

**AVALIAÇÃO DO LEILÃO DE LIBRA: SENSIBILIDADE DA
ATRATIVIDADE ECONÔMICA E DA ARRECADAÇÃO
GOVERNAMENTAL FRENTE A FATORES CRÍTICOS PARA O
PROJETO**

Helder S. Consoli¹, Edmar L. F. de Almeida², Luciano D. Losekann³

Copyright 2014, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014**, realizado no período de 15 a 18 de setembro de 2014, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas no trabalho completo submetido pelo(s) autor(es). Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014*.

Resumo

A indústria brasileira do petróleo tem passado por mudanças consideráveis desde a descoberta do Pré-sal. De acordo com o volume de recursos recuperáveis estimados, o país pode se tornar um grande exportador de hidrocarbonetos. Diante deste novo cenário, o governo brasileiro decidiu modificar a estrutura regulatória especificamente para as áreas do pré-sal que ainda não haviam sido leiloadas. O objetivo desta mudança era capacitar o governo brasileiro a lidar com o novo papel que o mesmo terá no cenário energético internacional, além de permitir que o Estado aproprie uma maior parcela da renda petrolífera. Assim, o regime contratual de partilha foi implementado em 2010 e o primeiro leilão (campo de Libra) foi feito em 2013. Este artigo avalia este primeiro leilão, estimando os principais resultados do projeto de E&P de Libra, e estuda as consequências das mudanças regulatórias sobre as participações governamentais e a rentabilidade do projeto (*government take*, VPL e TIR). A segunda parte da análise tem o propósito de verificar os mesmos resultados se o mesmo projeto estivesse sujeito à estrutura regulatória de Concessão. As conclusões mostram que o projeto está sujeito a inúmeros riscos (principalmente de custos e do preço do barril). Além disso, o artigo identifica que apesar das mudanças regulatórias permitirem o aumento da parcela da renda petrolífera apropriada pelo governo, o mesmo resultado poderia ter sido alcançado modificando determinadas variáveis do existente regime de concessão, o que evitaria a paralisação de 5 anos dos leilões de novos campos offshore.

Abstract

The oil and gas industry in Brazil has been changing since the discovery of giant reserves in the pre-salt layer. The country has the potential to become an exporter of oil and gas in the coming years. In order to hold a strategic role with this new scenario, the Brazilian government decided to change its regulatory framework over the pre-salt areas. The aim of such new framework is to enable the Brazilian government to face the economic consequences of that new positioning in the international energy market, and to allow the State to take a greater share of the wealthy created by the oil industry. So the Production Sharing contracts were regulated in 2010 and the first auction of a pre-salt field (Libra) was held in 2013. This paper assesses this first auction, estimating the outcomes of the Libra's E&P project, and studies the consequences of these regulatory changes over the main indicators of the project (*government take*, NPV and IRR). In the latter part of the analysis, the purpose is to verify what could happen if the same project were made according to the concession regulatory framework. The study concludes that the project is susceptible to several risks (mainly costs and barrel prices). Besides, it identifies that, despite the regulatory changes increases the government take, the Brazilian government could reach the same result changing specific variables of its concessionary system, i. e., avoiding a five-year interruption in its auctions.

¹ Bacharel, Mestrando em Economia - UFRJ

² Professor Associado - IE-UFRJ

³ Professor Associado – IE – UFF

1. Introdução

A descoberta do pré-sal acarretou em mudanças regulatórias importantes para a indústria do petróleo no Brasil. Segundo o entendimento do governo brasileiro, o considerável volume de recursos estimados não deveria ser explorado de acordo com as regras do regime de Concessão. O menor risco geológico justificaria a orientação de maior parcela da renda petrolífera para o Estado. Além disso, a descoberta atribui ao Brasil um novo papel no cenário energético internacional, gerando a necessidade de criação de mecanismos institucionais capazes de lidar com o excedente de petróleo que será produzido e os efeitos econômicos desencadeados por esta nova posição e impulsionar o desenvolvimento do país.

Desta forma, o Novo Marco Regulatório surge como uma maneira de instituir um regime contratual que permite uma maior apropriação dos recursos por parte do Estado para o mesmo fazer frente aos desafios e oportunidades que surgem atrelados a este contexto. A adoção do regime contratual de Partilha para os campos pertencentes à área do pré-sal delimita, portanto, um novo modelo na relação entre o Estado e as empresas que atuam no *upstream*. Neste processo, as regras e os parâmetros definidos pelo leilão do campo de Libra devem servir de referência para os próximos leilões no pré-sal. Desta forma, estimar os impactos econômicos do campo de Libra em termos de retorno das empresas e arrecadação do governo em diferentes cenários é crucial para orientar as discussões de aprimoramento para os próximos leilões de campos do pré-sal.

A proposta deste trabalho consiste em fazer dois tipos de análise. A primeira consiste de uma análise de sensibilidade sobre as principais variáveis indicadoras da atratividade (TIR e VPL) à medida que variam elementos de incerteza dos projetos (produtividade dos poços, custos, preço do barril, ano de início da produção, número de módulos entrando em operação por ano).

No segundo ponto, cujo objetivo é medir como o projeto é sensível às mudanças regulatórias, observaremos em que medida a adoção do regime de Partilha em contraponto ao regime de concessão no contrato de Libra afeta as variáveis de interesse do governo e, portanto, se este atingirá seu propósito de se apropriar de uma maior parcela da renda da atividade. Tal comparação permitirá ainda verificar em que medida as empresas que investirão no projeto estão mais expostas a elementos críticos do mesmo em razão da natureza do contrato de partilha definido no Brasil e de sua diferença em relação ao de concessão.

