao final de 2010.

Tabela 5 – Regime de Incentivos presentes na Lei n.º 12.351/2010 (Partilha de Produção)

³⁵ Sobre tal aspecto, é interessante mencionar que, do ponto de vista da renda petrolífera total a ser apropriada pelo Estado, não é possível afirmar que uma determinada modalidade contratual seja superior à outra, uma vez que podem ser feitos ajustes nas alíquotas incidentes sobre as participações de natureza fiscal com vistas a alcançar o mesmo patamar de arrecadação (BRAGA, 2012).

Regime de Incentivo	Instrumento	Dispositivo Lei n.º 12.351/2010	Objetivo Principal
Criação de nova modalidade de contratação para exercício da atividade de E&P	Adoção do Contrato de Partilha de Produção	Art. 3º, da Lei n.º 12.351/2010	Adequar o regime contratual à nova realidade petrolífera brasileira (menor risco e maior rentabilidade)
Processo de seleção das empresas	Licitação ou contratação direta da Petrobras	Art. 8º, da Lei n.º 12.351/2010	Garantir ao Estado o poder discricionário de escolha
Participação do Estado nas atividades de E&P	Petrobras como operadora única e participação mínima de 30%	Art. 4º; e 10, inc. III, "c" da Lei n.º 12.351/2010	Conceber à Petrobras, como empresa controlado pelo governo, o papel de protagonista nas atividades de E&P da áreas do pré-sal
Participação do Estado da gestão contratual	Criação da PPSA, empresa 100% estatal, integrante do comitê operacional	Arts. 8º, § 1º; 23; e 25 da Lei n.º 12.351/2010	Aumentar o papel do Estado como gestor dos recursos petrolíferos, permitindo a atuação direta no processo de decisão relacionado às atividades a serem executadas
Modalidade de apropriação da renda petrolífera pelo concessionário	Recursos petrolíferos produzidos são de propriedade do Estado	Arts. 2º, inc. I, II e III; 3º da Lei n.º 12.351/2010	Garantir maior controle estatal sobre os recursos petrolíferos produzidos
Regime fiscal aplicável às atividades de E&P	Excedente em óleo (variável)	Arts. 15, inc. III e VI; 18; e 29, inc. VII, da Lei n.º 12.351/2010	Critério único para seleção da proposta vencedora, quando houver licitação. Utilizado na maximização da renda petrolífera a ser apropriada pelo Estado e garantir a participação deste no processo de comercialização. Constituir a principal fonte de recursos para o Fundo Social
	<i>Royalties</i>	Arts. 42, inc. I e § 1º da Lei n.º 12.351/2010	Apropriação de parte da renda petrolífera pelo Estado, na modalidade de compensação financeira pelos impactos territoriais e ambientais
	Bônus de Assinatura (valor fixo)	Arts. 15, inc. IX; 42, inc. II § 2º da Lei n.º 12.351/2010	Valor fixo devido a título de assinatura do contrato com a União
Estímulo às atividades exploratórias	Programa Exploratório Mínimo (PEM) a ser executado pelo contratado	Arts. 15, inc. VII; e 29 inc. XII da Lei n.º 12.351/2010	Valor previamente definido, com vistas à permitir a realização de atividades exploratórias objeto de concessão
Desenvolvimento da indústria nacional de bens e serviços	Comprometimento com Conteúdo Local mínimo a ser cumprido pelo contratado	Arts. 15, inc. VIII da Lei n.º 12.351/2010	Valor previamente definido, com vistas à incrementar, em bases competitivas, a participação da indústria nacional de bens e serviços nos projetos de E&P de petróleo e gás natural

