XXIV ENCONTRO NACIONAL DO CONPEDI - UFS

DIREITO ECONÔMICO E DESENVOLVIMENTO*

EVERTON DAS NEVES GONÇALVES

SAMANTHA RIBEIRO MEYER-PFLUG

SUSANA CAMARGO VIEIRA

Copyright © 2015 Conselho Nacional de Pesquisa e Pós-Graduação em Direito

Todos os direitos reservados e protegidos.
Nenhuma parte deste livro poderá ser reproduzida ou transmitida sejam quais forem os meios empregados sem prévia autorização dos editores.

Diretoria – Conpedi
Presidente - Prof. Dr. Raymundo Juliano Feitosa – UFRN
Vice-presidente Sul - Prof. Dr. José Alcebíades de Oliveira Junior - UFRGS
Vice-presidente Sudeste - Prof. Dr. João Marcelo de Lima Assafim - UCAM
Vice-presidente Nordeste - Profa. Dra. Gina Vidal Marcílio Pompeu - UNIFOR
Vice-presidente Norte/Centro - Profa. Dra. Julia Maurmann Ximenes - IDP
Secretário Executivo -Prof. Dr. Orides Mezzaroba - UFSC
Secretário Adjunto - Prof. Dr. Felipe Chiarello de Souza Pinto – Mackenzie

Conselho Fiscal
Prof. Dr. José Querino Tavares Neto - UFG /PUC PR
Prof. Dr. Roberto Correia da Silva Gomes Caldas - PUC SP
Profa. Dra. Samyra Haydêe Dal Farra Naspolini Sanches - UNINOVE
Prof. Dr. Lucas Gonçalves da Silva - UFS (suplente)
Prof. Dr. Paulo Roberto Lyrio Pimenta - UFBA (suplente)

Representante Discente - Mestrando Caio Augusto Souza Lara - UFMG (titular)

Secretarias
Diretor de Informática - Prof. Dr. Aires José Rover – UFSC
Diretor de Relações com a Graduação - Prof. Dr. Alexandre Walmott Borgs – UFU
Diretor de Relações Internacionais - Prof. Dr. Antonio Carlos Diniz Murta - FUMEC
Diretora de Apoio Institucional - Profa. Dra. Clerilei Aparecida Bier - UDESC
Diretor de Educação Jurídica - Prof. Dr. Eid Badr - UEA / ESBAM / OAB-AM
Diretoras de Eventos - Profa. Dra. Valesca Raizer Borges Moschen – UFES e Profa. Dra. Viviane Coêlho de Séllos Knoerr - UNICURITIBA
Diretor de Apoio Interinstitucional - Prof. Dr. Vladmir Oliveira da Silveira – UNINOVE

D598

Direito econômico e desenvolvimento [Recurso eletrônico on-line] organização CONPEDI/UFS; Coordenadores: Everton Das Neves Gonçalves, Samantha Ribeiro Meyer Pflug, Susana Camargo Vieira – Florianópolis: CONPEDI, 2015.

Inclui bibliografia
ISBN: 978-85-5505-041-1
Modo de acesso: www.conpedi.org.br em publicações
Tema: DIREITO, CONSTITUIÇÃO E CIDADANIA: contribuições para os objetivos de desenvolvimento do Milênio.

1. Direito – Estudo e ensino (Pós-graduação) – Brasil – Encontros. 2. Economia. 3. Desenvolvimento. I. Encontro Nacional do CONPEDI/UFS (24. : 2015 : Aracaju, SE).

CDU: 34

CONPEDI
Conselho Nacional de Pesquisa e Pós-Graduação em Direito

Florianópolis – Santa Catarina – SC
www.conpedi.org.br

XXIV ENCONTRO NACIONAL DO CONPEDI - UFS

DIREITO ECONÔMICO E DESENVOLVIMENTO*

Apresentação

Apresentação do GT: DIREITO ECONÔMICO E DESENVOLVIMENTO

Evento: XXIV Encontro Nacional do CONPEDI Aracajú, SE.

Honra-nos o convite para a coordenação do Grupo de Trabalho (GT) Direito Econômico e Desenvolvimento feito pela Direção do XXIV Encontro Nacional do Conselho Nacional de Pesquisa e Pós-Graduação em Direito (CONPEDI) que, neste ano de 2015, completa seus vinte e cinco anos de existência. O evento transcorreu entre os dias 03 a 06 de junho próximo passado. Uma jornada e tanto de árduo e profícuo trabalho iluminando os caminhos da Pós-Graduação em Direito no Brasil. Destarte, cumpriu-nos a fácil e, da mesma forma, difícil tarefa de avaliação e seleção dos artigos submetidos ao GT Direito Econômico e Desenvolvimento. Fácil, porque foi, indubitavelmente, prazeroso ler o trabalho de gente apaixonada pelo nosso, sempre, indispensável Direito Econômico e, por óbvio, difícil, pelo fato de termos que selecionar, dentre os tantos trabalhos submetidos, excelentes trinta e dois artigos. Na tarde da bela Aracaju, em Sergipe, reunimo-nos, apresentamos textos e discutimos academicamente, defendemos teorias e apontamos necessidades de mudanças para a economia nacional indelevelmente dirigida pela Lei de Direito Econômico. Resta, cada vez mais, visível o interesse das Escolas de Direito e dos Programas de Pós-Graduação pelo estudo do Direito Econômico ombreado pela Análise Econômica do Direito apontando para as necessárias soluções de política econômica, normativa e judicial, segundo promissora e eficiente criação e aplicação do Direito Brasileiro.

Há dez anos, desde 2005, o CONPEDI vem trabalhando as áreas do Direito Econômico e da Análise Econômica do Direito em GT ´s específicos, sempre, com a submissão de número expressivo de trabalhos acadêmicos. Assim, é notório o interesse dos pesquisadores, estruturando seus grupos de pesquisa, estudando os problemas sócio-econômicos e propondo soluções que extrapolam as discussões na Academia para encontrarem aplicabilidade no mundo real.

Como é de conhecimento geral, a economia brasileira atravessa momento difícil. Por isso mesmo sempre é bom lembrar que nosso mercado é bem público, constitucionalmente protegido. E não poderia haver melhor momento para que nossos estudiosos de Direito Econômico se dediquem a reflexões sobre o papel que esse mesmo Direito Econômico;

enquanto lei e práxis normativo-jurídica, deve e pode desempenhar na busca de um novo modelo de desenvolvimento, de caráter sustentável, que preserve conquistas arduamente alcançadas, mas leve em conta o contexto atual de crise ambiental e social.

Já se disse que nosso Direito e, em especial a Ordem Pública da Economia, veem flexibilizando as relações entre capital e trabalho, trazendo mudanças que precisam ser analisadas sob viés distinto daquele do tradicional direito individualista - que desconsidera a reciprocidade entre os agentes econômicos, sujeitos de direito que precisam de persuasão para tomada de decisão na direção de um ótimo que, se eficiente, não pode desconsiderar todos os valores (variáveis) que se apresentam para o cálculo econométrico-jurídico (quiçá ao abrigo do Princípio da Eficiência Econômico-Social (PEES).

Tanto esforço dispendido no estudo do Direito encontra guarida no CONPEDI evento que vem se agigantando a ponto de merecer, agora, reforma institucional. Registre-se, pois, nosso orgulho por ter ouvido pesquisadores de Direito Econômico que buscam tão desejável desenvolvimento. É com prazer que constatamos, neste XXIV CONPEDI, a evolução na qualidade dos artigos apresentados (o que se pode presumir se deva tanto a novos parâmetros estabelecidos pela Organização quanto à conscientização da importância da qualidade da pesquisa por parte de instituições de ensino e de seus docentes e discentes), bem como a continuidade e fortalecimento do fundamental diálogo acadêmico entre (tão) diferentes regiões do Brasil.

Como prova o número de artigos selecionados (depois de rigoroso e competitivo processo) para este GT, afirma-se, na Academia, o papel do Direito Econômico como indutor da única forma de desenvolvimento que se deveria buscar, se o objetivo final for chegar a desenvolvimento justo (tanto inter quanto intragerações), que atenda e preserve interesses de todos e assegure a sobrevivência da vida na Terra o Desenvolvimento Sustentável, fundado no tripé economia, meio ambiente e direitos humanos.

Buscamos aqui organizar os trabalhos de maneira a conduzir a reflexão d(o) (a) leitor (a) sobre o processo de reorganização social hoje vivido (com maior ou menor consciência) não só em escala nacional, mas também planetária. Qual o nosso papel, enquanto Acadêmicos, no desenho desse novo Contrato Social? Qual o papel de antigas (e novas) Instituições? E, mais especificamente, como o Direito pode ser usado para promover e induzir Desenvolvimento?

A ideia não é nova mas tem crucial importância. Em 2012 a LXXV Conferência da International Law Association , que desde a década de setenta vinha discutindo em seus Comitês Internacionais o papel do Direito Econômico na busca do desenvolvimento (no

contexto da decretação, pela Organização das Nações Unidas, das Décadas do Desenvolvimento que levaram à discussão da Nova Ordem Econômica Internacional-NOEI) um longo percurso que começou com a discussão sobre a existência (ou não) de um direito ao Desenvolvimento criou o Comitê Internacional que atualmente discute o papel do Direito Internacional na gestão sustentável dos recursos naturais para o desenvolvimento . Talvez o aspecto mais relevente, nessa discussão, seja o papel do Direito como indutor de comportamentos desejáveis, indo além da obviamente importante preocupação com punir os indesejáveis.

Um rápido olhar sobre o índice deste volume mostra a preocupação de nossos acadêmicos em não apenas analisar e diagnosticar problemas, mas em contribuir para esse processo novos desafios exigem novas soluções. Daí nosso orgulho e satisfação em ver o CONPEDI e mais especificamente, nosso GT - atingindo seu objetivo de tornar-se um canal de discussão, reflexão, e propositura de ideias e soluções, compartilhando-as com as forças jurídico-político-econômicas institucionalizadas em nosso País na busca de nosso tão falado e desejável Bem Comum.

Assim, escolhemos, dentre os trinta artigos apresentados no GT, três grupos de trabalhos que, harmonizados em Capítulos específicos, podem contribuir tanto com a Revista de Direito Econômico do Desenvolvimento quanto com o Livro de Direito Econômico do Desenvolvimento. Assim, distribuímos os artigos em três Capítulos: Direito Econômico e Intervenção Estatal; Direito Econômico e Desenvolvimento Sustentável; e, finalmente, Direito Econômico e o futuro?

Apresentemos, então, os trinta trabalhos submetidos ao crivo público da Academia no harmonioso espaço da Universidade Federal de Sergipe (Capital de povo tão alegre e atencioso para com todos nós).

Ao fazê-lo, desejamos a todos profícua leitura.

Aracajú, SE, 06 de junho de 2015.

Coordenadores do Grupo de Trabalho

Professora Doutora Samantha Meyer Pflug - Uninove

Professora Doutora Susana Camargo Vieira - UIT

Professor Doutor Everton das Neves Gonçalves UFSC

PARTE I: DIREITO ECONÔMICO E INTERVENÇÃO ESTATAL

AS CLÁUSULAS DE CONTEÚDO LOCAL E A LIVRE CONCORRÊNCIA: UMA ANÁLISE CRÍTICA COM ENFOQUE NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL BRASILEIRA

Matheus Simões Nunes

Yanko Marcius De Alencar Xavier

PLANO DE DESENVOLVIMENTO MINEIRO INTEGRADO: OPÇÃO PELO ESTADO REGULADOR OU PELO ESTADO GARANTIDOR?

Giovani Clark

Berenice Reis Lopes

A INTERVENÇÃO INDUTORA DO ESTADO NO DOMÍNIO ECONÔMICO: INCENTIVOS FISCAIS À MINERAÇÃO INDUSTRIAL NO PARÁ E A GARANTIA DE CONTRAPARTIDA À SOCIEDADE

Prudêncio Hilário Serra Neto

Suzy Elizabeth Cavalcante Koury

INFLUÊNCIA DAS NORMAS REGULATÓRIAS NA ESTRUTURAÇÃO JURÍDICA DE PROJETOS DE CONCESSÃO DE CRÉDITO PARA O SETOR DE BIOCOMBUSTÍVEIS

Alexandre Ferreira de Assumpção Alves

Carolina Schabbach Oliveira Ribeiro

O NOVO MODELO DE DISTRIBUIÇÃO E APLICAÇÃO DOS ROYALTIES DO PRÉ-SAL E SUA IMPORTÂNCIA PARA O DESENVOLVIMENTO NACIONAL

Francisco Carlos Duarte

Alcides Goelzer de Araújo Vargas e Pinto

RELAÇÕES ENTRE ECONOMIA E O DIREITO PÚBLICO PARA A COMPREENSÃO DO MARCO JURÍDICO DO PRÉ-SAL

Rafael Alem Mello Ferreira

REGULAÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA O DESENVOLVIMENTO A PARTIR DOS ROYALTIES DO PETRÓLEO

Karlla Karolinne França Lima

Maria Clara Damião de Negreiros

ANÁLISE CRÍTICA DA CONTRARREFORMA DO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR PETROLÍFERO

Daniele de Oliveira Nunes

A REGULAÇÃO ECONÔMICA NO BRASIL E SEUS IMPACTOS SOBRE O PROCESSO DE DESENVOLVIMENTO NACIONAL

Gustavo Assed Ferreira

UMA PERSPECTIVA ESPACIAL DO DIREITO ECONÔMICO: REPASSE CRÍTICO DA POLÍTICA NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO REGIONAL (DECRETO N.º 6.047, DE 22 DE FEVEREIRO DE 2007)

Roberto Guilherme Leitão

EVOLUÇÃO COMPARATIVA DAS POLÍTICAS BRASILEIRAS DE DESENVOLVIMENTO REGIONAL: UMA ANÁLISE SOB A PERSPECTIVA DE CONCEITOS MODERNOS DE DESENVOLVIMENTO

Felipe Felix e Silva

A GOVERNANÇA CORPORATIVA E O CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY SOB O PRISMA DA LEI ANTICORRUPÇÃO BRASILEIRA

Carolina Araujo De Azevedo

José Eduardo Araujo de Azevedo Siqueira

A FUNÇÃO SOCIAL DA EMPRESA: UMA ANÁLISE CONTRIBUTIVA PARA O DESENVOLVIMENTO SOCIAL E ECONÔMICO SOB A PERSPECTIVA DO PRINCÍPIO DA SOLIDARIEDADE

Léa Aragão Feitosa

Kely Cristina Saraiva Teles Magalhães

PARTE II. DIREITO ECONÔMICO E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

O EMPREENDEDORISMO NA CONSTITUIÇÃO DE 1988 COMO AXIOMA PARA O DESENVOLVIMENTO

Rafael Carmezim Nassif

Carlos Eduardo Pereira Dutra

A TUTELA JURÍDICA DA ÁGUA SUBTERRÂNEA NO ESTADO DO AMAZONAS

Bárbara Dias Cabral

Taynah Litaiff Isper Abrahim Carpinteiro Péres

ECONOMIA SUSTENTÁVEL A PARTIR DA SOCIEDADE DE CONSUMO: DESAFIOS AO DESENVOLVIMENTO BRASILEIRO

Rodrigo dos Santos Azevedo

José Querino Tavares Neto

REGULAÇÃO DA ENERGIA ÉOLICA E DESENVOLVIMENTO HUMANO: EXPERIÊNCIAS NO SEMIÁRIDO POTIGUAR

José Albenes Bezerra Júnior

Raquel Araújo Lima

PLANEJAMENTO ENERGÉTICO: USO RACIONAL DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS PARA GARANTIA DE UM DIREITO AO MEIO AMBIENTE EQUILIBRADO NO BRASIL

Grazielly Dos Anjos Fontes

DA CRISE À SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA: OS DESAFIOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Sérgio Alexandre De Moraes Braga Junior

Victor Hugo Gurgel Costa

A OMC E O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL NA RODADA DO MILÊNIO

Norma Sueli Padilha

Mariangela Mendes Lomba Pinho

PARTE III. DIRETO ECONOMICO E O FUTURO?

INVESTIMENTO PÚBLICO EM EDUCAÇÃO COMO REALIZAÇÃO DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E HUMANO

Ely Jorge Trindade

Roberta Trindade Martins Lira

A CONCRETIZAÇÃO DO DESENVOLVIMENTO HUMANO POR MEIO DA EFETIVA PARTICIPAÇÃO NAS POLÍTICAS PÚBLICAS

Marcus Pinto Aguiar

Luiz Alberto Gomes Barbosa Neto

O DESENVOLVIMENTO DA ORDEM SOCIOECONÔMICA E A BUSCA PELA FELICIDADE

Guilherme Misugi

Natália Brasil Dib

DIREITO AO DESENVOLVIMENTO COMO CAMINHO AO ABANDONO DA PRECIFICAÇÃO DO HOMEM E A BUSCA PELA VALORAÇÃO DO SER: UM DESAFIO JURÍDICO NO SÉCULO XXI

Alana Ramos Araujo

José Flôr de Medeiros Júnior

DOS PRIMÓRDIOS DE ROCHDALE À CONSOLIDAÇÃO DO COOPERATIVISMO COMO FONTE DE DESENVOLVIMENTO

Paulo Ricardo Opuszka

Pedro Augusto Cruz Porto

CRESCIMENTO ECONÔMICO E DESENVOLVIMENTO HUMANO EM FORTALEZA: ANÁLISE DAS POLÍTICAS PÚBLICAS IDEALIZADAS NOS PLANOS PLURIANUAIS 2010 - 2013 E 2014-2017

José Diego Martins de Oliveira e Silva

Julianne Mendonça Barreto

ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO, TRIBUTAÇÃO E JUSTIÇA SOCIAL

Fernanda Priscila Ferreira Dantas

Maria Dos Remédios Fontes Silva

A (IN) CAPACIDADE CONTRIBUTIVA DO SUPERENDIVIDADO

Jean Eduardo Aguiar Caristina

A QUEBRA DA ISONOMIA ENTRE OS CONSUMIDORES PELA EXIGÊNCIA DA PRÁTICA DE PREÇOS UNIFORMES NAS VENDAS REALIZADAS MEDIANTE PAGAMENTO VIA CARTÃO DE CRÉDITO

Fabrício Orpheu Araújo

Marcelo Luiz Seixas Cabral

É POSSÍVEL A ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO DO CONSUMIDOR?

Orlando Celso Da Silva Neto

ANÁLISE CRÍTICA DA CONTRARREFORMA DO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR PETROLÍFERO

REVIEW OF THE REFORM OF THE LEGAL FRAMEWORK OF OIL EXPLOITATION IN BRAZIL

Daniele de Oliveira Nunes

Resumo

O artigo trata da evolução das normas que disciplinam a exploração de petróleo no Brasil, desde o estabelecimento do regime de concessão - após a flexibilização do monopólio estabelecido pelo art. 177, §1º, da Constituição de 1988, pela Emenda Constitucional n. 09 /1995 -, até a instituição do regime de partilha de produção para a exploração de blocos na área do pré-sal. A partir daí, são analisadas as alterações mais sensíveis introduzidas no setor pelo novo regime de exploração, as razões que foram expostas para justificar a sua adoção e as inconsistências que podem ser apontadas, as quais podem levar a resultados práticos negativos para o setor. Em conclusão, são propostas alternativas para o aperfeiçoamento do marco regulatório, estimulando investimentos e contribuindo para o desenvolvimento do setor, sem esquecer o caráter estratégico do petróleo para o país.

Palavras-chave: Petróleo, Regimes de exploração, Concessão, Partilha de produção, Cessão onerosa, Inconsistências

Abstract/Resumen/Résumé

The article explains the evolution of the oil exploitation legal framework in Brazil, since the establishment of the concession rules - after the monopoly established by article 177, paragraph 1, of the Constitution of 1988, was made flexible by the Constitutional Amendment n. 09/1995 -, until the implementation of production sharing rules for the exploitation of oil in the pre-salt area. The most delicate changes of the legal framework are then analyzed, as well as the reasons which were exposed to justify these changes and its main contradictions, which could lead to negative consequences for the oil industry. In conclusion, the article exhibits the proposals for improvement of the legal framework, in order to stimulate investments and to contribute to the development of the oil industry, taking into account the strategic importance of oil exploitation and production.

Keywords/Palabras-claves/Mots-clés: Oil, Exploitation legal framework, Concession, Production sharing, Onerous transfer, Inconsistences

1 INTRODUÇÃO

Alguns dos temas mais recorrentes na agenda política e econômica de quase todos os países, desde a Revolução Industrial, giram em torno do aproveitamento dos recursos naturais. O acelerado desenvolvimento industrial e a explosão da quantidade de habitantes têm como consequência inegável um significativo aumento da demanda de energia, ao mesmo tempo em que impõe reflexões guiadas pela sustentabilidade, mantendo o assunto no centro da pauta.

Sob os prismas político e econômico, a discussão sobre a exploração de recursos naturais opõe dois lados. Apesar de haver certo consenso quanto ao caráter estratégico de tais recursos, o principal ponto de divergência é a intensidade da intervenção do Estado na sua exploração e produção, o que varia conforme a concepção que se tenha acerca do Estado e de seu papel.

O debate é ainda maior quando se fala sobre recursos naturais não renováveis, como o petróleo. A conhecida e relativamente próxima finitude do recurso, combinada à ainda grande dependência do mundo em relação a ele, coloca a controvérsia em ponto de ebulição. Por envolver uma forte carga ideológica e se relacionar intrinsecamente com fatores geopolíticos, os argumentos são, quase sempre, apaixonados.

Foi o que se viu há duas décadas, quando o Presidente Fernando Henrique Cardoso decidiu propor a flexibilização do monopólio da exploração e produção de petróleo, cujas atividades, até a Emenda Constitucional nº 09, de 09 de novembro de 1995, somente podiam ser desenvolvidas pela Petróleo Brasileiro S/A ("Petrobras"), sociedade de economia mista constituída para essa finalidade. É o que se vê, não muitos anos depois, desde a descoberta de grandes reservas na camada pré-sal.

Para a exploração de petróleo nas áreas estratégicas e do pré-sal, estabeleceu-se poucos anos após a sua descoberta o regime de partilha de produção, até então inexistente no país, que contratava a exploração do petróleo mediante o regime de concessão, na forma estabelecida pela Lei nº. 9.478/1997.

Choveram críticas do mercado, uma vez que o modelo proposto determinava uma intensa participação do Estado na exploração das áreas. Apesar disso, foi mínimo o debate que antecedeu a sua aprovação, e o primeiro leilão de bloco no Polígono do Pré-Sal foi realizado em 2013. Contraditoriamente ao que se

esperava quando do anúncio da descoberta, o leilão contou com a participação de um único consórcio, que, evidentemente, sagrou-se vencedor com oferta de excedente em óleo limitada ao mínimo estabelecido no respectivo edital.

Somando-se o decepcionante interesse do mercado no leilão às novas descobertas de recursos minerais ao redor do mundo e ao desenvolvimento tecnológico no setor de energia – o que, particularmente no que tange ao xisto, incentivou comentários acerca de uma iminente revolução energética -, bem como à crise financeira, ao controle do preço dos combustíveis e às recentes denúncias de corrupção endêmica dentro da Petrobras, que produziram efeitos nefastos sobre o seu caixa, as dúvidas acerca da alteração do marco regulatório se fortaleceram, impondo que se alimente o debate acerca dos problemas e das possíveis melhorias no quadro regulatório do setor. Afinal, quais foram os motivos pelos quais se iniciou uma contrarreforma no setor? Em que medida esses fatores deveriam guiar a decisão a respeito das áreas do Pré-Sal? Foram adequadas as soluções adotadas, no cenário em que se encontra o mercado nos últimos anos? Quais as efetivas consequências geradas por essa alteração e a coexistência de diferentes regimes legais? O que se poderia propor para aperfeiçoar as normas que regulamentam essas atividades? É isso, em resumo, que o presente trabalho se propõe a investigar, com base em elementos históricos, normativos, doutrinários e contratuais.

2 A FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO E O DESENHO INICIAL DO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR

Até 1995, vigia a redação original do art. 177 da CRFB, que estabelecia o monopólio da exploração de petróleo para a União Federal. Aquele dispositivo vedava expressamente, em seu §1º, que a União Federal cedesse ou concedesse "*qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural*" (BERCOVICI, 2011, p. 235). Era a Petrobras que desenvolvia a exploração e produção de petróleo nesse cenário de monopólio rígido desde a Lei nº. 2.004/1953, quando foi criada a estatal.

A intervenção direta do Estado na exploração e produção do petróleo ganhou fôlego após a 2ª Guerra Mundial, período em que o petróleo se tornava a principal fonte de energia primária do mundo. Àquela época, evidenciava-se "*o*

caráter estratégico da indústria petrolífera para preservar ou aumentar posições de domínio econômico e político nas nações desenvolvidas, ou para alavancar processos de industrialização nos países com grandes reservas" (PINTO JUNIOR, 2007, p. 72).

Não há como negar a relevância desse período para a indústria brasileira de petróleo e para a indústria naval, que ao longo dele tiveram as condições para efetivamente se desenvolverem. O período também foi crucial para a consolidação da Petrobras como um dos *players* mais importantes do setor, em termos globais (PINTO JUNIOR, 2007, p. 106).

Na década de 80, começou a ganhar força no mundo a ideia de redução do tamanho do Estado, que protagonizou o cenário político e econômico de diversos países desde então. A estranguladora burocratização e ineficiência do Estado, reforçadas pela crise econômica que teve lugar na década de 70, deram espaço ao crescimento da ideologia neoliberal, que, no Brasil, se fortaleceu na década de 90. Marcos Juruena Villela Souto (2011, p. 359) relembra esse contexto:

> "O final dos anos 90 trouxe a constatação de que o estado não tinha os recursos financeiros nem os meios materiais para se desincumbir, sozinho, de todas as prestações exigidas pela sociedade para propiciar o bem-estar geral. Mais que isso, a ideia de que o monopólio não estimulava a eficiência induziu à criação de cenários jurídicos voltados para a indução à competitividade.
> Foram, então, aprovadas diversas reformas no ordenamento jurídico, de modo a introduzir espaços para a inversão de recursos privados, em regime de competição, com vistas a ampliar não só os capitais como a eficiência em atividades desenvolvidas em regime de concorrência."

Sob tais premissas, o Estado gradativamente abandonou o papel de provedor rumo à posição de gerente, de regulador. Segundo Diogo de Figueiredo Moreira Neto (2011, p. 69), tal evolução implicou em um declínio do intenso intervencionismo estatal, "*com uma consequente substituição da antiga intervenção dura e imperativa* (...) *por novos modos de intervenção branda e interativa*".

Tais foram as bases das sucessivas medidas que, desde então, no Brasil, pretenderam reduzir o tamanho do Estado, como o Programa Nacional de Desestatização, criado através da Medida Provisória nº. 155/1990, no intuito de obter a redução do endividamento público, a modernização e ampliação da

competitividade e o aumento da eficiência na produção de bens e serviços (DE SOUZA, 2013, p. 47).

A eleição do Presidente Fernando Henrique Cardoso permitiu a intensificação dessas medidas. Uma das alterações normativas realizadas na época foi a Emenda Constitucional 09/95, que, embora tenha mantido o monopólio da União Federal, alterou o texto do art. 177, §1º, da CRFB, para permitir a contratação, com empresas privadas, para a exploração, produção e refino de petróleo, nos termos definidos em lei. No contexto da época, "*a reforma teve como objetivo tornar compatível o desenvolvimento do setor petrolífero com o padrão de desenvolvimento aberto do país*" (PINTO JUNIOR, 2007, p. 106).

Alguns anos depois, foi promulgada a Lei nº. 9.487/1997, que estabeleceu o marco regulatório do setor nos moldes da nova redação da CRFB. A Lei do Petróleo, como ficou conhecida, além de criar o Conselho Nacional de Política Energética ("CNPE") e a Agência Nacional do Petróleo ("ANP")[1], estabeleceu o regime de concessão a que se submeteriam as atividades e a licitação para a respectiva outorga.

A Exposição de Motivos nº. 23/1996, que acompanhou o Projeto de Lei nº. 2.142/1996, origem da Lei do Petróleo, não apenas destacou a maturidade que a indústria do petróleo já havia atingido à ocasião, como também a necessidade de "*permitir uma interação equilibrada entre o Estado e a iniciativa privada*". O documento manifestou, ainda, a intenção de preservar a própria Petrobras, ao declarar os objetivos do Projeto de Lei: além de permitir o acesso de novas empresas no setor, "*proporcionar à PETROBRAS condições de plena atuação, nesse novo cenário competitivo, liberando-a dos pesados encargos extra-empresariais que a sua natureza, até então monopolista, lhe impunha*".

Noutro giro, é certo que a definição das regras a que se submeteriam tais investimentos deveria levar em conta alguns dos alertas feitos pelos opositores à

[1] A criação da ANP, vale dizer, se inseriu dentro da estratégia de reconfiguração da Administração Pública para que pudesse assumir o novo papel que lhe passava a ser atribuído com relação às atividades econômicas de um modo geral, o que, a partir da inspiração norte-americana, inspirou a criação das agências reguladoras. Como ressalta Patrícia Baptista, "*com esse aparato, pretendia-se conferir maior garantia aos investimentos que viessem a ser aportados nas privatizações. Buscava-se, assim, reduzir o risco de repetição de experiências frustradas do passado, quando a excessiva intervenção política e a instabilidade de regras que daí defluem puseram a pique quase todas as experiências de assunção de serviços públicos por particulares vivenciadas entre o final do século XIX e o início do século XX (ferrovias, eletricidade, transportes urbanos etc.*" (BAPTISTA, 2012, p. 65).

própria flexibilização do monopólio. Era necessário pensar em um modelo capaz de atrair os investimentos privados, mas sem esquecer da necessidade de que o país se prevenisse contra crises de desabastecimento e choques de preço do petróleo.

Nesse contexto foi editada a Lei do Petróleo. Ao regulamentar o §1º do art. 177 da CRFB, na redação alterada pela Emenda Constitucional 09/95, ela estabeleceu, em seu art. 23, que o exercício das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural ocorreria mediante contratos de concessão, precedidos de licitação.

A licitação destinada à escolha do concessionário é promovida pela ANP, na forma do art. 8º, inciso IV da Lei do Petróleo. Vencendo a licitação, como dispõe o art. 26, o concessionário adquire o direito de desenvolver a exploração por sua conta e risco, produzindo petróleo e gás caso os encontre. Tratando-se de exploração pela conta e risco exclusivos do concessionário, uma vez constatada a inexistência de reservas que justifiquem o investimento, ele pode desistir e devolver as áreas, sem direito a indenização.

No regime de concessão, as participações governamentais devidas são, além do (i) bônus de assinatura; (ii) os royalties; (iii) a participação especial; e (iv) o pagamento pela ocupação ou retenção da área.

O bônus de assinatura tem seu valor mínimo estabelecido no edital de licitação, sendo a quantia que o concessionário paga, no ato da assinatura do contrato, pela concessão.

Os royalties devem ser pagos mensalmente pelo concessionário, em percentual máximo de 10% (dez por cento) sobre a sua renda bruta. Eles correspondem ao valor devido pela utilização dos recursos naturais não renováveis, uma espécie de compensação pela extração.

A participação especial incide nos casos de grande volume de produção sobre a receita da produção, após a dedução dos royalties, investimentos, custos operacionais, depreciação e tributos, conforme as alíquotas progressivas definidas no Decreto nº. 2.705, de 3 de agosto de 1998.

Por fim, o pagamento pela ocupação ou retenção da área ocorre anualmente, tendo seu valor fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco.

Em conjunto com o valor proposto para o bônus de assinatura, o Programa Exploratório Mínimo apresentado pelo licitante e os percentuais de conteúdo local

com o qual se compromete são critérios utilizados pela ANP no julgamento das propostas.

Característica marcante do regime de concessão – e que foi alvo de críticas duras daqueles que defendem uma maior intervenção do Estado na exploração do petróleo – é que, enquanto nas jazidas, o petróleo é de propriedade da União, por força do art. 176 da CRFB e do art. 26 da Lei do Petróleo; todavia, o produto da lavra passa à propriedade do concessionário após a extração[2]. Não obstante, o parágrafo único do art. 7º da Lei nº. 9.478/97 consagra a possibilidade de que o Estado, através da ANP, restrinja a venda ou a exportação do petróleo diante da constatação de emergência, declarada pelo Presidente da República, que atraia risco de desabastecimento de combustíveis no país[3].

Sob essas regras, foram realizadas cerca de doze rodadas de licitação, as quais viabilizaram investimentos superiores a 29 bilhões de dólares no setor (RODRIGUES, 2013, p. 47). Contrariando os inflamados discursos dos opositores à abertura do mercado, ao longo desse período, a Petrobras consolidou ainda mais a sua atuação no setor e, submetida à concorrência com outros operadores, desenvolveu tecnologias inovadoras e se tornou mais eficiente. A arrecadação de participações governamentais, por sua vez, atingiu bilhões de dólares anuais.

3 A ALTERAÇÃO DAS REGRAS PARA A EXPLORAÇÃO DE ÁREAS DO PRÉ-SAL

Em 2006, a Petrobras anunciou a descoberta das reservas de petróleo de boa qualidade a milhares de metros de profundidade, abaixo de uma espessa camada de sal. Após diversos estudos, descobriu-se um significativo potencial de exploração de petróleo e gás abaixo da camada de sal em uma extensa área do litoral brasileiro, em estimativas que, se confirmadas, poderiam posicionar o Brasil no 6º lugar do no ranking dos países com maiores reservas de petróleo (BRASIL, 2009). A empolgação era tão grande que o Presidente Lula chegou a

[2] A norma contida no art. 26 da Lei do Petróleo teve sua constitucionalidade questionada perante o Supremo Tribunal Federal, no que tange à transferência da propriedade do produto da lavra para o concessionário, através das Ações Diretas de Inconstitucionalidade nº 3.273 e 3.366. Contudo, o Supremo Tribunal Federal rechaçou a pretensão.

[3] Os contratos de concessão firmados entre a ANP e os concessionários, aliás, contêm expressa previsão nesse sentido, ressaltando que a parcela da produção correspondente à limitação da exportação deverá ser destinada ao atendimento do mercado brasileiro ou à formação de estoques estratégicos para o país.

declarar que o país estava diante de um “bilhete premiado”, de um “passaporte para o futuro”.

Logo veio o anúncio de um novo regime de exploração para as áreas do Pré-Sal. Foi instituída uma Comissão Interministerial a cargo da qual ficou a tarefa de conceber um novo marco regulatório para a exploração e a produção de petróleo na área do pré-sal. Elaborados os respectivos projetos de lei, eles foram enviados ao Congresso Nacional, que, sem debates de maior intensidade, os aprovou facilmente no ano de 2010. Os três projetos de lei que tratavam do assunto permitiram a introdução de dois novos regimes para a exploração e a produção de petróleo nas áreas do pré-sal, a partilha de produção e a cessão onerosa, com regras que permitiam uma intensa intervenção estatal no setor.

Segundo a Exposição de Motivos nº. 38/2009, as áreas do pré-sal teriam “*riscos exploratórios extremamente baixos e grandes rentabilidades*”, o que atrairia a necessidade de alteração do marco regulatório em direção à “*preservação do interesse nacional, mediante maior participação nos resultados e maior controle da riqueza potencial pela União e em benefício da sociedade*”. De acordo com aquele documento, as regras da Lei do Petróleo não seriam adequadas a esse cenário, por terem sido concebidas para contemplar as condições vigentes à época da abertura do mercado, “*quando o País tinha produção relativamente pequena, o barril de petróleo era cotado em torno de dezenove dólares e o risco exploratório era considerado elevado*”.

Sob tais justificativas, a Lei do Pré-Sal alterou radicalmente a regulação das atividades de exploração e produção de petróleo, especificamente nas áreas estratégicas e do pré-sal. Segundo o art. 2º da Lei nº. 12.351/2010, a área do pré-sal corresponde à região conhecida como Polígono do Pré-Sal, cujas coordenadas encontram-se definidas no anexo da lei, sem prejuízo de outras áreas que venham a ser assim classificadas em ato do Poder Executivo. Área estratégica, ainda conforme o art. 2º, é a “*região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos*”.

Nesses locais, a exploração deve se dar, em regra, sob um regime próprio denominado partilha de produção, no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, a pesquisa e a lavra da jazida, adquirindo, em caso de descoberta, o direito à

apropriação do custo em óleo, do volume de produção correspondente aos royalties e de parcela do excedente em óleo, conforme especificações contratadas. Diferentemente da concessão, portanto, o contratado nesse regime não adquire a propriedade de todo o produto da lavra.

Conforme as definições do art. 2º da Lei do Pré-Sal, o custo em óleo corresponde à parcela da produção, exigível em caso de descoberta, correspondente aos custos e investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, nos termos estabelecidos em contrato. O excedente em óleo, por sua vez, equivale à parcela da produção que será repartida entre a União Federal e o contratado, resultante da diferença entre o volume total da produção e o custo em óleo, os royalties e a participação de até 1% da produção, devida, quando o bloco se localiza em terra, aos seus proprietários.

O critério de julgamento para a definição da proposta mais vantajosa, nas licitações realizadas com observância às regras da partilha de produção, será a oferta de excedente em óleo à União Federal, observado o valor mínimo estabelecido no edital.

Na partilha de produção pensada para as áreas estratégicas e do pré-sal, contudo, foram introduzidas regras que usualmente não são vistas nos demais países que adotam o mesmo regime.

Não havendo a contratação direta da Petrobras e realizada a licitação para escolha da proposta mais vantajosa, o licitante vencedor deverá formar um consórcio com a Companhia, no qual ela deverá ter participação mínima de 30% (trinta por cento). A medida se relaciona à outra imposição legal, no sentido de que a Petrobras seja a exclusiva operadora de todos os blocos explorados sob o regime de partilha de produção, conforme o art. 4º da Lei do Pré-Sal.

Do consórcio formado entre a Petrobras e o licitante vencedor também deverá participar, obrigatoriamente, a Pré-Sal Petróleo S.A. (“PPSA”). A PPSA, cuja autorização para a criação foi estabelecida na Lei nº. 12.304/2010, foi criada sob a forma de empresa pública, tendo por objeto a gestão dos contratos de partilha de produção e a gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, conforme o art. 2º da referida lei. Especificamente nos contratos de partilha, a PPSA tem a atribuição central de representar e defender os interesses da União Federal nos respectivos consórcios.

À PPSA compete, ainda, avaliar, monitorar e auditar os planos de exploração, de avaliação, de desenvolvimento e de produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, fazer cumprir as exigências de conteúdo local, e monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção.

No referido consórcio, a PPSA poderá indicar nada menos do que a metade dos integrantes do respectivo comitê operacional – órgão responsável pela administração do consórcio -, inclusive seu presidente, que tem irrestrito poder de veto e voto de qualidade. Apesar disso, a PPSA não assumirá os riscos e não responderá por quaisquer custos ou investimentos relacionados ao objeto dos contratos de partilha de produção. Os demais integrantes do consórcio, todavia, serão solidariamente responsáveis pelas obrigações por ele assumidas, conforme preconiza o art. 16, inciso II, o art. 20, §3º da Lei do Pré-Sal.

As participações governamentais, no regime de partilha de produção, resumem-se (i) ao bônus de assinatura; (ii) aos royalties e (iii) à parcela do excedente em óleo estabelecida no respectivo contrato.

O novo regime de partilha de produção exige da Petrobras recursos humanos, financeiros e operacionais, tendo em vista que ela passou a ter a obrigação de deter participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios responsáveis pela exploração dos blocos licitados na área do Pré-Sal e em áreas estratégicas, independentemente da sua atratividade aos olhos da Companhia. Na ocasião, contudo, a Petrobras já vinha enfrentando um processo de elevação de seu endividamento, o que dificultaria que assumisse o papel que lhe foi dado pela Lei do Pré-Sal sem que prejudicasse os compromissos já contraídos anteriormente. O Governo Federal concluiu, então, pela necessidade de capitalização da Petrobras, concebendo uma operação relativamente complexa para tanto.

A Lei nº. 12.276/2010 contém as regras dessa capitalização. Por meio dela, a União Federal recebeu autorização para ceder onerosamente à Petrobras, dispensada a licitação, o direito de desenvolver a pesquisa e a lavra de petróleo e gás natural em áreas ainda não concedidas do Pré-Sal, até o limite de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo. O contrato tem prazo de vigência de quarenta anos, permitida a prorrogação por, no máximo, cinco anos, mediante solicitação da Petrobras.

Ao contrário do que se dá no regime de partilha de produção, sob as normas da cessão onerosa os recursos extraídos passam à propriedade da Petrobras, como estabelece o art. 1º, §1º, da Lei nº. 12.276/2010. O pagamento, pela Petrobras à União Federal, se deu através de títulos da dívida pública federal, precificados a valor de mercado. Entretanto, tais títulos haviam sido emitidos pela própria União Federal e transferidos à Petrobras como integralização do aumento de seu capital social. Na prática, se tratou de um aumento de capital com integralização *in natura* pela União Federal (WATT NETO, 2014, p. 49). A capitalização permitiu que a União Federal elevasse a sua participação na Petrobras de 40% (quarenta por cento) para 48% (quarenta e oito por cento) (PEIXOTO, 2013).

Nos blocos explorados sob as regras da cessão onerosa, a única participação governamental devida são os royalties, previstos no art. 5º da Lei nº. 12.276/2010[4].

A alteração do marco regulatório manteve as regras do regime de concessão para as áreas já concedidas e para as áreas ainda não concedidas que não sejam estratégicas ou do pré-sal.

Atualmente, portanto, vigoram no Brasil nada menos do que três regimes de exploração e produção de petróleo: (i) a concessão, estabelecida originalmente pela Lei nº. 9.478/1997; (ii) a partilha de produção, introduzida no ordenamento jurídico pela Lei nº. 12.351/2010, conhecida como Lei do Pré-Sal; e (iii) a cessão onerosa, objeto da Lei nº. 12.276/2010.

4 ANÁLISE CRÍTICA DA CONTRARREFORMA

A definição de um quadro regulatório com regras claras, coerentes e estáveis é fundamental ao desenvolvimento de qualquer mercado. Em setores nos quais é demandado um pesado investimento, recuperável apenas depois de anos de produção – como é o caso do setor de óleo e gás –, uma das características mais buscadas pelos investidores é um grau razoável de segurança jurídica, é dizer, de certeza da estabilidade das relações jurídicas.

[4] A ausência, na Lei nº. 12.267/2010, de previsão da participação especial devida aos Estados e Municípios sob o regime de concessão estabelecido na Lei do Petróleo é, inclusive, objeto da Ação Direta de Inconstitucionalidade nº. 4492, ajuizada pelo Governador do Estado do Rio de Janeiro e submetida, em decisão prolatada no dia 16/11/2010 pelo Ministro Gilmar Mendes, ao rito abreviado do art. 12 da Lei nº. 9.868/99. Até a data de apresentação final deste trabalho, ainda não havia sido prolatada decisão quanto ao mérito da demanda.

Nessa medida, Marcos Juruena Vilella Souto (2011, p. 368), analisando os projetos de lei que continham as novas regras do regime de partilha de produção, alertou justamente que as alterações legislativas trariam "*toda sorte de insegurança jurídica*", pois concretizariam uma política de governo que seria contrária ao novo modelo de Estado que ensejou a edição da Emenda Constitucional 09/95:

> "É nítido o embate entre o modelo de abertura – instaurado pelo Programa de Reforma do estado (por meio das citadas Emendas Constitucionais) – e o modelo estatizante – proposto pelos projetos que atribuem tratamento diferenciado a companhias sob o controle do Estado.
> Ocorre que o primeiro foi decorrente de uma política de Estado, com sede constitucional, e o segundo reflete uma política de governo e, portanto, conjuntural.
> (...)
> Quando se adota a opção diversa daquela desejada pelo comando constitucional, mais que uma inconstitucionalidade – casuística – se atinge um bem maior, que é a legítima confiança do administrado em relação ao Estado.
> É essa confiança que direciona recursos e investimentos, atuais e futuros, que proporcionarão o desenvolvimento econômico do País – CF, art. 3º. Minada essa confiança, gerações atuais e futuras sofrerão as consequências de decisões infraconstitucionais, de maiorias episódicas. Daí porque a confiança legítima é um bem tutelado pelo ordenamento jurídico."

Alterações nas regras que regulam o setor, portanto, devem ser cuidadosamente estudadas e debatidas antes de implementadas, considerando-se não somente as circunstâncias que atraem a sua adoção, como também quais seriam as suas desvantagens práticas, caso adotadas – dentre as quais um eventual aumento da insegurança jurídica sentida pelos atores do setor. É necessário, assim, fazer um exame guiado pela proporcionalidade, verificando (i) a necessidade da adoção das novas regras; (ii) a sua adequação ao cenário fático que pretendem regular; e (iii) a proporcionalidade *stricto sensu*, ou seja, se os benefícios intencionados pelo novo regramento superam os seus possíveis efeitos negativos (ÁVILA, 2007, p. 161).

Isso é especialmente relevante quanto se está a falar do setor de óleo e gás, que, desde 2010, ano da promulgação das leis que alteraram o marco regulatório até então vigente, foi cenário de relevantes mudanças. O desenvolvimento tecnológico permitiu aos Estados Unidos iniciar a exploração de óleo e gás não convencionais – conhecidos como *shale gas* e *tight oil* –, de baixo risco exploratório. Segundo estimativas apontam, o óleo de xisto poderá representar

12% (doze por cento) de toda a produção mundial em 2035 (RODRIGUES, 2013), oferta que transformará os Estados Unidos de um dos maiores importadores de petróleo em um dos seus grandes exportadores.

A atenção dos investidores também passou a se voltar para o México, após a quebra do monopólio que, por décadas, vigorou no setor (ROSAS, 2013). Além disso, o mercado tem ficado atento às descobertas no pré-sal da região ocidental do continente africano, que os primeiros dados apontam serem animadoras (FARGE, 2014).

Tais circunstâncias podem contribuir decisivamente para derrubar o preço do petróleo – o que indica a probabilidade de que o preço do barril de petróleo, afinal, não seja tão elevado quanto imaginou o Governo Federal ao propor um marco regulatório próprio para a exploração e produção do pré-sal.

O inegável sucesso do modelo de concessão também impunha uma análise detalhada dos impactos da alteração das regras. Apenas nos seis primeiros anos de vigência do regime de concessão, a produtividade por poço da Petrobras dobrou (DE SOUZA, 2013, p. 52). De modo geral, as licitações atraíram as maiores empresas petrolíferas do mundo e motivaram a criação de empresas nacionais, a produção de petróleo se elevou significativamente – entre 1997 e 2011, o aumento foi de 150% (cento e cinquenta por cento) -, e a Petrobras, livre das amarras do monopólio, aproveitou a oportunidade para se consolidar como uma das principais empresas do setor no mundo. Não fosse o bastante, atingiu nada menos do que R$ 164,5 bilhões a arrecadação somente de royalties e de participações especiais, entre 1997 e 2011 (PIRES, 2013, p. 100).

Por outro lado, é nítido o caráter genérico das justificativas apresentadas pelo Governo Federal para a mudança das regras sob as quais deve se dar a exploração e a produção de petróleo e gás no Brasil. Essa é a conclusão que se extrai, por exemplo, da análise da Exposição de Motivos nº. 038/2009 (BRASIL, 2009). O texto repetidamente afirma que o regime de concessões não seria adequado às áreas do Pré-Sal, em razão do baixo risco geológico que apresentariam e os grandes rendimentos que permitiriam, mas não indica as específicas razões técnicas e econômicas dessa suposta incompatibilidade ou em que medida não seria suficiente uma simples alteração de algumas das regras do regime de concessão, exclusivamente para as áreas do pré-sal.

Um maior detalhamento não é feito nem mesmo pelo relatório executivo apresentado pela Comissão Interministerial constituída para analisar a conveniência da mudança das regras, como era de se esperar. Para que se tenha uma ideia, o documento festejou o sucesso do modelo de concessão, e, apesar de enumerar algumas de suas desvantagens, apontou que "*o maior problema do modelo atual* [de concessão] *se relaciona mais à má distribuição pelos entes federativos do que ao montante da renda gerada*", para cuja alteração bastaria a modificação da Lei do Petróleo (BRASIL, 2014). Mesmo assim, a Exposição de Motivos nº. 038/2009 e os recorrentes pronunciamentos de membros do Governo Federal sobre o assunto indicam que a principal justificativa exposta para alterar o regime até então vigente seriam os alegados baixíssimos riscos exploratórios e as elevadas rentabilidades esperadas das áreas do pré-sal. Isso justificaria uma maior participação do Estado nos resultados da exploração, bem como de um maior controle sobre a exploração do recurso, tendo em vista o contexto de abundância do recurso, diverso daquele existente quando da promulgação da Lei do Petróleo, quando se buscava a autossuficiência.

A falta de clareza e desenvolvimento das justificativas da alteração ensejou uma preocupação com o desinteresse dos investidores como decorrência da alteração do marco regulatório, o que acabou se confirmando. A primeira licitação de bloco na área do pré-sal, sob o novo regime, foi realizada somente no final de 2013[5], coincidindo com uma má fase financeira da Petrobras, bastante prejudicada por diversas medidas governamentais destinadas ao controle da inflação, que firmava uma trajetória ascendente.

Segundo as expectativas do governo, a concorrência seria acirrada e o leilão seria um verdadeiro sucesso. A realidade, contudo, foi outra. Apenas onze empresas pagaram a taxa de participação, dentre as quais não estavam grandes

[5] A demora foi em boa parte causada pela chamada "Emenda Ibsen", como ficou conhecida a Emenda nº 387 ao projeto de lei nº 5.938 de 2009, de autoria do Deputado Federa Ibsen Pinheiro. Sob o argumento de que buscava o equilíbrio federativo, a Emenda Ibsen propôs alterações no projeto de lei de modo que, resguardada a parcela dos royalties que caberia à União Federal, todo o restante deveria ser repartido entre todos os Estados e Municípios, conforme os critérios do Fundo de Participação dos Estados e do Fundo de Participação dos Municípios. A sugestão criou um impasse e gerou forte atrito entre Estados e Municípios produtores e não produtores, bem como entre o Congresso Nacional e o Supremo Tribunal Federal. Atualmente, a questão aguarda o pronunciamento do Supremo Tribunal Federal em algumas Ações Diretas de Inconstitucionalidade nº. 4920; nº. 4918; nº. 4917; nº. 4916; e nº. 5.038. A eficácia das normas que alteram a repartição dos royalties está atualmente suspensa, por força de liminar concedida pela Ministra Carmen Lúcia. Somente depois de suspensos os efeitos das normas relacionadas à repartição dos royalties, o Governo Dilma resolveu realizar a primeira licitação sob o novo regime de partilha de produção.

players do setor. Trata-se de número bastante inferior à média dos leilões anteriores: somente a 11ª Rodada de Licitações, realizada pouco tempo antes, atraiu mais de setenta empresas. É bem verdade que era a exploração de apenas um bloco que estava em jogo no primeiro leilão feito sob o regime de partilha de produção; entretanto, o próprio Governo Federal chegou a anunciar que esperava o interesse de mais de quarenta empresas (BLOUNT, 2013). Ao final, apenas um consórcio com cinco empresas (inclusive a Petrobras) participou da licitação e sagrou-se vencedor, oferecendo o lance mínimo para a parcela do excedente em óleo a ser repassada à União Federal.

Esse é um dos sinais de alerta que demonstram a necessidade de que seja feita uma reflexão cuidadosa das razões apresentadas como justificativas das novas regras. E essa reflexão é capaz de lançar dúvidas sobre a real necessidade de alteração do marco regulatório do setor e, especialmente, sobre as específicas normas que restaram aprovadas.

Um olhar crítico deve ser lançado, por exemplo, sobre o argumento de que o regime de partilha de produção seria mais adequado em cenários de menores riscos exploratórios, como foi destacado quando da edição do novo marco regulatório (BRASIL, 2010).

Segundo esse raciocínio, no regime de concessão, a propriedade do óleo caberia ao concessionário como forma de compensar os altos riscos que ele assume. Dessa forma, como nas áreas do pré-sal os riscos exploratórios seriam mínimos, não haveria razão para manter a propriedade do óleo com o particular, tornando inadequado o regime preexistente.

Marcos Juruena Villela Souto (2011, p. 364) apontou a fragilidade do argumento, indicando que "*uma eventual ausência de risco acerca da existência da riqueza não afasta outros riscos incidentes sobre a operação, tais como a quantidade, a tecnologia e os insumos para a exploração*".

A própria estimativa acerca do tamanho das reservas é controversa. A ANP, em três anos, divulgou três diferentes estimativas de reservas para o campo de Libra: em 2010, eram cerca de 15 bilhões de barris; em 2011, a estimativa caiu para 5 bilhões de barris; em 2013, a estimativa da agência reguladora ficou entre 8 e 12 bilhões de barris (DE LANNOY, 2014). Essas discrepâncias revelam que eram demasiadamente otimistas as estimativas iniciais e, em consequência, subjugados os riscos exploratórios. Talvez exatamente por isso apenas em 2013

tenha sido realizado o primeiro leilão sob o regime de partilha, abrangendo apenas um bloco.