Além desta introdução e da conclusão, o artigo é dividido em cinco seções. Na primeira seção são expostos os principais marcos regulatórios da indústria. A segunda discorre sobre as principais características do modelo de concessão adotado no Brasil. A seção 3, por sua vez, identifica as características do modelo de partilha implantada no Brasil, e detalha os elementos definidos no primeiro leilão sob o novo regime. A seção 4 expõe a metodologia utilizada para o desenvolvimento da avaliação proposta. E o capítulo 5 discute os principais resultados obtidos no modelo.

2. Os Marcos Regulatórios de E&P

Há uma grande diversidade de marcos regulatórios na indústria do petróleo, uma vez que cada governo cria um aparato regulatório para o setor de acordo com seu entendimento sobre o modo saudável de funcionamento do mercado e de sua capacidade e necessidade de apropriar parcela da renda gerada pelo setor.

Johnston (1994) apresenta a seguinte classificação dos marcos regulatórios: os regimes contratuais compensatórios ou remuneratórios; e os regimes de concessão. Os primeiros podem ser subdivididos em contratos de partilha de produção, serviços e de associação. Enquanto os regimes de concessão podem ser puros ou com parceria estatal. Tais arranjos são verificados quando não há monopólio de empresa estatal sem participação privada.

2.1. Contratos de Serviços

Tais contratos apresentam a característica que de todo o produto da lavra pertence ao Estado ou da empresa estatal que o representa. Este ressarcе a empresa contratada em virtude dos custos incorridos no projeto (inclusive tributos) e realiza um pagamento adicional de forma a remunerá-la.

Os contratos de serviços podem ser classificados em serviços puros ou serviço com risco. O contrato é classificado como serviço puro se a remuneração da empresa contratada se dá pelo reembolso dos custos mais uma 'taxa administrativa'. Neste caso, o risco exploratório é assumido inteiramente pelo governo. Se a empresa for remunerada de acordo com seu desempenho ou com base na participação no resultado, o contrato é do tipo serviço com risco. Neste caso, a intenção do governo é tornar a atividade mais eficiente, evitando que haja custos desnecessários, portanto, o risco exploratório é assumido pela empresa e, em compensação, esta se apropria de uma parcela maior da renda petrolífera.

2.2. Contratos de Concessão Pura

Em regimes de concessão pura, o direito de propriedade sobre o petróleo e/ou gás produzido é da empresa (ou empresas) contratada(s). A transferência da titularidade do Estado para as concessionárias é a contrapartida dos riscos

assumidos por estas e dos tributos, royalties, bônus de assinatura, participação especial e demais obrigações estabelecidas em contrato a ser pagas ao governo.

2.3. Contratos de Concessão com Parceria Estatal

Neste caso, o Estado entra como parceiro no empreendimento, representado por uma empresa estatal. Ao assumir este papel, o Estado assume parte dos riscos de exploração e dos custos do projeto e, como qualquer outra empresa pertencente ao consórcio que desenvolve o projeto, é remunerado de acordo com a proporção de sua participação.

2.4. Contratos de Partilha de Produção

Diferentemente dos contratos de concessão, nos contratos de partilha, o produto da lavra é de propriedade da empresa estatal que representa o Estado. Esta, por sua vez, destina parte do produto para as demais empresas envolvidas no projeto de modo a compensar os custos incorridos, os riscos assumidos pelas mesmas e os pagamentos de tributos e demais obrigações ao governo.

Neste sentido, é importante introduzir dois conceitos característicos dos contratos de partilha: custo em óleo e excedente em óleo. O custo em óleo equivale ao volume de petróleo e gás natural que é transferido às empresas contratadas a fim de que estas possam fazer frente aos custos recuperáveis. Para evitar o comportamento oportunista, são impostos limites de recuperação de custos. O volume restante do óleo produzido é o excedente em óleo, que será dividido entre a empresa contratada e o governo de acordo com o percentual de partilha definido no contrato.

2.5. Contratos de Associação

Nestes contratos, a empresa estatal se associa às empresas privadas e assume o risco de exploração de acordo com a sua participação no projeto. Esta associação pode ser realizada por meio de consórcio ou através da formação de uma Sociedade Comercial, ou seja, formando uma nova figura jurídica.

Nesse tipo de contrato, a empresa estatal é remunerada de acordo com sua participação no empreendimento. Diferentemente dos contratos de partilha, nos contratos de associação inexistem os conceitos de custo em óleo e excedente em óleo, uma vez que a empresa estatal também assume parte dos custos recuperáveis.

3. O Modelo de Concessão adotado no Brasil

O modelo de Concessão brasileiro foi instituído pela Lei nº 9.478 de 1997, interrompendo um período de 44 anos caracterizados pelo monopólio da Petrobras. Ancorado no modelo de concessão puro, o modelo brasileiro foi instituído a fim de estimular a concorrência no setor. Desta forma, esta lei mudou consideravelmente o marco regulatório da indústria brasileira de petróleo.

Com a introdução deste novo marco regulatório, foi necessária a criação de instituições capazes de promover o bom funcionamento deste mercado. Dentre tais instituições, destacam-se o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), criadas em 1997 pela mesma lei nº 9.478.

O papel do CNPE é de assessorar o Presidente da República sobre políticas nacionais e diretrizes específicas de energia. