

Análise Jurídico-Econômica da Indústria do Petróleo: expectativas e desafios do novo marco regulatório para as áreas do Pré-Sal

Legal-Economic analysis of the Oil&Gas Industry: expectations and challenges of the new Oil &Gas regulation for the Pre-Salt areas.

Matheus Sousa Ramalho¹

Resumo: O presente trabalho pretende analisar os aspectos jurídicos e econômicos que circundam o novo marco regulatório para o setor de petróleo e gás, aprovado em 2010 pelo Congresso Nacional para a exploração, produção e, sobretudo, a gestão pelo Estado dos hidrocarbonetos a serem extraídos no polígono do Pré-Sal, conforme coordenadas geográficas descritas no Anexo da Lei n. 12.351/2010. Através do método descritivo e na perspectiva analítica será apresentado o novo marco regulatório, tanto por uma ótica jurídica como econômica, e quais são as suas particularidades e principais diferenças em relação ao modelo anterior de concessão, instituído pela Lei n. 9.478/97. Para tanto, o presente estudo será dividido em 3 partes: (i) na primeira serão abordados os aspectos econômicos que motivaram a transição do modelo de exploração de concessão para o modelo de partilha de produção e os objetivos do Estado brasileiro nesta seara; (ii) na segunda etapa serão expostos, de maneira sucinta, as principais características do novo marco regulatório no plano jurídico, sendo apresentados seus pilares; por fim, (iii) na terceira e maior parte do trabalho, será discutido o desafio do Programa de Investimentos da Petrobras para viabilizar a exploração do Pré-Sal, previsto no seu Plano de Negócios para período de 2013-2017.

Palavras-Chave: Petróleo; Exploração; Pré-Sal; Análise.

Abstract: The present study will analyze the legal and economic aspects of the new Oil&Gas Law approved by the Brazilian Congress, which will regulate the exploration, production, and the most important, how the Public Administration will handle the future hydrocarbons extracted from the Pre-Salt polygon, pursuant geographic coordinates provided by the Law 12.351/2010. Through the adoption of a description method, this article will expose the new Oil&Gas Law in a legal and economic perspective, exploring its particularities and main differences in comparison with the last Concession Model, disposed on Law 9.478/97. In order to fulfill such objectives, this article will be divided in 3(tree) parts: (i) firstly will be exposed the main economic aspects that influenced the transition of the Concession Model to the Product Sharing one and moreover the Brazilian government interest in such regard, (ii) second, will be briefly exposed the main aspects of the new Oil&Gas Law and its legal structure and, finally, (iii) the most extensive part of this paper will expose the challenges Petrobras will have to face to fulfill its new Business Plan to 2013-2017 in order to enable the Pré-Salt exploitation.

Keywords: Oil; Exploitation; Pre-Salt; Analysis.

¹ Aluno do curso de Graduação em Direito da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo brasileira deu seus primeiros passos na década de 30 do século XX, quando em meio a um contexto de disputas ideológicas entre grupos nacionalistas e empresários – os denominados “entreguistas” – foi criado pelo então Presidente Getúlio Vargas o Conselho Nacional de Petróleo (CNP)², tendo este órgão como principais objetivos: (i) declarar a utilidade pública do petróleo, (ii) disciplinar a importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo bruto e seus derivados no território nacional, e, por fim, (iii) regulamentar a indústria da refinação de petróleo importado e produzido no país.

A criação do CNP foi, indubitavelmente, a primeira iniciativa de estruturação e regulamentação da exploração de petróleo no Brasil, bem como o primeiro passo para adoção de uma política nacionalista que culminaria com a futura instalação do monopólio estatal no setor. Neste passo, em 1939, Manoel Inácio Bastos e Oscar Cordeiro, atuando sobre a égide do CNP, descobriram a primeira jazida de petróleo no bairro do Lobato, localizado no subúrbio de Salvador. Embora jazida recém-encontrada apresentasse um baixo valor comercial, a descoberta funcionou como fato motivador para que o CNP prosseguisse e aprofundasse as suas pesquisas. A persistência dessas pesquisas e perfurações, em 1941, foi responsável pela criação campo de Candeias, no Estado da Bahia, o primeiro a produzir petróleo no Brasil.³

Em 1946, foi iniciada a campanha “O Petróleo é Nosso” a qual impulsionou a promulgação da Lei nº 2004, de 1953, a qual instituiu o monopólio da exploração do petróleo, refino e do transporte de derivados pela Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), criada pelo referido diploma legal. Em que pese a nova sociedade empresária ter sido criada em 1953, sua instalação apenas ocorreu no ano seguinte, quando a companhia adquiriu do CNP duas refinarias - a de Mataripe (BA) e a de Cubatão (SP)⁴ - , bem como adquiriu todo conhecimento e acervos técnicos desse órgão.⁵

² A criação do Conselho Nacional de Petróleo (CNP) ocorreu por meio do Decreto-Lei nº 395, de 29 de abril de 1938. Ainda em relação ao mencionado Conselho, insta informar que ele foi futuramente incorporado ao Ministério de Minas e Energia em 1960, nos termos do art. 7º, inciso IV, da Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960.

³ Disponível em <http://www.brasilecola.com/brasil/historia-do-petroleo-no-brasil.htm> . Acesso em 26/08/2013.

⁴ Ambas refinarias passaram a ser o primeiro ativo da companhia.

⁵ Disponível em <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/nossa-historia/> Acesso em 28/08/2013.

Após atuar por mais de 40 anos, no exercício do monopólio da União, realizando as atividades que lhe foram atribuídas pela lei citada, com a mudança do marco regulatório por força da Emenda Constitucional nº 5/95 e a promulgação da Lei n. 9.478/97, no governo Fernando Henrique Cardoso, a Petrobras passou ter que concorrer com outras sociedades empresárias estrangeiras e nacionais⁶. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, doravante “Lei do Petróleo” reafirmou o monopólio estatal do petróleo da União em todas as atividades da indústria relacionadas no art. 177 da Constituição.⁷

Sublinhe-se que até o advento desta lei, as demais sociedades só estavam permitidas a atuar nas atividades do *downstream* (distribuição e refino), podendo apenas realizar a comercialização de derivados do petróleo. Além disso, a Lei do Petróleo criou a (i) Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural (ANP), em seu artigo 7º, a qual seria a Autarquia de natureza especial responsável pela regulação do óleo, gás, biocombustíveis e derivados, e também instituiu (ii) o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em seu artigo 2º. Trata-se de um órgão de assessoria e consulta à Presidência da República, com a atribuição de propor políticas para o setor petrolífero.⁸

A Lei do Petróleo almejou dinamizar a indústria com a atração de novos investidores e operadores de blocos a serem concedidos. O crescimento estaria assegurado pela garantia do fornecimento de petróleo, a maior utilização do gás natural como fonte de energia para a produção industrial, pelo compartilhamento do risco exploratório e atração de investidores privados (o concessionário é proprietário do óleo extraído). Havia consenso que era necessário aumentar a competitividade através do incentivo à competição em benefício dos consumidores, que a abertura do setor iria desenvolver e capacitar o mercado de trabalho (ex: conteúdo local), possibilitaria a transferência de tecnologia e a adoção das melhores práticas de gestão de negócios.

⁶ De acordo com o art. 61, § 1º da Lei nº 9.478/97, as atividades econômicas de pesquisa, lavra, refinação, processamento, comércio e transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins serão desenvolvidas pela PETROBRÁS **em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado**, observados o período de transição previsto no Capítulo X e os demais princípios e diretrizes desta Lei. [grifos nossos]

⁷ Essa mudança ocorreu por força da Emenda Constitucional de nº 9 de 1995 ao art. 177, §1º da Constituição de 1988, que passou a ter a seguinte redação “ § 1º - A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I e II deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei.”

⁸ <http://cpdoc.fgv.br/producao/dossies/FatosImagens/PetrobrasAutoSuficiencia> Acesso em 28/08/2013.

A flexibilização do regime de monopólio vigente até 1997 teve resultados assaz positivos para a economia nacional e a indústria do petróleo, atraiu o investimento estrangeiro para o País. As rodadas de licitação de blocos contavam sempre com a participação de importantes sociedades empresárias, nacionais e estrangeiras, da área. No que diz respeito à Petrobras houve grandes mudanças em função da livre concorrência estabelecida com as demais sociedades, o que lhe rendeu uma maior projeção empresarial, que acabou possibilitando o incremento de sua competitividade, aumento substancial de seu valor de mercado, aperfeiçoamento da gestão, aumento dos investimentos em Pesquisa & Desenvolvimento, modernização de equipamentos e processos, e o estabelecimento de parcerias tecnológicas e consórcios para exploração e desenvolvimento das reservas com sociedades estrangeiras.

Nesse período de 1997-2002 a produção nacional de petróleo alcançou níveis invejáveis, passou de 841 mbpd (milhares de barris por dia) para 1.454 mbpd. Tal fato se deve, fundamentalmente, a dois fatores: (i) à produção *offshore* na Bacia de Campos, (ii) ao forte crescimento da indústria de máquinas, equipamentos e naval, principalmente no final do ciclo. Quantificando em números esse crescimento, os investimentos da Petrobras elevaram-se para US\$ 2,7 bilhões entre 1998-2002.

O governo Lula, em 2002, priorizou a geração de renda e emprego a partir da cadeia de valor nacional, através da ampliação dos requisitos de conteúdo local⁹ nas rodadas de licitação. Inicialmente o contexto macroeconômico da época apresentava um quadro de incertezas refletidas na desvalorização cambial do Real, no baixo nível das reservas internacionais e elevados níveis de desemprego. Por conseguinte, os objetivos do governo priorizavam a retomada do crescimento após as crises de 2001/02. Especificamente para a indústria de óleo e gás a meta era atingir a autossuficiência na produção de petróleo em poucos anos, e com isso alçar o Brasil a uma posição de destaque no nível mundial e garantir a geração de empregos.

Indiscutivelmente, o século XXI mostrava-se cada vez mais promissor para a indústria do petróleo brasileira e as perspectivas eram alvissareiras. Em 2006, a partir de estudos geológicos, a Petrobrás anunciou que havia indícios de grandes reservas de óleo

⁹ De acordo com o art. 2º, VIII, da Lei n. 12.351/2012, considera-se como conteúdo local “a proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade.”

e gás nas camadas do Pré-Sal. Tais indícios tornaram-se realidade no ano seguinte através do comunicado oficial do Ministério de Minas e Energia¹⁰

A descoberta das reservas de óleo no Pré-Sal gerou uma onda de expectativas e especulações globais, uma vez que os estudos preliminares apontavam para existência de óleo leve, de boa qualidade e em grandes quantidades. Devido a esta mudança favorável de cenário, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) emitiu a Resolução nº6, de 08.12.2007, a qual determinou a retirada de 41(quarenta e um) blocos localizados nas Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos, da 9ª Rodada de Licitações da ANP, sob o argumento de que tais blocos estariam situados dentro da área da província do Pré-Sal e que apresentavam grande potencial para novas descobertas.

Foi a partir da tomada desta decisão que o governo começou a avaliar a necessidade de alteração do marco regulatório, com o objetivo de aumentar a participação e o controle da União nos futuros empreendimentos, sem modificar as disposições dos contratos de concessão vigentes ¹¹. Neste passo, todos os esforços foram voltados para discussão de uma possível revisão do marco regulatório, de modo que se pudesse adequá-lo à nova realidade do Pré-Sal e ao momento político-econômico que atravessava o Brasil.

Esta decisão de governo trouxe consequências tanto no plano econômico quanto jurídico e este é o objetivo precípuo deste trabalho, que está estruturado em três partes. (i) na primeira serão abordados os aspectos econômicos que motivaram a transição do modelo de exploração de concessão para o modelo de partilha de produção e os objetivos do Estado brasileiro nesta seara; (ii) na segunda etapa serão expostas as principais características do novo marco regulatório no plano jurídico, sendo apresentados seus pilares; por fim, (iii) na terceira e última parte, será discutido o desafio do Programa de Investimentos da Petrobras para viabilizar a exploração do Pré-Sal, previsto no seu Plano de Negócios para período de 2013-2017."

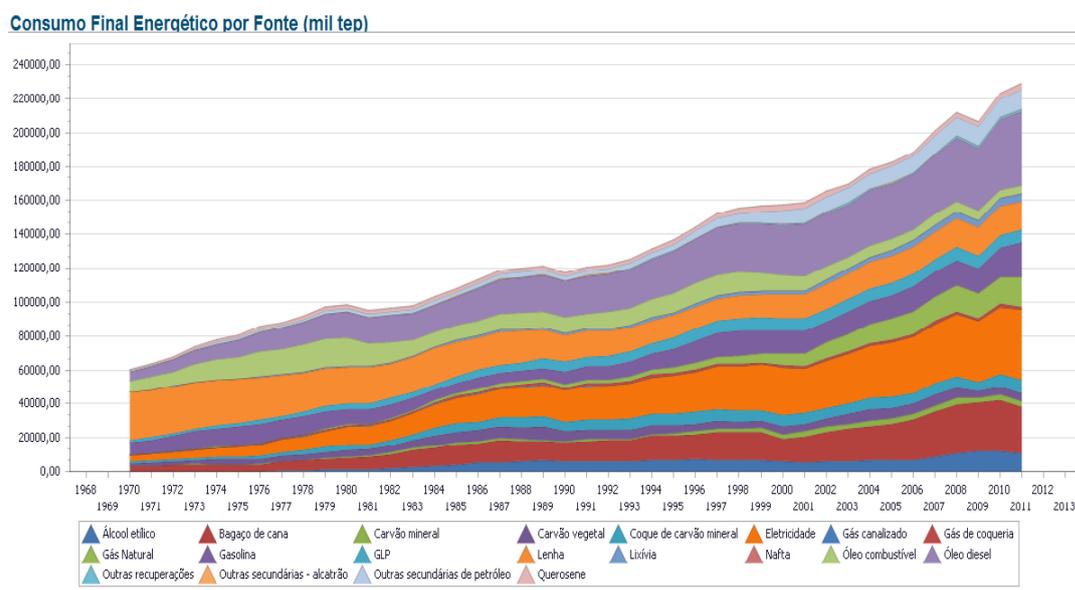
¹⁰Disponível em <http://www.essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/BolsistaDeValor/article/view/2427>
[Acesso em 28/08/2013](#) "A Descoberta do Pré-Sal e Suas Vantagens e Desvantagens".

¹¹ BRASIL. PODER EXECUTIVO. E.M.I.nº 00038 – MME MF/MDIC/MP-CCVIVIL, de 31 de agosto de 2009, do projeto e

1 ANÁLISE ECONÔMICA DA TRANSIÇÃO DO MODELO DE CONCESSÃO PARA O DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Diversos indicadores podem auxiliar a compreensão da importância estratégica do petróleo na matriz energética. Primeiramente, por ser ele a fonte primária mais importante para viabilizar toda a logística de suprimento e comercialização de todos os demais produtos e serviços. Ademais, tem o petróleo através de seus derivados um papel de primazia na mobilidade urbana, rural, intermunicipal, interestadual e mesmo internacional, por sua participação como fonte de energia. Revela-se imprescindível para a produção industrial a petroquímica, na pesquisa avançada e tecnológica, como demandante e propulsora de uma vasta cadeia de suprimentos e fornecedores de diversos setores da economia nacional, tudo o que fez do petróleo a matéria prima mais importante dos países industrializados do século XX, e possivelmente ainda a de maior relevância geopolítica e estratégica no atual – conforme tabela abaixo.

Tabela 1: Consumo energético por Fonte. Retirado do sítio eletrônico da ANP. Estatísticas¹²



Notas

* = Dados ainda não fornecidos.

Fontes

EPE - Balanço Energético Nacional

Com a descoberta do Pré-Sal em 2006-2007, a maior das Américas em décadas, o governo brasileiro tomou em 2007 uma decisão histórica ao determinar ao Ministério de Minas e Energia “que avalie, no prazo mais curto possível, as mudanças

¹² Disponível em www.anp.gov.br. Acesso 01/09/2013.

necessárias no marco legal que contemplem um novo paradigma de exploração e produção de petróleo e gás natural, aberto pela descoberta da nova província petrolífera, respeitando os contratos em vigor”¹³.

Antes de adentrar na análise econômica, é preciso esclarecer que a área do Pré-Sal é uma região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo da Lei nº 12.351/2010, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico. Tal superfície poligonal está localizada no subsolo do litoral brasileiro desde o Estado do Espírito Santo até o de Santa Catarina, ao longo de 800 km, em lâmina d’água que podem superar 2.000 metros de espessura.¹⁴

Inicialmente havia estimativas de que esta área poderia conter reservas superiores a 50 bilhões de barris de óleo equivalente. Para melhor exemplificar a expressividade do número apresentado, basta trazer os dados estatísticos da ANP os quais informam que o consumo nacional de petróleo em 2012 foi de 2.805 mbpd¹⁵, ou seja, caso fossem confirmados os 50 bilhões de barris, essa quantidade seria suficiente suprir o mercado de consumo de petróleo brasileiro por 50 anos. Os estudos recentes da ANP apontam que a quantidade de óleo é inferior aos 50 bilhões sumariamente estimados, no entanto, a quantidade de óleo existente é ainda muito expressiva. Por essa razão, a exploração do Pré-Sal é um enorme desafio geológico, tecnológico, logístico e financeiro.

No momento da descoberta do Pré-Sal, as perspectivas de dimensão das reservas petrolíferas abriram a possibilidade de, em algumas décadas, o Brasil atingir o patamar de produção equivalente aos maiores exportadores de petróleo do mundo. Esta expectativa motivou a revisão do modelo de concessão de blocos, instituído com o advento da Lei do Petróleo, para que fosse assegurado ao Estado mais do que apenas a renda econômica na forma de tributos, *royalties* e participações especiais, pois se tornou imperativo garantir a propriedade de parte daqueles hidrocarbonetos para a União. Para

¹³ Carlos Feu Alvim, editor da **Revista Economia e Energia**, comentando sobre a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE nº 6, de 08/11/2007.

¹⁴ Disponível em http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/comunidades/regulacao/Petroleo%20e%20G%C3%A1s%20Regime%20de%20Partilha_web.pdf. Acesso 03.09.2013

¹⁵ Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Anuário Estatístico. Seção 1, tabela 1.3

o governo, o significativo índice de sucesso exploratório inicial nas novas descobertas¹⁶, o elevado volume potencial de suas reservas e a qualidade do óleo extraído justificariam, economicamente, a mudança regulatória.

