

DESAFIOS DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL



CHALLENGES OF THE BRAZILIAN MODEL FOR PRODUCTION SHARING AGREEMENT OF OIL AND GAS

Ilana Zeitoune* | ilanazei@hotmail.com

Felipe Ferreira Francisco** | felipefrancisco@petrobras.com.br

*Mestre em Direito Internacional pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro; Consultora no Jurídico de Exploração e Produção na Petróleo Brasileiro S.A.

** Advogado; Especialista em Gestão de Negócios de Petróleo e Gás Natural pelo Instituto Brasileiro do Petróleo; Coordenador Jurídico do Contrato de Partilha de Produção de Libra na Petróleo Brasileiro S.A.

Resumo

O presente artigo abordará alguns dos principais desafios do modelo de partilha de produção concebido no Brasil para a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, cujo debate é de extrema relevância a considerar a agenda regulatória brasileira, que prevê novas rodadas para a oferta de blocos sob tal regime já para este ano. De forma introdutória, pontuaremos algumas das principais características do modelo de partilha de produção e diferenças com o modelo de concessão petrolífera. Em seguida, destacaremos algumas das principais alterações trazidas pela última minuta de contrato de partilha de produção disponibilizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”) no âmbito do processo de consulta e audiência pública para a 4ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção. Em itens seguintes, abordaremos aspectos específicos do contrato de difícil e questionável aplicação. Ao final, traremos algumas sugestões de aprimoramento com vistas a tornar o modelo juridicamente seguro e atrativo

Palavras-chave

regime de partilha de produção; petróleo e gás; desafios; novas rodadas da ANP

Abstract

This article aims to address a number of primary challenges of the Brazilian Production Sharing model for the exploration and the production of oil and gas in the Pre-Salt and strategic areas. This discussion is vital in relation to the Brazilian regulatory agenda, which foresees new bid rounds that will offer blocks under this regime. We focus from the outset on main characteristics of the Production Sharing model and how it differs from the Concession Model. Moreover, we will highlight selected changes in the agreement that the Regulatory Agency has implemented for the last Production Sharing Bid Round (4th Bid Round). We further discuss some critical aspects of the agreement. To conclude we present a number of suggestions in order to contribute to a more attractive and juridical secure model.

Keywords

production sharing regime; oil and gas; challenges; new anp bid rounds

Submetido: 29/07/2018 | Aceito: 14/12/2018

Introdução

Desde o momento em que a Comissão Interministerial do Governo Federal foi criada para estudar um novo marco regulatório para o pré-sal brasileiro, os objetivos revelados para tal mudança legal seriam: (i) aumentar o controle governamental sobre as reservas do País; e 2) aumentar a arrecadação governamental decorrente da produção petrolífera nacional. Afinal, as expectativas à época eram de que as reservas recuperáveis decorrentes das novas descobertas do pré-sal poderiam superar os 100 bilhões de barris e tornar o Brasil um grande exportador de petróleo bruto¹.

Muito se argumentou, à época da concepção dos projetos legais para o novo marco petrolífero, que não seria necessária a alteração do regime exploratório até então vigente e já consolidado no país (leia-se: regime de concessão), vez que este comportaria alterações que possibilitariam o atendimento a tais pretensões governamentais.

Desnecessária ou não a alteração, fato é que hoje convivemos com três modelos jurídico-regulatórios distintos para a exploração e a produção de petróleo e gás natural no Brasil, é dizer: o modelo de concessão, o modelo de partilha de produção e o modelo de cessão onerosa. Abordaremos apenas os dois primeiros no presente ensaio, com ênfase no segundo.

O regime de concessão, previsto nos artigos 23 e ss da Lei nº 9.847/97, é materializado por meio da realização de leilões públicos, abertos a companhias públicas e privadas, em que se licita o direito ao exercício de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural em determinadas áreas localizadas em território brasileiro. Vence o licitante que apresentar a proposta mais vantajosa à Administração Pública. Para tanto, é preciso que o interessado preencha todos os requisitos estabelecidos no edital de licitação à sua prévia qualificação técnica, econômica e financeira.

O licitante vencedor poderá explorar as províncias petrolíferas por sua conta e risco, com exclusividade no exercício das atividades, e se torna proprietário do petróleo após sua extração (enquanto no subsolo sua titularidade é da União). À União é atribuída a prerrogativa de,

por intermédio da ANP, acompanhar e fiscalizar permanentemente as operações desenvolvidas pelo particular e assegurar o cumprimento integral das obrigações assumidas contratualmente e, muitas delas, reguladas por atos normativos da Agência. Eventuais prejuízos incorridos nas operações em questão são suportados pelo próprio Concessionário.

Aponta-se como os principais fatores que motivaram a escolha brasileira pelo modelo de concessão para as atividades exploratórias: (i) o alto risco exploratório existente à época de sua concepção; (ii) a baixa capacidade de financiamento do Estado; (iii) a existência de campos petrolíferos de tamanho pequeno ou médio e, (iv) o baixo preço do barril de petróleo à época.

Com a descoberta dos reservatórios do pré-sal com grande potencial petrolífero identificado, o que representaria um menor risco exploratório e, conseqüentemente, uma maior produção, foi proposto um novo regime para a exploração petrolífera na área do pré-sal brasileiro e outras consideradas estratégicas, nas quais a União pudesse obter maior controle e renda sobre tais reservas, de forma a refletir no que fosse mais vantajoso para a Nação², conforme antes destacado.

Nesse contexto, a Lei nº 12.351/2010 instituiu, no Brasil, o regime de partilha para a exploração de petróleo e gás natural em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas brasileiras, concretizando-se um novo marco legal para o setor, definindo-o, em seu art. 2º, inc. I, como:

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.

O padrão internacional de contrato de partilha de produção é normalmente estruturado de forma que a estatal do país hospedeiro ou *National Oil Company* (“NOC”) tenha participação na administração do empreendimento petrolífero

e o investidor – designado como *International Oil Company* (“IOC”) – assumia a gestão, planejamento e o risco da parte técnica e financeira das operações em determinada área contratada³.

A Lei da Partilha de Produção brasileira não se distanciou de tal padrão internacional, prevenindo que a IOC contratada exercerá, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, tal como ocorre no regime de concessão, e, em caso de descoberta comercial, adquirirá o direito à restituição aos investimentos realizados através de uma parcela da produção chamando de custo em óleo, bem como a parcela da produção chamada excedente em óleo.

No modelo brasileiro, a NOC, por sua vez, é representada pela Pré-Sal Petróleo S.A. (“PPSA”), que figurará como a gestora do contrato de partilha de produção, integrando, inclusive, o Consórcio e o Comitê Operacional, com poder de voto (50%) e de veto, como definido no Contrato de Partilha de Produção⁴.

Em termos de participações governamentais, tanto no regime de concessão quanto no regime de partilha de produção é prevista o pagamento do Bônus de Assinatura e dos royalties. No caso da partilha, o Bônus, que corresponde à valor fixo devido à União pelo Contratado, é estabelecido pelo edital e pago no ato da assinatura do contrato, sendo vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado (não integrando, por conseguinte, o custo em óleo). Tais participações têm como pressuposto o aproveitamento econômico de um recurso não renovável pertencente ao Estado pelo particular, representando uma contrapartida ao Estado pela utilização desse bem público.

Em 02 de dezembro de 2013, o consórcio formado por Petróleo Brasileiro S.A. (40%), Shell Brasil (20%), Total (20%), CNODC (10%) e CNOOC (10%) logrou-se vencedor da 1ª Rodada de Licitações da ANP sob o regime de Partilha de Produção e assinaram contrato com a União (detentora de 41,65% de óleo lucro), a ANP (como órgão regulador e supervisor) e a PPSA (como gestora do Contrato). Sob esse contrato, o consórcio adquiriu direitos exploratórios sobre área localizada em águas ultra

profundas da Bacia de Santos, denominada de Libra.

Em outubro de 2017, foram realizadas as 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção, tendo por objeto áreas localizadas na Bacia de Santos (Entorno de Sapinhoá, Norte de Carcará, Sul de Gato do Mato, Alto de Cabo Frio Oeste) e na Bacia de Campos (Alto de Cabo Frio Central). Dentre as companhias integrantes de consórcios vencedores estão: Petrobras, Shell, Respsol Sinopec, Statoil, Petrogal Brasil, ExxonMobil Brasil, Total E&P do Brasil, BP, CNODC, CNOOC Petroleum e QPI Brasil. Os contratos destas Rodadas foram assinados em 31/01/2018 entre o Consórcio vencedor, a ANP, a PPSA e o Ministério de Minas e Energia (“MME”).