A doutrina observa que são vários os fatores que influenciam a divergência de estimativas (DE VITTO, 2013, p. 292):

> "A diversidade das estimativas reflete o elevado grau de incerteza envolvido na mensuração das reservas, que, por sua vez, decorre de três fatores: a incerteza geológica quanto ao volume de petróleo e gás no reservatório; a incerteza técnica quanto ao montante que se pode extrair do reservatório; e a incerteza econômica quanto ao potencial de comercialização do petróleo, dados os custos do empreendimento e os preços de mercado."

A literatura técnica do setor também ressalta essa incerteza, advinda da combinação dos riscos usualmente verificados em qualquer atividade econômica (referente a custos e demanda, por exemplo), com os riscos geológicos e políticos (PINTO JUNIOR, 2007, p. 47):

> "O investimento em exploração pode limitar a margem de risco, porém é fato que, não obstante todo o conhecimento e experiência acumulados por mais de um século, a ocorrência de petróleo em quantidades economicamente rentáveis, em qualquer tempo, é definitivamente provada no ato de um plano de campanha de perfuração bem-sucedida e não teoricamente dedutível. Ainda assim, não existe a certeza de que a extração e a oferta ao mercado do óleo encontrado será rentável, pois depende da relação competitiva entre custos e preços praticados globalmente."

Ponto que também parece frágil relaciona-se à afirmação de que a grandeza das reservas justificaria que o Estado detivesse uma maior participação nos resultados da exploração, comparativamente às participações governamentais devidas no regime de concessão. Analisadas as participações governamentais devidas em cada um dos regimes de exploração, percebe-se que a conclusão demandaria um rigoroso estudo que considerasse as reservas efetivamente existentes e recuperáveis na área do pré-sal – cujas estimativas, repita-se, flutuaram ao longo dos últimos anos.

É que no regime de partilha de produção caberá ao Poder Público (i) o bônus de assinatura, cujo valor é fixado caso a caso; (ii) os royalties, cujas alíquotas não estão previstas em lei; e (iii) parcela do excedente em óleo, cujo valor mínimo é estabelecido por critérios previstos no edital de cada leilão. Entretanto, na partilha de produção não é devida a participação especial.

Em outras palavras: o novo regime não abrange uma das participações governamentais existentes no regime de concessão – a participação especial, cujos percentuais são definidos em decreto, vale lembrar, podendo ser alterados para futuros contratos -, mas prevê uma nova participação governamental - parcela do excedente em óleo, cujo valor mínimo não tem previsão legal. Como o excedente em óleo guarda estreita relação não apenas com o ritmo de exploração, como também com o potencial exploratório de cada bloco, seria mais do que recomendável que houvesse um estudo detalhado, calcado em uma estimativa com razoável grau de certeza acerca das reservas existentes nas áreas estratégicas e do pré-sal, para que se concluísse pela conveniência da alteração do marco regulatório, em termos financeiros, para o Poder Público, no lugar de medidas menos radicais, como a simples alteração dos percentuais referentes à participação especial. Não é arriscado dizer que as novas regras parecem ter sido precipitadas, na ausência desse exame mais aprofundado.

Neste ponto, também se deve notar que a forte atuação do Estado no setor acaba se tornando um obstáculo à elevação dos recursos obtidos pelo Governo em decorrência da exploração e produção de petróleo no pré-sal. Nessa linha, especialistas da área alertam que a nova legislação "*traz uma contradição entre dois objetivos: um controle estratégico muito pesado diminui a capacidade de se maximizarem as participações governamentais, pois diminui o interesse das empresas no leilão*" (BRASIL, 2010).

Outra questão extremamente delicada refere-se a uma inovação estranha ao regime de partilha de produção adotado ao redor do mundo (LIMA, 2011, p. 49): a exclusividade da operação pela Petrobras, que deverá participar, em pelo menos 30% (trinta por cento), da exploração de absolutamente todos os blocos das áreas estratégicas e do pré-sal que estejam submetidos ao novo regime.

Em claro português, interferiu-se na autonomia da vontade da Companhia (que, vale lembrar, tem acionistas minoritários privados), excluindo-se a possibilidade de que ela analise a rentabilidade de cada um dos blocos licitados e conclua se o investimento lhe é conveniente ou não. Como leciona Maria Helena Diniz (2008, p. 23), a autonomia da vontade envolve, além da liberdade de livre estipulação da disciplina dos interesses das partes, "*a liberdade de contratar ou não contratar, isto é, o poder de decidir, segundo seus interesses, se e quando estabelecerá com outrem uma relação jurídica contratual*" e "*a liberdade de*

escolher o outro contraente". Ignorando tal princípio basilar, preferiu o legislador fechar os olhos para quaisquer estratégias e prioridades de investimento da Petrobras e obrigá-la a assumir os investimentos propostos pelo licitante vencedor, mesmo que estes lhe pareçam desvantajosos.

Uma das razões que foram apontadas para tal exclusividade corresponde ao argumento de que permitiria que "s*e estabeleçam alianças tecnológicas com centros de pesquisas e fornecedores brasileiros, que se proceda ao planejamento integrado das aquisições de bens e serviços, que se padronizem os requisitos técnicos e materiais de equipamentos*" (BRASIL, 2010). Tratar-se-ia, assim, de medida que promoveria o desenvolvimento e o fortalecimento da indústria nacional.

Ocorre que, sob o regime de concessão, a ANP já utiliza nas licitações, como critério de julgamento, o nível de conteúdo local das propostas, cujo mínimo é previsto no respectivo edital. E, apesar das recorrentes dificuldades encontradas pelas concessionárias para cumprir, efetivamente, os índices de conteúdo local propostos – muitas vezes, pelas próprias limitações da indústria nacional -, a política resultou em uma visível evolução do setor.

Deve-se ainda atentar para o fato de que a existência de mais de um operador permite a concorrência, o que "*induz a eficiência, a transparência, e permite comparar custos das distintas operadoras*", além de permitir "*atrair múltiplas tecnologias*" (BRASIL, 2010). Ao revés, a exclusiva atuação de um único operador condiciona o ritmo do desenvolvimento "*às capacidades financeiras, operacional e de recursos humanos de uma única empresa*" (BRASIL, 2010), da qual o Governo Federal vem se aproveitando intensamente, especialmente nos últimos anos, para controlar a inflação e introduzir políticas públicas de desenvolvimento da indústria nacional.

Paulo César Ribeiro Lima (2011, p. 50), ao analisar a regra também sob a ótica dos riscos a que se está expondo a Petrobras, uma empresa com expressiva participação da União Federal, observa uma contradição quando confrontada com uma das principais razões de ser do regime de partilha de produção, nos moldes em que adotado em outros países. Nessa linha, lembra que "*a grande vantagem do regime de partilha de produção é justamente o fato de o Estado não precisar ser investidor, nem correr riscos*", apesar de "*ficar com a maior parte do excedente em óleo ou seu equivalente monetário*".

Ainda no que se refere à intensidade da atuação do Estado na exploração dos blocos do pré-sal, outra preocupação que guiou a modelagem do regime de partilha de produção adotado foi no sentido de que, diante da enorme abundância de petróleo que se aventava, um maior controle do Governo Federal sobre o volume produzido era indispensável, permitindo uma melhor adaptação ao cenário internacional do mercado (BRASIL, 2009).

Não há dúvidas de que, no novo regime, a União Federal terá um maior controle sobre a exploração do recurso. A PPSA foi criada com o objetivo primordial de que os interesses da União Federal guiem as decisões estratégicas do consórcio responsável pelas atividades nas áreas estratégicas e do pré-sal. É certo que a exclusividade da Petrobras como operadora foi definida também a partir dessa consideração, na medida em que o Governo Federal detém a maior parte das ações com direito a voto da Companhia.

Entretanto, é importante considerar todas as implicações da específica estratégia adotada para permitir esse controle mais intenso.

Há que se lembrar que a Lei do Petróleo já continha norma que possibilitava certo controle da comercialização de petróleo. Seu art. 7º, como já se disse, permite que a ANP restrinja a venda ou a exportação de petróleo em caso de emergência declarada pelo Presidente da República, que ameace o abastecimento de combustíveis no país. Além disso, tratando-se a pesquisa e lavra de petróleo e gás uma atividade econômica monopolizada, em que apenas o seu desenvolvimento é delegado a terceiros, a própria decisão do Poder Público quanto à realização das licitações viabiliza certo controle do ritmo de exploração. O Poder Público ainda dispõe de outras medidas, menos invasivas, para inibir a venda ou a exportação de petróleo – neste ponto, lembre-se que uma das formas de intervenção do Estado na economia é a que se dá por indução, conforme a classificação de Eros Roberto Grau (2006, p. 149), do que é exemplo a majoração de tributos, especialmente daqueles com efeitos extrafiscais.

Apesar das justificativas apresentadas na Exposição de Motivos nº. 38/2009, não se mostrou em que medida esses instrumentos não seriam suficientes a produzir os efeitos esperados no que se refere ao petróleo advindo das áreas estratégicas e do pré-sal. As resumidas discussões no Congresso Nacional – talvez pelo caráter antinacionalista de que poderia ser acusado esse questionamento, não muito vantajoso politicamente – não alcançaram a esse nível de detalhamento.

Seja como for, algumas observações sobre a criação da PPSA, nos moldes em que foi concretizada, merecem reflexão. Quanto a este ponto, é impossível não identificar, no rol de atribuições que se concederam à nova empresa pública, algumas competências que se confundem com as atribuições da ANP, como órgão regulador (como, por exemplo, o monitoramento e a auditoria das operações de comercialização do petróleo). Essa sobreposição de competências, por si só, já contribui com a construção de um ambiente regulatório confuso, o que se deve a todo tempo buscar eliminar, em prol de uma maior segurança jurídica.

Mas o que parece ter maior impacto sobre a decisão dos investidores, no que se refere à PPSA, é que ela faz parte de uma estratégia exclusiva do regime de partilha de produção modelado no Brasil: a obrigatória formação de um consórcio com o vencedor do leilão e com a Petrobras, no qual a PPSA terá o maior poder decisório, em que pese não assumir riscos e não responder por qualquer custo.

Não é demais afirmar que a obrigação do licitante vencedor de formar um consórcio com a PPSA e a Petrobras coloca em risco um dos elementos mais decisivos para a formação de sociedades: a *affectio societatis*. A lei impôs a associação de empresas que têm interesses conflitantes – afinal, é certo que a intenção primordial da PPSA é a preservação dos interesses da União Federal, enquanto o objetivo do licitante vencedor é a maximização de seus lucros.