Os pressupostos do modelo anterior de concessão foram pautados no contexto econômico em que o Brasil se encontrava em 1997, qual seja: havia escassez de petróleo no mercado interno, elevados riscos exploratórios, baixa rentabilidade dos blocos, carência de fontes de financiamento, além da política adotada à época preconizar pela redução do papel do Estado como um todo no exercício de atividades econômicas – política descentralizadora ou das privatizações. Por outro lado, à época da descoberta do Pré-Sal o cenário mostrava-se diametralmente oposto àquele experimentado em 1997¹⁷.

A situação econômica da Petrobras em 2009 também não era a mesma que na primeira metade da década de 90. Não se tratava mais de uma sociedade sem capital para realizar investimentos, não enfrentava dificuldades para captação externa, seu custo de capital já não era elevado, possuía alta capacidade tecnológica e a cotação internacional do petróleo estava distante dos US\$ 19 do ano de 1997.

O cenário econômico acima exposto era desestimulante para investimentos de vulto no setor petrolífero, mas paulatinamente fatores como o *boom* de desenvolvimento de países da Zona do Euro e dos EUA, além dos altíssimos níveis de crescimento e industrialização da China, pressionaram uma forte alta dos preços do petróleo entre os anos de 2000 a 2006. Em 2009, a cotação era em média de US\$ 62 e atualmente gira em torno de US\$ 115, conforme tabela abaixo.

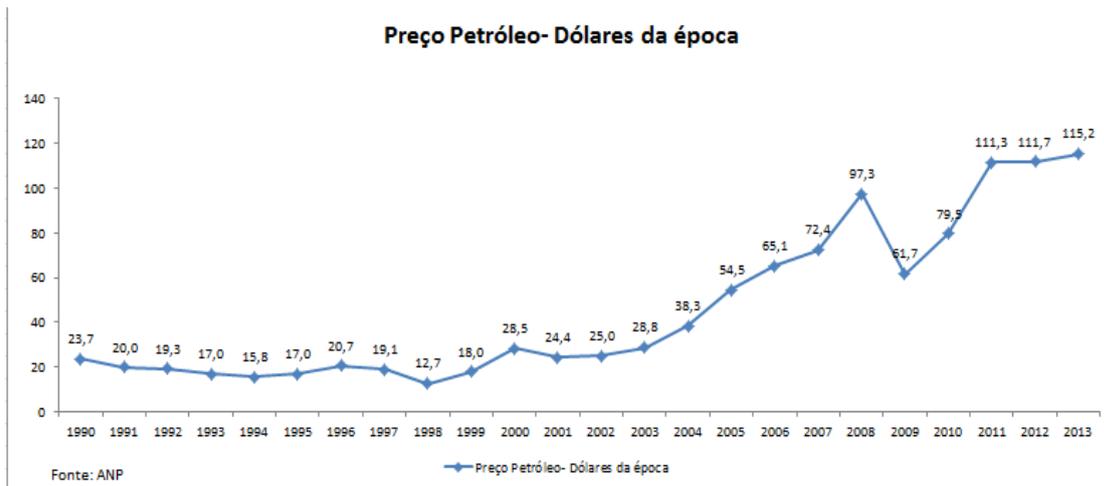
¹⁶ A produção inicial da área do Pré-Sal, atingida com apenas 17 poços produtores, atualmente é superior a 300 mbpd, sendo 43% da Bacia de Santos e 57% da Bacia de Campos, representando, em 2012, 7% do total da produção nacional (1.98 milhões bpd). Este resultado demonstra que o Pré-Sal passou de mera promessa para tornar-se uma realidade encorajadora. A Petrobras como operadora de todos os futuros blocos espera superar a produção de 1 milhão de bpd em 2017.

¹⁷Disponível em

http://www3.tesouro.fazenda.gov.br/Premio_TN/XVIPremio/financas/2tefpXVIPTN/Tema_4_2.pdf

“Tópicos Especiais de Finanças Públicas XVI – Prêmio Tesouro Nacional 2011 - Novo Marco Regulatório do Petróleo: desafios na transição do regime de concessão para o de partilha” Sérgio Wulff Gobetti. Rodrigo Valente Serra. pág. 42/43. Acesso em 07/09/2013.

Tabela 2: Evolução da Cotação do Petróleo no mercado internacional¹⁸



Por essa razão, para muitos analistas o Pré-Sal representava o grande momento da proclamação da soberania energética do país, considerando que já estaria disponível a tecnologia para sua extração bem como a Petrobras seria capaz para realizá-la. O Pré-Sal era visto como um poderoso instrumento de desenvolvimento nacional. Não por menos que, dentre as alternativas apresentadas, o governo considerou que a melhor para a política energética do país seria a revisão do marco legal das atividades de prospecção e exploração de hidrocarbonetos. Com esta premissa foi proposta a adoção do modelo de partilha de produção para as novas áreas a serem licitadas.

Um dos motivos determinantes na escolha do modelo de partilha de produção nas discussões versando sobre a exploração do petróleo do Pré-Sal foi o exemplo da Noruega, que se deparou, nas décadas 60 e 70, com as descobertas no Mar do Norte. Este país buscou evitar a “doença holandesa”¹⁹ ocorrida quando os abundantes recursos do petróleo acarretaram a apreciação da moeda nacional a ponto de comprometer o desenvolvimento (na Holanda) dos demais setores econômicos, provocando graves problemas econômicos e sociais em uma situação que deveria ser de abundância e de progresso nacional.

A Noruega, ao deparar-se situação semelhante a do Brasil, tomou, em 1971, o caminho de assumir o controle de suas reservas dando prioridade a empresas nacionais, estatais (Statoil) e não estatais na exploração do petróleo. Também a Noruega

¹⁸ Disponível em www.anp.gov.br, Acesso em 07/09/2013.

¹⁹ Para melhor compreensão deste fenômeno consulte-se <http://www.investopedia.com/terms/d/dutchdisease.asp> e recomenda-se a leitura do presente artigo: http://www.scielo.br/scielo.php?pid=s0101-31572008000100003&script=sci_arttext

direcionou para as sociedades nacionais a preferência na realização das obras de infraestrutura e desenvolvimento, necessárias para enfrentar o desafio da produção nas severas condições do Mar do Norte. O resultado dessa decisão foi estabelecer um modelo de desenvolvimento, alavancado pelo petróleo, que possibilitou ao país alcançar o topo nos índices de desenvolvimento humano da ONU.

Assim, considerando-se que o Brasil já possui uma companhia (a) dotada de grande capacidade técnica para exploração e produção do petróleo, (b) com um diversificado parque industrial capaz de dar um saldo de qualidade para cadastrar-se como fornecedor das encomendas de equipamentos, (c) capaz de suprir os materiais e serviços necessários ao desenvolvimento da nova fronteira exploratória do Pré-Sal, entendeu-se que caberia ao Estado estabelecer o arcabouço jurídico regulatório que permitiria atingir os objetivos de desenvolvimento nacional. Neste contexto, o Estado não seria somente um agente, mas também um *player*, não recebendo como compensação pela exploração pelo particular apenas tributos, *royalties*, participações especiais, mas transformando-se em proprietário²⁰ de uma parcela significativa dos hidrocarbonetos produzidos²¹. Além de desempenhar o papel fiscalizador da empresa, como é no modelo de concessão, o Estado – através de uma empresa pública criada para este fim – agora será também participante do consórcio, aprovando ou vetando as iniciativas e planos de todos os empreendimentos das parcerias estabelecidas no modelo de partilha, nos termos do art. 19 da Lei nº 12.351/2010.

Portanto, ao promover a introdução do modelo contratual de partilha de produção para exploração do Pré-Sal, justificando-se no novo contexto de baixo risco geológico, no potencial de geração de elevadas rendas econômicas, na existência de abundantes reservas estratégicas de óleo de alta qualidade, o governo almeja maximizar os resultados para o Estado, com o fito de promover ações em prol do interesse público e desenvolvimento nacional, para o combate à pobreza, melhoria da educação, da

²⁰ Cf. http://www.brasil-economia-governo.org.br/wp-content/uploads/2011/03/o_novo_marco_regulatorio_do_petroleo.pdf

²¹ A lógica econômica desta medida é muito clara, afinal tributos são divididos entre os entes federativos, de acordo com suas respectivas capacidades e competências constitucionais, mas a propriedade dos hidrocarbonetos pertence à União. No atual modelo exploratório é muito mais fácil concentrar o valor das arrecadações para posteriormente destiná-las aos objetivos desejados. Para maiores informações, cf. o trabalho de Sérgio Guimarães Ferreira e Natalia Levy publicado <http://www.fazenda.rj.gov.br/sefaz/content/comm/UCMServer/uuid/dDocName%3A1450022>

cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental.²² Tecidas estas considerações, adentra-se na segunda parte deste trabalho, qual seja, a explicação do novo marco regulatório e suas principais características.

2. AS PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO NOVO MARCO REGULATÓRIO E OS SEUS PILARES

O gérmen do novo marco regulatório para o Pré-Sal ocorreu ainda na vigência do segundo mandato de Luiz Inácio Lula da Silva, quando foi constituída uma Comissão Interministerial²³ com o intuito, exclusivo, de estudar e propor as alterações necessárias na legislação, no que se refere à exploração e à produção de petróleo e gás natural na nova província petrolífera²⁴.

O resultado de todos esses debates foi a divulgação de uma “Exposição de Motivos”²⁵ da mencionada Comissão Interministerial, na qual foram explicitados as razões pelas quais o marco relatório deveria ser revisto.

Posteriormente, foram enviados pelo Poder Executivo ao Congresso Nacional os Projetos de Lei nº 5.938/2009, 5.939/2009, 5.940/2009 e 5.941/2009, sendo o primeiro constitui a *lex mater* do novo modelo exploratório (regime de partilha de produção). Após o devido processo legislativo e apresentação de emendas, foram aprovadas as Leis nº 12.276/2010 (cessão onerosa), 12.304/2010 (criação da Pré-Sal Petróleo S.A - PPSA) e 12.351/2010 (modelo de partilha de produção e Fundo Social).

Dentre as inovações trazidas pelo novo marco regulatório estão: (i) a implementação do modelo de partilha de produção para exploração e produção de

²² Disponível em http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre_sal/Apresentaxo_ministro_Pre_sal_Senado_10_09_2009.pdf. Acesso em 06/09/2013. Nesse sentido, o art. 47 da Lei nº 12.351/2010 estabelece a criação do Fundo Social, de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação; cultura; esporte; saúde pública; ciência e tecnologia; meio ambiente; e mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

²³ Disponível em . http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Dnn/Dnn11699.htm
Acesso 01/09/2013

²⁴ Disponível em <http://diariodopresal.wordpress.com/2008/07/18/decreto-que-cria-comissao-interministerial-do-pre-sal-esta-no-diario-oficial/>

²⁵ Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/projetos/expmotiv/emi/2009/38%20-%20mme%20mf%20mdic%20mp%20ccivil.htm

petróleo e gás natural, destinado às reservas eventualmente localizadas na área do Pré-Sal²⁶, (ii) a criação de uma empresa pública federal, a PPSA²⁷, a qual deverá a gerir os contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia, bem como fazer a gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União²⁸, (iii) a criação do Fundo Social²⁹ e por fim (iv) a cessão onerosa à Petrobrás³⁰, dispensada a licitação, para o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no Pré-Sal de volume de até 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo; e seu papel como operadora exclusiva de todos os blocos que vierem a ser licitados.

2.1 O REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

O regime de partilha de produção³¹ é a pedra fundamental de toda estrutura do novo marco regulatório. Por essa razão, sua compreensão mostra-se essencial para os fins deste estudo. O modelo de partilha de produção é aquele que será utilizado obrigatoriamente em todas as áreas ainda não licitadas do Pré-Sal, nos termos do art. 3º da Lei nº 12.351/2010³². A partilha de produção, “é o regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito 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” (art. 2º da Lei nº 12.351/2010).

A principal diferença entre o modelo de concessão e o de partilha reside na titularidade da propriedade do produto extraído da lavra. Enquanto no primeiro cabe ao concessionário a propriedade do petróleo e gás natural extraído, no segundo haverá uma

²⁶ Disponível em. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm

²⁷ Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm

²⁸ Art. 5º do Decreto nº 8.063, de 1º de agosto de 2013

²⁹ Conforme art. 47 da Lei nº 12.351, de 22 de Dezembro de 2010.

³⁰ Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm.

³¹ Internacionalmente conhecido como PSC(*Production Sharing Contract*) ou PSA(*Production Sharing Agreement*)

³² Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.

divisão entre a União e o parceiro contratado. Em caso de descoberta comercial, o petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos pertencerão à União, mas haverá uma repartição de acordo com a relação custo em óleo e excedente em óleo (*profit oil*). O primeiro é despendido pelo parceiro e corresponderá aos custos e investimentos realizados por ele na execução das atividades (art. 2º, II, da Lei nº 12.351/2010). A diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos *royalties* e a participação do proprietário do imóvel onde está localizado o poço, no caso de extração *on shore*, é denominada excedente em óleo e sobre ela haverá partilha segundo critérios definidos em contrato (art. 2º, III, da Lei nº 12.351/2010).

Nas licitações envolvendo os blocos pertencentes à zona do Pré-Sal ou as áreas estratégicas, a proposta vencedora é aquela que oferecer o maior excedente em óleo para a União³³, sempre tendo em vista o percentual mínimo definido previamente pelo CNPE (art. 10, III, b, da Lei nº 12.351/2010). No Edital de Licitação do campo de Libra, por exemplo, foi estipulado que o percentual mínimo de participação seja de 41,5%³⁴. Além disso, são devidos ainda pelo contratado o pagamento de bônus de assinatura, conforme art. 2º, XII, da Lei nº 12.351/2010³⁵ – fixado no edital de licitação – e *royalties*, conforme art 2º, XIII, da mesma Lei³⁶.

A exploração dos recursos do Pré-Sal pode ocorrer de duas formas: a) por meio da contratação direta da Petrobrás (art. 12 da Lei nº 12.351/2010³⁷) ou b) através de licitação na modalidade de leilão. Caso a Petrobrás seja vencedora, de forma isolada ou não, esta deverá constituir consórcio com a empresa pública federal criada pela Lei nº 12.304, de 2010, regulamentada pelo Decreto nº 8.063, de 1º de agosto de 2013.

³³ Art. 18. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo definido nos termos da alínea b do inciso III do art. 10.

³⁴ Cf. a minuta do edital de licitação do campo de Libra no sítio eletrônico da ANP (www.anp.gov.br).

³⁵ De acordo com o art. 2º, XII, da Lei nº 12.351/2010, bônus de assinatura é o valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção.

³⁶ XIII - *royalties*: compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do § 1º do art. 20 da Constituição Federal.

³⁷ Art. 12. O CNPE proporá ao Presidente da República os casos em que, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética, a Petrobras será contratada diretamente pela União para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção.

Nos consórcios referidos no parágrafo anterior, caberá a PPSA, dentre outras atribuições, a) representar a União nos consórcios formados para a execução dos contratos de partilha de produção e defender seus interesses nos comitês operacionais; b) avaliar, técnica e economicamente, planos de exploração, de avaliação, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como fazer cumprir as exigências contratuais referentes ao conteúdo local; c) monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção³⁸; d) fornecer à ANP as informações necessárias às suas funções regulatórias; e) praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União; f) representar a União nos procedimentos de individualização da produção e nos acordos decorrentes, nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não contratadas sob o regime de partilha de produção.

2.2 A CRIAÇÃO DO FUNDO SOCIAL

Outro aspecto importantíssimo do novo marco regulatório foi a instituição do Fundo Social, criado pela Lei nº 12.351/2010 (art. 47), com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento. É preciso salientar que uma das razões apresentadas na Exposição de Motivos ao PL nº 5.940/2009, que propôs a criação do Fundo Social, era assegurar que a União se apoderasse de uma parcela maior dos lucros proveniente da exploração do Pré-Sal.

A constituição do Fundo Social foi um mecanismo encontrado pelo governo para assegurar que toda população brasileira pudesse ser beneficiada, de maneira igualitária, a medida que prosseguisse a exploração do Pré-Sal.

De acordo com o art. 49 da Lei nº 12.351/2010, o Fundo será suprido pelos seguintes recursos: I - parcela do valor do bônus de assinatura a ele destinada pelos contratos de partilha de produção; II - parcela dos *royalties* que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de

³⁸ A PPSA é responsável pela aprovação dos custos totais incorridos pela companhia, ou seja, é responsável por definir o valor de óleo de custo, influenciando de maneira decisiva portanto na definição do excedente de óleo.

partilha de produção; III - receita advinda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme definido em lei; IV - os royalties e a participação especial das áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração direta da União; V - os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades; VI - outros recursos a ele destinados por lei.

Dentre os projetos que o Fundo Social pretende financiar, estão elencados programas relacionados à (i) educação; (ii) cultura; (iii) esporte; (iv) saúde pública; e (v) ciência e tecnologia; (vi) do meio ambiente; e (vii) de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Além disso, o Fundo Social tem por objetivos: (i) constituir poupança pública de longo prazo com base nas receitas auferidas pela União; (ii) oferecer fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma prevista no art. 47 da Lei nº 12.351/2010; e (iii) mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não renováveis. É vedado, no entanto, ao Fundo Social conceder direta ou indiretamente garantias.

2.3 A CESSÃO ONEROSA DO PETRÓLEO DO PRÉ-SAL À PETROBRAS

Além da exploração do Pré-Sal através da celebração de contratos de partilha de produção, existem seis áreas (Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi) e uma contingente (Peroba), todas localizadas no polígono, onde a Petrobras recebeu, sem licitação, da União a cessão de direitos para o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas, não podendo a produção exceder 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo, de acordo com o art. 1º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010. Como contrapartida pela referida cessão, o mencionado diploma legal determinou que o pagamento devido pela Petrobras fosse efetivado prioritariamente em títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado (art. 1º, § 3º e art. 9º).

Adicionalmente, a referida lei autorizou a União a subscrever ações do capital social da Petrobrás e integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal. Estabeleceu, outrossim, a referida Lei que serão devidos apenas *royalties* sobre o produto da lavra, nos termos do art. 47 da Lei do Petróleo. Em consequência disso, não haverá a incidência de participação especial nessas áreas (art.5º).

O contrato de cessão onerosa, celebrado em 03 de setembro de 2010, estabeleceu o valor inicial do barril de petróleo equivalente em US\$ 8,51. Pelo direito de explorar e produzir petróleo e gás natural nessas áreas, a Petrobras pagou à União R\$ 74,8 bilhões.

Na Exposição de Motivos ao PL 5.941/2009, a justificativa para a dispensa de licitação foi a seguinte: “a imediata exploração pela PETROBRAS é vantajosa para a União, porque permite à sociedade, em última instância, antecipar o usufruto dos benefícios representados pelo Pré-Sal. A União não possui a estrutura necessária para as atividades exploratórias desse potencial petrolífero. Ao ceder o exercício dessas atividades à PETROBRAS, em contrapartida a uma compensação adequada, a União contribui para o crescimento e fortalecimento de uma companhia da qual é acionista controladora ao dotá-la com os recursos decorrentes de áreas que se caracterizam pelo baixo risco exploratório e representam considerável potencial de rentabilidade.”

Note-se que a Petrobras ficou numa situação super-privilegiada em relação às demais sociedades do setor, ignorando o governo completamente o disposto no art. 61, § 1º da Lei do Petróleo (v. nota 6). Em apertada síntese: a cessão onerosa consistiu em um “escambo”, pois por meio dela a União conseguiu robustecer o patrimônio da Petrobras em seus ativos, sem que aquela precisasse investir capital diretamente. Até porque não haveria recursos de tal monta disponíveis para se empregar neste tipo de investimento. Por outro lado, a cessão onerosa permitiu à União receber diretamente da Petrobrás os R\$ 74 bilhões correspondentes ao valor da cessão, tudo isso, evidentemente, voltado para atender às mais prementes necessidades do povo brasileiro.

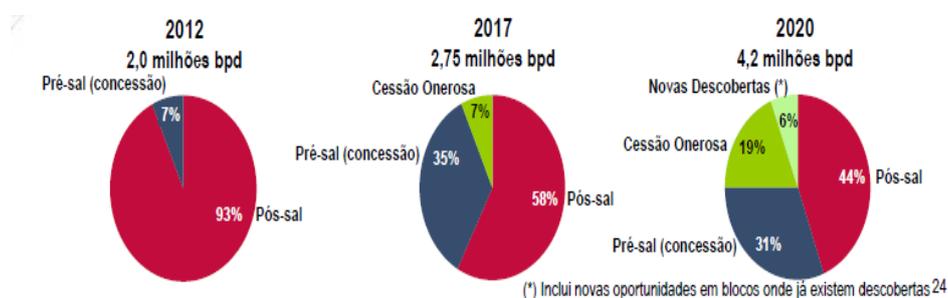
Sem embargo, a cessão aumenta significativamente a importância dos investimentos a serem realizados, não só nas áreas já licitadas, como também nas da cessão onerosa e a serem licitadas no modelo de partilha. Sobre este tema versa o próximo capítulo.

3. INVESTIMENTOS E DESAFIOS DO PLANO DE NEGÓCIOS DA PETROBRÁS 2013-2017 PARA A EXPLORAÇÃO DO PRÉ-SAL

Preliminarmente, é importante ressaltar que apesar da importância e complementaridade existente entre os investimentos previstos no atual Plano de Negócios da Petrobrás 2013-2017 em todas as áreas de negócios, para fins desse trabalho, o autor somente irá se ater aos aspectos de Exploração e Produção (E&P) e Abastecimento, os quais são mais diretamente relacionados ao Pré-Sal e, conjuntamente, responsáveis por 89,7% do custo total deste plano.

Em seu Plano de Negócios 2013-2017³⁹ a Petrobras apresentou um audacioso programa de investimentos projetando a utilização de US\$ 236,7 bilhões, o que significa dizer que a companhia pretende gastar US\$ 1bilhão por semana até 2017 para cumprir suas metas. Apenas a título de quantificação dos valores deste plano, em 2012 a produção do Pré-Sal na área sob regime de concessão representou 7% do total de 2,0 milhões bpd (barris de petróleo diário). Contudo, até 2017, a Petrobras projeta uma produção de 2,75 milhões bpd, sendo 35% proveniente de áreas do Pré-Sal e 7% da Cessão Onerosa. Em 2020 a companhia espera dobrar sua produção atual, atingindo 4,2 milhões bpd, sendo 31% proveniente do Pré-Sal e 19% da Cessão Onerosa.⁴⁰ O organograma abaixo obtido no sítio eletrônico da Petrobrás demonstra bem a forma da divisão.

Figura 3: Projeções da Petrobras para produção na área do Pré-Sal



³⁹ Disponível em <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia-corporativa/plano-de-negocios/>

⁴⁰ Disponível em <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia-corporativa/plano-de-negocios/> (slide 24)

Para tornar estas metas realidade, a ordem de grandeza desses investimentos vai exigir da sociedade empresária o esforço máximo do seu corpo técnico, dos fornecedores, dos investidores, financiadores, da infraestrutura, da demanda por recursos humanos, material, equipamentos, suprimentos, um enorme esforço de gestão, planejamento, construção e montagem para viabilizar a produção prevista de 2.0 milhões bpd até 2020. A fim de melhor demonstrar a alocação de verba dentro deste plano de negócios, segue abaixo tabela discriminando a porcentagem em que serão alocados os investimentos todos os investimentos Petrobrás. .

Figura 4: Alocação de Investimentos (2013-2017)

PLANO 2013-2017 INVESTIMENTOS ÁREAS DE NEGÓCIOS	US\$ BILHOÕES PERÍODO 2013-2017	%
E&P	147,5	62,3%
ABASTECIMENTO	64,8	27,4%
GÁS & ENERGIA	9,9	4,2%
INTERNACIONAL	5,1	2,2%
BR DISTRIBUIDORA	3,2	1,4%
P BIOCMBUSTÍVEIS	2,9	1,2%
ETM	2,3	1,0%
DEMAIS ÁREAS	1	0,4%
TOTAL	236,7	100,0%

41

Como se pode concluir da tabela acima, no atual Plano de Investimentos da Petrobras a maior parcela de todos os investimentos foi destinada à E&P com previsão de investimento de US\$ 147,5 bilhões, representando 62% do total previsto para o período. O foco na exploração faz todo sentido estratégico, pois se trata da área de negócios que possibilita os maiores retornos, a fonte primária de sua riqueza e maior responsável pela sua geração de caixa.

Ademais, dentro do montante destinado a E&P há uma subdivisão dos US\$ 147,5 bilhões, sendo reservados US\$ 24,3 bilhões para fase de exploração, mais outros

⁴¹ Todos os dados que compõe esta tabela foram extraídos de <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia-corporativa/plano-de-negocios>

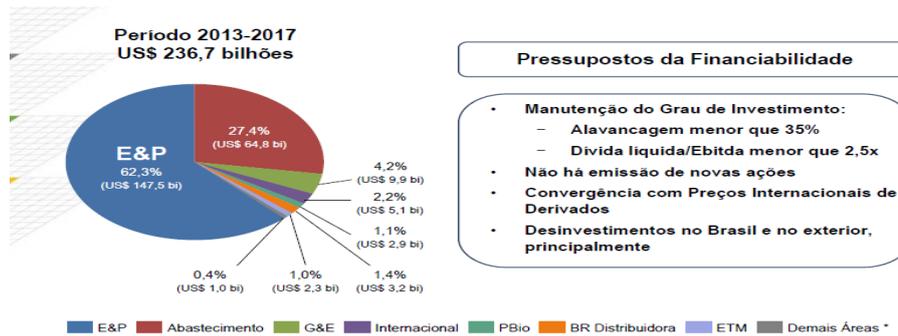
US\$ 106,9 bilhões para fase de desenvolvimento da produção e, por fim, mais US\$ 16,3 bilhões para infraestrutura e suporte. Só para fase de exploração do Pré-Sal serão destinados 24% dos investimentos totais, ou seja, US\$ 5,8 bilhões, enquanto na fase de desenvolvimento serão destinados US\$ 46,4 bilhões, que representam 43,4% dos investimentos totais. Portanto, é a partir da fase de desenvolvimento do Pré-Sal que assume o primeiro lugar na lista de investimentos, representando 39,8% do total passando a ser o grande “foco” do plano de negócios da Petrobras.⁴²

Em seguida, na ordem de grandeza dos investimentos em exploração e produção, vêm os recursos alocados na área de Abastecimento, *downstream*, onde a companhia planeja investir US\$ 64,8 bilhões, dos quais 51% seriam na construção de 4 novas refinarias (RNEST, COMPERJ, Premium Maranhão e Premium Ceará). A Petrobras estima que a demanda por derivados cresça 4,2% a.a. entre 2012 e 2020. Sem as refinarias Premium I, Premium II e o COMPERJ haveria uma necessidade de importar 29% da demanda por derivados, de modo que a prioridade da ampliação do seu parque de refino é estratégica. Atualmente, a Petrobras está utilizando 100% de sua capacidade de processamento de 2,1 milhões bpd e também complementando a oferta através da importação de derivados para atender a demanda doméstica.

O Plano de Negócios da Petrobras tem por principais premissas a gestão integrada do portfólio de atividades, o qual permite o máximo aproveitamento das sinergias entre os ativos, os quais teriam sua “financiabilidade” assegurada pela manutenção do grau de investimento, na medida em que fossem mantidas (i) uma alavancagem financeira inferior a 35% (endividamento); (ii) uma relação Dívida Líquida/EBITDA (lucro antes dos juros, tributos, depreciação e amortização) menor do que 2,5%; além da (iii) não emissão de novas ações; (iv) a busca convergência dos preços internacionais de derivados; (v) a implementação de um plano de desinvestimentos no Brasil, e principalmente no exterior, da ordem de US\$ 9,9 bilhões; (vi) a compatibilidade dos retornos dos projetos do Pré-Sal similares aos do Pós-Sal e também (vii) pela adoção de uma política de segurança e meio ambiente com meta de vazamento zero. Todos esses objetivos podem ser vistos no diagrama abaixo:

⁴² : Disponível em www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia-corporativa/plano-de-negocios. Cf. slide 23.

Tabela 5: Metas do Plano de Negócios da Petrobras⁴³



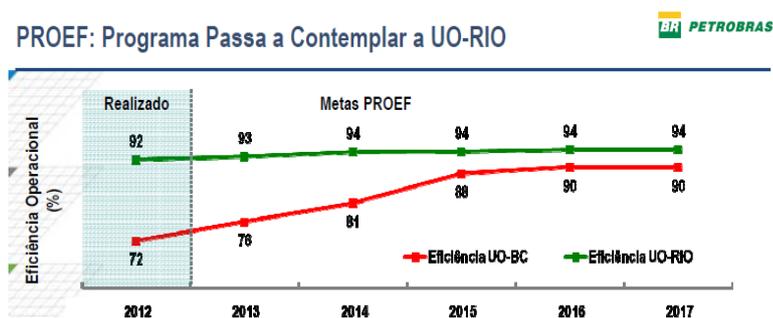
Para melhor verificar a viabilidade deste plano de negócios é preciso verificar em que patamar a Petrobrás está atualmente. A Petrobras é detentora de 15,7 bilhões de barris de reservas provadas, sua produção é de 1,98 milhões bpd. Com o Pré-Sal, ela espera produzir 4,2 milhões bpd, dos quais 50% já viriam da nova fronteira exploratória, sendo 31% da produção sob o regime de concessão já licitado no Pré-Sal e 19% da área da Cessão Onerosa. No Pré-Sal foram feitas 15 descobertas com um índice de sucesso exploratório de 82%.

No entanto, para aumentar sua produção para os 4,2 milhões bpd que pretende em 2020, a companhia espera contratar 15 unidades de produção, que se somariam às 24 unidades já contratadas. Com isso, a Petrobras espera assegurar um índice de Reservas/Produção superior a 12, o que lhe garante um horizonte de tempo confortável para assegurar o suprimento do mercado e minimizar os riscos de insucesso.

Não obstante a importância do aumento da produção há outros fatores que também influenciam a viabilidade deste plano de negócios, como os custos de descoberta, custos estes que tem se elevado à medida que a exploração cada vez mais se volta para águas mais profundas e ultraprofundas, porém ainda estão muito abaixo dos das principais sociedades petroleiras internacionais. Além disso, o aumento da produção doméstica para minorar o déficit dos derivados tem sofrido restrições devido à perda de eficiência operacional de várias unidades da Bacia de Campos, que apresentaram índices de 71%, muito abaixo dos 90% do mercado. Para melhorar isso, a Petrobras está investindo fortemente no programa de revitalização de suas plataformas de produção. Abaixo se apresenta tabela cotejando os diferentes índices de eficiência e mostrando suas particularidades.

⁴³ Tabela disponível em <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia-corporativa/plano-de-negocios/>

Figura 6: Comparação das taxas de eficiências operacional⁴⁴



Esse programa de revitalização das plataformas está inserido numa estratégia maior da Petrobras, que lançou um expressivo programa de aumento da eficiência operacional, controle de custos e redução de custos de poços, infraestrutura/logística e de investimentos (PROEF, PROCOP, PRC-Poço, INFRALOG, PRODESIN), com os quais espera poupar somente com o PROCOP US\$ 32 bilhões até 2016.

O Programa de Redução de Custos de Poços inclui iniciativas de redução de custos, otimização de escopos de projetos e busca de ganhos de produtividade, prevê o aumento da frota de sondas (atualmente são 69 sondas flutuantes para construção e manutenção de poços no Brasil) e melhoria dos recursos de logística. São considerados estratégicos uma vez que a construção de poços representa 51% dos investimentos em E&P no Brasil. São inúmeras iniciativas amplas que permitirão a melhoria do desempenho da empresa em todas as suas unidades de negócios. Abaixo estão os esquemas disponibilizados pela Petrobrás que explicam estes planos comentados.

Figura 7: Programas de Aumento da Eficiência Operacional

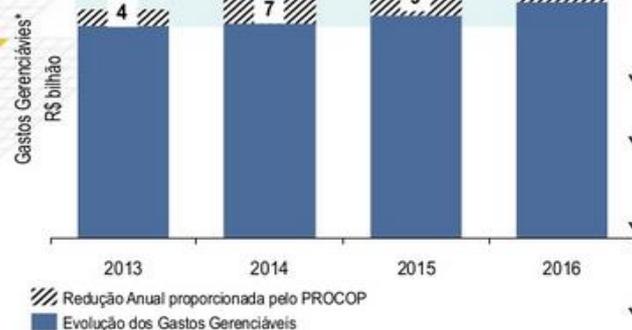


⁴⁴ Gráfico cotejando as curvas de eficiência operacional.

A captura dos ganhos será progressiva, permitindo, até 2016, economia de R\$ 32 bilhões.

Economia de R\$ 32 bilhões em 4 anos

Metas Anuais de Redução



* Desembolsos realizados na operação das instalações industriais, administrativas e de apoio.

EXEMPLOS DE ALAVANCAS

- ✓ **Exploração e Produção:** Consumo de químicos e combustíveis; Dias produtivos de sondas; Transporte marítimo e aéreo; Intervenção em poços terrestres;
- ✓ **Abastecimento:** Consumo de químicos e catalisadores; Produção de resíduos, Rotina de paradas programadas; Excesso de estadia nos portos; Uso da frota marítima; Programação das entregas;
- ✓ **Transpetro:** Intervenções em navios, terminais, oleodutos, gasodutos e tanques;
- ✓ **Gás e Energia:** Consumo de GN para produção de amônia; Custo operacional da malha de gasodutos;
- ✓ **Engenharia, Tecnologia e Materiais:** Suprimento e estoque de materiais; Custos de TIC por usuário;
- ✓ **Corporativo e Serviços:** Gastos com edifícios, viagens e transporte terrestre; Gestão de SMES.

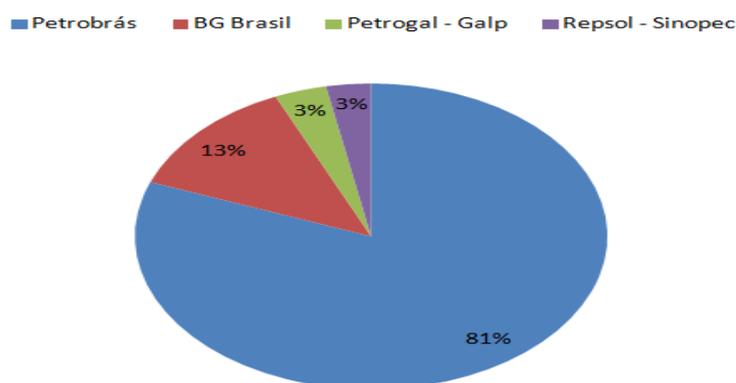
A grande questão que envolve todos esses programas é que eles demandam consideráveis recursos e custos para sua implementação, custos esses que já estão refletidos nas demonstrações contábeis da companhia. A dívida líquida atingiu 3,5 vezes em relação ao EBITDA em 2012, um nível de endividamento substancial devido às elevadas despesas financeiras incorridas, muito superior a um dos objetivos do Plano. Espera-se que esse cenário seja mantido por 4 ou 5 anos até que todos os sistemas estejam prontos para elevar a produção do Pré-Sal.

De acordo com a Petrobrás, a financiabilidade do Plano de Negócios 2013-2017 estaria assegurada fundamentalmente pelo seu fluxo de caixa operacional, sendo que a necessidade anual de captação líquida no período seria de US\$ 4,3 bilhões, 50% inferiores ao do plano anterior, devido principalmente à contribuição da produção para geração de caixa em 2017. A companhia tem como meta manter a alavancagem financeira menor do que 35% e um coeficiente de dívida líquida sobre a geração de caixa antes dos pagamentos dos juros, tributos, depreciação e amortização, Dívida Líquida/EBITDA, de 2,5 vezes o seu patrimônio.

Expostos os pontos fundamentais do Plano de Negócios, é preciso agora traçar um panorama da produção de algumas áreas do Pré-Sal licitadas no atual modelo de concessão, com base em dados de junho de 2013. A Petrobrás participa **sozinha** de 81%

da produção em áreas do Pré-Sal (campos de Baleia Azul, Barracuda, Caratinga, Jubarte Linguado, Marlim Leste, Pampo, Pirambu, Trilha e Voador). Além disso, detém parceria com a BG Brasil em 7 poços, que correspondem a 13% da Produção; com a Petrogal – Gal em 5 poços, correspondendo a 3% da produção total, e por fim, com a Repsol-Cinopec em 2 poços, também com 3% na produção, conforme a figura abaixo⁴⁵.

Figura 8: Participação Atual da Petrobrás no Pré-Sal.



Como se pode perceber, toda a produção do Pré-Sal já conta com a participação da Petrobrás, antes mesmo dos leilões no novo modelo de partilha. No entanto, com o advento do 1º Leilão na área do Pré-Sal, a partir de outubro deste ano, nos termos do art. 4º da Lei nº 12.351⁴⁶, a Petrobrás será **operadora** exclusiva de todos os blocos contratados e terá participação mínima de 30% em todos os consórcios, em consonância com o art. 10, inciso III, alínea “c” da mesma Lei⁴⁷. Portanto, o início das novas Rodadas para a área do Pré-Sal aumentará em muito os desafios que a Petrobrás terá pela frente na exploração desta nova fronteira. Por essa razão, a companhia precisa de um plano tão audaz e grandioso.