Fonte: Elaboração própria

Assim, considerando que as estratégias de investimento em atividades de E&P são fortemente influenciadas pelos regimes fiscais adotados nos países hospedeiros, é possível verificar que os distintos arranjos contratuais representam diferentes regimes de incentivos a serem dados aos agentes econômicos,

de acordo, principalmente, com a forma de apropriação da renda pelo Estado e com a titularidade dos recursos produzidos. Conforme abordado por Pinto Jr. e Iooty (2010, p. 178), os marcos regulatórios podem, então, “[...] *ser entendidos como um conjunto de arranjos institucionais, legais e fiscais [que] condicionam de forma decisiva o processo de investimento no setor de upstream ao definir os limites para a apropriação da renda petrolífera pelas empresas*”. Além disso, os autores salientam que as formas híbridas de contratação são cada vez mais frequentes, de modo que os marcos regulatórios podem passar a comportar tanto dois regimes puros distintos, como a coexistência deles, a depender dos riscos exploratórios inerentes à determinada área.

A partir da convivência entre os dois regimes de contratação vigentes no país para o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, é interessante observar, de forma comparada, as principais características da modalidade de concessão, prevista na Lei do Petróleo, e da partilha de produção, instituída por meio da Lei n.º 12.351/2010. A Tabela 6 apresenta este quadro comparativo.

Tabela 6 – Comparativo das principais características dos contratos de Concessão e de Partilha de Produção

Características Principais	Regime de Concessão	Regime de Partilha
Áreas/blocos submetidos	Áreas não estratégicas e áreas do pré-sal ofertadas e contratadas antes da Lei n.º 12.351/2010	Áreas estratégicas e áreas do pré-sal ofertadas após da Lei n.º 12.351/2010
Representante dos interesses da União	ANP	PPSA
Celebrante do Contrato	ANP	MME
Definição dos Blocos a serem ofertados	ANP (antes da Lei n.º 12.351/2010) e CNPE (após a Lei n.º 12.351/2010)	CNPE
Promoção das Licitações	ANP	ANP (quando houver)
Modelo de Contratação	Licitação	Contratação Direta (Petrobras) ou Licitação
Regulação e Fiscalização do Contrato	ANP	ANP
Gestão do Contrato	ANP	PPSA
Administração do Contrato	Empresa ou Consórcio vencedor(a) da Licitação	Comitê Operacional
Critério de Julgamento das Propostas	Bônus de Assinatura; PEM; e Conteúdo Local Mínimo	Excedente em óleo
PEM	Ofertado	Previamente Definido
Conteúdo Local	Ofertado	Previamente Definido
Bônus de Assinatura	Ofertado	Previamente Definido
<i>Royalties</i>	Aplicável	Aplicável
Participações Especiais	Aplicável	Não aplicável
Taxa de Retenção ou Ocupação de Área	Aplicável	Não aplicável
Excedente em óleo	Não aplicável	Ofertado
Custo em óleo	Não aplicável	Aplicável (critérios definidos em Contrato)
Participação da Petrobras	Facultativa	Obrigatória, com percentual mínimo de 30%
Operador	Empresa vencedora ou aquela definida pelo Consórcio vencedor, quando for o caso	Petrobras (operador único)
Formação de consórcio	Possível	Possível, quando Licitação
Investimentos obrigatórios em P&D	Definido no Contrato	Não definido

Fonte: Elaboração própria

Na próxima seção, analisaremos os desafios da coordenação no novo ambiente regulatório, considerando os objetivos das mudanças legais verificadas.

Os desafios da coordenação impostos pelo Redesenho Institucional

Como vimos anteriormente, o conjunto de leis aprovadas no ano de 2010 alterou o papel das organizações atuantes na regulação da indústria de petróleo e gás no Brasil, reconfigurando o ambiente de interação entre empresas, governo e agência reguladora. Este novo cenário representa um importante desafio para a coordenação entre as diferentes organizações integrantes do desenho institucional, em especial devido à potencial assimetria de poderes e de interesses entre elas.

Ademais, não podemos esquecer que as mudanças institucionais na regulação setorial e a revisão do modelo vigente desde a lei do Petróleo estão inseridas em um contexto de elevados potenciais petrolíferos decorrentes das descobertas do pré-sal. As estimativas do Plano Decenal de Expansão de Energia da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2011, p.13), indicam que no decênio 2010-2020 “[...] a produção nacional de petróleo e gás natural seja duplicada, com a contribuição do pré-sal atingindo cerca da metade dessa produção até 2020”. Do ponto de vista internacional, o potencial de comercialização brasileira de petróleo e derivados, atuando com exportador líquido, tende a aumentar a relevância do país no mercado mundial de petróleo, tendo como motivação principal a produção das áreas do pré-sal e expansão do parque nacional de refino. De acordo com a Petrobras (2011), as estimativas revelam um significativo incremento da participação do pré-sal na produção nacional, passando de 2% em 2011 para 40,5% em 2020³⁶ (PETROBRAS, 2011). Quanto ao volume a ser exportado, a expectativa é atingir, em 2020, um volume de cerca de 3,2 milhões de barris/dia, especialmente em função das grandes reservas dos campos da região do pré-sal (EPE, 2011).

Para o gás natural, as perspectivas também são bastante positivas, projetando-se para o período 2010-2020 “[...] uma ampliação significativa da participação do gás nacional na oferta total de gás natural, devido principalmente ao incremento da produção interna oriunda das recentes descobertas (EPE, 2011, p.14).”

A Tabela 7 apresenta as estimativas de produção de acordo com dados da EPE (2011), considerando as reservas provadas e os recursos contingentes³⁷:

Tabela 7 – Previsão de produção de petróleo e gás natural no país no período 2011-2020

Petróleo (milhões de barris/dia)										
ANO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RD - EPS	2,02	2,06	2,26	2,71	2,72	2,77	2,72	2,70	2,53	2,39
RD - PS	0,30	0,40	0,51	0,73	0,94	1,28	1,75	2,35	2,77	3,08
TOTAL	2,33	2,46	2,76	3,43	3,66	4,06	4,46	5,05	5,30	5,47
Gás Natural (milhões de m ³ /dia)										
ANO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RD - EPS	78,25	84,52	89,57	98,32	98,88	97,03	94,54	91,33	82,00	71,69
RD - PS	10,88	14,63	17,25	23,59	32,35	43,42	59,65	80,73	98,09	114,97
TOTAL	89,13	99,16	106,82	121,90	131,24	140,45	154,19	172,06	180,08	186,66

Legenda: RD = Recursos Descobertos; EPS = Extra Pré-Sal; PS = Pré-Sal.

Nota: vale observar que os valores totais de petróleo e gás natural da tabela podem estar superestimados. A expectativa de longo prazo da Petrobras divulgada recentemente indica valores inferiores àqueles publicados pela EPE. De acordo com a petroleira, para o ano de 2016, a meta de produção nacional de óleo e gás natural é de 3,0 milhões boe/dia, enquanto que, para 2020, está prevista uma produção total de 5,2 milhões boe/dia de óleo e gás natural (PETROBRAS, 2012). Embora indiquem uma expectativa de produção da própria empresa, tais dados são relevantes na medida em que a Petrobras é a principal empresa operadora no país, inclusive na província do pré-sal.

Fonte: EPE (2011).

³⁶ Neste cenário, a Petrobras destaca o fato de que o primeiro poço a produzir em escala comercial no pré-sal, no campo de Lula, já é o poço mais produtivo da empresa (PETROBRAS, 2011).

³⁷ Contribuição prevista dos recursos contingentes são aquelas decorrentes das descobertas em estágio de avaliação exploratória em blocos sob concessão até a Rodada 10.

No que tange aos investimentos previstos para o setor de E&P, a expectativa da Petrobras é de que o total aplicado somente no país alcance o valor de US\$ 131,6 bilhões, dos quais 69% destinados às atividades de desenvolvimento da produção, 19% exploração e 12% em infraestrutura. No mesmo sentido das previsões de produção de petróleo e gás natural no país, em termos de localização da reservas no pré-sal ou nas demais áreas, os investimentos na província recém descoberta atingirão 51% do valor total a ser investido em E&P pela empresa estatal (PETROBRAS, 2012).