Isso é ainda mais grave porque o legislador atribuiu à PPSA amplos poderes no comitê operacional do consórcio formado com a Petrobras e o licitante vencedor. À PPSA, já se disse, caberá indicar a metade dos membros do comitê operacional do consórcio, incluindo o seu presidente, que terá poder de veto e voto de qualidade.

Assim, a absoluta maioria dos riscos será assumida pelo licitante vencedor, cabendo o restante à Petrobras, na proporção de sua participação no consórcio. Nada obstante, eles terão reduzida participação decisória no comitê operacional, onde prevalecem os interesses da União Federal representados pela PPSA.

Não se trata, é fácil concluir, de um cenário muito atraente para investidores: investir em peso e deter um poder de decisão inversamente proporcional, ficando à mercê de interesses do governo de um país que, apesar de ter evoluído nas últimas décadas, não é exatamente conhecido pela segurança jurídica de seu ambiente político e econômico.

5 PROPOSTAS DE APERFEIÇOAMENTO DAS NORMAS

Como se viu, as normas definidas para a exploração e produção de petróleo e gás nas áreas estratégicas e do pré-sal apresentam alguns pontos bastante negativos. Note-se que a simples adoção do regime de partilha de produção, por si só, não parece ter sido a alteração mais crítica. Os efeitos mais delicados da contrarreforma, na verdade, relacionam-se a específicas regras não usuais na partilha de produção. São elas, especialmente, as normas que permitem uma excessiva atuação da União Federal nas atividades, em que pese a delegação de seu exercício a particulares – que, nesse cenário, acabam se tornando meros financiadores de um empreendimento que envolve altíssimos riscos. É esse o principal estopim das críticas mais duras que vem sendo feitas por especialistas da área. Alguns deles dizem, inclusive, que a contrarreforma se tratou do "*maior erro estratégico da história recente da economia brasileira*" (LUCAS, 2013, p. 147).

Diante disso, não nos parece adequada a manutenção das regras nos exatos moldes em que promulgadas. Mas é importante considerar, do mesmo modo, que uma radical alteração das normas, especialmente no curto prazo, poderia contribuir para elevar ainda mais a insegurança jurídica do cenário regulatório do setor. Nessa linha de raciocínio, seria ideal estabelecer um ponto médio em que, após os devidos debates, fossem feitos os ajustes na exata medida necessária a atrair maiores investimentos para o setor, em equilíbrio com a busca dos objetivos buscados pela adoção do novo regime de partilha de produção.

O primeiro dos pontos mais críticos que parecem merecer alteração refere-se aos amplos poderes da PPSA nos comitês operacionais dos consórcios que ficarão a cargo do desenvolvimento das atividades licitadas. Como se demonstrou, a preocupação gira em torno do fato de que, para uma empresa que não assumirá quaisquer riscos ou investimentos, a PPSA possui prerrogativas demasiadamente amplas nos comitês operacionais.

O ajuste que se mostra imprescindível neste ponto é a limitação do poder de veto da PPSA a alguns temas mais relevantes, como a segurança do abastecimento do mercado interno e questões técnicas que possam atrair riscos ambientais significativos, por exemplo. Trata-se de garantia mínima aos investidores privados, que assumem todos os riscos e custos das atividades, contra um controle arbitrário de seus investimentos por parte da União Federal.

Ainda a respeito da atuação da PPSA, seria ideal que ela pudesse indicar um número menor de membros do comitê operacional, viabilizando uma maior participação dos investidores na tomada de decisões. Lembre-se, aqui, que, além da PPSA, os interesses do Governo Federal também acabam sendo resguardados, ainda que indiretamente, pela Petrobras, que indica membros do comitê operacional assim como os demais consorciados. Nesse cenário, é natural a constatação de uma excessiva representação da União Federal nos comitês operacionais, sendo certo que a simples detenção do poder de veto em assuntos estratégicos, através da PPSA, já lhe garante razoável e suficiente controle sobre as atividades.

A revisão do papel da Petrobras é outra medida que parece se impor. Como se viu, não se sustentam as justificativas apresentadas para impedir a competição de operadores, atribuindo à estatal a exclusividade na operação nas áreas estratégicas e do pré-sal. Os benefícios naturalmente advindos da competição entre operadores – como o desenvolvimento de tecnologias mais avançadas, por exemplo – estão sendo, dessa forma, descartados sem que se privilegie melhor resultado, já que o desenvolvimento da indústria nacional já vem ocorrendo satisfatoriamente como consequência da adoção da política de conteúdo local.

Parece imprescindível, ademais, o afastamento da obrigatoriedade de que a Petrobras participe com 30% em todos os consórcios das áreas estratégicas e do pré-sal. A previsão condiciona o ritmo de exploração e produção de petróleo às condições físicas e operacionais da Companhia e desconsidera a sua autonomia da vontade. Não é demais dizer que a estratégia contribui para o estrangulamento financeiro da Petrobras, uma das empresas mais importantes do setor, especialmente quando aliada ao intenso uso da estatal para outros fins, como o controle da inflação, e ao impacto negativo dos recentes escândalos de corrupção.

Tais medidas, evidentemente, tornariam mais atrativo o mercado brasileiro aos investidores que hoje voltam as suas atenções a outras regiões do mundo, nas quais o setor de óleo e gás tem revelado, nos últimos anos, melhores oportunidades de investimento. Isso porque um de seus principais efeitos seria a concessão de maior segurança aos investidores, que não veriam os vultosos recursos dedicados ao empreendimento totalmente submetidos à vontade da União Federal e da operação dos blocos por um terceiro, com a utilização das técnicas e metodologias por este último escolhidas.

A eliminação da obrigatoriedade da participação da Petrobras na exploração de todos os blocos, especificamente, desvincularia o ritmo de exploração e produção das limitações da Companhia, as quais, com as novas regras, passaram a integrar o conjunto das inúmeras variáveis que definem esse compasso. Conceder-se-ia, consequentemente, uma maior flexibilidade ao CNPE para que definisse os momentos de realização das rodadas de licitação, e, ao mesmo tempo, um grande alívio à própria Petrobras, já recorrentemente às voltas com os prejuízos que lhe são impostos por outras políticas, como a manutenção artificial dos preços dos combustíveis na tentativa de controlar a inflação.

O ambiente competitivo que se permitiria concretizar com a adoção das alterações em referência favoreceria também o desenvolvimento de novas e melhores técnicas, além da mitigação dos altos riscos associados às atividades de exploração e produção. É o que destacam os analistas do setor (GARMAN, 2013, p. 307):

> "A participação do setor privado na atividade de exploração é de grande valia para o país. A divisão da atividade de prospecção e exploração entre mais empresas de diferentes origens ajuda a dispersar o risco, tornando a indústria mais robusta. A diversidade de abordagens resultante da atuação de múltiplos operadores permite maior experimentação de técnicas, tecnologias e estratégias. Essa diversidade acelera o processo de descoberta das melhores práticas e mitiga o risco. Por maiores que sejam as reservas do pré-sal e por melhores que sejam as projeções de preço para o petróleo, é possível que a exploração dessas reservas venha a ser um fracasso financeiro.
> O mercado de petróleo já foi surpreendido inúmeras vezes com alterações bruscas de preço. De modo semelhante, a viabilidade econômica da exploração do pré-sal poderia ser abalada pelo aumento dos custos de exploração provocados por dificuldades técnicas imprevistas no planejamento original, ou pela ocorrência de um acidente com graves impactos ambientais.
> Essas mudanças repentinas de cenário – que não são incomuns no setor de petróleo – são muito mais bem digeridas quando o setor é composto de múltiplas empresas com operações diversificadas mundo afora."

De se notar que isso não colocaria em perigo o abastecimento do país, a segurança da operação ou o desenvolvimento da indústria local. Tudo isso, como se viu, encontra-se resguardado pelas normas já existentes e pela atuação dos órgãos que regulam e fiscalizam o setor, conforme suas competências e atribuições (ANP, IBAMA, CADE, Ministério Público, dentre outros), bem como por políticas especificamente voltadas para tais fins, como o conteúdo local.

As alterações sugeridas também não inviabilizariam uma maior arrecadação de participações governamentais decorrentes da exploração da área do petróleo,

pois não se está a propor o abandono do regime de partilha de produção, nem a supressão ou redução de qualquer das participações governamentais que atualmente prevê. Aliás, feitas tais alterações e tornando-se mais atrativos os investimentos privados no setor, não se revelaria descabida a cobrança de valores mais expressivos a título de bônus de assinatura, a elevação das participações especiais ou mesmo a adoção de políticas de incentivo a medidas que ampliem os benefícios advindos da exploração e produção na área do pré-sal, como, por exemplo, a concessão de benefícios tributários aos operadores que invistam, acima do índice mínimo, em pesquisa e desenvolvimento.

Com a adoção das modificações ora propostas, seria mantida boa parte dos benefícios introduzidos no setor pela adoção do regime de concessão, cujo sucesso é quase um consenso mesmo entre aqueles que eram contrários à sua aprovação, ao mesmo tempo em que se preserva o recente regime de partilha de produção, alterando-o o mínimo possível e somente nos pontos que parecem trazer mais prejuízos do que benefícios ao país.

Infelizmente, em que pesem as intensas críticas feitas por estudiosos de diversas áreas às regras da contrarreforma do setor, não há sinais de que elas serão alteradas em breve.

De qualquer forma, é fundamental que o debate retorne à posição central que lhe cabe, por sua relevância e pelo próprio custo de oportunidade que, com o passar do tempo, se eleva, especialmente diante do novo cenário do setor de óleo e gás ao redor do mundo, que, desde a aprovação da contrarreforma, erigiu.

6 CONCLUSÃO

A crise do Estado do Bem Estar Social deu espaço à ascensão da ideologia neoliberal, a partir da percepção da necessidade de recorrer ao investimento privado para o desenvolvimento de diversas atividades econômicas cujo exercício outrora ficava a cargo do próprio Estado. No Brasil, um dos setores sobre os quais se propagaram os efeitos da adoção dessa nova ideologia, a partir da década de 1990, foi o setor de óleo e gás. O monopólio da União Federal sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás foi mantido, porém, flexibilizado através da Emenda Constitucional 09/95, que permitiu que o desenvolvimento de tais atividades fosse contratado pela União Federal com empresas privadas.

O legislador ordinário, ao regulamentar a nova redação do texto constitucional, optou por definir que tais contratações observariam o regime de concessão, comum em muitos países, no qual o concessionário desenvolve as atividades por sua conta e risco, cabendo ao Poder Público o recebimento de participações governamentais definidas em lei. Não obstante, como não poderia deixar de ser, a União Federal permaneceu dispondo de mecanismos de controle da exploração e produção de petróleo, como a própria definição dos blocos a serem objeto de leilão e do momento oportuno para a realização desses leilões, além da possibilidade de impor restrição à venda e à exportação do produto da lavra em caso de emergência.