3.1 - DESAFIO TECNOLÓGICO X DESAFIO REGULATÓRIO

⁴⁵ Todos os dados encontram-se disponíveis em www.presalt.com. Acesso em 07/09/2013.

⁴⁶ “Art. 4º A Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurado, a este título, participação mínima no consórcio previsto no art. 20.”

⁴⁷ Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências: III - propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção: c) a participação mínima da Petrobras no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento);

Segundo a consultoria Wood Mackenzie “o que a Petrobras planeja fazer nesta década, na exploração em águas profundas, é algo nunca antes tentado por qualquer outra empresa, em qualquer outro lugar. Trata-se de um programa numa escala sem precedentes”⁴⁸.

Do lado tecnológico, vários desafios da exploração do pré-sal foram superados com o uso de sísmica de alta resolução, melhoria da previsão geológica, redução do tempo de perfuração de 134 dias em 2006 para 70 em 2012, seleção de novos materiais de menor custo, novos sistemas que garantiram a maior competitividade, entre outros. Contudo, de 2006 até 2013, os analistas consideram que os maiores desafios do pré-sal podem não estar mais nas questões tecnológicas para viabilidade da exploração em águas ultraprofundas, haja vista o sucesso da produção inicial, os maiores riscos não estariam no fundo do mar, mas na superfície, envolvendo as questões operacionais e financeiras.

A introdução do novo marco regulatório e das imposições legais já citadas representa um enorme desafio de recursos financeiros, materiais e humanos para a companhia. Os investimentos no refino são estratégicos, pois mesmo com suas 16 refinarias atualmente produzindo a plena capacidade, a Petrobras tem sido forçada a importar derivados para atender a elevação da demanda nacional de diesel e gasolina. Somente no primeiro semestre de 2013 o déficit a conta petróleo foi de US\$ 15 bilhões.

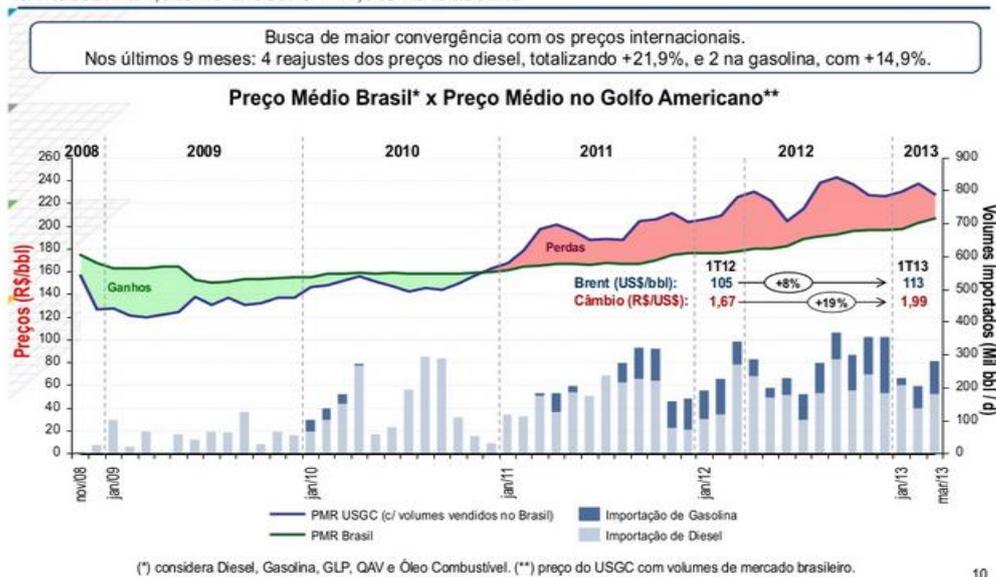
Para dificultar ainda mais, no momento, alguns analistas estimam que possa existir uma defasagem superior a 20% nos preços do diesel e gasolina, algo que ainda pode ser agravado pela recente desvalorização do real frente ao dólar norte-americano. Deste modo a companhia encontra-se no refém da política econômica do governo, no qual o ajuste dos preços dos derivados na paridade dos preços internacionais conflita com os objetivos no controle da inflação, portanto, não se pode esperar sua plena recomposição no curto-prazo que permita minorar a pressão sobre o caixa. Sem embargo, a Petrobras tem como premissa do seu Plano de Negócios a paridade dos preços dos derivados nos níveis internacionais.

Figura 9: Relação entre o Preço do Óleo no Mercado Interno com o Internacional

⁴⁸ Disponível em <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/de36a8e4-e895-11e2-8e9e-00144feabdc0.html#axzz2dl7w3Bd3>. Acesso em 07/09/2013.

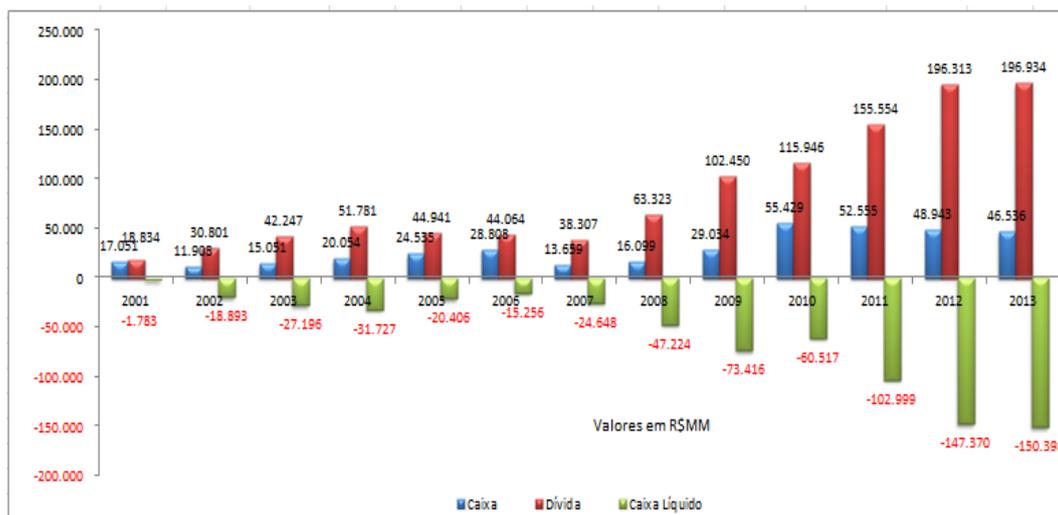
Paridade: Busca pela Convergência com os Preços Internacionais

9 meses: +21,9% no Diesel e +14,9% na Gasolina



Conforme demonstra o gráfico abaixo, obtido no sítio eletrônico da Petrobras, quando se coteja a relação entre o caixa e a dívida, pode-se perceber que a esta se acentua a partir de 2009. Em 2010 a relação torna-se mais favorável, em virtude da melhora do caixa e da capitalização, devido também à valorização do real naquele ano, reduzindo despesas em moeda forte; entretanto, o efeito é efêmero e retoma a trajetória anterior, para voltar a crescer a partir de 2011. Ademais, pode-se confirmar as informações por meio do cotejo com os números fornecidos pela Petrobras na figura abaixo

Figura 10: Relação entre o Caixa e a Dívida Líquida⁴⁹



⁴⁹ Gráfico extraído do sítio eletrônico www.bastter.com.br. Acesso em 05/09/2013.

Portanto, no cenário atual, a Petrobras apresenta uma elevação de seu endividamento, que é mais acentuada em relação a sua geração de caixa. Este fenômeno ocorre por conta da defasagem de paridade de preços de seus principais derivados comercializados em relação a seu patrimônio, robustecido com os recursos advindos da capitalização e cessão onerosa, ocorrida em 2010, de modo que o retorno sobre seu patrimônio mostra uma trajetória declinante.

Figura 11: Evolução do Patrimônio da Petrobrás no período 2001 a 2013⁵⁰

Ano	Patrimônio	Receita Líquida	Lucro	Margem	ROE	Caixa	CX.Liq	Dívida	Div/PL	Div/LL
2001	28.966	57.511	9.867	17,16%	34,06%	17.051	-1.783	18.834	0,65	0,18
2002	34.324	69.176	8.097	11,70%	23,59%	11.908	-18.893	30.801	0,90	2,33
2003	49.367	95.742	17.794	18,59%	36,04%	15.051	-27.196	42.247	0,86	1,53
2004	62.130	111.127	16.887	15,20%	27,16%	20.054	-31.727	51.781	0,83	1,88
2005	76.785	136.605	23.724	17,37%	30,11%	24.535	-20.406	44.941	0,57	0,86
2006	97.530	158.238	25.918	16,38%	26,57%	28.808	-15.258	44.064	0,45	0,59
2007	113.854	170.577	21.511	12,61%	18,89%	13.659	-24.648	38.307	0,34	1,15
2008	142.841	215.118	32.987	15,33%	23,09%	16.099	-47.224	63.323	0,44	1,43
2009	166.893	182.710	30.051	16,45%	18,01%	29.034	-73.416	102.450	0,61	2,44
2010	309.828	211.841	35.189	16,61%	11,36%	55.429	-60.517	115.946	0,37	1,72
2011	332.223	244.176	33.313	13,64%	10,03%	52.555	-102.999	155.554	0,47	3,09
2012	345.433	281.379	20.959	7,45%	6,07%	48.943	-147.370	196.313	0,57	7,03
2013	337.665	287.780	19.366	6,73%	5,74%	46.536	-150.398	196.934	0,58	7,77

Último Balanço: 1T13
 Receita Líquida e Lucro Líquido dos últimos 12 meses.
 Valores em R\$ Milhões.

Em síntese, neste primeiro momento de implementação do plano de negócios percebe-se o acentuado aumento da dívida em detrimento da capacidade de geração de riquezas. O plano de negócios apresentado pela Petrobrás é factível, porém extremamente agressivo, e, considerando os valores envolvidos, é também arriscado. É preciso lembrar que, de fato, o aumento do endividamento da companhia já era previsto nas primeiras etapas deste plano de negócios, sendo assim neste momento, a única opção é esperar para verificar se as demais etapas do plano também serão cumpridas.

⁵⁰ Gráfico extraído do sítio eletrônico www.bastter.com.br. Acesso em 05/09/2013.

CONCLUSÃO

A guisa de conclusão, resta claro que o Pré-Sal sai da condição de simples vaticínio para tornar-se a grande realidade do Brasil. Sem sombra de dúvidas, é possível a adoção de um discurso otimista acerca de todo este fenômeno, principalmente considerando-se (i) as informações transmitidas por todas as autoridades envolvidas, (ii) os estudos divulgados sobre as áreas a serem exploradas, (iii) o êxito recente no volume da produção dos campos concedidos, conforme dados da ANP e, principalmente, (iv) o plano exploratório a ser desenvolvido no polígono estratégico, onde estão localizados hidrocarbonetos em abundância e de altíssima qualidade, sendo portanto classificado como um investimento de “baixo risco”.

No entanto, independentemente da classificação do risco do empreendimento, não se pode olvidar que este também exige um aporte de capital bem considerável de todos os futuros participantes desta empresa. Como já foi constatado por muitos especialistas, o desafio não é minimizar riscos exploratórios, esses já se mostraram factíveis e viáveis pelo estado da técnica e pelos projetos em desenvolvimento. A questão é minimizar os riscos tanto (i) econômicos quanto (ii) regulatórios. Por essa razão, não se pode tergiversar de alguns pontos nevrálgicos de toda essa discussão.

O primeiro deles, sob uma ótica econômica, refere-se ao desafio financeiro que a exploração da fronteira do Pré-Sal imporá a todos os seus participantes e, especialmente, a Petrobrás. O plano de negócios da Petrobrás para exploração do Pré-Sal é tido por muitos especialistas como “sem paralelo na história de toda indústria do Petróleo mundial”. Não se põe em questão a viabilidade do plano, apenas salienta-se a sua intrepidez, conforme já demonstrado no capítulo 3 deste trabalho, o qual se estima aproximadamente despesas de 1 bilhão de dólares por semana até 2017.

Para que se possa ter uma noção do que aqui se afirma, o primeiro bloco a ser licitado no mês de outubro deste ano é o de Libra, o qual exige o pagamento dos licitantes de R\$ 15 bilhões a título de bônus de assinatura – o maior da história –, sendo este valor pouco significativo se comprado as estimativas orçamentárias iniciais para o desenvolvimento do campo estimado em 200 bilhões de dólares.

O segundo aspecto, agora sob uma perspectiva jurídico-regulatória e econômica, é a compreensão de que o cenário da indústria do petróleo pode ter mudado

completamente em termos de viabilidade técnica, e também de ordem econômica, por conta da descoberta das formas não convencionais de exploração do petróleo e do gás – *shale gas e tight oil*⁵¹ promovida pelos EUA. A preocupação com a mudança de cenário pela descoberta do *shale gas* é facilmente demonstrável⁵². Em um primeiro momento, uma das maiores economias do mundo era um dos principais importadores líquidos de hidrocarbonetos, agora este mesmo *player* internacional, pela força de seus conhecimentos tecnológicos, passa a condição de produtor, e possivelmente, grande exportador mundial⁵³.

A conjuntura internacional⁵⁴ apresenta mudanças enormes e é por essa razão que a regulação em torno do Pré-Sal precisa ser atrativa e ao mesmo tempo competitiva, para as sociedades nacionais e internacionais participarem. É preciso pensar que os projetos são de longo prazo de maturação e demandam grandes valores.

O novo marco regulatório precisa ser capaz de se adequar às mudanças de cenário globais, sejam essas (i) a descoberta de novas tecnologias - como no caso do *shale gas* – ou até mesmo novas fontes de energia, (ii) a diminuição de demanda por óleo de alguns países - como o caso da China, que diminuiu sua dependência e taxa de crescimento e os Estados Unidos da América, que rumam à autossuficiência – e até mesmo (iii) uma possível baixa acentuada no preço do petróleo – o que poderia comprometer a viabilidade econômica da política e regulação governamentais.

Em 2007, data do anúncio das descobertas do Pré-Sal, o mundo possuía uma perspectiva de crescimento sustentável da demanda mundial por petróleo com uma oferta menos elástica. No entanto, em aproximadamente 7 anos, com (i) as crises econômicas na Europa e nos EUA, (ii) a desaceleração da economia chinesa, (iii) a saturação do padrão baseado no consumo de alguns BRICS, e (iv) a descoberta do *shale gas* e do *tight oil*, já levaram os economistas à revisão de estimativas de demanda para baixo e o crescimento da oferta de óleo. Apenas mais um elemento para o cenário que se configura: é estimado que na Rússia, atual maior produtora de petróleo do mundo,

⁵¹ Disponível em <http://vespeiro.com/2013/03/21/shale-gas-e-pre-sal-o-mundo-e-pequeno-para-os-dois/>. Acesso em 04/09/2013.

⁵² Disponível <http://www.macaeeoffshore.com.br/revista/internas.asp?acao=noticia2&edicao=44>. Acesso em 04/09/2013.

⁵³ Infelizmente, adentrar no *shale gas* está além do escopo deste trabalho, no entanto é preciso mencionar, ainda que *en passant*, quanto a esta nova realidade.

⁵⁴ Disponível <http://www.economist.com/news/briefing/21582522-day-huge-integrated-international-oil-company-drawing>. Acesso em 04/09/2013.

possua a maior reserva de *shale gas* em todo mundo, algo em torno de 75 bilhões⁵⁵. Este país já iniciou estudos para a exploração do petróleo por meios não convencionais.

Por essa razão, afirma-se que a legislação do novo marco regulatório não pode inviabilizar a exploração do petróleo no Brasil se o cenário econômico mundial mudar. O pleno desenvolvimento e produção é um compromisso contratual entre as partes por 35 anos, conforme exige o inciso XIX do art. 29 da Lei n. 12.351/2010. É preciso lembrar que apenas se passaram 7 anos da fase menos exigente, do ponto de vista dos recursos financeiros e tecnológicos. Muito ainda está por vir.

Deste modo, encerra-se este estudo salientando-se a necessidade de promover a adequabilidade das normas jurídicas brasileiras, de modo a assegurar a competitividade de E&P no Brasil, em um contexto mundial. Faz-se mister atrair os investidores para o Pré-Sal com normas regulatórias compatíveis com as melhores práticas da indústria do petróleo internacional (*Lex petrolea*). O campo de Libra será o grande primeiro teste da nova fronteira do Pré-Sal e do novo marco, porque com a análise dos resultados obtidos e sua repercussão se verificará a inserção do Brasil e do Pré-Sal no cenário global.

REFERÊNCIAS

a) artigo em periódico

PEREIRA, Luiz Carlos Bresser. *The Dutch disease and its neutralization: a Ricardian approach*. Revista de Economia Política. v. 28. n. 1. São Paulo, jan./mar. 2008. Disponível *on line* em http://www.scielo.br/scielo.php?pid=s0101-31572008000100003&script=sci_arttext

b) artigo em meio eletrônico

FERREIRA, Sergio Guimarães; Levy, Natália. *O Novo Marco Regulatório do Petróleo no Brasil: Uma Análise das Implicações Fiscais do PL nº 5.938/09 e seu substitutivo*. Subsecretaria de Estudos Econômicos. Rio de Janeiro: Secretaria de Fazenda, 2009. Disponível *on line* em <http://www.fazenda.rj.gov.br/sefaz/content/conn/UCMServer/uuid/dDocName%3A1450022>

c) sítios eletrônicos consultados

http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/comunidades/regulacao/Petroleo%20e%20G%C3%A1s_Regime%20de%20Partilha_web.pdf.

<http://www.anp.gov.br>

<http://www.bastter.com.br>

⁵⁵ Disponível em <http://rt.com/business/shale-oil-russia-leader-601/>. Acesso em 08/09/2013.

http://www.brasil-economia-governo.org.br/wp-content/uploads/2011/03/o_novo_marco_regulatorio_do_petroleo.pdf

<http://www.brasilecola.com/brasil/historia-do-petroleo-no-brasil.htm>

<http://www.essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/BolsistaDeValor/article/view/2427>

<http://www.investopedia.com/terms/d/dutchdisease.asp>

http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre_sal/Apresentaxo_ministro_Presal_Senado_10_09_2009.pdf.

<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/nossa-historia/>

www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia-corporativa/plano-de-negocios.

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Dnn/Dnn11699.htm Acesso 01/09/2013

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/projetos/expmotiv/emi/2009/38%20-%20mme%20mf%20mdic%20mp%20ccivil.htm

http://www3.tesouro.fazenda.gov.br/Premio_TN/XVIPremio/financas/2tefpXVIPTN/Tema_4_2.pdf