Deste modo, podemos perceber que serão elevadas as exigências do pré-sal, haja vista os programas de investimentos previstos, as inovações tecnológicas e a capacitação de recursos humanos requeridos para as atividades a serem realizadas. Conforme observado por Pinto Jr. (2011), tais desafios extrapolam a dimensão regulatória, afetando o processo de formulação de políticas energética, industrial e ambiental.

Sob a ótica tecnológica, o autor ainda salienta que, a despeito da tecnologia difundida de exploração em águas ultra-profundas da Petrobras, a atividade exploratória para a camada de pré-sal é ainda mais desafiadora. Neste sentido, são também importantes os requisitos aplicados aos equipamentos a serem utilizados, bem como o volume de recursos financeiros necessários e a qualificação da mão-de-obra a ser empregada. A demanda por máquinas e equipamentos, ademais, reflete-se na capacidade de atendimento por parte dos fornecedores de bens e serviços, especialmente em âmbito nacional, tendo em vista os percentuais obrigatórios de conteúdo local definidos nos contratos assinados pelas empresas.

Por outro lado, as características e incertezas quanto à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo na região do pré-sal demandarão um complexo gerenciamento de riscos por parte das empresas, uma vez que fatores como a produtividade dos campos, os preços internacionais de petróleo e os custos de extração do óleo, além do já citado acesso a financiamentos, tecnologia e recurso humanos, terão impacto direto na viabilidade econômico-financeira dos campos produtores. Estes elementos afetam as estratégias empresariais e, conseqüentemente, o ritmo de investimentos no setor de petróleo e gás natural.

Soma-se a isto o papel marcante da Petrobras no novo modelo. Pinto Jr. e Iooty (2010) avaliam que a transição do monopólio para uma estrutura de mercado ainda está incompleta devido à existência de barreiras à entrada, que é reforçada pela manutenção de estrutura verticalizada pela Petrobras, bem como pelos altos investimentos afundados e pelo grande conhecimento tecnológico e geológico requeridos para o setor de E&P. Assim, as empresas entrantes tendem a adotar a estratégia de compartilhamento de riscos, buscando formar consórcios com a Petrobras e, conseqüentemente, aproveitar a experiência acumulada da empresa nas atividades de petróleo e gás, em especial nos campos localizados *offshore*.

Os desafios sob a ótica regulatória são revigorados pelas mudanças nas competências entre as organizações que compõem o ambiente regulatório setorial. Nas palavras de Leite (2007, p. 562), a superposição de competências tende a ser um problema potencial a partir da criação de novas instituições e organizações ou por meio da redefinição de competências. O desenho institucional da regulação de petróleo e gás no Brasil, após a Lei da 12.351/2010, passa a requerer uma avaliação cuidadosa do *modus operandi* das organizações, especialmente as públicas, que integram o ambiente regulatório, de modo a evitar conflitos e a permitir uma relação harmônica que contribua para o alcance dos objetivos esperados. Pinto Jr. (2011) destaca duas dimensões de fundamental importância: a delimitação clara das competências entre os órgãos integrantes do novo ambiente regulatório, em particular o MME, a PPSA, ANP e CNPE, especialmente no que tange à definição das áreas a serem licitadas e à gestão do contrato de partilha, considerando os respectivos critérios técnicos e econômicos aplicados; e a necessidade de harmonização entre os dois arranjos contratuais (concessão e partilha de produção) que passam a coexistir como forma de atuação nas atividades relacionadas ao *upstream* brasileiro, o que, conseqüentemente, demandará um processo longo de aprendizado regulatório.

A revisão do marco regulatório impõe, portanto, novos desafios relacionados aos aspectos institucionais do novo modelo. Conforme observado pelo autor, é relevante a recriação das condições jurídicas que possibilitaram a ampliação dos investimentos em exploração e produção de petróleo e gás natural durante a vigência da Lei do Petróleo. A realização da primeira rodada de contratos sob o regime de partilha de produção em outubro de 2013, conforme Resolução CNPE nº 04, de 22/05/2013, será o ponto de partida para o exame da implementação no marco regulatório.