Em 07/06/2018, a ANP realizou a sessão pública de apresentação de ofertas da 4ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção. A Rodada teve por objeto a outorga de contratos de partilha de produção para exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nos blocos de Uirapuru, Dois Irmãos, Três Marias e Itaimbezinho. Foram arrematados os blocos Uirapuru, Dois Irmãos e Três Marias, com o ágio médio do percentual de excedente em óleo ofertado à União de 202,30%, bônus de assinatura arrecadado de R\$ 3,15 bilhões e a previsão de investimentos da ordem de R\$ 738 milhões. Foi a primeira vez que o Decreto 9.041/2017, que regulamenta o direito de preferência da Petrobras, foi colocado em prática (mais precisamente o seu art. 4º), que garantiu a Petrobras a possibilidade de aderir ao consórcio vencedor no caso de Uirapuru.

Nas licitações de blocos sob o regime de partilha de produção a Lei 12.351/10 estabelece que o percentual do óleo lucro (ou excedente em óleo ofertado) a ser entregue a União como o único critério para definir a proposta vencedora no certame. Além desse percentual, o Contratado tem de se comprometer a pagar o bônus de assinatura previamente fixado em edital e se comprometer a realizar o programa exploratório mínimo (“PEM”), bem como a atender um percentual de conteúdo local previamente estabelecido.

Observe-se que já para essas duas últimas Ro-

dadas foi aplicada a regra instituída pela Lei n. 13.365/2016, que retirou a obrigatoriedade de a Petrobras figurar como operador obrigatório, sendo-lhe, contudo, atribuído o direito de preferência de atuar como operador com participação mínima de 30% que pode ser exercido em dois momentos: o primeiro no prazo de até 30 (trinta) dias a partir da comunicação pelo Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”) dos Blocos que serão ofertados sob regime de partilha de produção e, caso tenha exercido tal direito, e o excedente em óleo para a União da oferta vencedora for superior ao mínimo estabelecido no edital, a Petrobras poderá, na sessão pública de apresentação de ofertas, em tempo a ser determinado pela ANP, manifestar seu interesse em compor ou não o consórcio que assinará o contrato, desde que não tenha sido a licitante vencedora, isoladamente ou em consórcio.

Além disso, é interessante pontuar que o Contrato de Partilha tem duração de até 35 anos improrrogáveis e é dividido em duas fases principais: a Fase de Exploração, cujo objetivo principal é explorar e avaliar a comercialidade ou não de descobertas de petróleo e gás natural, após o cumprimento do PEM estabelecido no Contrato e a Fase de Produção, que inicia da data em que declarada a comercialidade da descoberta e comporta o desenvolvimento da área retida e a produção propriamente dita, nos termos do Plano de Desenvolvimento apresentado.

1. O reconhecimento do Custo em Óleo.

Todas as atividades de exploração, desenvolvimento e produção são conduzidas pelo Contratado a seu custo e risco. Para cada descoberta comercial, contudo, o Contratado poderá recuperar, mensalmente, uma parcela da produção do campo correspondente a gastos com royalties e com custos incorridos (CAPEX e OPEX), sujeito a condições (como o reconhecimento do custo pela PPSA) e a proporções estabelecidas no Contrato, bem como terá direito, em uma base mensal, a sua parcela no excedente em óleo.

Certamente o elemento mais marcante do regime de partilha de produção é a forma de apropriação das receitas decorrentes da produção de

petróleo tanto pelo Estado hospedeiro como pelo grupo investidor e também o que difere esse regime de forma mais acentuada do regime de concessão.

Ao contrário do modelo de concessão em que o investidor apropria-se de toda a produção e remunera o Estado em pecúnia através de royalties e tributos⁵, no regime de partilha, o Estado também é remunerado por uma parcela da produção chamada no Brasil de Excedente em Óleo, e conhecida internacionalmente como “*profit oil*”. Daí vem a origem ao nome desse regime: partilha de produção, pois o lucro que excede as parcelas de custo é partilhado entre o Estado e o investidor.

O fato do regime de partilha permitir que o contratado tenha seus custos recuperados através de uma parcela do óleo produzido, que vai exclusivamente para o grupo contratado e que, na prática, reduz a parcela de excedente em óleo do governo, torna o procedimento de reconhecimento do “*cost oil*” (no Brasil denominado Custo em Óleo) o tema de grande divergência entre as NOCs e as IOCs no regime de partilha de produção. Isso porque, enquanto o objetivo declarado do Estado hospedeiro é o de controlar e restringir gastos do grupo investidor, o do investidor é investir quase sempre da maneira mais eficiente possível de acordo com suas convicções técnicas e comerciais.

Por conseguinte, a NOC responsável pela fiscalização dos gastos do contratado, e que representa os interesses do Estado (seu acionista), é usualmente dotada de uma visão restritiva das cláusulas que permitem o reconhecimento dos gastos, distintamente da visão ampliada adotada pelo investidor.

Vale lembrar que, em última instância, a NOC influenciará no montante de receita que será ao final destinada a União, sendo esta responsável por nomear os integrantes do Conselho de Administração e da Diretoria da empresa pública. Sabemos também que, no caso do Brasil, a PPSA, criada para tais fins, é fortemente fiscalizada por órgãos de controle externo, a exemplo do Tribunal de Contas da União, que nem sempre é a entidade mais atualizada em relação as melhores práticas da indústria do

petróleo.

No entanto, é importante esclarecer que para determinado gasto ser reconhecido como Custo em Óleo há necessidade de conformidade com o contrato de partilha de produção, portanto, as cautelas dos contratados para obter o reconhecimento dos custos incorridos como Custo em Óleo começam bem antes da medição do contrato e do pagamento ao fornecedor. Nesse aspecto, o regime de partilha brasileiro incorporou o ritual utilizado por quase todas as parcerias do segmento de E&P no mundo.

O primeiro passo desse rito começa na aprovação dos programas de trabalho e orçamento daquele consórcio. Todos os anos o Operador deve encaminhar ao Comitê Operacional a previsão de gasto e cronograma para realização das Operações do ano seguinte⁶. O orçamento é revisado diversas vezes durante o ano, pois é imprescindível que o gasto a ser realizado esteja previsto no orçamento. Existe uma grande discussão no mundo das parcerias sobre o nível de detalhamento dos orçamentos, porém, fato é que, independentemente do nível de detalhe, o contrato e a despesa subsequente devem se enquadrar em algumas das linhas do orçamento.

A etapa seguinte é a realização das contratações necessárias para a execução das Operações. Cada contrato deve ser enquadrado em um determinado procedimento previsto no Contrato de Partilha de Produção. No CPP de Libra, por exemplo, existem dois procedimentos: A e B⁷. Nos contratos de partilha das rodadas seguintes existem três procedimentos: A, B e C⁸, de forma bastante semelhante ao que é praticado pela Indústria no âmbito dos *Joint Operating Agreements* (“JOAs”).

Os procedimentos de alçada mais baixa expressamente dispensam a aprovação do Comitê Operacional, assim como gastos de pessoal empregado do Operador também não exigem aprovação prévia e específica para determinada operação, bastando que estejam previstos no programa de trabalho e orçamento de determinado ano. Certo, porém, que todos estes gastos poderão ser auditados futuramente pelos consorciados e pela PPSA, no caso do modelo brasileiro. É importante que tais ritos tenham sido

seguidos para que o Operador possa passar para a etapa seguinte.

Após a assinatura do contrato, dependendo do valor do contrato, o Operador deverá emitir uma Autorização de Dispendio, conhecida como *Authorization for Expenditures* (“AFE”). Essa AFE é, em regra, um instrumento de planejamento financeiro para que os parceiros possam se planejar para custear as despesas relativas em relação aquele contrato ou operação. No modelo de partilha brasileiro, a partir de determinado valor as AFEs precisarão ser aprovadas pelo Comitê Operacional, inclusive pela PPSA, o que nos parece ser um exagero burocrático, pois a PPSA não realiza desembolsos para custear as operações. Normalmente, nas parcerias de E&P ao redor do mundo, as AFEs são meramente informativas ou possuem requisitos muito estritos para serem rejeitadas. O mais comum deles é a ausência de previsão orçamentária.

Apenas após esse rito o Operador está legitimado a realizar o gasto, pagar o fornecedor e encaminhar tais gastos para a PPSA, em uma lista mensalmente enviada para a Gestora. Na última etapa do processo, a PPSA poderá fazer uma auditoria dos gastos realizados pelo grupo contratado.

Em vista dessa sistemática, entendemos que ao seguir corretamente a governança da parceria para realização de um gasto, descrita acima, mediante a observância dos ritos de aprovação de forma categórica, o consórcio contratado passa a ter a legítima expectativa de que aquele gasto, que realizado conforme prévias aprovações, será reconhecido como custo em óleo, não havendo fundamento para uma arbitrária recusa.

Além disso, os Contratos de Partilha divulgados até hoje nos trazem um importante balizador para o processo de reconhecimento do Custo em Óleo, que são: (i) o caráter exemplificativo dos gastos passíveis de reconhecimento do Custo em Óleo, e (ii) a taxatividade dos gastos não recuperáveis como Custo em Óleo. Vide, nesse sentido, as cláusulas 3.1, 3.2 e 3.9 do Anexo VII da minuta de Contrato de Partilha de Produção elaborada para a 4ª Rodada⁹:

3.1. **Compõem o Custo em Óleo, os gastos realizados pelos Contratados na**

Área do Contrato, aprovados no Comitê Operacional e reconhecidos pela Gestora, relativos às atividades de:

- a) Exploração e Avaliação;
- b) Desenvolvimento;
- c) Produção; e
- d) desativação das instalações, incluindo o valor depositado no fundo de provisionamento.

3.2. Desde que relacionados com as atividades elencadas no parágrafo 3.1, serão passíveis de reconhecimento como Custo em Óleo, **entre outros**, os gastos realizados com: (...)

Gastos que não integram o Custo em Óleo

3.9. Não serão reconhecidos como Custo em Óleo os gastos realizados com:

- a) Royalties;
- b) Bônus de Assinatura;
- c) royalties comerciais pagos a Afiliadas;
- d) informações adicionais obtidas nos termos do parágrafo 2.4.3 do Anexo XI;
- e) encargos financeiros e amortizações de empréstimos e financiamentos;
- f) pesquisa, desenvolvimento e inovação contratados nos termos da Cláusula Sétima deste Contrato;
- g) ativos imobilizados que não estejam diretamente relacionados com as atividades previstas no parágrafo 3.1;
- h) custas judiciais e extrajudiciais, conciliações, arbitragens, perícias, honorários advocatícios, sucumbência e indenizações decorrentes de decisão judicial ou arbitral, mesmo que meramente homologatória de acordo judicial, bem como de acordo extrajudicial quando decorrentes de litígios envolvendo, em polos distintos, a Contratante, a ANP ou a Gestora;
- i) multas, sanções e penalidades de qualquer natureza;
- j) reposição de bens, equipamentos e insumos que forem perdidos, danificados ou inutiliza-

dos em virtude de caso fortuito, força maior ou causas similares, bem como de dolo, imperícia, negligência ou imprudência por parte do Operador, seus prepostos, contratados, Afiliados ou associados e os serviços relacionados;

k) tempo em espera decorrente da alínea “j”;

l) tributos sobre a renda, bem como os tributos que oneram as aquisições e geram créditos aproveitáveis pelo Contratado;

m) comercialização ou Transporte de Petróleo e Gás Natural, excluídos os relacionados ao escoamento da Produção;

n) itens cobertos pelo percentual definido no parágrafo 3.2.1 deste Anexo;

o) créditos tributários aproveitáveis pelos Contratados decorrentes da não cumulatividade que objetivam a recuperação da carga tributária incidente na etapa anterior, ressalvados os créditos que devam ser anulados ou estornados;

p) garantias de performance, garantias financeiras para cumprimento do Programa Exploratório Mínimo e para as contrapartidas à prorrogação da Fase de Exploração e garantias de desativação e abandono, com exceção do fundo de provisionamento; e

q) prêmio pago pelos Contratados que não aderirem, em primeiro momento, a Operações com Risco Exclusivo.

Esta interpretação valiosa pode ser obtida da cláusula 3.2 da referida minuta, cujos subparágrafos enumeram gastos que, “entre outros”, são passíveis de recuperação quando realizados em benefício das Operações e dentro do escopo das atividades da cláusula 3.1 do Anexo VII. Nesse sentido, todos os gastos elencados entre a cláusula 3.2. e a cláusula 3.13, que elencam os gastos que são passíveis de reconhecimento como custo em óleo¹⁰, são meramente exemplificativos, de forma a permitir que uma série de atividades e operações não ali elencadas possam ser reconhecidos como Custo em Óleo.

Por outro lado, aqueles gastos que não são recuperáveis foram exaustivamente enumerados em cláusula específica nos demais contratos de partilha¹¹. Nessas cláusulas estão aquelas categorias

de gastos que não podem ser reconhecidos em qualquer hipótese por expressa previsão contratual.

Portanto, tratando-se de gastos relacionados as atividades de exploração, desenvolvimento, produção e desativação, conforme parágrafo 3.1, e não se tratando de nenhum dos gastos elencados na cláusula de gastos não passíveis de reconhecimento, desde que os ritos de governança do consórcio tenham sido seguidos, entendemos haver sólido fundamento para afirmar que o consórcio terá direito subjetivo a ter o seu gasto reconhecido como Custo em Óleo.

É certo que a PPSA, na qualidade de gestora do contrato de partilha, possui o direito de auditar, oportunidade em que poderá fiscalizar a aderência dos pagamentos com a governança do consórcio e com as aprovações obtidas. Porém, conforme argumentamos acima, existem balizadores contratuais bastante claros no caso de a PPSA desejar glosar um custo.

Vale ressaltar, porém, que o Anexo VII dos contratos de partilha que regulamentam o processo de reconhecimento do Custo em Óleo e definição do Excedente em Óleo ainda possui muitas lacunas que dependem de regulamentação posterior, o que é extremamente indesejável, pois pode ensejar uma discricionariedade à PPSA e até mesmo resultar em regras contraditórias com o contrato. São exemplos dessas lacunas os cadastros de contratos e ativos e, principalmente, o “Manual” do Sistema de Gestão de Partilha de Produção (“SGPP”) que deveria conter as regras para inclusão dos dados no SGPP. Pela experiência internacional, sabemos que esses sistemas são uma enorme brecha para incluir regras que, na prática, limitam o direito dos investidores de recuperarem o *Cost Oil*.

Assim, embora o procedimento de reconhecimento do Custo em Óleo possa ser mais elaborado e detalhado, entendemos que o poder outorgante acertou ao adotar essa sistemática em relação a exemplificação dos gastos passíveis de reconhecimento e a exaustividade dos gastos não recuperáveis como Custo em Óleo, uma vez que as atividades de E&P são extremamente dinâmicas com novas tecnologias e operações sendo desenvolvidas a todo tempo. Fica claro para

o investidor quais são aqueles gastos em que não existe pretensão para reconhecimento como Custo em Óleo trazendo mais segurança jurídica na condução das operações, desde que a empresa gestora atue em estrita conformidade com os parâmetros contratuais, sem criar interpretações elásticas para os gastos não recuperáveis ou restritivas para aquelas que conferem o direito ao grupo contratado de ter seu investimento reconhecido como Custo em Óleo.

2. Comitê Operacional e regime de contratação

Mais um ponto que o regime de partilha brasileiro incorporou das práticas internacionais foi a governança intra-consórcio e o mecanismo de aprovação das deliberações consorciais. Tal como funciona na maioria das parcerias de E&P no mundo inteiro e em boa parte dos contratos de partilha, as decisões são tomadas por meio de um Comitê Operacional que conta com a presença do grupo investidor e da NOC.

Apesar dessa prática consagrada, o modelo brasileiro possui muitas particularidades, como mencionaremos a seguir.

A primeira delas é o fato de que todas as empresas consorciadas possuem assento no Comitê Operacional. A NOC, apesar de não possuir participação nos investimentos, é parte do consórcio e preside o Comitê Operacional com 50% do poder de voto. Assim, o percentual de participação dos demais consorciados, no momento de votação é dividido por dois, para acomodar a supremacia do poder de voto estatal.

Essa foi a forma que os idealizadores do regime de partilha no Brasil utilizaram para implementar o que a Lei 12.351/10 chamou de poder de veto e voto de qualidade, conforme previsto no art. 25¹² da referida Lei.

Dessa forma, podemos afirmar que a PPSA precisa aprovar todas as decisões relevantes das operações sob o regime de partilha. As exceções ficam por conta das decisões técnicas que são tomadas pelo comitê operacional antes da submissão de um Plano de Avaliação de Descoberta (“PAD”), que demandam um quórum de aprovação de apenas 32,5% entre os Contratados.

O racional dessa exceção nos parece claro: na medida em que a área ainda é exploratória, não existe expectativa de recuperação de Custo em Óleo. A partir do momento que é feita uma Descoberta e a ela merece ser avaliada na visão do investidor, passa a existir uma expectativa de que aquele reservatório será declarado comercial; a partir daí o contratado passará a ter direito a ressarcimento dos seus investimentos em Custo em Óleo.

Contudo, essas decisões de caráter técnico que prescindem do voto da PPSA serão pouquíssimas; a grande maioria demandará a aprovação prévia da PPSA e um quórum de 82,5% dos consorciados – em outras palavras: PPSA com 50% mais 32,5% por parte dos contratados.

É importante lembrar, porém, de uma regra bastante inusitada que deve ter repercussões importantes na condução das votações, que é a regra da abstenção do consorciado que não se manifesta na reunião do Comitê Operacional ou em uma votação por correspondência. Quando isso ocorre, a participação daquele consorciado que se absteve será dividida entre os demais membros presentes na reunião, na proporção da participação de cada consorciado adimplente, que tenha votado favorável ou desfavoravelmente.

Dissemos que essa regra é inusitada, pois os modelos da *Association of International Petroleum Negotiators* (“AIPN”), que são usados como parâmetros de melhores práticas por toda a Indústria do Petróleo, não utilizam essa regra e até a presente data desconhecemos um comitê operacional, no âmbito de contratos de parceria, como o JOA ou o *Unit Operating Agreement* (“UOA”) que adote regra semelhante. Em regra, tais acordos estabelecem que o silêncio do consorciado no decorrer de uma votação terá efeito de rejeição ou de aprovação, predominando a primeira.

Não há nada nos contratos de partilha – nem razão – que estabeleça que tal regra não se aplique também à PPSA. Portanto, se a PPSA não votar no prazo, os seus 50% de poder de voto serão redistribuídos na proporção dos consorciados votantes.

No dia a dia de uma parceria, boa parte das de-

cisões de um Comitê Operacional são para contratar os bens e serviços necessários para realização das operações e essa deliberação no modelo brasileiro também adotará o quórum de aprovação de 82,5% ainda que a contratação esteja sendo realizada antes da aprovação do PAD.

Pode-se dizer que os modelos da Indústria ficaram muito longe de alcançar a eficiência e a agilidade dos modelos da AIPN que, como falamos, são utilizados como norte pela Indústria.

O CPP de Libra foi o que utilizou o modelo mais rígido e com pouca flexibilidade. Como salientado em item acima, existem apenas dois procedimentos e os limites de alçada de cada um são em reais e muito baixos, completamente desconectados com a realidade da indústria¹³.

As consequências da combinação desses fatores geram um cenário bastante ineficiente para condução das Operações, pois muitas decisões vão para deliberação do Comitê Operacional.

No caso do CPP de Libra, o chamado procedimento A se assemelha ao procedimento B da AIPN, pois, caso o procedimento seja competitivo não será necessário encaminhar a aprovação para o Comitê Operacional, bastando que o Operador encaminhe uma notificação aos demais consorciados descrevendo o procedimento de contratação competitivo e indicando a empresa vencedora que foi contratada para fornecimento do bem ou serviço.

Se no procedimento A não existirem 3 empresas qualificadas para participarem do certame será necessário encaminhar a contratação para aprovação do Comitê Operacional. O mesmo ocorre nos casos de negociação direta com afiliada ou de fornecedores comerciais exclusivos e ou detentores de patentes. Note-se que essas circunstâncias não transformam o procedimento A em B, apenas demandam que a questão seja encaminhada para aprovação do comitê operacional em apenas uma votação.

O Procedimento B do CPP de Libra se assemelha ao procedimento C dos modelos AIPN, porém também com suas peculiaridades. Neste existe uma etapa inicial de aprovação do início de contratação onde o Operador deve demonstrar que aquela estratégia é vantajosa para o con-

sorcio, o que não existe no modelo AIPN.

Acreditamos que nessa etapa o Operador deve demonstrar que a adoção de uma negociação direta com um fornecedor, seja ele uma afiliada ou não, ou a realização de um procedimento licitatório, ou até mesmo a utilização de um bem de seu estoque, reflete condições que serão as mais vantajosas para o consórcio. Essa demonstração, na prática, deve gerar esforços para o Operador quando ele entender que o melhor no caso concreto não é realizar uma licitação, pois essas inferências são difíceis de serem numericamente refletidas e muitas vezes consistem em presunções relativas.

No entanto, nem sempre ir para o mercado em uma licitação é a melhor alternativa para um projeto de investimento, pois poderá um cronograma, tendo o Operador a possibilidade de usar um recurso próprio que já possui ou de um fornecedor que já possui uma tecnologia ou de determinada patente que possui o produto que melhor atende o projeto.

Acreditamos que tais situações podem encontrar resistência por parte da NOC, no caso brasileiro, da PPSA, se adotada uma visão formalista mais preocupada com órgãos de controle, como o TCU, do que com a eficiência das operações.

É preciso ter em mente, contudo, que existe uma razão para os modelos da indústria não preverem essa etapa de aprovação de início do processo ou de aprovação da estratégia. Em um mercado competitivo em que as empresas de petróleo precisam cortar gastos é um axioma que os processos de contratação sejam eficientes e busquem a proposta mais vantajosa para o consórcio, que não necessariamente será a licitação, pois muitas vezes atrasar o cronograma pode representar milhões de dólares perdidos em dias de produção atrasado. É certo, por outro lado, que o Comitê Operacional sempre terá a decisão definitiva ao final do processo de contratação.

Embora as licitações sejam sempre ponto de partida em qualquer contratação, as técnicas de *procurement* em diversas situações podem desaconselhar empresas privadas a realização de um processo público e competitivo de contratação. Porém, a realização de licitações são um dogma

para projetos que contam com empresas estatais.

É importante notar nesse sentido que os contratos de partilha de produção não trouxeram, nas hipóteses que a Petrobras for a Operadora, qualquer ressalva quanto a aplicação do regime de contratação da Lei 13.303/16. Embora não seja objeto deste estudo, acreditamos que o próprio poder outorgante está ciente da inaplicabilidade dessa Lei às parceiras de E&P¹⁴. Do contrário, restaria configurada uma dupla inconstitucionalidade: uma porque estabeleceria um regime diferenciado de contratação/licitação pública para a Petrobras – sociedade de economia mista – que deveria concorrer em regime de livre competição com empresas privadas à luz do art. 61, §1º da Lei nº 9.478/97 e do princípio da concorrência previsto nos arts. 170, inc. IV, e 173, da Constituição Federal; a segunda porque compele empresas exclusivamente privadas a seguir o regime público previsto no Estatuto das Estatais contrariando também os arts. 1º, inc. IV e 170, caput, também da Constituição Federal.

3. Royalties.

Outra particularidade do modelo brasileiro de partilha de produção a ser destacada é a incidência do percentual de 15% de royalties sobre a produção bruta¹⁵.

Originalmente, o modelo de partilha quando foi criado na Indonésia, na década de 1960, não contemplava *royalties*, apenas *Cost Oil* e *Profit Oil*¹⁶. Todavia, com a expansão do regime de partilha para o oeste da África e para o Oriente Médio, muitos países passaram adotar uma alíquota fixa ou variável de royalties, inclusive a Indonésia, para garantir uma receita mínima para o Estado nos primeiros anos de produção.

É importante dizer que o percentual de royalties no regime de partilha de produção brasileiro é no mínimo 50% mais elevado do que a alíquota aplicável ao regime de concessão no Brasil, que pode variar entre 5% e 10% conforme produtividade dos campos¹⁷.

Esse percentual aplicável ao regime de partilha no Brasil torna o regime sensivelmente regressivo, uma vez que ele incide com a mesma alíquota a qualquer volume de produção e pode tornar

muitas descobertas antieconômicas prematuramente, especialmente, se considerarmos que o regime brasileiro já adota limites de Custo em Óleo bastante baixos em alguns blocos.

4. O regime de propriedade do petróleo e do gás natural

Um ponto objeto de muita discussão, e que inclusive ameaçou o bom andamento de projetos de desenvolvimento e produção em curso no Brasil, diz respeito à aquisição originária do petróleo e/ou gás natural no regime de partilha de produção.

O Poder Executivo Federal, no uso de competência atribuída pela Constituição Federal e pela Lei, editou o Decreto nº 2.705/98, que dispõe sobre as Participações Governamentais incidentes sobre as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Visando a uma maior precisão fiscal, este diploma elegeu o Ponto de Medição como o local em que o concessionário assumirá a propriedade do respectivo volume. Note-se que o referido Decreto foi recentemente objeto de revisão, sendo que tal definição técnica (art. 3º, inc. IV) permaneceu intacta, pelo que tal regramento continua aplicável a todos aos três regimes jurídicos exploratórios vigentes no Brasil.

Na mesma linha, o Regulamento Técnico de Medição anexo à Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2013, define Ponto de Medição como:

Localização em uma planta de produção, processo, sistema de transferência, transporte ou estocagem onde fica instalado um sistema de medição de petróleo ou gás natural utilizado com objetivo de medição fiscal, de apropriação, de transferência de custódia e operacional.

Verificamos que os Contratos de Consórcio previstos nos editais de rodadas de licitação da ANP preveem expressamente em sua cláusula 7.1 que “*Os volumes de Petróleo e Gás Natural obtidos no Ponto de Medição serão distribuídos à União e aos Contratados conforme percentuais de Excedente em Óleo estabelecidos no Contrato de Partilha de Produção*”, pressupondo a apropriação originária de todas as partes contratantes no Ponto de Medição.

Entretanto, o Contrato de Partilha de Produção de Libra (“CPP de Libra”) carece de igual clareza, desencadeando entendimentos divergentes sobre o momento da aquisição originária da produção dele decorrente. Isso porque, a cláusula 2.8 do Contrato, que trata especificamente da propriedade do petróleo e/ou gás natural, assegura a apropriação originária do volume correspondente ao custo em óleo, aos royalties pagos e à parcela do excedente em óleo, sem definir o local em que este ocorrerá; tão somente afirma ser indiferente para este fim a localização do Ponto de Medição e do Ponto de Partilha.

Sobre o Ponto de Medição, é dito apenas pela Cláusula Décima Sétima que este deverá mensurar o volume e a qualidade dos hidrocarbonetos produzidos, os quais serão disponibilizados fisicamente a cada Consorciado no Ponto de Partilha. Isso para legitimar, em nosso entendimento, o privilégio conferido a União estabelecido na cláusula 17.3 de que “*Qualquer diferença de volume que porventura ocorra entre o Ponto de Medição e o Ponto de Partilha será considerada perda operacional de responsabilidade exclusiva do Contratado, sem direito à recuperação no Custo em Óleo, ressalvado o disposto na cláusula 17.9*”.

Contudo, a cláusula 17.5 do CPP de Libra, ao dispor sobre a disponibilização da produção, estabelece, de maneira imprópria a nosso ver, que a “*A propriedade dos volumes de Petróleo e Gás Natural medidos nos termos do parágrafo 17.1 será conferida ao Contratado no Ponto de Partilha da Produção*”.

Com isso, apesar da interpretação sistemática dos dispositivos acima arrolados, uma interpretação isolada e literal da cláusula 17.5 do CPP de Libra levaria a um entendimento diverso de que a aquisição originária dos Contratados dá-se no Ponto de Partilha da Produção e não no Ponto de Medição.

Tal entendimento levaria a uma série de riscos operacionais e comerciais, e do próprio risco ambiental à União, em especial, a considerar que normalmente o ponto de medição localiza-se no navio/FPSO e o ponto de partilha na outra extremidade da embarcação próximo ao navio aliviador. Isso sem contar que tal entendimento levaria a necessidade de adoção de um

modelo de *lifting agreement* e *loan-in-kind* muito diferente da prática internacional.

O melhor entendimento a nosso ver, nesse caso, é o de que a aquisição originária do petróleo e do gás natural extraídos do subsolo ao Contrato e à União ocorre logo após a extração e é mensurado no Ponto de Medição, havendo a sua efetiva disponibilização (leia-se, posse direta do bem) no Ponto de Partilha. Como bem salienta Ricardo Lodi Ribeiro¹⁸, entre o ponto de medição e o ponto de partilha, a propriedade ainda está necessariamente indivisa entre os integrantes do consórcio, incluindo a PPSA, somente havendo sua divisão no Ponto de Partilha.

O item 2.9 dos Contratos de Partilha de Produção das 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha trouxe a seguinte disposição sobre a propriedade do petróleo e/ou gás natural: “*A propriedade da parcela de Petróleo e Gás Natural a que contratualmente o Contratado e a Contratante têm direito lhes será conferida, de forma originária, no Ponto de Partilha.*”

Tratou-se de inovação que nos parece contrária ao racional extraído da sistemática constitucional (arts. 176) e legal (Lei nº 9.478/1997 e Lei nº 12.351/2010) concebida para a exploração petrolífera no Brasil que garante ao contratado, independente do regime exploratório adotado, e em contrapartida ao risco assumido, a propriedade do petróleo e do gás natural tão logo extraídos do subsolo. Tal sistemática já foi chancelada pelo Supremo Tribunal Federal no âmbito do julgamento da ADI nº 3273 e em decisão proferida na ADI à Lei Noel, respaldada por pareceres de ilustres juristas, como o ex-Ministro Carlos Veloso e o Prof. Marco Aurélio Grecco.

No caso do julgamento da Lei Noel, discutiu-se acerca da constitucionalidade da exigência de ICMS na extração dos hidrocarbonetos, que partia do pressuposto de que haveria transmissão de domínio entre a União (proprietária dos recursos naturais do subsolo, na forma do art. 20, IX, CRFB/88) e o contratado (produtor de petróleo). O Supremo reconheceu, no entanto, que a Constituição não determina a transferência de propriedade, mas a atribui, de imediato, ao concessionário, razão pela qual não haveria transferência, mas aquisição originária de pro-

priedade, ao contrário do sustentado pelo Estado do Rio de Janeiro.

Aliás, é mister lembrar as lições de Ricardo Lodi¹⁹ acerca do momento do surgimento da propriedade sobre a produção de petróleo:

só há que se falar propriamente em petróleo como produto provido de status jurídico próprio, após a extração quando o produtor injeta substâncias líquidas para que os hidrocarbonetos se desprendam das paredes rochosas, ganhando autonomia em relação a elas e passando a existir como bem jurídico diverso da jazida.

Nesse contexto, destaca o Professor que porquanto as reservas naturais não podem ser consideradas mercadorias antes da extração, não haveria circulação tributariamente relevante na extração, e tampouco na movimentação do petróleo da plataforma até o estabelecimento produtor, vez que inseridas na mesma atividade produtiva²⁰.

No mesmo sentido, pondera César Fiúza²¹ que:

Do ponto de vista da coisa que se está adquirindo, será originária aquisição quando bem estiver sendo adquirido pela primeira vez. Se uma pessoa colhe frutos da árvore que plantou, a aquisição será originária. Nessa classe encaixam-se não só os frutos naturais, mas também os frutos civis (juros, salário, etc) e industriais, os produtos (petróleo, minério, etc).

Como corolário dessas lições surge o entendimento de que não há transmissão da propriedade do petróleo por ocasião da extração pois este, quando ainda na jazida, não se traduz em bem distinto desta por faltar-lhe autonomia física e jurídica, que irá surgir apenas com as atividades realizadas na extração, momento em que ocorre a separação entre os hidrocarbonetos e as rochas de onde são extraídos.

Felizmente, esse equívoco redacional foi corrigido na minuta final do Contrato de Partilha da 4ª Rodada, publicada em 05/04/2018, tendo a ANP atendido ao pleito da Indústria atravessado durante o período de Consulta Pública realizado pela Agência. In verbis:

2.9. Ao Contratado e à Contratante caberá a

apropriação originária do volume correspondente à parcela do Excedente em Óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos no edital de licitações e neste Contrato.

2.9.1. Ao Contratado caberá a apropriação originária do volume correspondente aos Royalties devidos e, em caso de Descoberta Comercial, ao Custo em Óleo.

2.10. A propriedade da parcela de Petróleo e Gás Natural a que contratualmente o Contratado e a Contratante têm direito lhes será conferida, de forma originária, no Ponto de Medição.

Também a minuta de contrato da 5ª Rodada de Partilha de Produção publicada no Diário Oficial da União de 28/06/2018, no âmbito do procedimento de Consulta e Audiência públicas nº 15/2018, trouxe idêntica redação. Com isso, resta cancelado o entendimento acima quanto ao tema da aquisição originária no CPP e do Ponto de Medição como marco de mensuração do montante adquirido, que é igualmente utilizado pelo Regulador como base para a cobrança dos encargos exigidos sobre os volumes produzidos (*government take*) impondo-se a propriedade.

Trata-se de um importante aprimoramento aos Contratos de Partilha brasileiros, condizente às melhores práticas da Indústria, e que põe fim a imbróglios indesejáveis que, por pouco, não impactam a produção em tal regime.

Outrossim, com fundamento no Princípio da Eficiência da Administração Pública, em especial, no subprincípio do *Trial and Error* das políticas públicas, amplamente aplicado no direito regulatório, que rompe com a visão estática da ciência em prol de um modelo crítico e evolutivo, e que admite adaptações experimentais, acreditamos que a nova disposição poder-se-ia aplicar, de maneira consensual, aos contratos de partilha anteriormente celebrados, a considerar a existência de uma evolução regulatória.

Nesse sentido, uma regra contratual, não pode, face ao referido princípio do *Trial and Error* (aprendizagem e correção de erros), ser considerada perene e absoluta, devendo haver um processo de contínuo ajuste no marco regulatório diante dos resultados verificados e da evolu-

ção sócioeconômica e tecnológica do setor. Tais ajustes devem levar ao aumento da eficiência e da economicidade. Se a assertiva é indubitável no direito contratual administrativo em geral, é ainda mais forte em se tratando de setor regulado, já que não deve ser aplicada a visão estática de regulação, já que hoje estamos diante de uma economia em contínua mudança e em estado de transição²².

5. Cláusula de resolução de disputas

Um último ponto relevante que destacaremos diz respeito à cláusula de resolução de disputas prevista nos contratos de partilha de produção elaborados pela ANP.

Pode-se afirmar que se trata de uma cláusula escalonada, que contempla uma etapa de conciliação (obrigatória²³) e de arbitragem – caso frustrada a primeira. Alternativamente, é prevista a possibilidade de as Partes, de comum acordo, submeterem a questão à mediação de uma entidade habilitada ou à perito independente para dele obter parecer fundamentado que leve ao encerramento da disputa.

O investidor busca a segurança jurídica de que os contratos serão respeitados, de que as decisões da autoridade regulatória serão racionais e, adicionalmente, a existência de métodos apropriados a serem adotados em caso de falta de consenso entre investidor, poder outorgante e regulador, especialmente para aqueles casos em que a melhor técnica pode não vir a ser implementada por diversas razões²⁴.

Entendemos que a arbitragem concretiza o método de solução de controvérsias mais adequado a solucionar questões técnicas industriais, como é o caso da Indústria do Petróleo. Seus procedimentos não são litúrgicos, e as questões técnicas, embora possam ser periciadas, são também apreciadas por árbitros de expertise técnica, razão pela qual este nos parece ser o método que traz mais sentido técnico e prático para tais questões decorrentes de acordos celebrados entre o Estado e o investidor. Como ensina Marilda Rosado:

A questão da arbitragem nos *State Contracts* adquire especial relevância nos contratos de concessão para exploração e produção de pe-

tróleo, uma vez que esses contratos são celebrados entre o governo do Estado hospedeiro ou a empresa estatal que detém o monopólio dos recursos naturais no país, e uma grande empresa multinacional. Além disso, são contratos complexos, extremamente técnicos, que envolvem milhões de dólares em investimentos.²⁵

É nesse contexto que comentaremos a cláusula compromissória elaborada pela ANP constante das minutas dos contratos de partilha de produção, tendo em vista ser tal cláusula determinante para uma maior atração de investidores²⁶.

Primeiramente, é previsto que as Partes usarão os seus melhores esforços para dirimir eventuais controvérsias decorrentes da execução desse Contrato de forma amigável e, em não sendo possível a convergência, que lançarão mão da arbitragem como meio de resolução de disputa envolvendo direito patrimonial disponíveis. Para disputas envolvendo direitos patrimoniais indisponíveis, há cláusula de eleição de foro da Justiça Federal – Seção Judiciária de Brasília.

No CPP de Libra é previsto que a arbitragem será *ad hoc*, regida pelas regras da *United Nations Commission on International Trade Law* (UNCITRAL), ou administrada por uma instituição, se de comum acordo entre as Partes. No caso de disputas envolvendo exclusivamente entes da Administração Pública, é previsto que as Partes poderão submeter a controvérsia à Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal (CCAF). Tal previsão foi repetida nos Contratos de Partilha de Produção das 2ª e 3ª Rodadas, promovidas pela ANP no ano de 2017.

A arbitragem institucional apresenta inúmeras vantagens se comparada a arbitragem *ad hoc*, sendo mais recomendada para evitar táticas obscuras de partes que, mesmo após eleita tal via de resolução de conflitos, resistem em adotá-la em meio a uma controvérsia instaurada, tendo a contraparte de lançar mão do Judiciário para fazer valer o pactuado. Também em termos práticos, a escolha de uma arbitragem institucional e, por conseguinte, de uma câmara arbitral com regulamento consolidado e estrutura própria é mais adequada por conter uma infraestrutura

que facilita a realização dos procedimentos inerentes à arbitragem, tais como a organização de audiências em ambiente próprio, a custódia de documentos, a certificação do trâmite de comunicações, garantindo uma administração imparcial da arbitragem e uma maior celeridade.

A Minuta do Contrato de Partilha da 4ª Rodada evoluiu e suprimiu a arbitragem *ad hoc*, definindo a modalidade institucional da arbitragem para controvérsias que decorram desse Contrato envolvendo direitos patrimoniais disponíveis. Todavia, a referida Minuta inovou ao prever que, apesar de institucional, dever-se-ia utilizar como parâmetro as regras da UNCITRAL, que usualmente são adotadas para arbitragens *ad hoc*. Tal previsão foi excluída da versão final do instrumento, tal como sugerido pela Indústria, que alertou ao Regulador do risco de conflito que isso poderia gerar com as câmaras que remetem a aplicação de seu regulamento quando eleitas para administrar a arbitragem, ademais de mitigar sua autonomia, tornando a cláusula patológica.

Diferentemente do utilizado em contratos de concessão para a exploração de petróleo e gás natural de rodadas anteriores, o contrato da 4ª Rodada de Partilha de Produção não elegeu previamente a instituição que administrará eventual arbitragem, estabelecendo apenas que:

36.5 Após o procedimento previsto no parágrafo 36.2, caso uma das Partes ou um dos signatários considere que inexistem condições para uma solução amigável da disputa ou controvérsia a que se refere tal parágrafo, tal questão será submetida a arbitragem.

O procedimento arbitral será administrado por uma instituição arbitral notoriamente reconhecida e de reputação ilibada, com capacidade para administrar arbitragem conforme as regras da presente cláusula e preferencialmente com sede ou escritório de administração de casos no Brasil;

As Partes escolherão a instituição arbitral de comum acordo. Caso as Partes não cheguem a um acordo quanto à escolha da instituição arbitral, a ANP indicará uma das seguintes instituições: (i) Corte Internacional de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional; (ii) Corte Interna-

cional de Arbitragem de Londres; ou (iii) Corte Permanente de Arbitragem de Haia. Se a ANP não fizer a indicação no prazo do parágrafo 36.2.3, a outra parte poderá se valer de qualquer das três instituições mencionadas nesta alínea.

Caso as Partes não cheguem a um acordo quanto à escolha da instituição arbitral, é previsto que a ANP indicará, no prazo de 30 (trinta) dias, uma das seguintes instituições, sob pena de tal escolha recair sobre a outra parte: (i) Corte Internacional de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional; (ii) Corte Internacional de Arbitragem de Londres; ou (iii) Corte Permanente de Arbitragem de Haia. Tal redação foi mantida na minuta de contrato para a 5ª Rodada de Partilha.

O fato de a cláusula compromissória não eleger previamente uma câmara para administrar eventual arbitragem que decorra do contrato nos parece ser uma sinalização negativa ao investidor, em termos de previsibilidade e segurança jurídica, a considerar a dificuldade que a parte poderá encontrar em realizar tal designação em meio a um conflito, o que colocaria em risco a própria viabilização da arbitragem.

Entendemos não haver óbice para a nomeação de câmaras arbitrais em contratos envolvendo a Administração Pública, independentemente de prévio cadastramento ou procedimento licitatório, havendo de se perquirir tão somente se se trata de uma instituição de notório conhecimento, com experiência na matéria em litígio e em arbitragem com parte estatal, como é o caso da Câmara de Comércio Internacional²⁷. Igual procedimento em relação à designação de árbitros, cuja atividade não se enquadra no conceito de serviço definido no art. 6º da Lei nº 8666/93, ademais de a composição do Tribunal Arbitral ocorrer por pacto *sui generis* de natureza não contratual, razão pela qual não há de se conchamar pela aplicação de tal diploma.

Assim, apesar desse aprimoramento à cláusula compromissória, somente saberemos se a solução ao final apresentada mostrar-se-á verdadeiramente eficaz após o seu teste prático.

Outra alteração trazida na cláusula compromissória do Contrato de Partilha de Produção da 4ª Rodada de Partilha, repetido na minuta de

contrato da 5ª Rodada de Partilha, é a previsão quanto à publicidade. É preciso ter cautela com a previsão de modo a conciliar o princípio da publicidade com a confidencialidade intrínseca à arbitragem, que envolverá direitos e deveres de agente privado, e não um ato unilateral da Administração Pública. É preciso evitar que haja uma publicidade de forma ilimitada, que prejudique a resolução da lide de forma neutra, independente e imparcial, e viole direito das Partes contratantes, revelando dados decorrentes de Operações e informações geradas pelos contratados, por exemplo, que são protegidos pela confidencialidade.

É importante pontuar que a Lei n. 9.478/1997 prevê a arbitragem internacional como elemento essencial dos contratos de concessão, orientação esta mantida pela Lei n. 12.351/2010 para os Contratos de Partilha de Produção. No entanto, a referida cláusula trouxe, ainda, elementos que teriam o cunho mais nacional do que internacional propriamente dito, como a previsão de honorários advocatícios de sucumbência, que não é a praxe internacional.

O mesmo é de se pontuar com relação à obrigatoriedade de pagamento por precatório, como previsto na cláusula 36.5, alínea h)²⁸, previsão contratual esta que gera mais um ônus ao contratado e atenta contra a finalidade da arbitragem e a razoabilidade. Nesse sentido, Marcelo Mazzola e Rafael Oliveira²⁹ não veem qualquer ilegalidade ou violação ao texto constitucional no caso de pagamento espontâneo pelo Poder Público de obrigação pecuniária fixada em sentença arbitral, com a dispensa do precatório, porquanto afirmam que é condição *sine qua non* que o ente público possua dotação orçamentária disponível para efetuar o pagamento do valor imposto na sentença arbitral, não havendo óbice à luz do art. 100 da Constituição Federal. Gustavo Schmidt³⁰ também argumenta que se o Poder Público está autorizado, pela via administrativa, a promover a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de um contrato administrativo, pode reconhecer a dívida cristalizada em sentença arbitral e efetuar o pagamento de forma espontânea, dispensando a execução do título na esfera judicial, desde que haja previsão na lei orçamentária anual, na linha do disposto

no art. 167, inc. II, da Constituição Federal.

Para melhor caracterizar o caráter internacional da arbitragem, e sem prejuízo do disposto no art. 2º, §3º, da Lei nº 9.307/97, sugerimos a inclusão das Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e de usos e costumes internacionais, como é o caso de decisões arbitrais precedentes, integrantes da *lex petrolea*, juntamente como parâmetros a ser considerados pelos árbitros quando da prolação da sentença arbitral no caso concreto.