A descoberta de grandes reservas na área do pré-sal durante o Governo Lula, de índole declaradamente mais intervencionista do que o que o antecedeu, serviu de pretexto à realização de uma contrarreforma no setor. Afirmou-se que a existência de um risco menor na exploração dessas áreas permitiria a adoção de um regime menos flexível, que abrisse espaço para um maior controle do Estado sobre as atividades. Alegou-se, ainda, a necessidade de maximizar os benefícios gerados à sociedade pela exploração dos recursos recém-descobertos, diante de sua magnitude extraordinária. Sob tais premissas, foi concebido e aprovado o regime de partilha de produção e o regime da cessão onerosa – este último, envolvendo exclusivamente a Petrobras.

A concretização de uma intensa interferência do Estado no setor foi viabilizada por diversas normas incomuns ao regime de partilha de produção tal qual adotado no restante do mundo. Examinando-se as justificativas expostas como legitimadoras dessa estratégia sob a ótica do princípio da proporcionalidade, percebe-se a sua fragilidade e os efeitos negativos que, muito provavelmente, infligirão no setor, especialmente por representarem significativa alteração em um cenário regulatório admirado em todo o mundo por sua consistência, estabilidade e eficiência.

A obrigatória participação mínima da Petrobras em todos os consórcios formados para a exploração das áreas estratégicas e do pré-sal, aliada à exclusividade da Petrobras como operadora de todos os blocos dessas áreas, condiciona os leilões à situação e aos recursos da Companhia, além de lhe impor que atue até mesmo em blocos pelos quais não se interesse, em decorrência de sua particular estratégia na condução de seus negócios. Não fosse o bastante, as

inovações normativas ainda prejudicam sobremaneira a competitividade no setor, descartando os seus naturais efeitos positivos – o incentivo à evolução das técnicas, à busca pela eficiência e ao desenvolvimento do mercado local, por exemplo.

O excessivo poder concedido à PPSA nos comitês operacionais, nos quais indica metade dos membros e possui irrestrito poder de veto, é mais um ponto crítico introduzido na contrarreforma do setor. Permitindo à União Federal um amplíssimo controle de absolutamente todas as decisões tomadas pelo comitê operacional, essas normas transformam os investidores privados em meros financiadores de um empreendimento cujos elevados riscos de toda sorte assumem integralmente.

Somado à transformação do mercado internacional de petróleo e gás, no qual, desde 2010, inúmeras promissoras oportunidades vêm surgindo, esse cenário mais fechado e de maior insegurança torna o mercado brasileiro cada vez menos atrativo aos investidores privados, contrariamente ao que se pretendeu quando da flexibilização do monopólio constitucional. E isso, frise-se, sem que se constate qualquer vantagem mais expressiva advinda da construção de um mercado mais restrito.

Fundamental é, portanto, que se repense a contrarreforma levada a cabo no setor em 2010. Evitando-se guinadas radicais no cenário regulatório – sob pena de que ele pareça ainda mais instável aos investidores -, impõe-se, a nosso ver (i) a eliminação da exclusividade da Petrobras como operadora de todos os blocos nas áreas estratégicas e do pré-sal; (ii) a eliminação da participação mínima obrigatória da Petrobras em todos os consórcios formados para a exploração das áreas estratégicas e do pré-sal; (iii) a delimitação do poder de veto da PPSA, nos comitês operacionais dos consórcios, a apenas algumas matérias mais relevantes para a União Federal; e (iv) a redução do número de membros dos comitês operacionais indicados pela PPSA. Tais medidas, pelos danosos efeitos que podem causar mesmo a curto prazo, devem imediatamente retornar ao debate.

É bem verdade que não se está diante de propostas politicamente atrativas. A retórica ufanista que sempre permeou, especialmente no Brasil, os debates em torno da exploração dos recursos naturais impõe um considerável ônus político a qualquer parlamentar que defenda o posicionamento aqui exposto. Importa questionar, entretanto, se queremos políticos comprometidos com seus desejos de

perpetuação no poder ou com as soluções que lhes pareçam mais adequadas à sociedade a longo prazo. O primeiro passo, entretanto, é estimular a retomada do debate sobre o assunto, com o que esse trabalhou humildemente pretendeu contribuir.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ÁVILA, Humberto. **Teoria dos Princípios – da definição à aplicação dos princípios jurídicos.** 7ª edição. São Paulo: Malheiros, 2007.

BAPTISTA, Patrícia. A Evolução do Estado Regulador no Brasil – Desenvolvimento, Globalização, Paternalismo e Judicialização. "In": VALLE, Vanice Regina Lírio; BAPTISTA, Patrícia (Coord.). **Direito Administrativo e Democracia Econômica**. Belo Horizonte: Fórum, 2012.

BERCOVICI, Gilberto. **Direito Econômico do Petróleo e dos Recursos Minerais**. São Paulo: Quartier Latin, 2011.

BLOUNT, Jeb. Reuters: Leilão do Pré-Sal Pode Limitar Benefícios do Petróleo para Brasil. Brasil 247. [online] Disponível em <http://www.brasil247.com/pt/247/economia/118039/Reuters-leil%C3%A3o-do-pr%C3%A9-sal-pode-limitar-benef%C3%ADcios-do-petr%C3%B3leo-para-Brasil.htm> Acesso em 01 out. 2013.

BRASIL, Constituição da República Federativa Brasileira de 1988. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 05 out. 1988.

BRASIL, Decreto nº. 2.705, de 03 de agosto de 1998. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 04 ago. 1998.

BRASIL, Exposição de Motivos nº 23, de 25 de abril de 1996. Diário da Câmara dos Deputados, Brasília, ano LI, nº 131, p. 20567

BRASIL, Exposição de Motivos nº 38, de 31 de agosto de 2009. [online] Disponível em < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/projetos/expmotiv/emi/2009/38%20-%20mme%20mf%20mdic%20mp%20ccivil.htm> Acesso em 20 set. 2013

BRASIL, Emenda Constitucional nº. 09, de 09 de novembro de 1995. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 10 nov. 1995.

BRASIL, Lei nº. 9.478, de 06 de agosto de 1997. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 07 ago. 1997.

BRASIL, Lei nº. 12.276, de 30 de junho de 2010. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 jun. 2010.

BRASIL, Lei nº. 12.304, de 02 de agosto de 2010. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 03 ago. 2010.

BRASIL, Lei nº. 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 23 dez. 2010.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Pré-Sal Perguntas e Respostas. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2009. [online] Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_prx-sal.pdf> Acesso em: 28 fev. 2013.

BRASIL, Comissão Interministerial E&P no Pré-Sal. Relatório Executivo. Mensagem pessoal enviada ao autor. 26 de maio de 2014.

BRASIL. Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal. **Agenda 2009-2015 – Desafios Estratégicos Setoriais – Marco Regulatório do Pré-Sal**. Brasília, 2010. [online] Disponível em <https://www12.senado.gov.br/ecidadania/anexos/1o-forum-nacional-de-infraestrutura/combustiveis-agenda-desafios-2-pre-sal/at_download/file> Acesso em 12 out. 2013.

DE LANNOY, Carlos. Estimativa de produção de campo de petróleo do pré-sal é recalculada. Jornal da Globo. [online] Disponível em <http://g1.globo.com/jornal-da-globo/noticia/2013/05/estimativa-de-producao-de-campo-de-petroleo-do-pre-sal-e-recalculada.html> Acesso em 20 abr. 2014

DE VITTO, Walter; HOCHSTETLER, Richard. Perspectivas para os investimentos petrolíferos no Brasil. “In”: PIRES, Adriano et al. (Org.). **Petróleo e Contrarreforma do Setor Petrolífero Brasileiro**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013

DE SOUZA, Amaury; PEREIRA, Carlos. A Flexibilização do Monopólio do Petróleo no Contexto das Reformas dos Anos 1990. “In”: PIRES, Adriano et al. (Org.). **Petróleo e Contrarreforma do Setor Petrolífero Brasileiro**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013

DINIZ, Maria Helena. **Curso de Direito Civil Brasileiro, 3º volume: Teoria das Obrigações Contratuais e Extracontratuais**. 24ª edição. São Paulo: Saraiva, 2008

FARGE, Emma; LAXMIDAS, Shrikesh. África Ocidental segue o Brasil na exploração do pré-sal. Reuters Brasil. [online] Disponível em <http://br.reuters.com/article/worldNews/idBRSPE9AS05E20131129> Acesso em 14 jan. 2014

GARMAN, Christopher; JOHNSTON, Robert. Petróleo: O Brasil no contexto de um panorama global em transformação. “In”: PIRES, Adriano et al. (Org.).

Petróleo e Contrarreforma do Setor Petrolífero Brasileiro. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013

GRAU, Eros Roberto. **A Ordem Econômica da Constituição de 1988 (interpretação e crítica)**. 11ª edição. São Paulo: Malheiros, 2006

LIMA, Paulo César Ribeiro. **Pré-Sal, o novo marco legal e a capitalização da Petrobras**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011

LUCAS, Luiz Paulo Vellozo, A derrota de um modelo de sucesso. "In": PIRES, Adriano et al. (Org.). **Petróleo e Contrarreforma do Setor Petrolífero Brasileiro**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013

MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo. **Poder, Direito e Estado: O Direito Administrativo em Tempos de Globalização – In Memoriam de Marcos Juruena Villela Souto**. Belo Horizonte: Fórum, 2011

PEIXOTO, Fabrícia. Governo aumenta a participação na Petrobras; entenda a capitalização. BBC Brasil. [online] Disponível em <http://www.bbc.co.uk/portuguese/noticias/2010/09/100924_petrobras_entenda_fp.shtml> Acesso em 29 nov. 2013.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz et al. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007

PIRES, Adriano; SCHECHTMAN, Rafael. Os resultados da reforma: uma estratégia vencedora. "In": PIRES, Adriano et al. (Org.). **Petróleo e Contrarreforma do Setor Petrolífero Brasileiro**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013

RODRIGUES, Alexandre et. al. Quanto Vai Durar o Alívio? Revista Exame. São Paulo, ano 47, nº 20, 2013

RODRIGUES, Alexandre. Trocamos o Certo Pelo Incerto. Revista Exame. São Paulo, ano 47, nº 19, 2013

ROSAS, Frederico. Petrobras ganha um concorrente de peso com a abertura do petróleo no México. El País. [online] Disponível em <http://brasil.elpais.com/brasil/2013/12/11/economia/1386797241_588514.html> Acesso em 20 fev 2014

SOUTO, Marcos Juruena Villela. Propostas Legislativas de Novo Marco Regulatório do Pré-Sal. "In": ARAGÃO, Alexandre Santos. (Coord.) **Direito do Petróleo e de Outras Fontes de Energia**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2011

WATT NETO, Artur. **Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. São Paulo: Saraiva, 2014