Além disso, os desafios tecnológicos adicionados às implicações no campo institucional e regulatório exigem uma redefinição dos instrumentos de coordenação intergovernamental, tendo como objetivo o desenvolvimento do potencial petrolífero nacional. Neste contexto, “[...] importa encontrar uma posição equilibrada na redefinição das estruturas hierárquicas das instituições governamentais” (PINTO JR.; IOOTTY, 2010, p. 138).

O marco regulatório instituído pelo conjunto de leis aprovadas no ano de 2010 alterou o papel das organizações atuantes na regulação da indústria de petróleo e gás no Brasil, reconfigurando o ambiente de interação entre empresas, governo e agência reguladora. Este novo cenário apresenta-se como um desafio importante para a coordenação entre as diferentes organizações, o que está intimamente associado à potencial assimetria de poderes, de interesses e complementaridades entre elas. É necessária a articulação de políticas transbordando a esfera energética e regulatória e considerando também aquelas de caráter industrial, tecnológico, ambiental e de comércio exterior. A natureza das mudanças, portanto, provocou um redesenho institucional e criou novas condições de contorno para a indústria nacional de petróleo e gás natural do país, de modo que o papel e os limites do Estado passam a adquirir caráter decisivo no processo de expansão rumo à nova fronteira petrolífera.

Conclusão

O presente estudo analisou as reformas regulatórias vivenciadas no país no período de 1997 a 2011, particularmente no que tange ao setor de exploração e produção de petróleo e gás natural. No âmbito do processo de reforma regulatória que resultou na promulgação da Lei do Petróleo, em 1997, as mudanças realizadas estavam intimamente relacionadas ao processo de reorganização do Estado implementado em diversos setores da economia. A concepção de Estado-empresário foi substituída pelo Estado-regulador, promotor da livre iniciativa e defensor do livre mercado. Esta nova forma de organização estatal demandou a criação de agências reguladoras setoriais com características e atribuições compatíveis com o objetivo principal de estimular o investimento privado, nacional e estrangeiro, em atividades de prestação de serviços públicos, especialmente as intensivas em capital, como a exploração e produção de petróleo e gás natural no país.

As mudanças constitucionais implementadas em 1995 tiveram crucial importância no processo de reorganização da indústria nacional de P&G, uma vez que flexibilizaram o monopólio estatal no exercício das atividades ligadas ao segmento de *upstream*, possibilitando à União contratar, por meio da modalidade de concessão, empresas privadas para o exercício das citadas atividades antes monopolizadas e desempenhadas exclusivamente pela Petrobras. Conforme observado, no entanto, a decisão do governo tanto de propor alterações no marco regulatório setorial quanto de flexibilizar o monopólio levou em consideração, de forma legítima, fatores ideológicos e culturais enraizados socialmente, especialmente aqueles derivados do permanente apelo popular que contorna a questão do petróleo e do sucesso histórico da Petrobras no desenvolvimento das atividades de E&P e P&G em âmbito nacional.

O processo de mudança institucional que resultou na Lei do Petróleo e no contrato de concessão, portanto, apesar de conter elementos de influência baseados na experiência internacional, considerou fortemente o contexto econômico, político e social nacional. No mesmo sentido, a alteração legal então promovida pelo governo, criando um novo desenho institucional e reconfigurando o ambiente regulatório setorial, passou por um processo de assimilação social que culminou em um amadurecimento gradual do modelo regulatório das agências, por meio do qual emergiram relações contratuais entre as esferas pública e privada antes inexistentes, que passaram a delimitar e delinear a forma de interações dos diferentes atores, tendo como pano de fundo os objetivos da reforma e a implementação de políticas públicas.

Neste processo de interação permanente, os arranjos contratuais, além de minimizarem comportamentos oportunistas e contribuírem para a credibilidade regulatória, mostram-se intrinsecamente inseridos no desenho institucional setorial, atuando como importantes mecanismos de mediação do processo de interação e sendo, ainda, capazes de materializar determinados objetivos por meio da aglutinação de um regime de incentivos específico. Nesta abordagem, o contrato de concessão introduzido pela Lei do Petróleo refletiu, por um lado, a realidade de risco exploratório elevado das bacias sedimentares brasileiras e, por outro, os objetivos pretendidos, como a atração de capital privado, o aumento dos

investimentos nas atividades de E&P e a inserção da Petrobras em um ambiente de livre mercado, inclusive expandindo sua atuação internacional.

Os indicadores da indústria nacional de P&G, em período posterior à flexibilização do monopólio, retratam um pluralismo de empresas atuantes no segmento de *upstream*, tanto nacionais quanto estrangeiras, primordialmente fundamentadas na formação de parcerias, por meio de consórcios, com a Petrobras, empresa historicamente detentora da tecnologia e dominante nas atividades de E&P nas bacias sedimentares brasileiras. Em consonância com este cenário, os incentivos oferecidos pelo contrato de concessão provocaram um aumento do volume de investimentos estrangeiros no país e representaram um importante fator indutor das atividades exploratórias e da indústria nacional fornecedora de bens e serviços, por meio da utilização dos critérios de PEM e conteúdo local mínimo no processo de classificação das propostas apresentada nas rodadas de licitação da ANP.

Além disso, o sistema fiscal previsto no contrato de concessão brasileiro mostrou-se compatível com a percepção de risco exploratório e, ao mesmo tempo, permitiu ao Estado apropriar-se crescentemente da renda petrolífera, conforme observamos nos totais arrecadados em termos das participações governamentais. Por outro lado, os incrementos observados nas reservas provadas e na produção de petróleo e de gás natural no país reforçam a tese de que é inequívoca a relação entre os resultados verificados no segmento de *upstream* e o regime de incentivos oriundos da Lei do Petróleo e do contrato de concessão.

Interessantemente, entretanto, foram os resultados obtidos a partir das atividades realizadas sob a égide dos contratos de concessão que criaram as condições para a revisão do modelo regulatório instituído pela Lei do Petróleo. As descobertas da província do pré-sal e sua característica geológica distinta provocaram um processo de reflexão social e política, motivado, em especial, pela alteração da relação risco-recompensa derivada do elevado potencial petrolífero da região, pela proeminência da Petrobras no período posterior à flexibilização e pelas mudanças no contexto político nacional.

O redesenho institucional e a reconfiguração do ambiente regulatório setorial, com a redistribuição de competências entre os atores e a inserção de uma nova empresa estatal com funções de gestão do contrato de partilha, aumentam a complexidade institucional e ampliam os desafios de coordenação interorganizacional, especialmente em razão dos potenciais conflitos de atribuições.

Em paralelo, a despeito de ainda não ter sido aplicada, na prática, como modalidade contratual, a introdução da partilha de produção criou um novo regime de incentivos, voltado a adequar determinadas características geológicas com a modalidade de apropriação da renda petrolífera pelo Estado e o respectivo grau de interferência nas atividades desenvolvidas. A primeira rodada de licitações sob o regime de partilha a ser realizada em outubro de 2013 será fundamental para concretizar as mudanças verificadas.

Sobre este aspecto, embora ainda não seja possível avaliar os resultados deste novo modelo, é interessante notar a atual convivência entre as duas modalidades distintas de contratação de empresas para as atividades de E&P no Brasil (concessão e partilha de produção), particularmente, porque esta realidade impõe importantes desafios institucionais e regulatórios associados, por exemplo, ao processo de interação entre organizações públicas no novo ambiente regulatório, com vistas a garantir a necessária harmonia, evitar conflitos e atingir os objetivos esperados.

Por outro lado, além dos arranjos contratuais representarem um fator que condiciona a decisão de investimento empresarial, a capacidade de fornecimento da indústria nacional de bens e serviços e a necessidade de qualificação de recursos humanos e de inovação tecnológica acrescentam, ainda, ingredientes de maior complexidade à regulação do segmento de *upstream* de petróleo e gás natural no Brasil, especialmente em um contexto de dimensões do pré-sal. Sem dúvida, este cenário reflete-se em desafios institucionais e regulatórios que têm como objetivo principal a promoção do desenvolvimento do potencial petrolífero nacional, em todas as suas vertentes: social, econômica, industrial, tecnológica e energética.

Referencias Bibliográficas

ALVEAL, C; CANELAS, A. **Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo no Brasil após a Abertura**. In: BICALHO, R. (Org.) *et al.* **Ensaio sobre Política Energética**: coletânea de artigos do Boletim Infopetro. Rio de Janeiro: Interciência, IBP, 2007. cap. 28, p. 152-160.

ANP. **Relatório de análise da décima primeira rodada de licitações para concessão de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural**. Rio de Janeiro: ANP, 2013. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 29 jun. 2013.

_____. **Consolidação das Participações Governamentais - 2011**. Rio de Janeiro: ANP, 08 maio 2012a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=522>>. Acesso em: 03 jun. 2012.

_____. **Dados Estatísticos Mensais**. Rio de Janeiro: ANP, 09 fev. 2012b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=59236&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1339370105937>>. Acesso em: 10 jun. 2012.

_____. **Declaração de Comercialidade**. Rio de Janeiro: ANP, 2012c. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=790>>. Acesso em: 03 jun. 2012.

_____. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**: janeiro de 2012d. Rio de Janeiro: ANP, mar. 2012. Disponível em <www.anp.gov.br>. Acesso em: 25 abr. 2012

_____. **Os Novos Desafios do Pré-Sal**: os caminhos a seguir. Rio de Janeiro, 2012e. Disponível em <www.anp.gov.br>. Acesso em: 25 jun. 2012

_____. **Recursos Financeiros da Cláusula de Investimentos em P&D**. Rio de Janeiro: ANP, 2011e. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 04 jun. 2012.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2012**. Rio de Janeiro: ANP, 2012f.

_____. **Relatório de Gestão do Exercício de 2010**. Rio de Janeiro: ANP, mar. 2011a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=2626>>. Acesso em: 03 jun. 2012.

_____. **Liberação dos Preços de Combustíveis no Mercado Brasileiro**: um histórico. Rio de Janeiro: ANP, 25 jul. 2011b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=56566&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1337799608125>>. Acesso em: 23 maio 2012.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2011**. Rio de Janeiro: ANP, 2011c.

_____. **Resumo das Rodadas Realizadas**. Rio de Janeiro: ANP, 2011d. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/resumo_geral.asp#>. Acesso em: 03 jun. 2012.

_____. **Relatório de Gestão 2009**. Rio de Janeiro: ANP, mar. 2010a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=2626>>. Acesso em: 03 jun. 2012.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2010**. Rio de Janeiro: ANP, 2010b.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2008**. Rio de Janeiro: ANP, 2008.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2001**. Rio de Janeiro: ANP, 2001.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro da Indústria do Petróleo 1990-1998**. Rio de Janeiro: ANP, 1999.

BCB. **Investimento Estrangeiro Direto**. BCB, 2012. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?INVED>>. Acesso em: 10 abr. 2012.

BRAGA, L. P. **O Processo de Individualização da Produção na área do Pré-Sal e os Potenciais Problemas Práticos Advindos da Convivência dos Três Modelos de Contratos Internacionais de Petróleo**. 2012. 169 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz

Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

BRESSER-PEREIRA, L. C. **A Doença Holandesa**. In: BRESSER-PEREIRA, L. C. **Globalização e Competição**: porque alguns países emergentes têm sucesso e outros não. Rio de Janeiro: Elsevier, 2009. cap. 5, p. 141-171.

CHANG, H.-J.; EVANS, P. **El Papel de las Instituciones en el Cambio Económico**. In EVANS, P. **Instituciones y Desarrollo en la Era de la Globalización**. Bogotá: ILSA, 2007. cap. 7, p. 217-273.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**. Brasília: MME/EPE, 2011.