Considerações finais

Ante o exposto, verificamos que se buscou refletir as melhores práticas da indústria na elaboração dos contratos de partilha de produção. No entanto, entendemos que há bastante espaço para evolução do marco regulatório da partilha.

Em especial, considerando os temas aqui abordados, acreditamos que o processo de reconhecimento do custo em óleo pode ser melhor detalhado expressamente trazendo a regulamentação do SGPP, se mantida as premissas e a sistemática atual de enumerar exaustivamente apenas os gastos que não são passíveis de recuperação.

No que tange ao processo de contratação de bens e serviços, é necessário ainda que os processos de contratação tornem-se mais flexíveis e adotem limites de alçada mais altos e em dólares.

Em relação a sistemática de aquisição originária, acreditamos que o poder outorgante acertou na redação atual que estabelece o local de aquisição originária logo após a sua extração no ponto de medição, sendo o ponto de partilha mero ponto de disponibilização física para os Contratados e PPSA, corrigindo equívocos de rodadas anteriores.

Por fim, em relação a cláusula compromissória, sugerimos que esta passe a adotar uma redação mais clara e pré-estabeleça, de forma coerente, uma instituição renomada para administrar e seu regulamento para que não haja mais dúvidas quanto a esses elementos e trazer mais segurança ao investidor.

Bibliografia

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DO PE-

TRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Modelos dos **Contrato de Partilha de Produção das 1ª, 2ª, 3ª, 4ª e 5ª Rodadas de Licitação**. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br>>. Acesso em: 06.2018.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicaocompilado.htm>. Acesso em: 25.03.2018.

BRASIL. **Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/l13303.htm>. Acesso 05.06.2018.

BRASIL. **Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em: 25.03.2018.

BRASIL. **Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997**. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm>. Acesso em: 25.03.2018.

BRASIL. **Lei 8.666, de 21 de junho de 1993**. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8666cons.htm>. Acesso em: 25.03.2018.

ARAGÃO, Alexandre Santos de. **Curso de Direito Administrativo**. Forense. 2012.

CLARKE, Mark; NEUBERGER, Jessica. **Drafting effective dispute resolution clauses**. In: KING, Ronnie (ed.). **Dispute Resolution in Energy Sector: a Practitioner's Handbook**. Global Law and Business, 2012.

FIÚZA, César. **Direito Civil – curso completo**. Belo Horizonte: Del Rey, 2014.

GRECO, Marco Aurélio. **ICMS – exigência em relação à extração do petróleo**. Revista Dialética de Direito Tributário, nº 100, 2004.

JOHNSTON, Daniel. **Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts**. Pennwell, 1994.

QUINTANS, Luiz Cezar P. (coord.). **Contratos de petróleo: concessão & partilha: propostas e leis para o Pré-sal**. Niterói: Benício Biz, 2011.

MAZZOLA, Marcelo. OLIVEIRA, Rafael Carvalho Rezende. **Poder público não burla precatórios com pagamento voluntário em arbitragem**. Disponível em: <<https://www.conjur.com.br/2016-dez-18/poder-publico-nao-burla-precatórios-pagamento-arbitragem>> Acesso em: 13.04.2018.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. **Direito do Petróleo**. 3ª ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2014.

RIBEIRO, Ricardo Lodi. **A Tributação do Petróleo: os Tributos Incidentes na Exploração e Produção de Petróleo e Gás no Brasil**. Almeida, 2017.

SUPREMO TRIBUNAL FEDERAL. Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 3273. Disponível em: < >. Acesso em: 25.01.2018.

ROBERTS, Peter. *Joint Operating Agreements*. Globe, 2010

ROMERO, Eduardo Silva. **A Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional (CCI) e os Contratos de Estado**. Revista de Direito Bancário do Mercado de Capitais e da Arbitragem, nº 19, Ano 6, jan-mar 2003.

SCHMIDT, Gustavo da Rocha. **A arbitragem nos conflitos envolvendo a administração pública: uma proposta de regulamentação**. Dissertação apresentada para obtenção do título de Mestre em Direito da Regulação pela Fundação Getúlio Vargas – FGV Direito, Rio de Janeiro, 2016.

SMITH, Ernest E. [et al]. **International Petroleum Transactions**, third edition, Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2010.

ZEITOUNE, Ilana. **Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção**. Rio de Janeiro: Forense, 2016.

ZEITOUNE, Ilana. PINTO, Flávio. **Caso parque das baleias: um reforço da aplicação do kompetenz-kompetenz pelo judiciário brasileiro**. Revista de Arbitragem e Mediação, vol. 56/2018, pp. 115-141, Jan-Mar 2018.

Referências

- 1 http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=686063. Exposição de Motivos da Lei nº 12.351/2010
- 2 O então Presidente da República, Sr. Luis Inácio Lula da Silva, submeteu ao Congresso Nacional quatro projetos de lei de sua iniciativa, com vistas a ser instituído um novo marco regulatório para as riquezas encontradas na área do pré-sal brasileiro e áreas consideradas estratégicas. O primeiro deles – Projeto de Lei nº 5.938/2009 – buscou instituir o regime de partilha de produção para a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, alterando dispositivos da Lei nº 9.478/97. Em adição, o Projeto de Lei nº 5.939/2009, autorizava o Poder Executivo a criar uma empresa pública, vinculada ao MME, para gerir os contratos de partilha de produção celebrados pelo MME, e para administrar os contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União. O Projeto de Lei nº 5.940/2009 autorizava a criação do Fundo Social para a realização de projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia, e da sustentabilidade ambiental. E, por fim, o Projeto de Lei de nº 5.941/2009 autorizava a União a ceder onerosamente a PETROBRAS, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição, em áreas não concedidas localizadas no pré-sal, limitada ao volume máximo de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo. Todos os aludidos Projetos foram convertidos nas leis de nºs 12.351/2010, 12.304/2010 e 12.276/2010.
- 3 RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. **Direito do Petróleo**. 3.ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2014, p.140.
- 4 Trata-se de empresa pública federal, constituída sob a forma de sociedade anônima de capital fechado, vinculada ao MME, criada pela Lei nº 12.304/2010 c/c Decreto 8.063/2013 para, dentre outros, gerir os contratos de partilha de produção celebrados pelo MME e gerir os contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União. Demais competências da PPSA estão arroladas no art. 6º do Decreto nº 8.063/2013.
- 5 Não a toa o regime de concessão é conhecido mundialmente como regime de “Tax & Royalties” pois os Estados são remunerados apenas por essas compensações financeiras e tributos incidentes sobre a produção.
- 6 **Anexo XI – Regras do Consórcio do Contrato de Partilha de Produção da 1ª Rodada: Cláusulas 3.2 e ss:** “Até o dia 1º de setembro de cada ano civil, o Operador deverá entregar aos demais Consorciados uma proposta de Programa de Trabalho e Orçamento detalhando as operações a serem executadas no ano seguinte.”
- 7 **Anexo XI – Regras do Consórcio do Contrato de Partilha de Produção da 1ª Rodada**
- Contratação de Bens e Serviços**
- 3.30 **Procedimento A:** O Operador deverá contratar o fornecedor de bens e serviços junto ao contratante melhor capacitado segundo critérios de custo e qualidade devendo o Comitê Operacional ser informado da contratação.
- 3.30.1 Quando o Operador celebrar contratos com uma de suas Afiliadas ou com Afiliada de outro Contratado, faz-se necessária a aprovação do Comitê Operacional, na forma da Tabela de Competências e Deliberações.
- 3.30.2 Em qualquer circunstância, o Operador deverá promover processo de tomada de preços com, no mínimo, três fornecedores qualificados.
- 3.31 **Procedimento B:** O Operador deverá:
- Em qualquer situação, obter a aprovação do Comitê Operacional para o início do processo de contratação por meio de procedimento que assegure a vantagem da proposta vencedora.
 - Proporcionar aos demais Consorciados uma lista dos fornecedores a serem convidados a apresentar proposta para o referido processo;
 - Adicionar a essa lista qualquer fornecedor por requerimento de quaisquer Consorciados, no prazo de 14 (quatorze) dias contados do recebimento da referida lista;
 - Circular para os Consorciados uma análise competitiva do procedimento de contratação, indicando as razões da escolha feita.
 - Completar o processo de contratação após aprovação pelo Comitê Operacional;
 - A pedido de qualquer Consorciado, fornecer cópia da versão final do referido contrato.
- 8 **Anexo IX – Regras do Consórcio do Contrato de Partilha de Produção da 5ª Rodada: Contratação de Bens e Serviços**
- 3.24. São procedimentos ordinários para a contratação dos bens e serviços necessários às Operações:
- 3.25. **Procedimento A:** É admitida a contratação direta de fornecedores de bens e serviços de valor até US\$ 15.000,00 (quinze mil dólares norte-americanos), vedado o parcelamento para a aquisição de um mesmo bem ou serviço.
- 3.26. **Procedimento B:** O Operador deverá contratar o fornecedor de bens e serviços junto ao contratante melhor capacitado segundo critérios de custo e qualidade, devendo o Comitê Operacional ser informado da contratação.
- 3.26.1. Quando o fornecedor vencedor de um procedimento B de contratação for uma Afiliada de qualquer dos Contratados, faz-se necessária a prévia aprovação da contratação pelo Comitê Operacional.
- 3.26.2. Em qualquer circunstância, o Operador deverá promover procedimento de contratação com a participação de, no mínimo, três fornecedores qualificados.
- 3.26.2.1. Caso o Operador venha a constatar uma situação de mercado em que existam menos de 3 (três) fornecedores para a contratação de um bem ou serviço, a questão será levada ao Comitê Operacional para deliberação, na forma prevista no Procedimento C.
- 3.26.3. Qualquer Consorciado poderá ter acesso a

cópia dos contratos firmados pelo Operador, mediante solicitação.

