

Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia

Texto Para Discussão

COMPARAÇÃO DOS MODELOS FISCAIS DE PARTILHA E CONCESSÃO

Cooperação e Pesquisa IBP - UFRJ

Grupo de Economia da Energia:

Prof. Edmar de Almeida

Prof. Luciano Losekann

Agustin Castaño

William Adrian Clavijo Vitto

Gerência de Análise Econômica - IBP:

Luciana Nunes

Felipe Botelho

Felipe Costa

Luiza Waeger

Novembro de 2016



Índice Analítico

Lista de Gráficos	3
Lista de Tabelas	3
Lista de Figuras	3
Lista de abreviaturas e siglas	3
Resumo Executivo	4
1. Contextualização e objetivo do trabalho	9
2. Regimes Contratuais de Concessão e Partilha de Produção: Aspectos Metodológicos	11
2.1. O Contrato de Concessão.....	12
2.2. O Contrato de Partilha	13
2.2.1. Variantes dos Critérios nos Contratos de Partilha	16
2.3. O Contrato de Concessão e de Partilha da Produção no Mundo	20
3. O Contrato de Concessão e de Partilha de Produção no Brasil	21
3.1. O Contrato de Concessão no Brasil.....	21
3.2. O Contrato de Partilha da Produção no Brasil.....	23
3.2.1. Leilão de Libra: principais definições	26
4. O Balanço da Implementação da Partilha no Brasil	28
4.1. Metodologia dos Leilões de Partilha	29
4.2. Custo de <i>compliance</i> nos contratos de partilha	30
4.3. A Unitização dos Campos sob Regime de Partilha.....	32
5. Comparação entre Concessão e Partilha de Produção e a Competitividade do Investimento em E&P no Brasil	34
6. Considerações Finais	37
7. Referências Bibliográficas	39

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Taxa interna de Retorno e preço do petróleo	36
---	----

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Percentual mínimo do excedente em óleo para a União da 1 rodada de licitação sob o contrato de Partilha da Produção	28
Tabela 2 - Atratividade e arrecadação dos projetos no Pré-Sal, sob regimes de partilha e concessão.....	35

Lista de Figuras

Figura 1 - Alocação das receitas sob o Regime de Partilha da Produção	15
Figura 2 - Distribuição dos regimes fiscais por país, em 2013.....	20

Lista de abreviaturas e siglas

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
bmc - bilhões de metros cúbicos
boe - barril de óleo equivalente
boe/d - barril de óleo equivalente por dia
E&P – Exploração e produção
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MMBtu – Milhões de British Thermal Units
MME – Ministério das Minas e Energia
MMb/d - Milhões de barris por dia
MMm ³ /dia – Milhões de metros cúbicos por dia
OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

Resumo Executivo

A natureza dos regimes contratuais e fiscais no segmento de exploração e produção (denominado de “upstream”) tem sido objeto de muitos estudos econômicos. Sua importância encontra-se no peso decisivo que estes podem ter na economicidade e na atratividade dos investimentos do setor, ao mesmo tempo em que estabelecem uma divisão das receitas oriundas das atividades petrolíferas entre os agentes públicos e privados.

O contrato de concessão e o contrato de partilha de produção fazem parte do arcabouço jurídico-regulatório dos regimes de exploração e produção amplamente utilizados na indústria internacional do petróleo.

O regime de concessão tem como característica que o produto da lavra torna-se propriedade da empresa, dado que a transferência da posse dos hidrocarbonetos produzidos para a concessionária é entendida como a contrapartida necessária para cobrir os custos e riscos incorridos durante o período do contrato. Já no regime de partilha, a propriedade dos hidrocarbonetos é dividida entre o Estado e os contratados, contemplando a compensação dos custos exploratórios, de desenvolvimento e de produção em espécie (óleo).

A escolha entre os regimes de concessão e partilha é influenciada por questões de ordem política. O contrato de partilha é visto como uma opção em contexto de nacionalismo energético e interesse por um maior controle estatal dos recursos naturais. Além de viabilizar uma participação direta do Estado nas decisões de investimento e manter a propriedade do Estado sobre o óleo, o contrato de partilha reserva um papel para a empresa estatal. Estas razões levaram por exemplo a que parte dos países africanos detentores de recursos petrolíferos optassem pelo contrato de partilha.

No entanto, vale ressaltar que é possível realizar uma comparação econômica entre os contratos. Em teoria, o regime contratual de concessão é bem adaptado ao contexto de pouco conhecimento geológico, ou seja, maior risco exploratório. Neste caso, o Estado transfere o risco à empresa ou consórcio e fixa seu nível de arrecadação caso haja sucesso exploratório. Por outro lado, a partilha pode ser um regime contratual bem adequado para o contexto de baixo risco geológico e baixo custo de produção. Neste contexto, o Estado, pode assumir parte dos riscos, garantindo ao investidor a recuperação dos custos, tendo condições de estabelecer uma partilha do óleo-lucro

favorável.

No caso brasileiro, a concessão foi a modalidade contratual adotada quando da abertura do mercado, em 1998. Com a descoberta de grandes reservas em determinadas áreas nas Bacias marítimas de Campos, Santos e Espírito Santo, as quais vieram posteriormente compor o denominado "polígono do Pré-Sal", e o alto índice de sucesso exploratório nessa área, foi instituído um novo regime fiscal com o objetivo de dar maior controle e participação ao Estado sobre os recursos em áreas consideradas estratégicas.

A partir da introdução do regime de partilha decorreu a criação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), empresa estatal responsável por representar, defender os interesses da União nos investimentos realizados sob esse regime, bem como gerenciar os respectivos contratos de partilha de produção. A concepção da PPSA teve por objetivo aumentar o controle e diminuir a assimetria de informações entre a União e as empresas petrolíferas através do acompanhamento direto de todas as atividades na área de E&P, principalmente na fiscalização do custo a ser recuperado em óleo.

Atualmente, o desenho geral dos leilões de blocos exploratórios sob o regime de concessão no Brasil tem como característica a licitação através de processo competitivo onde as empresas, ou consórcios, oferecem maiores níveis de bônus de assinatura, Programa Exploratório Mínimo e Conteúdo Local. No regime de partilha, o critério de seleção se dá exclusivamente pela maior oferta do excedente em óleo oferecido a União. O excedente em óleo, também conhecido como "*Profit Oil*", é distribuído entre empresa e Estado de acordo com os percentuais ofertados na licitação, e segundo a metodologia estabelecida no respectivo contrato.

Dentre as outras diferenças marcantes entre ambos os regimes podemos citar: i) o pagamento de bônus de assinatura pré-estabelecido no regime de partilha; ii) *royalties* de 15%, ante a uma alíquota máxima de 10% na concessão; iii) inexistência de participações especiais (PE), dado que a repartição do excedente em óleo já exerceria o papel de arrecadação progressiva da PE na concessão; e iv) regras de recuperação de custos estipulados em contrato, o que não ocorre na concessão.

Até o momento, Libra é o único contrato sob o regime de partilha. Após seis anos da aprovação do regime, a experiência já permite realizar uma avaliação preliminar dos aspectos que merecem uma reflexão para seu aprimoramento.

Um dos principais obstáculos que dificultam a realização de novos leilões sob o regime de partilha é a manutenção da Petrobras como operador único em todas as áreas sujeitas ao citado regime, em um contexto de falta de capacidade de investimento da estatal.

A flexibilização da cláusula abre espaço para a realização de novas licitações, sem a obrigatoriedade de participação da Petrobras na condição de operadora.

Há que se considerar também as repercussões da utilização do critério geográfico com relação à definição das áreas sujeitas ao regime de partilha, em detrimento ao critério geológico. Considerando que em princípio a adoção do regime de partilha está associada às áreas de baixo risco geológico, no caso brasileiro, tal regime se aplica à todas as novas áreas do Pré-Sal, inclusive àquelas com maior risco geológico e de menor atratividade.

O único processo de licitação do Pré-Sal contou com apenas uma proposta, apesar desse leilão ter oferecido a melhor área petrolífera do mercado mundial naquele ano. Uma das razões do insucesso desta licitação pode ser atribuída à regra do operador único. Aliás, no atual contexto, essa questão ainda não ficou totalmente resolvida com a recente alteração legislativa da Lei 12.351/2010, haja vista que a Petrobras possa optar ainda por exercer direito de preferência.

Outro elemento importante relacionado à licitação se refere à predefinição de um bônus de assinatura, definido pelo governo. Ao fixar um bônus elevado, o governo aumenta o risco do projeto e reduz, conseqüentemente, a partilha do excedente em óleo.

Outro aspecto tido como desvantajoso do regime de partilha diz respeito a complexidade do modelo, tanto para os operadores como para os fiscalizadores, citando-se como exemplos: a preparação e controle da documentação relativa aos custos recuperáveis.

Há que se considerar também os potenciais problemas relacionados às negociações de unitização de campos envolvendo áreas da União no polígono do Pré-sal, sendo que cerca de 30% (trinta por cento) do polígono possui áreas já outorgadas sob o regime de concessão.

A introdução do regime de partilha da produção visa a aumentar o controle do Estado na gestão das reservas do Pré-Sal, e conseqüentemente, nas receitas auferidas da produção. Nesse contexto, surge a questão da compatibilidade entre o aumento das participações governamentais (também denominada de "*government take*") na área do

Pré-Sal e o estabelecimento de um ambiente de atratividade para os investimentos no segmento de *upstream*.

Com o objetivo de avaliar o impacto do regime de partilha na atratividade dos investimentos na indústria petrolífera nacional, foi utilizado o Modelo Upstream GEE-IBP desenvolvido pelo Grupo de Economia da Energia (GEE) em parceria com o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Nesse modelo, as simulações apresentadas refletem o caso de um projeto novo no Pré-Sal sob condições geológicas e de custo semelhantes ao campo de Libra. O fluxo de caixa é simulado analisando um contrato de partilha e comparando-o com um contrato de concessão.

Assim, foi possível verificar como as variáveis de interesse respondem a ambos os contratos, conforme mostra a tabela a seguir:

Atratividade e arrecadação de projetos no Pré-Sal sob os regimes de partilha e concessão

	Partilha	Concessão
TIR^a	13,9%	15,1%
Break-even^b	US\$ 56,0/barril	US\$ 49,5/barril
Government Take^c	US\$ 293 bilhões	US\$ 278 bilhões

Notas: ^a A produção neste modelo é valorada a um preço de US\$ 70/barril em ambos os regimes.

^b Considerando um retorno de 10% sobre o capital investido.

^c Government take inclui Bônus de Assinatura, Royalties, Imposto de renda, taxações indiretas e participação especial, no caso de concessão, e Bônus de Assinatura, Royalties, Imposto de renda, taxações indiretas e parcela do governo no excedente em óleo (profit oil) no caso da partilha.

Fonte: Elaborado pelos autores

Nesse cenário de referência, o *government take* resultante do projeto sob o contrato de partilha seria superior somente em 5% (cinco por cento) quando comparado com o contrato de concessão, sendo que por outro lado, tornaria o projeto menos atrativo.

O modelo também evidenciou que a taxa interna de retorno com um preço de US\$70/barril é inferior em um ponto percentual no caso da partilha e o break-even é US\$ 6 superior. Portanto, no contexto de preços baixos do petróleo, como o atual,

projetos de partilha nas condições expressas tem maiores dificuldades para se viabilizarem.

O modelo também comprovou que o diferencial de atratividade entre os regimes de concessão e partilha decresce em relação ao preço. Particularmente, a taxa de retorno quando o preço do petróleo é baixo é comprometida no caso de partilha, sendo um efeito determinado pelo limite da recuperação de custos (50% nos dois primeiros anos de produção e 30% nos anos seguintes), acarretando a postergação na compensação dos custos, quando a receita é menor, dada a restrição dos preços. Dessa forma, o regime de partilha, no Brasil, implica em maiores riscos para o empreendedor.

Assim, o texto de discussão conclui evidenciando as principais vantagens e desvantagens de ambos os regimes contratuais. No contrato de concessão, o Estado reduz sua participação nas operações, tendo como contrapartidas, o aumento na atratividade nos investimentos, a redução dos custos nas operações de E&P e ausência de compromissos de compensações em casos de fracasso do esforço exploratório.

Por outro lado, o estudo mostrou que, no caso do modelo brasileiro de partilha, o Estado adquire maior controle nas atividades de E&P e um *government take* maior.

Com a atual revisão da cláusula da operadora única se avança nas questões geradas a partir da concepção do regime de partilha brasileiro. Entretanto, este ainda mantém características que elevam os custos de transação e de *compliance* nos contratos da indústria. Custos estes, por exemplo, decorrentes de processos de unitização em campos no polígono do Pré-Sal e de custos de fiscalização do custo em óleo. Dessa forma, conclui-se afirmando a necessidade de se buscar alternativas de aprimoramento no desenho do contrato de partilha para permitir manter a atratividade e a sustentabilidade dos investimentos no Pré-Sal. Neste sentido, cumpre refletir sobre a possibilidade de se permitir ao CNPE a decisão sobre qual tipo de contrato aplicar aos blocos a serem oferecidos, com base em uma avaliação de custos e benefícios de cada tipo de contrato.

É fundamental adequar as variáveis mais importantes do contrato de partilha, principalmente, no que se refere à fixação do bônus de assinatura de acordo com a lógica do contrato de partilha. Um contrato de partilha com *royalties* elevados e bônus de assinatura acaba por apresentar uma lógica econômica mais próxima de um regime de concessão.

1. Contextualização e objetivo do trabalho

O regime regulatório-fiscal determina a divisão das receitas oriundas da atividade petrolífera entre agentes privados e públicos. Segundo Johnston (2003), o regime fiscal é decisivo na economicidade e, conseqüentemente, na atratividade dos investimentos no setor. Os dois sistemas fiscais mais comuns no mundo são os contratos de Concessão e Partilha.

No Brasil, o regime de concessão foi a modalidade de contratação eleita desde a flexibilização do monopólio do Estado e abertura do mercado, em 1997, até 2010. A proposta de inclusão do regime de Partilha na legislação brasileira surgiu após serem encontrados grandes volumes de recursos na camada do Pré-Sal. A principal justificativa para a introdução de um novo regime fiscal foi o elevado índice de sucesso exploratório nessa área e o alto potencial de descobertas remanescentes, mesmo após serem encontradas grandes reservas. Tais circunstâncias teriam alterado a percepção de risco geológico associado ao Pré-Sal, justificando um novo modelo de contratação.

Adicionalmente, o governo entendeu que com o regime de partilha poderia elevar as participações governamentais e ainda incrementar o controle do Estado sobre as atividades petrolíferas na referida região. Embora leve em consideração o aspecto técnico relativo à mudança do paradigma geológico, essa foi sobretudo uma decisão de caráter político. Estando associada ao papel que o Estado pretende exercer em um setor reconhecidamente estratégico para a economia nacional e internacional.

Após a introdução do regime de Partilha, uma série de dificuldades foram encontradas para continuar o processo de outorga de campos petrolíferos no Pré-Sal, resultando na paralisação dos leilões de licitação, com efeito destrutivo para o nível de atividade de Exploração e Produção (E&P) no Brasil.

Os seguintes obstáculos marcaram a implantação do regime de partilha no Brasil e são estudados nesse relatório, a saber:

i) Redução da capacidade da Petrobras (agente inicialmente eleito para atuar exclusivamente na operação das áreas do Pré-Sal) para investir em novos projetos em função do seu grau de endividamento;

- ii) Dificuldades regulatórias para convivência de diferentes regimes fiscais nas áreas sujeitas ao regime de partilha, em particular àquelas em que processos de unitização são necessários;
- iii) Necessidade de um aprendizado institucional para implementação do contrato de partilha;
- iv) Custos adicionais de fiscalização e *compliance*; e
- v) Dificuldade para viabilização das licitações dos contratos de partilha, pela participação mandatória da Petrobras como operador único e sócio com participação mínima de 30% do capital.

Para preparar um balanço do impacto dos contratos de partilha para a atratividade econômica no setor de E&P, no Brasil, serão analisados os principais elementos de diferenciação desse modelo para o modelo de concessão, assim como as variáveis econômicas relevantes de tais contratos. Para tanto, este trabalho se baseia em modelo de simulação econômico-financeira que permite avaliar o fluxo de caixa descontado de projetos típicos para a área do Pré-Sal desenvolvidos em regime de partilha e de concessão, quantificando suas características diferenciadas.

O texto de discussão (TD) está organizado em cinco seções, além desta contextualização. Na seção dois serão analisados os principais aspectos metodológicos apontados pela literatura sobre os contratos de concessão e de partilha da produção. Em seguida, a seção três apresenta as principais características dos contratos de concessão e de partilha da produção no Brasil e os diferentes contextos em que são implementados. Na quarta seção será realizado um balanço da experiência brasileira na implantação do contrato de partilha, dando especial ênfase nos processos de licitação e unitização dos campos do Pré-Sal e nos custos de *compliance* inerentes à introdução do novo regime. Finalmente, a seção cinco compara os resultados econômicos da adoção dos contratos de concessão e partilha e seus impactos na atratividade dos investimentos em E&P, no Brasil. Para isso, foram realizadas simulações em um modelo de avaliação econômica financeira, para um projeto de exploração e produção de petróleo e gás que refletiria as condições geológicas e de custos do campo de Libra, sob o contrato de partilha e sob concessão.

2. Regimes Contratuais de Concessão e Partilha de Produção: Aspectos Metodológicos

A diferença entre os regimes de concessão e os regimes contratuais remuneratórios (partilha de produção e de serviço) concerne, fundamentalmente, à propriedade do resultado da lavra (petróleo ou gás). No caso do contrato de partilha, uma empresa estatal reparte com a contratada tanto a produção, quanto os custos e riscos, mas, diferente da associação tradicional, trata os custos de exploração e de desenvolvimento de forma assimétrica entre o consórcio operador e o Estado.

A escolha entre os diferentes regimes fiscais e contratuais no segmento do *upstream* já foi objeto de muitos estudos econômicos¹. Em teoria, o regime de concessão é bem adaptado ao contexto de pouco conhecimento geológico, ou seja, maior risco exploratório e, considerando que a propriedade dos recursos minerais é do Estado, se faz a concessão para exploração econômica das reservas petrolíferas ao agente que aceitar tal nível de riscos e custos. Por outro lado, em tese a partilha pode ser um regime contratual bem adequado para o contexto de baixo risco geológico e baixo custo de produção. Neste contexto, o Estado, ao assumir parte dos riscos, garante ao investidor a recuperação dos custos, tendo condições de estabelecer uma partilha do óleo-lucro favorável e, ainda assim, atrair investidores para o país. Como as empresas têm garantido o direito de recuperar os custos devidos a partir da produção, elas estariam dispostas a aceitar uma parcela menor do excedente em óleo. Vale ressaltar que, num cenário de elevado risco geológico, seria difícil o Estado fixar uma partilha favorável do lucro, já que nem o Estado nem as empresas teriam condições de prever o valor destes excedentes.

A escolha entre os diferentes regimes de exploração e produção não considera apenas questões econômicas e geológicas: uma das principais justificativas para a adoção dos contratos de partilha é o controle estatal sobre as reservas petrolíferas. Isso implica não somente na propriedade da reserva propriamente dita, mas também da possibilidade de participar do processo de decisão dos projetos de E&P, através de empresa estatal. Assim, o Estado pode intervir nas decisões operacionais (como, por exemplo, no ritmo de produção) buscando produzir ao nível que considerar ótimo, respeitando aspectos

¹ Tordo (2007), Van Meurs (2008), IPAA (2008), Bain Company (2009) e Ernst Young (2012).

técnicos e critérios políticos. Esta participação na gestão dos projetos pode ser um mecanismo importante para capacitação de empresa estatal em países onde esta teria baixo nível de capacitação econômica e tecnológica.

Em termos estritamente da arrecadação de participações governamentais, utilizar contratos de partilha de produção ou de concessão (com *royalties* e outros impostos) pode trazer resultados equivalentes a depender dos parâmetros de remuneração definidos nos contratos (NRGI, 2014).

Neste sentido, uma importante diferença entre os contratos de concessão e os contratos de partilha reside, portanto, na capacidade do Estado de interferir nas decisões técnicas e econômicas relativas ao processo de E&P de petróleo. Como as políticas e estratégias públicas podem variar em múltiplos arranjos, não há uma regra de bolso (melhor *a priori*) que indique o ideal para todos os países. Os objetivos específicos dos formuladores de política e dos diversos grupos de interesse da sociedade civil são determinantes para a conformação do arranjo adequado a cada país.

2.1. O Contrato de Concessão

O regime de concessão foi introduzido na indústria no começo do século XX, se convertendo no regime mais utilizado para a transferência de direitos de exploração e produção até a década de 1960.

Analisando-o como regime fiscal, um dos principais objetivos do contrato de concessão é o estabelecimento de regras que definem as remunerações devidas pelas partes, seja Estado, seja empresa concessionária.

Além de *royalties*, impostos sobre lucros se tornaram características dominantes dos contratos de concessão. O modelo de concessão evoluiu de forma distinta pelo mundo, criando diferentes fontes de participações governamentais, como pagamentos de bônus de assinatura, controle de preços, entre outras remunerações governamentais (MIKESELL, 1984).

Em sua origem, o modelo de concessão se caracterizou por compromissos exploratórios com condicionantes vagos, ausência de fiscalização e pouca gestão governamental das atividades para prazos prolongados de contratos.

Os modelos dos contratos de concessão foram se tornando cada vez mais sofisticados, passando a exigir compromissos mais claros às empresas a partir do estabelecimento de legislação básica para regular as atividades de E&P. Com o tempo governos passaram a aprimorar sua estrutura de fiscalização e seus instrumentos de controle das atividades de E&P (CONSOLI, 2014).

Sob este regime, a transferência da propriedade dos hidrocarbonetos produzidos para a empresa concessionária é entendida como a contrapartida necessária para cobrir os custos e riscos incorridos pela empresa concessionária durante o período do contrato, assim como os pagamentos realizados ao governo.

2.2. O Contrato de Partilha

De acordo com Johnston (1994b), no princípio da internacionalização da indústria do petróleo, o nível do poder de barganha entre as empresas e os governos nacionais esteve mais favorável para o lado das empresas. Os Estados possuíam os recursos naturais, mas não possuíam o capital e o necessário conhecimento técnico para desenvolver a produção de petróleo. Eram utilizados, àquela época, acordos que remuneravam Estados e empresas de forma desproporcional. Em meados da década de 1960, o governo indonésio foi o pioneiro a introduzir o modelo contratual do "*Production Sharing Agreement*" – (PSA) ou "*Production Sharing Contract*" (PSC) (Johnston, 1994), num esforço para reequilibrar a relação entre Estado e empresas petrolíferas.

Depois da Indonésia introduzir o contrato de partilha em 1966, diversos países reproduziram esse modelo. Já em 1971, o Peru estabeleceu o seu primeiro contrato baseado em um percentual de partilha fixo, entre 44% e 50% do excedente de petróleo (BINDEMANN, 1999). Desde então, o Contrato de Partilha se difundiu para diversos países, tais como: Angola, Líbia, Filipinas, Malásia, Trinidad-Tobago e Guiné Equatorial (BINDEMANN, 1999). A replicação do modelo de partilha foi motivada pelo interesse na propriedade dos hidrocarbonetos produzidos e na participação do Estado nas decisões operacionais. Havia um anseio político, especialmente nos países em desenvolvimento, de se contrapor às primeiras licenças de E&P, que eram vistas como juridicamente permissivas e economicamente desequilibradas.

O entendimento corrente era de que, por meio do contrato de partilha, seria possível alavancar a atividade de exploração e obter a maior renda possível da extração dos hidrocarbonetos pertencentes ao país (JOHNSTON, 1994). Além disso, ele permite que as empresas estatais reforcem a sua capacidade técnica e econômica. Por estas razões, os contratos de partilha se tornaram uma das formas contratuais mais utilizadas na indústria mundialmente.

Via de regra, os contratos preveem mecanismos de transferência de tecnologia ao longo da execução das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Historicamente, isso serviu para diversos países, especialmente aqueles com grandes reservas e produção de hidrocarbonetos, se aproximarem da fronteira tecnológica em tecnologias relacionadas aos diferentes ambientes exploratórios de hidrocarbonetos.

Além disto, o risco é assumido pela operadora, que só recebe óleo em caso de sucesso exploratório. Após o término do contrato, as instalações e os equipamentos passam para a propriedade do Estado hospedeiro. Desta maneira, os contratos de partilha buscam reverter o poder de barganha a favor do Estado, estabelecendo relação diferenciada com as empresas.

Com efeito, um elemento central do contrato de partilha é o fato de que uma parcela da propriedade sobre os minerais na boca do poço permanece sendo do Estado, sendo os volumes produzidos repartidos com a petroleira (ou consórcio) operadora. O objetivo é compensar os custos e riscos por ela incorridos, bem como, em alguns casos, os pagamentos realizados ao próprio governo na forma de participações governamentais e tributos. Essa restituição dos custos ocorre em produto (petróleo e gás). A divisãoda titularidade do produto pode ser feita no ponto de medição da produção ou no ponto de realização da venda (mercado interno ou no terminal de exportação), conforme definido previamente em lei ou em contrato.

Vale lembrar que, o Regime de Partilha também permite as empresas contratadas registrarem as reservas em sua contabilidade conforme o método das participações econômicas. As empresas podem registrar a parte do volume de petróleo que lhes cabe contratualmente, a saber: o custo em óleo e o excedente em óleo que a empresa tem direito.. Isso será relevante para as questões patrimoniais e financeiras que envolvem o valor da empresa e acesso a capital.

A escolha e contratação das petroleiras privadas pode ocorrer por meio de negociação direta ou licitação competitiva. Embora a segunda modalidade seja mais comum, a legislação de diversos países permite a utilização de ambos processos, conforme cada caso em particular.

A estrutura do regime de partilha se baseia em alguns conceitos elementares. Os dois principais são os seguintes: i) o **custo em óleo** que cobre os custos recuperáveis e, ii) o **excedente de óleo** que é o volume restante do produto extraído, após ser subtraído o óleo custo. Os demais componentes possíveis do resultado são, os *royalties* e demais tributos recolhidos ao governo. Estes elementos compõem as participações governamentais, que também incluem a parcela do Estado no excedente de óleo, como pode ser observado na Figura 1.

Figura 1 - Alocação das receitas sob o Regime de Partilha da Produção

RECEITA BRUTA	Excedente Econômico	Renda Petrolífera	Tributos e Participações Governamentais (Administração Pública)	Parcela do Governo	Excedente em Óleo (Profit Oil)
		Remuneração do Capital (custo de oportunidade do capital)	Lucros e Dividendos da Parceria Empresa Estatal - Empresa Estrangeira/ Privada	Parcela Empresa Contratada	
	Custos	Custos de Abandono	Custos Recuperáveis (Incorridos pela empresa contratada)	Custos Recuperáveis	Custo em Óleo (Cost Oil)
		Custos Operacionais			
		Custos de Desenvolvimento			
		Custos Exploratórios			

Fonte: Tolmasquim e Pinto Jr. (2011)

Na prática, a formatação do sistema de contratos de partilha segue a lógica geral já apresentada. No entanto, a manifestação concreta desse regime pode ocorrer de distintas maneiras, conforme as especificidades dos arranjos contratuais. Essas possíveis variantes serão apresentadas a seguir.

2.2.1. Variantes dos Critérios nos Contratos de Partilha

O **custo em óleo** corresponde ao direito do contratado de ser restituído dos custos recuperáveis incorridos na execução no projeto (custos de exploração, desenvolvimento, operação e desmobilização). Em verdade, os mecanismos que determinam a sistemática de recuperação de custos podem ser distintos em diferentes países ou entre contratos em um mesmo país. Os quatro modelos principais merecem destaque.

Primeiro, e não raro, os países hospedeiros de recursos petrolíferos impõem limites à recuperação de custos, para garantir a ocorrência de óleo lucro a ser partilhado com o governo, desde os primeiros anos de produção do empreendimento. Quando tal mecanismo está presente, a recuperação de custos não pode exceder determinado percentual (limite) da receita anual. Como a maior parte dos desembolsos ocorre antes do primeiro ano de produção, normalmente, os custos incorridos até esse momento superam as receitas correspondentes à produção do primeiro ano.

Desta maneira, a parcela não recuperada em um ano tem de ser transferida para ser contabilizada no ano seguinte. Esse procedimento é conhecido em inglês como *carry forward*, isto é, a partir desse mecanismo os custos incorridos anteriormente são carregados para adiante. Quando o nível de custos supera o limite de recuperação anual, a parte que não foi recuperada entra no cálculo do ano seguinte, até que o ressarcimento dos custos seja feito em sua totalidade. Esse processo todo costuma ocorrer ao longo de alguns anos (TORDO, 2007).

Na prática, a magnitude do limite à recuperação do total de custos incorridos pelas empresas pode variar consideravelmente. Ele tem um impacto relevante na economicidade de um projeto. Quanto mais elevado for esse limite, mais rápido a petroleira recuperará os seus custos e melhor será o retorno do seu investimento. Geralmente, os tributos e contribuições pagas ao governo, tais como *royalties* (quando eles aparecem complementando a partilha), são deduzidos do valor da produção, a fim de se aplicar a regra de limite à de recuperação.

Segundo, alguns países permitem uma espécie de crédito decorrente dos investimentos realizados (uma compensação adicional). Tal crédito permite que a contratada recupere um valor superior ao custo nominal do investimento, incentivando os investimentos. Eventualmente, se pode argumentar que esse crédito também atua compensando efeitos da inflação sobre os custos não recuperados, carregados para frente. De acordo com

PWC (2012), o *uplift* é uma receita recebida pela contratada, a qual está relacionada com a provisão de fundos para financiar a operação de um Contrato de Partilha. Ela funciona como um incentivo ao investimento porque influencia decisivamente a taxa de retorno dos contratos de partilha.

Conforme os termos de Mian (2010) o *uplift* sobre o investimento (ou crédito de investimento) permite o contratado receber, na forma de custo recuperável ou dedução fiscal, um percentual adicional dos gastos efetivamente realizados na execução do projeto. Um exemplo de um *uplift* de 15% (quinze por cento) em um investimento de U\$ 100 milhões permitiria o contratante recuperar US\$ 115 milhões, sendo 15 milhões relativos ao *uplift*.

Terceiro, o ritmo de recuperação também é muito importante e é determinado pelo mecanismo de depreciação. Configuram-se como os dois principais métodos de depreciação, a saber: critério linear (ou linha reta) ou baseado em unidades produzidas. O *primeiro* fraciona igualmente o dispêndio do investimento ao longo de um conjunto de anos² previamente definido. O *segundo* leva em consideração o volume de petróleo já extraído. Quanto mais petróleo extraído maior o valor do custo recuperável. Além disso, existem métodos de depreciação acelerada que antecipam a recuperação dos custos em relação ao período de sua ocorrência convencional, também incentivando o investimento.

Quarto, o mecanismo de ressarcimento dos custos ainda pode envolver prioridades para a recuperação de diferentes categorias de custo (ex. desenvolvimento ou produção), bem como diferenciar os custos incorridos pelos distintos componentes de um consórcio de investimento.

Como a empresa operadora é quem incorre no desembolso financeiro nas fases iniciais do empreendimento (assumindo custos e riscos), em geral, nos primeiros anos de produção a parcela do governo é menor. A maior parte do volume costuma ser transferido à contratada para a recuperação dos custos. Terminada a fase de

²PWC (2012) apresenta uma tabela da evolução do sistema de partilha na Indonésia. Entre 1965 e 1975, na primeira geração dos contratos de partilha naquele país, o sistema de depreciação era segmentado por categorias de equipamentos móveis, instalações de produção e outros equipamentos. O tempo da depreciação podia ocorrer desde três anos a vinte anos a depender do item. Na nova modalidade de contrato, que passou a vigorar desde 2008, a depreciação total ocorre entre cinco e dez anos.

recuperação de custos essa situação se inverte.

Já o **excedente em óleo** (ou óleo lucro) é o valor remanescente do volume da produção que é repartido entre a operadora (ou consórcio) e o governo. Os critérios e percentuais da partilha são predefinidos em lei ou no contrato, ou de forma menos frequente, acertados entre as partes. Eles podem variar de acordo com o poder de barganha das partes no momento da sua negociação, bem como em função dos seguintes riscos: geológico, comercial e político.

Na prática, a forma que esse lucro é distribuído (o fator de partilha) entre a petroleira (ou consórcio) e o Estado vem mudando ao longo dos anos. Nas primeiras experiências de partilha o resultado da produção era dividido em uma base fixa, definida em contrato, sem considerar as características da descoberta. Assim, o Estado se apropriava de um percentual (ex. 50%) do excedente de toda produção realizada sob aquele tipo de contrato, independentemente do preço do petróleo, do tamanho e da produtividade dos campos produtores.

Com o passar do tempo foram surgindo escalas progressivas para o percentual de partilha. Nos sistemas de partilha mais relevantes, o percentual de partilha pode variar de acordo com os seguintes critérios: i) nível de produção; ii) coeficiente entre receitas e despesas acumuladas (fator R); iii) rentabilidade do projeto; iv) ambiente exploratório. Como aponta Van Meurs (2008), esses dois últimos elementos devem ser cuidadosamente balanceados para combinar o máximo de arrecadação possível para o Estado sem comprometer a rentabilidade e atratividade dos investimentos.

O percentual de partilha pode ser progressivo de modo a se alterar com base na produção diária ou na produção acumulada de um campo petrolífero (BAIN COMPANY, 2009). Nestes casos, a escala, na qual se estipula a proporção da divisão para petroleiras e governo, dependeria das características do reservatório descoberto e do ambiente operacional correlato.

No caso do Fator-R tanto o numerador – receita líquida acumulada - quanto o denominador – despesas de capital acumuladas - vão sendo somados desde o início do contrato. O resultado dessa divisão é utilizado como referência para uma escala que define os percentuais do lucro óleo que cabe da partilha do óleo lucro entre o governo e a empresa contratada. Esse mecanismo de partilha do petróleo lucro é considerado mais eficiente, uma vez que se trata de um indicador relativamente fácil de ser calculado e

aplicado. Resultado, a parcela do petróleo lucro que cabe ao contratado se reduz à medida que o fator R aumenta e vice-versa, conforme os parâmetros da referida escala.

A maior parte das despesas se concentra no período inicial do projeto e vão se reduzindo ao longo do tempo. A produção (e as receitas) se iniciam alguns anos depois. Assim sendo, a parcela das empresas tende a ser maior no princípio do ciclo de vida do projeto e a se reduzir à medida que aumenta a produção.

Também é possível encontrar casos em que a divisão do petróleo lucro ocorre apoiada na rentabilidade do projeto. O indicador comumente utilizado é a taxa interna de retorno (TIR) para determinar o percentual do excedente em óleo que será apropriada pelo governo e aquele que é de direito do consórcio. A variação nesses níveis de partilha também ocorre com base em uma escala correspondente aos intervalos de variação da rentabilidade do projeto. Cada patamar de retorno está associado a um percentual de partilha. Para o cálculo desse indicador são levadas em consideração os níveis de produção, custos, preços e o momento no tempo em que cada um desses elementos se manifesta.

De acordo com o exemplo Nigeriano apresentado por Bain & Co. (2009), a partilha pode ser diferente caso o ambiente exploratório seja *onshore* ou *offshore*, ou mesmo se ele estiver em águas rasas ou profundas. Há casos em que o arranjo regulatório do país inclui uma escala em que o percentual do direito do Estado se reduz à medida que aumenta a profundidade da lâmina d'água. É fundamental ressaltar que há uma relação direta entre a profundidade, o risco operacional e os custos.

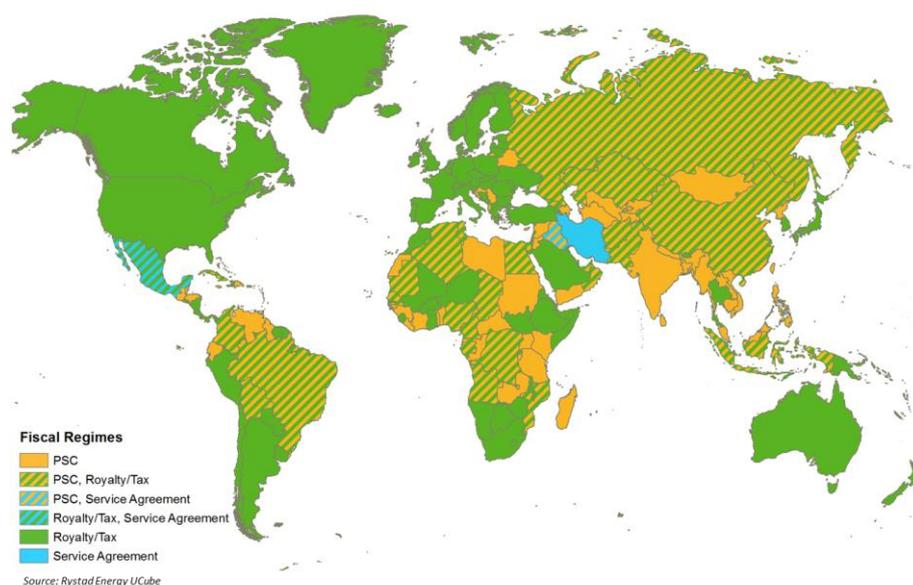
Cumprir lembrar também que outros países estabeleceram um método de ajuste às mudanças nos preços do petróleo. A participação do governo se eleva com o aumento dos preços do produto. Assim, a diferença entre o preço de referência no mercado e o preço adotado como base de cálculo é apropriada pelo Estado. O preço base é corrigido conforme o critério definido previamente em contrato.

Esse mecanismo permite que o Estado hospedeiro aumente as suas participações, com a apropriação do lucro extraordinário, derivado de aumentos no preço do petróleo. Trata-se de um mecanismo de regulação dos preços máximos, do inglês *price cap*. Trata-se de um critério muito simples e eficiente, pois a assimetria de informações envolvida é muito baixa. Isso porque os preços do petróleo bruto são definidos em mercado internacional devido à condição de *commodity* do petróleo.

2.3. O Contrato de Concessão e de Partilha da Produção no Mundo

Na análise sobre a seleção do regime contratual mais apropriado para regular as atividades de E&P de petróleo e gás natural, a importância da renda petrolífera sobre a estabilidade financeira do Estado e sobre o desenvolvimento do setor, é a razão que tem norteado as decisões dos governos sobre o tema.

Figura 2 - Distribuição dos regimes fiscais por país, em 2013



Nota: PSC - Partilha de Produção; Royalty/Tax - Concessão; Service Agreement – Contratos de Serviço.

Fonte: Rystad Energy (2014)

Na Figura 2, pode-se observar a diversidade de regimes contratuais utilizados em diferentes países. Há certa tendência no estabelecimento de contratos de concessão em países mais desenvolvidos.

Por outro lado, também se pode observar a preferência de países em desenvolvimento e com alto nível de dependência das rendas auferidas da indústria petrolífera por implementar regimes contratuais que permitam ao Estado ter um maior controle sobre as operações do setor. A lógica por detrás dessa decisão encontra-se na importância da

indústria petrolífera nacional na estabilidade financeira dos países, assim como, do papel que o setor de petróleo pode ter no desenvolvimento nacional.

Como exemplo ilustrativo, a decisão de introduzir o contrato de partilha da produção em países africanos tem sido justificada pelo interesse em aumentar a participação do Estado na renda petrolífera, ao mesmo tempo em que se busca aprimorar as capacidades técnicas das empresas estatais.

Dessa forma, é possível estabelecer um panorama geral sobre as características do contrato de concessão e do contrato de partilha da produção, e sua difusão em nível mundial. Nas próximas seções, serão analisadas ambas as modalidades contratuais aplicadas à indústria brasileira de petróleo.

3. O Contrato de Concessão e de Partilha de Produção no Brasil

3.1. O Contrato de Concessão no Brasil

O regime de concessão no Brasil foi estabelecido com a lei número 9.478/97, mais conhecida como a “Lei do Petróleo”. A lei estabelece o marco institucional que regula a indústria brasileira de petróleo, construindo as bases para regimes contratuais da atividade no país, em especial o regime de concessão.

De acordo com a legislação brasileira, o processo de outorga de direitos de exploração é realizado através de rodadas de licitação. Nessas rodadas, é utilizado o leilão como instrumento para selecionar as empresas que serão responsáveis por realizar as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos nos campos ofertados.

As rodadas de licitação evoluíram ao longo do tempo, utilizando critérios diferenciados de seleção a medida que as diretrizes de política foram sendo desenvolvidas. Em linhas gerais, no momento do leilão, as empresas ou consórcios interessados devem apresentar lances específicos às áreas de seu interesse. Tais lances devem conter decisões de investimento que sigam os critérios estabelecidos no leilão, que comumente incluem pagamento de bônus de assinatura, Programa Exploratório Mínimo e compromissos de conteúdo local. Seguindo esses critérios, é definido o consórcio vencedor, que terá o

direito de explorar economicamente o bloco leiloado assumindo os riscos exploratórios e pagamento dos tributos devidos ao longo da vida do projeto.

No regime de concessão, a participação governamental se dá através do bônus de assinatura oferecido no processo licitatório, arrecadação dos tributos diretos (IRPJ, CSLL, PIS e COFINS) e indiretos (CIDE, ICMS, ISS, IPI, II e IOF) sobre a atividade, além de royalties, participações especiais (para campos de grande produtividade) e pagamento pela retenção de áreas em seu domínio.

Sob o contrato de concessão, os **royalties** constituem um dos principais instrumentos de apropriação da renda petrolífera por parte do governo. No caso brasileiro, a lei número 9.478/97 estabeleceu um sistema de cálculo dos **royalties** progressivo. Segundo essa lei, as empresas concessionárias estão obrigadas a pagar uma alíquota básica de **royalties** que pode variar de 5% a 10% de acordo com a cotação do preço de referência.

A **participação especial** constitui uma compensação financeira adicional aos **royalties** incidente sobre a receita líquida dos campos com grandes volumes de produção e alta rentabilidade, sendo recolhidos trimestralmente. A participação especial baseia-se numa alíquota progressiva que incide sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, ou seja, da receita após deduções previstas no § 1º do artigo 50 da Lei nº 9.478/97. A participação especial é calculada a partir dos seguintes critérios: a localização da lavra³, o número de anos de produção e o volume de produção trimestral fiscalizada.

O **bônus de assinatura** constitui o pagamento realizado pela empresa ou consórcio vencedor do leilão no momento da assinatura do contrato, como modo de compensação financeira. O montante mínimo do bônus de assinatura é definido pela ANP no edital de licitação levando em consideração as especificidades de cada bloco.

O bônus de assinatura possui uma natureza econômica particular dado que ele antecipa o pagamento de renda petrolífera à União independentemente do sucesso exploratório do

³ Áreas de concessão localizadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres; lavras na plataforma continental com profundidade batimétrica de até 400 metros; e lavra em plataforma continental com profundidade batimétrica de acima de 400 metros.

projeto. Nesse sentido, o bônus representa uma importante parcela de risco para a empresa concessionária que ainda vai começar as atividades de exploração.

A lei do petróleo também contempla o pagamento de impostos pela ocupação da área e o pagamento de compensação ao proprietário da terra.

3.2. O Contrato de Partilha da Produção no Brasil

A Lei no 12.351 de 22 de dezembro de 2010 instituiu o contrato de Partilha da Produção no Brasil, constituindo o marco regulatório para o Pré-Sal e áreas consideradas estratégicas (que possuem baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de hidrocarbonetos). Assim, o regime de partilha passou a conviver com o regime de concessão, que continua aplicado aos campos licitados antes da instituição da lei e às áreas que não abrangem recursos do Pré-Sal.

O contrato de concessão se mantém como o contrato padrão para a maioria dos contratos já firmados, sendo a partilha uma exceção. No entanto, a medida em que novas áreas do Pré-Sal venham a ser licitadas, dado o grande potencial petrolífero da província, o contrato de partilha aumenta sua relevância na indústria.

A introdução da partilha trouxe consigo a criação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), uma empresa de propriedade do Estado, que representa exclusivamente os interesses da União no bojo dos empreendimentos executados sob o regime de partilha. Nesse caso, o controle se dá não apenas pelo exercício das atividades de fiscalização da ANP, mas, principalmente, pela participação e pelo poder de veto da PPSA no comitê operacional dos projetos.

A criação da PPSA teve por objetivo aumentar o controle e também diminuir a assimetria de informações entre a União e as empresas participantes do consórcio, por meio da atuação e acompanhamento direto de todas as atividades na área de E&P, em especial, o custo de produção do óleo. Em outras palavras, seu objetivo consiste em participar da gestão dos contratos de partilha, garantir o cumprimento da exigência de conteúdo local e assegurar que a operação do bloco seja efetuada de maneira eficiente e com os menores custos. Ela não será operadora, mas fará parte do comitê operacional do consórcio, detendo poder de veto e voto de qualidade (“voto de minerva”) nas decisões.

A lei 12.351/2010 estabeleceu a obrigatoriedade da operação dos campos sobre regime de partilha pela Petrobras com pelo menos 30% de participação acionária. No entanto, esta obrigatoriedade está em processo de se transformar em preferência para a Petrobras, ou seja, a operação de todos os blocos do Pré-Sal será oferecida à Petrobras. Caso a empresa não tiver interesse em participar do bloco, o mesmo seria licitado de forma competitiva⁴.

Ficou estabelecido ainda que, caso a Petrobras opte por ser operadora de um bloco a ser ofertado, a União poderá contratar diretamente a Petrobras licitar os blocos para definir o consórcio que participará dos contratos de partilha. O bônus de assinatura é fixado pelo governo e a licitação se dá através da oferta de um percentual de excedente em óleo para a União⁵. O consórcio empreenderá por sua conta e risco todas as operações exploratórias. Em caso de sucesso (descoberta de reservas viáveis comercialmente), o consórcio será reembolsado em óleo pelos custos exploratórios e os investimentos em desenvolvimento da produção, que estarão sujeitos a limites preestabelecidos por período. O excedente em óleo será repartido conforme estabelecido em contrato. Um comitê operacional será composto por representantes das partes, que, entre outras atribuições, acompanhará custos, analisará e aprovará investimentos.

O operador é responsável pela condução das atividades de exploração e produção, providenciando os recursos críticos: tecnologia, pessoal e recursos materiais. Assim, o operador tem acesso à informação estratégica e o controle sobre a produção, os custos e o desenvolvimento de tecnologia.

Vale ressaltar que o bônus de assinatura, os gastos com multas e penalidades, ou com a reposição de equipamentos e bens danificados não poderão ser recuperados na forma de custo em óleo. Ademais, diferentemente do que vigora no regime de concessão no Brasil, o conteúdo local e o programa exploratório não são critérios de julgamento da licitação. Estes são determinados diretamente no edital de licitação da área.

⁴ Até 24 de outubro de 2016, a nova lei que altera a regra ainda aguarda aprovação pelo Congresso.

⁵ Deve-se atentar que trataremos arrecadação da União de forma genérica, dado que pela Lei nº 12.351/2010, os recursos a ela devidos no polígono do Pré-Sal tem destinação específica (Fundo Social), o que difere de contratos de concessão fora desta província petrolífera que destinam receitas ao Tesouro Nacional.

Quando o campo entra na fase de produção comercial, parte da produção total é destinada ao pagamento de *royalties*, com uma alíquota de 15%. Vale ressaltar que este nível de taxaço para o *royalty* é incomum na aplicação do regime de partilha em outros países.⁶ Este valor também supera o limite superior de 10% para áreas sob contrato de concessão no país.

Além dos *royalties*, o consórcio passa a recuperar o custo em óleo, conforme definido no inciso segundo do artigo 2 da lei 12.351/2010:

“II – custo em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato” (BRASIL, 2010).

A recuperação do custo em óleo, entretanto, está sujeita a restrições. Esta possui um teto correspondente a 50% da produção mensal durante os primeiros dois anos e a 30% nos anos seguintes, podendo retornar a 50% de forma temporária, no caso de existir gastos não recuperados após mais de dois anos desde seu reconhecimento (ANP, 2013).

Uma vez descontado os *royalties* e o custo em óleo, o óleo e gás remanescente é denominado como excedente em óleo, sendo definido no inciso terceiro do artigo 2 da lei 12.351/2010:

“III – excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entra a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos *royalties* devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43” (BRASIL, 2010).

⁶ Alguns países não aplicam *royalties* (e.g. Angola). Ademais, há países que aplicam não fixam o valor de *royalties* em seus contratos de partilha. Em Moçambique, por exemplo, os *royalties* cobrados variam entre 6% e 10%. Já na Nigéria estes valores variam entre 0% e 16,67% de acordo com o tipo de reservatório. Campos de águas profundas (mais de 1000 metros) não pagam *royalties*.

A percentagem de participação do governo no excedente em óleo é estabelecida durante o processo de licitação, sendo posteriormente repassada a gestora (PPSA). O Ministério de Minas e Energia é responsável por indicar um percentual mínimo de excedente em óleo da União. A proposta do leilão que apresentar o maior excedente em óleo para a União é a vencedora da licitação. O que difere bastante da sistemática precedente dos leilões de concessão que utilizaram como critérios de seleção: valor do bônus de assinatura, níveis de conteúdo local e valor de investimentos mínimos em exploração (programa exploratório mínimo – PEM).

No contrato de partilha a gestão do custo em óleo e do excedente em óleo resultam em produção *in natura* para a União. A gestão do contrato é competência e responsabilidade da PPSA, tal como estabelece seu estatuto social. Além da sua função de defender os interesses da União ao longo das etapas do processo de exploração e produção de petróleo, a PPSA também é responsável pela comercialização do petróleo e do gás natural destinado à União.

Atualmente, o MME e a PPSA estão trabalhando na definição de um arcabouço técnico, jurídico e tributário para a gestão da comercialização do petróleo e do gás da União, de forma articulada (MME, 2016). Este marco regulatório deve estar pronto antes da primeira produção de um contrato de partilha, que deverá ocorrer no primeiro trimestre de 2017, no campo de Libra. Além do óleo lucro do governo, correspondente ao contrato de Libra, a PPSA deverá comercializar em breve o petróleo e gás da União dos contratos referentes aos acordos de individualização da produção na área do Pré-Sal. Quatro blocos já foram unitizados e aguardam a aprovação do marco regulatório referente à comercialização do óleo lucro pela PPSA, a saber: Lula, Tartaruga Mestiça, Sapinhoá e Nautillus. Esses blocos estão sendo operados pela Petrobras e pela Shell. Face a ausência de uma política de comercialização, a produção total dos campos está sendo realizada pelas operadoras com o acordo de ajustar contas no futuro (ESTADO DE MINAS, 2016).

3.2.1. Leilão de Libra: principais definições

Muito embora a lei detalhe as características e o arranjo institucional da partilha no Brasil, muitos aspectos técnicos e jurídicos do contrato são definidos apenas no edital da licitação ou nos contratos para contratação direta da Petrobras. O contrato de Libra definiu várias questões adicionais da partilha que servirão de referência para os demais

contratos propostos pelo governo.

O CNPE, por meio das Resoluções número 5 e 7 de 2013, aprovou, dentre outros fatores, o seguinte conjunto de parâmetros técnicos e econômicos referentes aos contratos da primeira rodada de licitações sob o Regime de Partilha:

- i) Percentual mínimo de 40% do excedente em óleo da União, para o preço de US\$ 105/barril;
- ii) Os percentuais máximos da produção anual destinados ao pagamento do custo em óleo foram definidos da seguinte forma: 50% do valor bruto da produção nos dois primeiros anos de produção e 30% nos anos seguintes (os valores acima dos limites são reconhecidos como crédito nos anos subsequentes em até 50% sem atualização monetária);
- iii) O conteúdo local mínimo de 37% na fase de exploração, 15% para o teste de longa duração (quando este fizer parte da fase de exploração), e na fase de produção serão 55% para os módulos implantados até 2021 e 59% para os módulos de produção implantados após 2022;
- iv) Variação do excedente em óleo da União de acordo com o preço do petróleo e da produtividade; e
- v) Bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões (sendo R\$50 milhões destinados à PPSA).

Segundo o edital do leilão, o percentual de excedente em óleo apropriado pelo Estado dependerá da média do preço do petróleo de tipo Brent e do volume médio da produção diária, ou seja, o percentual aumenta quando houver combinação de preço e produtividade superiores aos valores de referência e diminui caso contrário, variando de acordo com o estabelecido na Tabela 1. Trata-se de um mecanismo progressivo que se comparado ao regime de concessão brasileiro se assemelha as Participações Especiais (PE) em campos de alta produtividade.

Tabela 1 - Percentual mínimo do excedente em óleo para a União da 1 rodada de licitação sob o contrato de Partilha da Produção

Preço Brent (US\$/bbl)	De	até	Barris por Dia por Poço Produtor												
			0	4001	6001	8001	10001	12001	14001	16001	18001	20001	22001	24001	>24000
			4000	6000	8000	10000	12000	14000	16000	18000	20000	22000	24000		
0	60		OF-26,65%	OF-15,85%	OF-9,62%	OF-6,33%	OF-4,26%	OF-2,56%	OF-1,48%	OF-0,86%	OF-0,29%	OF+0,23%	OF+0,69%	OF+1,11%	
60.01	80		OF-26,45%	OF-12,85%	OF-7,51%	OF-4,70%	OF-2,92%	OF-1,46%	OF-0,54%	OF-0,00%	OF+0,48%	OF+0,92%	OF+1,32%	OF+1,68%	
80.01	100		OF-19,44%	OF-8,86%	OF-4,71%	OF-2,52%	OF-1,14%	OF-0,00%	OF+0,71%	OF+1,13%	OF+1,51%	OF+1,85%	OF+2,16%	OF+2,44%	
100.01	120		OF-14,98%	OF-6,32%	OF-2,92%	OF-1,13%	OF	OF+0,93%	OF+1,51%	OF+1,86%	OF+2,17%	OF+2,45%	OF+2,70%	OF+2,93%	
120.01	140		OF-11,89%	OF-4,56%	OF-1,69%	OF-0,17%	OF+0,79%	OF+1,57%	OF+2,07%	OF+2,36%	OF+2,62%	OF+2,86%	OF+3,07%	OF+3,26%	
140.01	160		OF-9,62%	OF-3,27%	OF-0,78%	OF+0,53%	OF+1,36%	OF+2,04%	OF+2,47%	OF+2,72%	OF+2,95%	OF+3,16%	OF+3,34%	OF+3,51%	
>160,00			OF-5,94%	OF-1,18%	OF+0,69%	OF+1,68%	OF+2,30%	OF+2,81%	OF+3,13%	OF+3,32%	OF+3,49%	OF+3,65%	OF+3,73%	OF+3,91%	

OF= Valor ofertado

Fonte: ANP

O consórcio vencedor do leilão de Libra, formado pela Petrobras (40%), Total (20%), Shell (20%), CNPC (10%) e CNOOC (10%), foi o único a apresentar proposta. Sem concorrência, a proposta do excedente a ser repassado para a União foi de 41,65%.

4. O Balanço da Implementação da Partilha no Brasil

A experiência com o contrato de partilha após seis anos da sua aprovação já permite uma avaliação preliminar dos aspectos que merecem uma reflexão para aprimoramento. O primeiro aspecto é, sem dúvida, a dificuldade de se realizar novos leilões no polígono do Pré-Sal, visando a atrair novos investidores para a área. Uma das causas dessa dificuldade pode ser atribuída à cláusula de operadora única num contexto de falta de capacidade de investimento da Petrobras. A flexibilização iminente da cláusula de operador único abre espaço para realização de novos leilões independentemente da dinâmica da estatal.

O critério geográfico para realização de contratos de partilha é outro ponto importante a ser considerado. As vantagens da adoção do contrato de partilha em áreas de baixo risco geológico foram consideradas na decisão de se aprovar o instrumento. Entretanto, o contrato de partilha se aplica em toda a província do polígono do Pré-Sal, incluindo novas áreas com maior risco geológico e em campos de menor atratividade. Áreas já maduras na Bacia de Campos, por exemplo, deverão ser leiloadas sob regime de partilha. Neste sentido, valeria uma discussão se o mecanismo atual de aplicação dos contratos de partilha seria o mais adequado, ou se por exemplo caberia ao CNPE a escolha do tipo de contrato de acordo com as características da área.

Buscando contribuir com a reflexão sobre os critérios de definição das áreas a serem leiloadas sob regime de partilha, a sequência desta seção analisa três aspectos que representam fragilidades do atual contrato de partilha quando comparados ao de concessão: i) a metodologia do leilão de partilha; ii) a unitização de blocos envolvendo contratos de partilha; e iii) os custos de *compliance* desses contratos.

4.1. Metodologia dos Leilões de Partilha

A primeira e única rodada de licitação realizada sob o regime de partilha foi feita em 2013 e não apresentou ampla concorrência. Vale destacar que o leilão envolveu possivelmente a melhor área petrolífera oferecida ao mercado no mundo naquele ano.

O desenho do leilão trouxe uma série de aspectos que revelaram sua ineficiência. Um primeiro aspecto refere-se ao fato do leilão não apresentar um caráter competitivo, uma vez que a participação da Petrobras como operadora criou obstáculos à participação de outros consórcios (CONSOLI, 2014)⁷. Isto ocorreu porque caso um consórcio sem a participação da Petrobras vencesse o leilão, o mesmo teria que posteriormente negociar com a Petrobras um acordo de acionistas para a entrada da Petrobras no consórcio. É importante ressaltar que o lance oferecido pelo consórcio alternativo valeria também para a Petrobras, ou seja, fica claro que a negociação posterior ao leilão entre a Petrobras e o consórcio concorrente tenderia a ser bastante complexa.

Vale ressaltar que o problema descrito acima, não se resolve por completo com a aprovação da flexibilização da cláusula de operador único. Caso a Petrobras opte por ser operadora de um bloco, a realização do leilão como o mecanismo de contratação de parceiros enfrentará problema similar de falta de contestabilidade.

Outro elemento importante relacionado ao leilão é a existência de um bônus de assinatura previamente estabelecido pelo governo. A fixação do bônus de assinatura

⁷ Segundo Consoli (2014), a obrigatoriedade da Petrobras ser a operadora única e o fato de apenas um consórcio ter sido estabelecido, teve como consequência a adoção contratual do fator de partilha mínimo estabelecido no edital de licitação, representando um custo de oportunidade considerável. Neste sentido, se o leilão fosse competitivo, haveria a possibilidade de se obter um contrato com um fator de partilha mais elevado.

tende a incluir critérios fiscais que não coadunam com a lógica do regime de partilha. A maximização do bônus de assinatura é um mecanismo de antecipação de receita do projeto petrolífero. Ao fixar um bônus elevado, o governo aumenta o risco do projeto e reduz, conseqüentemente, a partilha do excedente em óleo a ser ofertada. O critério de maximização da arrecadação via bônus de assinatura, enquadra-se melhor na lógica do contrato de concessão via leilão competitivo, uma vez as empresas revelam seu interesse econômico pelas áreas licitadas e taxaço posterior na produção já é conhecida e fixada em lei.

Assim, ao utilizar critérios que são mais adequados para contratos de concessão para definir os contratos de partilha, o resultado é que o projeto perde as vantagens da partilha e passa a arcar com as desvantagens, como por exemplo, um maior custo de *compliance*.

4.2. Custo de *compliance* nos contratos de partilha

Um dos pontos reconhecidos como relativamente desvantajosos do regime de partilha em relação a outros regimes é a complexidade, tanto para os operadores como para os fiscalizadores da preparação e controle da documentação sobre custos recuperáveis.

O custo em óleo está sujeito à aprovação do comitê operacional do consórcio contratado e reconhecimento da empresa gestora (PPSA). A apuração dos gastos é realizada mensalmente por parte da PPSA, sendo contabilizados na conta de custo em óleo. Os gastos não reconhecidos pela PPSA são objeto de esclarecimentos por parte da empresa operadora, cuja análise termina com a comunicação da decisão da gestora. No entanto, o reconhecimento em óleo é definitivo apenas após a auditoria da empresa gestora (PAIVA, 2014).

A questão do controle dos custos recuperáveis é complexa e exigirá um aprendizado institucional. Com efeito, a correta identificação e valoração dos custos recuperáveis é crítica para que a parcela óleo custo represente de forma confiável a realidade dos custos envolvidos, sejam de exploração, desenvolvimento (despesas de capital), operação e previsão para desmobilização.

Duas questões igualmente importantes devem ser tratadas em profundidade. Primeiro, o conceito de admissibilidade: a definição prévia dos custos recuperáveis, com o nível de detalhe adequado para que não haja dúvidas sobre quais itens de custo são admissíveis

e quais não. Segundo, o conceito de razoabilidade: os valores informados para cada item de custo devem ser consistentes com os preços de mercado dos bens e serviços aplicados a cada uma das atividades planejadas e executadas.

Normalmente, a lista de itens de custo admissíveis é apresentada em um decreto do ministério e deve ser replicada em um anexo do contrato. O fluxo de documentação começa tipicamente quando o operador entrega ao controlador no início de períodos pré-acordados (ex. trimestres, semestres etc) o orçamento dos custos em que planeja incorrer. Completa-se a documentação no final do período com outro relatório, já com os custos reais.

A gestora pode manifestar-se em forma preventiva sobre a elegibilidade dos custos orçados, mas a decisão formal sobre admissibilidade e razoabilidade se baseia na análise dos custos reais. A preparação da documentação por parte do operador e a análise por parte do controlador comportam a alocação por ambas as partes de recursos qualificados com bastante dedicação, gerando o chamado custo de *compliance*, incontornável para uma correta avaliação do custo óleo e, conseqüente, definição do óleo lucro, elemento central do regime de partilha.

O esforço é particularmente crítico no caso do órgão controlador (PPSA): dada a intrínseca assimetria de informação, própria da natureza dos dados (operacionais, contábeis e de gestão), a mesma só pode ser mitigada por um alto nível de capacitação e engajamento da gestora.

Esta assimetria permitiria a apropriação de maiores custos contabilizados como investimentos reembolsáveis em forma de óleo custo.

Para um eficaz processo de reconhecimento dos custos incorridos, são pontos críticos a definição do nível de detalhe da informação a ser circulada e a tempestividade dos dados de orçamento e gasto real, assim como o nível de capacitação e o prazo de resposta da autoridade pública.

O contrato de partilha de Libra prevê em sua cláusula 5ª que as despesas que compõem o óleo custo deverão: ser necessariamente aprovados no âmbito do Comitê Operacional e reconhecidos pela Gestora (PPSA); e ser registrados em conta própria administrada pela Gestora que controlará seu saldo (valores positivos representando crédito para a parte contratada), não se aplicando atualização ou reajuste monetário ou financeiro, ou

qualquer direito a restituição ou indenização em caso de saldo positivo ao final do prazo contratual.

Especificamente, corresponde à PPSA “auditar, monitorar e aprovar os gastos com custeio e investimento, passíveis de recuperação pelos contratados em quantidade de óleo produzido” (MME, 2016).

Dado que a PPSA atua diretamente dentro do consórcio operador, o reconhecimento de custos incorridos para efeito do cálculo do óleo custo não é tratado isoladamente, mas integrado ao sistema de gestão do contrato de partilha.

Assim, foi previsto o desenho e implantação do SGPP (Sistema de Gestão de Gastos de Partilha da Produção). O SGPP passaria a ser a ferramenta central para cumprimento do papel da PPSA como gestora na defesa dos interesses da União, estabelecendo mecanismos adequados ao processo de reconhecimento de custos em conformidade com as bases contratuais.

A título de exemplo da complexidade da tarefa, o MME (2016) reporta que, apenas na segunda metade de 2015, foram analisados 7.218 lançamentos contábeis de gastos para reconhecimento do custo em óleo.

Considerando-se os custos de *compliance* reportados acima, vale uma reflexão se é interessante multiplicar o número de contratos de partilha em projetos que envolvam menor potencial petrolífero. Neste caso, o custo de *compliance* pode se elevar em relação ao volume de óleo e gás produzido.

4.3. A Unitização dos Campos sob Regime de Partilha

Outra questão, são os consideráveis custos de transação relacionados com a obrigatoriedade de se utilizar contratos de partilha em negociações de individualização (unitização) de campos envolvendo áreas da União e áreas já licitadas no Polígono do Pré-Sal. Vale ressaltar que cerca de 30% da área do Pré-Sal já foi licitada sob regime de concessão⁸. Ao se estabelecer a obrigatoriedade do contrato de partilha para novas

⁸ Pinto Jr e Tolmasquim (2011) apontam que dos cerca de 120 mil km² de área total do Pré-Sal, 41 mil km² já foram concedidos, dado que esta área cobre os blocos já licitados da Bacia de Campos. Assim, o governo optou por respeitar os contratos existentes enquanto os 79 mil km² de área restante serão leiloados de acordo com as regras estabelecidas para o regime de partilha.

contratações, a unitização no Brasil ganhou contornos especiais com a possibilidade de convivência de regimes distintos para o mesmo campo.

A PPSA representa a União em áreas não contratadas para acordos de individualização. Ela participa dos acordos de individualização, não existindo prerrogativa de investimento, este ficando a cargo do consórcio operador.

O MME (2016) lista os Acordos de Individualização da Produção (AIP) que estão sendo negociados na área do Pré-Sal:

- 4 acordos assinados (Jazida Compartilhada de Tartaruga Mestiça/Campo de Tartaruga Verde, Jazida Compartilhada de Lula/Sul de Lula/Campos de Lula e Sul da Lula e Jazida Compartilhada de Massa/Campo de Argonauta e Campo de Sapinhoá),
- 3 acordos em andamento (Caxaréu, Pirambu e Sul de Sapinhoá);
- 4 pré-acordos de individualização em andamento (Libra, Gato do Mato, Carcará e Epitonium),
- 1 negociação finalizada com a conclusão sobre a não extensão da jazida para áreas não contratadas (Carapeba),
- 7 potenciais casos adicionais a serem avaliados pela PPSA, e início de negociação dependente de solicitação pela ANP.

No contexto de áreas abertas, a Resolução nº 2 de 2016 do CNPE tratou da questão de jazidas unitizáveis da União que se encontram em áreas conectadas à blocos já concedidos, impondo celeridade nos estudos técnicos sobre o tema.

O tema unitização ganhou relevância na medida em que envolve investimentos potenciais de grandes proporções. A estimativa da ANP para as áreas com acordo de individualização já protocolados (até maio de 2016) é de 2,2 bilhões de barris de óleo equivalente, o que potencialmente atrairia investimentos (CAPEX) de US\$ 24,2 bilhões e gastos na operação das atividades (OPEX) de US\$ 86,8 bilhões em um horizonte de 10 anos (SPE/MF, 2016). Com estes valores de investimento a Secretaria de Política Econômica (SPE) do Ministério da Fazenda estimou que nestes 10 anos o impacto para economia estaria na ordem de 1,4 p.p. do PIB brasileiro (cerca de 1 p.p. em impactos diretos e 0,3 p.p. em impactos indiretos). Por sua vez, Tavares, Losekann e Prade (2016)

consideram um volume mais significativo de reservas passíveis de processos de unitização no Pré-Sal (8,5 bilhões de barris), o que envolveria cerca de US\$ 92 bilhões em investimentos para seu desenvolvimento.

Neste sentido, avaliar a harmonização contratual e a adequação destes contratos a casos específicos é fundamental pois envolve volume significativo de recursos petrolíferos a serem desenvolvidos, envolvendo grandes investimentos.

5. Comparação entre Concessão e Partilha de Produção e a Competitividade do Investimento em E&P no Brasil

Como visto até aqui, a introdução do contrato de partilha na área do Pré-Sal, marcada por seus campos em produção sob regime de concessão, trouxe um novo contexto no Brasil. O interesse do Estado brasileiro em ter maior controle sobre a dinâmica de investimentos no setor, aumentar suas participações governamentais tendo em vista a aparente redução dos riscos geológicos das áreas do Pré-Sal, motivou a introdução do novo regime. Nesse contexto, surge a questão da compatibilidade entre o aumento do *government take* na área do Pré-Sal e a atratividade dos investimentos em *upstream*.

Para avaliar esta questão, utilizamos o Modelo Upstream GEE-IBP desenvolvido pelo Grupo de Economia da Energia (GEE) em parceria com o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), para avaliar os dois contratos e suas implicações econômicas em projetos de E&P no Pré-Sal. A partir de uma certa quantidade de reservas, o modelo estima a infraestrutura necessária para seu desenvolvimento, baseado em unidades de produção. Através de informações da indústria foram identificados os valores de investimentos associados a cada grupo de infraestrutura (sísmica, poços pioneiro, extensões e desenvolvimento, *subsea*, FPSO, escoamento, abandono e outros).

Neste modelo, são avaliados cenários para reservas potenciais em campos no Pré-Sal estimando: investimentos necessários, impactos em termos de produção, receitas das concessionárias e do governo. Dentre os resultados do modelo, obtém-se a atratividade para investidores em termos de Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL).

As simulações apresentadas neste TD refletem o caso de um projeto novo no Pré-Sal, sob condições geológicas e de custo semelhantes ao campo de Libra. O fluxo de caixa é

simulado sob um contrato de partilha e um de concessão.

Os parâmetros adotados no caso de referência são os seguintes: 35 anos de duração do contrato, reservas equivalentes a 8 bilhões de barris, preço do petróleo US\$ 70/barril ao longo do projeto, bônus de assinatura de US\$ 2 bilhões, *royalties* de 15% para o caso de partilha e 10% para concessão e início da produção em sete anos. A partir das premissas de custos, o Capex unitário resultante é de US\$ 8,10 e o Opex de US\$ 8,90/barril.

No caso de partilha, a participação do governo do lucro em óleo definida é de 41,65% (para os parâmetros de referência de preço do petróleo e produtividade dos poços⁹), variando conforme preço do petróleo e produtividade dos poços, coincidindo com a tabela e lance vencedor do leilão de Libra. No caso de concessão, foi considerado o pagamento de participação especial conforme as regras vigentes.

A partir deste cenário de referência, podemos averiguar como as variáveis de interesse respondem aos contratos de Partilha e Concessão (Tabela 2).

Tabela 2 - Atratividade e arrecadação dos projetos no Pré-Sal, sob regimes de partilha e concessão

	Partilha	Concessão
TIR^a	13,9%	15,1%
Break-even^b	US\$ 56,0/barril	US\$ 49,5/barril
Government Take	US\$ 293 bilhões	US\$ 278 bilhões

Notas: ^a A produção neste modelo é valorada a um preço de US\$ 70/barril em ambos os regimes.

^b Considerando um retorno de 10% sobre o capital investido.

^c Government take inclui Bônus de Assinatura, Royalties, Imposto de renda, taxações indiretas e participação especial, no caso de concessão, e Bônus de Assinatura, Royalties, Imposto de renda, taxações indiretas e parcela do governo no excedente em óleo (profit oil) no caso da partilha.

Fonte: Elaborado pelos autores

Na situação de referência, o *government take* resultante do projeto sob contrato de partilha seria US\$ 15 bilhões (5%) superior ao sob contrato de concessão, ou seja,

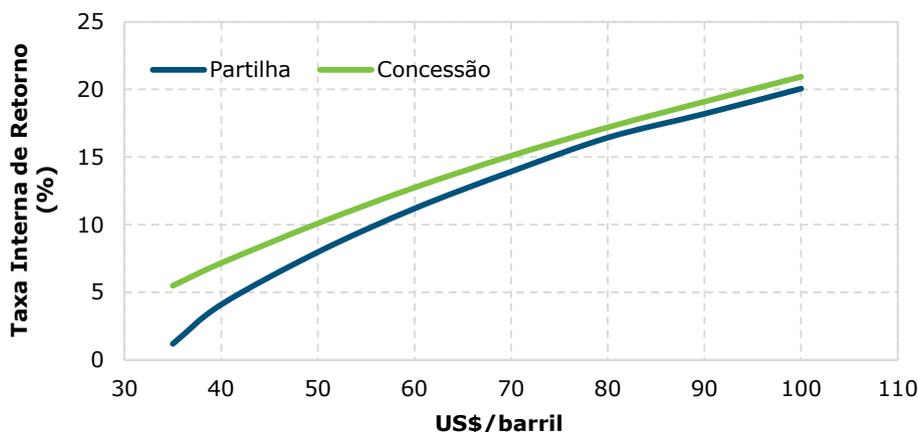
⁹ No leilão de Libra, o intervalo de referência era de preços de US\$ 100 a US\$120/barril e produtividade dos poços de 10.000 a 12.000 barris/dia.

amplia-se a arrecadação do Estado. Conseqüentemente, o projeto é um pouco menos atrativo. A TIR, com um preço de US\$ 70/barril, é aproximadamente um ponto percentual inferior no caso da partilha e o *break-even* é US\$ 6 superior, isto é, em um contexto de preços de petróleo mais baixos os projetos de partilha tem maiores dificuldades para se viabilizarem.

Essa diferença de arrecadação resulta das alíquotas utilizadas em cada contrato, logo é possível equalizar a arrecadação dos dois regimes com a alteração da alíquota de *royalty*, por exemplo. Segundo nossas estimativas, o aumento da alíquota de *royalty* para 16%, sob regime de concessão, acarretaria em uma igualdade de arrecadação nos dois contratos (US\$ 293 bilhões). A cobrança de uma alíquota de 15% de *royalties* nos dois regimes resultaria na diferença de apenas 10% de arrecadação¹⁰.

Em geral, os regimes de partilha são progressivos e expõem o empreendedor a menores riscos. No Brasil, como persistem elementos não progressivos, como bônus de assinatura e *royalty*, perde-se essa característica. As simulações apontam para uma inconsistência das regras de aplicação de partilha, no caso brasileiro. Conforme percebemos no Gráfico 1, o diferencial de atratividade entre os regimes de concessão e partilha decresce em relação ao preço. Particularmente, a TIR é comprometida em partilha, quando o preço do petróleo é baixo. Esse efeito é determinado pelo limite de recuperação de custos (50% da receita nos dois primeiros anos de produção e 30% nos anos seguintes), que implica em postergação no ressarcimento dos custos quando a receita é menor, como resultado de preços baixos. Dessa forma, o regime de partilha, no Brasil, implica em maiores riscos para o empreendedor.

¹⁰Se considerarmos a possibilidade da equalização do *government take* a partir do bônus de assinatura neste caso específico, para um bônus de US\$ 2 bilhões para a partilha, seria necessário um bônus de US\$5,4 bilhões no regime de concessão para tornar os regimes equivalentes neste aspecto.

Gráfico 1 - Taxa interna de Retorno e preço do petróleo

Fonte: Elaboração dos autores.

6. Considerações Finais

O surgimento da possibilidade de um novo patamar de produção e de renda do petróleo, através da descoberta do Pré-Sal, levou o governo a adotar um novo regime regulatório para esta nova fronteira exploratória no Brasil. Este TD mostrou que a adoção da Partilha resultou não apenas em um maior nível de taxa de projetos, mas também um maior controle por parte do Estado no processo de investimento.

Este texto apontou ainda os principais aspectos metodológicos dos contratos de concessão e de partilha e mostrou as vantagens e desvantagens entre tais regimes fiscais. Em tese, a depender dos parâmetros econômicos utilizados os contratos de concessão e de partilha podem gerar resultados equivalentes em termos de participação governamental e benefícios às empresas produtoras.

Na prática, a adoção de um ou outro regime está intrinsecamente relacionada às possibilidades de determinação do montante a ser arrecadado pelo Estado (*government take*) em projetos, a depender de seu potencial petrolífero e risco geológico. Obviamente não existe uma regra, porém o regime de partilha se adequa aos casos em que se busca uma maior arrecadação governamental em projetos de menor risco geológico. Ademais, ao garantir a recuperação dos custos de investimento, o Estado reduz o risco dos projetos, o que permite exigir em troca uma maior participação no excedente em óleo. Essa vantagem não se aplica a projetos de elevado risco geológico, já que estes resultam na exigência de uma maior participação pelos investidores no excedente em óleo.

Uma desvantagem do contrato de partilha em relação ao contrato de concessão é seu custo adicional de *compliance*, ou seja, os custos relacionados à necessidade de reconhecimento e aprovação de todos os custos recuperáveis. Neste sentido, é importante que desvantagens como esta sejam compensadas pelas vantagens associadas a um maior *government take* e benefícios do maior controle.

No Brasil, a partilha introduziu novos mecanismos de arrecadação da renda petrolífera que diferem dos contratos de concessão amplamente utilizados no país. Além das mudanças na alíquota dos *royalties*, que no caso do regime de partilha é de 15% e no de concessão no máximo 10%, introduziu-se mecanismo de partilha do excedente em óleo, que poderá variar de acordo com o contrato. Assim como se determinam valores mínimos para critérios em editais de concessão, também há fator de partilha mínimo estabelecido no edital de licitação. No entanto, a alíquota efetiva empregada irá variar com a faixa de preço do barril de petróleo e com a produtividade do campo. Neste sentido, esse fator representa mecanismo de arrecadação progressivo que substitui aquele observado na Participação Especial, presente no regime de concessão.

Além da possibilidade de elevação das participações governamentais, outra mudança introduzida pela partilha foi o aumento do controle estatal sobre o processo de investimento. No caso, o controle se dá não apenas pelo exercício das atividades de fiscalização da ANP, mas principalmente pela participação e pelo poder de veto da PPSA no comitê operacional de todos os projetos licitados de acordo com o regime de partilha.

A análise da experiência recente da introdução da partilha, no Brasil, permitiu identificar algumas fragilidades do arranjo institucional deste regime fiscal. O critério geográfico para definição da aplicação destes contratos implica na utilização do regime fiscal para todo tipo de projeto, inclusive os de elevado risco e baixo potencial petrolífero, onde as desvantagens da partilha podem superar as vantagens. Este preceito acarreta ainda na necessidade de uma complexa negociação para unitização de blocos com diferentes tipos de regimes fiscais no polígono do Pré-Sal.

Outra fragilidade identificada é a ineficácia do leilão para contratação sob regime de partilha, nos casos onde a Petrobras opte pela operação do campo. Este texto mostrou que não existe incentivo para concorrência no formato atual do processo de licitação.

Pelo exposto acima, é fundamental a reflexão sobre os mecanismos vigentes do regime de partilha de produção. Em particular, se entende necessária uma reflexão sobre a

possibilidade de permitir ao CNPE a decisão sobre qual tipo de contrato aplicar aos blocos a serem oferecidos, com base em uma avaliação de custos e benefícios de cada tipo de contrato.

Além disto, cumpre refletir sobre a estratégia de fixação de variáveis importantes do contrato de partilha. É importante que a fixação do bônus de assinatura siga uma lógica apropriada aos contratos, dado que influenciará as decisões quanto ao percentual de partilha a ser oferecido ao Estado. Um contrato de partilha com valores elevados de *royalties* e bônus de assinatura apresenta uma lógica econômica mais próxima da concessão, tornando ineficazes os benefícios ou propósitos esperados com a introdução de um novo modelo de contrato.

7. Referências Bibliográficas

- ANP (2013). Resolução Nº 25 de 08 de Julho de 2013. Disponível em: <https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjB8azxkODPAhUEf5AKHRsSB28QFggI MAE&url=http%3A%2F%2Fwww.anp.gov.br%2F%3Fdw%3D79053&usq=AFQjCNHQ3wXXKx-UiqdH61wIT4xDD-V6fw&bvm=bv.135974163,d.Y2I> . Consulta em: 02/10/2016;
- ANP (2013). Contrato de Partilha da Produção para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: <http://www.brazilrounds.gov.br/portugues/contratos_e_editais.asp> Consulta em: 09/10/2016;
- BAIN & COMPANY (2009) Estudos de Alternativas Regulatórias, Institucionais e Financeiras para a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Relatório Consolidado São Paulo, Junho 2009 Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/RelConsol.pdf> . Acesso em: Julho. 2016.
- BAIN COMPANY (2009). RELATÓRIO I - REGIMES JURÍDICO-REGULATÓRIOS E CONTRATUAIS DE E&P DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL;
- BAKER AND MCKENZIE (2010). Production Sharing Contracts: Implications for Pre-Salt Development in Brazil;

- BINDEMANN, K. (1999) "Production-sharing agreements: an economic analysis." Oxford Institute for Energy Studies, *World Petroleum Market Paper Series #25*. 1999.
- BORGES, C (2014). "Análise da unitização da produção de petróleo no Brasil e seus impactos sobre a política de conteúdo local e receitas extraordinárias." Tese de Doutorado em Planejamento Energético COPPE/UFRJ;
- BRAGA, L (2014). "Pré-Sal: Individualização da Produção e Contratos Internacionais de Petróleo." Ed. Saraiva. 230p. 2014;
- BRASIL (1997). LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm> consulta em: 15/08/2016.
- BRASIL (2009). Novo Marco Regulatório: Pré-Sal e áreas estratégicas. Ministério das Minas e Energia.
- BRASIL (2010). LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm consulta em: 08/10/2016;
- CASELLI B. (2012). REDESENHO INSTITUCIONAL E ARRANJOS CONTRATUAIS: UMA ANÁLISE DA REGULAÇÃO E DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO *UPSTREAM* BRASILEIRO. Universidade Federal do Rio de Janeiro;
- CASELLI B. (2013). EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL: RESULTADOS DO CONTRATO DE CONCESSÃO E OS DESAFIOS DA PARTILHA DE PRODUÇÃO. *VIII Congresso Brasileiro de Regulação*;
- CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE (2013). "Resolução n 5 do 25 De Junho De 2013." Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139163/Resolucao_CNPE_5_2013.pdf/bc0d3bcd-763f-42fa-82fa-9187ccc84ff1 consulta em: 25/09/2016;
- CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE (2013a). "Resolução n 7 do 09 De Outubro De 2013." Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139163/Resolucao_CNPE_5_2013.pdf/bc0d3bcd-763f-42fa-82fa-9187ccc84ff1 consulta em: 25/09/2016;
- CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE (2016). "Resolução n 2, de 3 De Março De 2016." Diário Oficial da União, p. 5 Seção 1. Brasília;
- CONSOLIH (2015). AVALIAÇÃO DA ATRATIVIDADE DE PROJETOS DE E&P EM ÁGUAS PROFUNDAS: UMA ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS REGIMES DE CONCESSÃO E DE PARTILHA. Universidade Federal do Rio de Janeiro;

- COTULA L (2010). Investment contracts and sustainable development: How to make contracts for fairer and more sustainable natural resource investments, Natural Resource Issues No. 20. IIED, London;
- DAVID, O., LOPES, L.; BRAGA, L (2014). "Compromisso de Individualização da Produção e Unitização em Áreas Não Contratadas à Luz da Resolução ANP nº 25/2013" Conferência Rio Oil & Gas 2014. 2014;
- ERNST & YOUNG (2012). *Global oil and gas tax guide 2012*.
 ----- (2015). *Global oil and gas tax guide 2015*.
- ESTADO DE MINAS (2016) Venda de petróleo do Pré-Sal depende de aprovação de política, diz PPSA. Agência Estado. 27 de Junho 2016. Disponível em: http://www.em.com.br/app/noticia/economia/2016/06/27/internas_economia,777400/venda-de-petroleo-do-pre-sal-depender-de-aprovacao-de-politica-diz-pps.shtml> Acesso em: 11/10/2016;
- GAFFNEY-CLINE (2010). Review and Evaluation of Ten Selected Discoveries and Prospects in The Pre-salt Play of the deepwater Santos Basin, Brazil. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 28 out. 2010.
- GUDMESTAD, Ove-T; ZOLOTUKHIN, ANATOLIÏ B; JARLSBY, E. T. (2010). Development of Petroleum Resources With Emphasis on Offshore Fields. WIT Press.
- JOHNSTON, D (2003). International Exploration Economics, Risk, and Contracts Analysis, PenWell Books
- JOHNSTON, D. (1994a). *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. PennWell Books, Tulsa
- JOHNSTON, D; Johnston, D; Rogers, T. (2008) International Petroleum Taxation for the Independent Petroleum Association of America. New Hampshire: IPAA
- LIMA, G. A. C.; Ravagnani, A. T. F. S. G.; Schiozer, D. J. (2010). Proposed Brazilian Fiscal System for Pre-Salt Production Projects: A Comparative Study of Gain and Loss of Government and Companies. Society of Petroleum Engineers
- NRGI - NATURAL RESOURCE GOVERNANCE INSTITUTE (2014). "Natural Resources Charter: Second Edition"
- MENEZELLO, Maria D'Assunção Costa (2000). Comentários à Lei do Petróleo: Lei Federal número 9.478, de 6-8-1997. São Paulo: Atlas
- MIAN, M. A. (2010). Designing Efficient Fiscal Systems. Society of Petroleum Engineers. Texas: USA.

- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (2016). "Relatório Semestral de Atividades Relacionadas aos Contratos de Partilha de Produção para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - 2º Semestre 2015". Brasília; 2016
- OGUNLEYE T (2015). A Legal Analysis of Production Sharing Contract Arrangements in the Nigerian Petroleum Industry. *Journal of Energy Technologies and Policy*. Vol.5, No.8, 2015;
- PAIVA R (2014). Processo de Reconhecimento do Custo em Óleo em Contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural sob Regime da Partilha de Produção. Fundação Dom Cabral. Rio de Janeiro
- PEDRA D. e ESTEVES H (2013). Comentários Relativos à Cessão de Direitos e Obrigações dos Contratos de Concessão à Luz da Nova Lei de Defesa da Concorrência (Lei n.º 12.529/2011). Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP).
- PEDROSA O (2016). Perspectivas do Pré-Sal e a Crise do Petróleo;
- PEREIRA A. (2010). Contratos de Partilha da Produção: Histórico e Modelos Internacionais;
- PETROBRAS (2012). Plano de Negócios e Gestão 2012/2016. 15 de agosto de 2012.
- PETROBRAS, Visão Geral Petrobras. Janeiro de 2013. 2013. Disponível em www.investidorpetrobras.com.br. Acesso em 07/09/2014.
- PIRES, Paulo V. (2000) A evolução do monopólio estatal do petróleo. Rio de Janeiro: Lumen Juris.
- PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. – PPSA (2016a). "Perspectivas do Pré-Sal e a Crise do Petróleo"Apresentação de Oswalo A. Pedrosa Jr. (Diretor Presidente-PPSA) no Instituto de Economia da UFRJ. Rio de Janeiro.
- (2016b). "Perspectivas para Exploração e Desenvolvimento do Pré-Sal"Apresentação de Oswalo A. Pedrosa Jr. (Diretor Presidente-PPSA) na Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro.
- PWC (2012). Investment and Taxation Guide: Oil and Gas in Indonesia. Price Water Coopers. 5th Edition.
- RYSTAD ENERGY (2014). E&P companies paid over 1.9 trillion USD in the form of government compensation in 2013. Disponível em: <http://www.rystadenergy.com/NewsEvents/PressReleases/ep-companies-paid-over-1.9-trillion-usd-in-the-form-of-government-compensation-in-2013> consulta em: 19/10/2016;

- SECRETARIA DE POLÍTICA ECONÔMICA – SPE/MF (2016). “Medidas regulatórias no setor de óleo e gás elevarão o crescimento da economia”. Ministério da Fazenda. Brasília.
- SOUSA, Francisco J. R. (2011). A Cessão Onerosa de áreas do Pré-Sal e a Capitalização da Petrobras. Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados.
- TAVARES, F.; LOSEKANN, L.; PRADE, Y. (2016) Desafios económicos de processos de unitização do Pré-Sal. Blog Infopetro. Junho 2016
- TOLMASQUIM, Maurício. T.; PINTO JÚNIOR, Helder Q. (2011). Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo. Rio de Janeiro : Synergia.
- TORDO, Silviana. (2007) “Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues.” World Bank Working Paper No. 123. 2007.
- VAN MEURS, P., 2008, “Trends in Maximizing the value of government revenues from oil and gas”, AIPN International Conference, Bangkok, Thailand, 20 out.