_____. **O Novo Marco Regulatório para o Pré-Sal**. Institute of the Americas, out. 2009.

GUTMAN, J.; LEITE, G. **Aspectos Legais da Distribuição Regional dos Royalties**. In: PIQUET, R. (Org.) **Petróleo, Royalties e Região**. Rio de Janeiro: Garamond, 2003. p. 125-161.

JOHNSTON, D. **International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts**. Pennwell Corp, 1994.

KHOUDOUR-CASTÉRAS, D. Migrações internacionais e desenvolvimento: o impacto socioeconômico das remessas na Colômbia. **Revista CEPAL**, n. 100 (especial em português), p. 163-181, jun. 2010.

LEITE, A. D. **A Energia do Brasil**. 2. ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

MME. **Novo Marco Regulatório**: pré-sal e áreas estratégicas. Rio de Janeiro, 2009.

NORTH, D. **Understanding the Process of Economic Change**. Princeton: Princeton University Press, 2005.

PETROBRAS. **Fato Relevante**: plano de negócios 2012-2016. Rio de Janeiro, 14 jun. 2012. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/divulgacao-e-resultados/comunicados-e-fatos-relevantes/plano-de-negocios-2012-2016.htm>>. Acesso em: 23 jun 2012.

_____. **Fato Relevante**: plano de negócios 2011-2015. Rio de Janeiro, 22 jul. 2011. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/divulgacao-e-resultados/comunicados-e-fatos-relevantes/plano-de-negocios-2011-2015.htm>>. Acesso em: 23 mar 2012.

_____. **Divulgação e Resultados**: esclarecimento sobre perfurações na região pré-sal. Rio de Janeiro, 28 jul. 2009. Disponível em: <<http://investidorpetrobras.com.br/pt/divulgacao-e-resultados/comunicados-e-fatos-relevantes/esclarecimento-sobre-perfuracoes-na-regiao-pre-sal.htm>>. Acesso em: 01 maio 2012.

_____. **Relatório Anual 2002**. Rio de Janeiro, 2003. Disponível em: <<http://www.cvm.gov.br>>. Acesso em: 17 maio 2012.

PINTO JR., H. Q. **Os Desafios do Pré-Sal**. In: GIAMBIAGI, F.; PORTO, C. (Org.) **2022**: propostas para um Brasil melhor no ano do bicentenário. Rio de Janeiro: Elsevier, 2011. cap. 3, p. 49-61.

PINTO JR., H. Q. (Org.) *et al.* **Economia da Energia**: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Campus, 2007. cap. 2, p. 43-127.

PINTO JR., H. Q.; IOOTTY, M. **Perspectivas de Desenvolvimento do Setor Petróleo e Gás no Brasil**. In: IPEA, **Infraestrutura Econômica no Brasil**: diagnósticos e perspectivas para 2025. Brasília: IPEA, 2010. l. 6, v. 1, cap. 3, p. 137-192.

RAMALHO, P. I. S. **Regulação e agências reguladoras**: reforma regulatória da década de 1990 e desenho institucional das agências no Brasil. In: RAMALHO, P. I. S. (Org.) **Regulação e Agências Reguladoras**: governança e análise de impacto regulatório. Brasília: Anvisa, 2009. cap. 5, p. 125-159

RODRIK, D. **Getting Institutions Right**. Cambridge, Massachusetts: Harvard University, apr. 2004. Disponível em: <<http://rjverbrugge.net/development/RodrikInstitutions.pdf>>. Acesso em: 30 abr. 2011.

SERRA, R.; PATRÃO, C. **Impropriedades dos Critérios de Distribuição dos Royalties no Brasil**. In: PIQUET, R. (Org.) **Petróleo, Royalties e Região**. Rio de Janeiro: Garamond, 2003. p. 185-216.

TOLMASQUIM, M. T.; PINTO JR., H. Q. (Orgs.) **Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo**. Rio de Janeiro: Synergia, EPE, 2011.