3.27. **Procedimento C:** O Operador deverá contratar o fornecedor de bens e serviços junto ao contratante melhor qualificado segundo critérios de custo e qualidade, devendo o Comitê Operacional aprovar previamente a contratação.

3.27.1. É necessária a aprovação preliminar do Comitê Operacional para o início do procedimento de contratação, que deverá assegurar a vantajosidade da proposta vencedora e contar com, no mínimo, três fornecedores qualificados.

3.27.1.1. O Operador deverá assegurar que a aprovação preliminar se dará em tempo hábil para eventual alteração na estratégia de contratação sem impacto no cronograma dos projetos.

3.27.2. O Operador disponibilizará aos demais Consorciados uma lista preliminar dos participantes do procedimento de contratação, que deverá ser completada com indicações de qualquer dos Consorciados mediante requerimento ao Operador em um prazo máximo de 15 (quinze) dias contados do recebimento da lista preliminar.

3.27.3. O Operador deverá apresentar ao Comitê Operacional, antes da assinatura do contrato, um relatório de contratação, do qual constará a análise competitiva do procedimento licitatório, bem como as razões da escolha do fornecedor.

3.27.4. O Operador deverá finalizar o procedimento de contratação após a aprovação do Comitê Operacional.

3.27.5. Qualquer Consorciado poderá ter acesso a cópia dos contratos firmados pelo Operador, mediante solicitação.

9 Utilizamos como referência o contrato de partilha de produção da 4ª rodada por ser o mais recente, porém os contratos das rodadas anteriores reproduzem a mesma sistemática utilizando as mesmas expressões para dar caráter exemplificativo aos gastos passíveis de reconhecimento como Custo em Óleo e caráter exaustivo aos gastos elencados como não recuperáveis como Custo em Óleo.

10 Citamos como referência a numeração dos parágrafos do contrato de partilha de produção da 1ª rodada. Nos demais contratos, a saber: Cláusulas 3.2 a 3.10 do Anexo VII nos contratos da 2ª e 3ª Rodadas e Cláusulas 3.2 a 3.8 do Anexo VII nos contratos da 4ª e 5ª Rodada.

11 A saber: Cláusula 3.14 do Anexo VII no contrato da 1ª Rodada, Cláusula 3.11 do Anexo VII nos contratos da 2ª e 3ª Rodadas e Cláusula 3.9 do Anexo VII nos contratos da 4ª e 5ª Rodada.

12 Lei 12.351/10. Art. 25. O presidente do comitê operacional terá poder de veto e voto de qualidade, conforme previsto no contrato de partilha de produção.

13 **Contratação de Bens e Serviços**

3.29 De acordo com este Contrato, o Operador deverá contratar os bens e serviços das Operações da seguinte forma (os valores indicados são reais):

	Procedimento A	Procedimento B
Operações de Exploração e Avaliação	0 até R\$ 5 milhões	> R\$ 5 milhões
Operações de Desenvolvimento	0 até R\$ 20 milhões	> R\$ 20 milhões
Operações de Produção	0 até R\$ 10 milhões	> R\$ 10 milhões

14 É nesse exato sentido, por exemplo, o recém editado Decreto nº 9.355, de 25/04/2018.

15 Lei 12.351/2010. Art. 42, §1º. Os royalties, com alíquota de 15% (quinze por cento) do valor da produção, correspondem à compensação financeira pela exploração do petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos líquidos de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, sendo vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado e sua inclusão no cálculo do custo em óleo.

16 JOHNSTON, Daniel. **International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts**. Pennwell. 1994, p. 22.

17 Lei 9.478/97. Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

18 RIBEIRO, Ricardo Lodi. **A Tributação do Petróleo: os Tributos Incidentes na Exploração e Produção de Petróleo e Gás no Brasil**. Almedina, 2017, p. 39.

19 RIBEIRO, Ricardo Lodi. **A Tributação do Petróleo: os Tributos Incidentes na Exploração e Produção de Petróleo e Gás no Brasil**. Almedina, 2017, p. 36.

20 RIBEIRO, Ricardo Lodi. **A Tributação do Petróleo: os Tributos Incidentes na Exploração e Produção de Petróleo e Gás no Brasil**. Almedina, 2017, p. 61.

21 FIÚZA, César. **Direito Civil – curso completo**. Belo Horizonte: Del Rey, 2014, p.734.

22 ARAGÃO, Alexandre Santos de. **Curso de Direito Administrativo**. Forense. 2012, p. 483.

23 O contrato estabelece o compromisso de as partes e demais signatários do contrato “*envidar todos os esforços no sentido de resolver entre si, amigavelmente, toda e qualquer disputa ou controvérsia decorrente deste Contrato ou com ele relacionada*”.

24 Para aprofundamento do assunto, vide: ZEITOUNE, Ilana. PINTO, Flávio. **Caso parque das baleias: um reforço da aplicação do kompetenz-kompetenz pelo judiciário brasileiro**. Revista de

Arbitragem e Mediação, vol. 56/2018, pp. 115-141, Jan-Mar 2018.

25 RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. **Direito do Petróleo**. 3. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2014. p. 565.

26 Interessante pontuar que no âmbito do comércio internacional, o Banco Mundial passou a recomendar a adoção da arbitragem comercial internacional em contratos de aquisição de bens e obras que contam com seu financiamento, como previsto inicialmente no item 2.43 das Diretrizes para Aquisições Financiadas por Empréstimos do BIRD e Créditos da AID (versão de maio de 2004, revisada em 1º de outubro de 2006).

27 Em estudo sobre a referida instituição arbitral, Eduardo Silva Romero concluiu o seguinte: “Nossa análise mostra que em matéria de contratos de Estado a linguagem jurídica é tão-somente um instrumento de valores políticos e econômicos. Nem o direito positivo, nem a doutrina encontraram, em nossa opinião, um equilíbrio entre a posição econômica e a posição política. Por outro lado, a prática arbitral, e notadamente a da CCI, soube conciliar as duas tendências e inspirar confiança nas partes. As decisões dos árbitros CCI quanto à arbitrabilidade do litígio e as regras e práticas da Corte acerca do exame *prima facie* das convenções de arbitragem, a fixação do local da arbitragem, as medidas provisórias e conservatórias, o alcance do consentimento na convenção de arbitragem, a constituição do tribunal arbitral e o exame preliminar das sentenças arbitrais constituem um quadro jurídico onde os interesses privados e o interesse público encontram seu lugar”. (ROMERO, Eduardo Silva. **A Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional (CCI) e os Contratos de Estado**. Revista de Direito Bancário do Mercado de Capitais e da Arbitragem, nº 19, Ano 6, jan-mar 2003, p.295. Complementarmente, de se destacar que também a minuta contratual apresentada por organismo multilateral financiador, no âmbito dos contratos referidos na nota de rodapé anterior (19), continha a expressa previsão de escolha pela CCI, o que confirma sua notoriedade e destaque como instituição arbitral.

28 “*A sentença arbitral será definitiva e seu conteúdo obrigará as Partes. Quaisquer valores porventura devidos pela Contratante ou pela ANP serão quitados através de precatório judicial, salvo em caso de reconhecimento administrativo do pedido.*”.

29 Vide: MAZZOLA, Marcelo. OLIVEIRA, Rafael Carvalho Rezende. **Poder público não burla precatórios com pagamento voluntário em arbitragem**. Disponível em: <<https://www.conjur.com.br/2016-dez-18/poder-publico-nao-burla-precatorios-pagamento-arbitragem>> Acesso em: 13.04.2018; OLIVEIRA, Rafael Carvalho Rezende. **A arbitragem nos contratos da Administração Pública e a Lei 13.129/2015: novos desafios**. In: *Revista Brasileira de Direito Público* n. 51, p.59-79, out./dez., 2015.

30 SCHMIDT, Gustavo da Rocha. **A arbitragem nos conflitos envolvendo a administração pública: uma proposta de regulamentação**. Dissertação apresentada para obtenção do título de Mestre em Direito da Regulação pela Fundação Getúlio Vargas – FGV Direito, Rio de Janeiro, 2016.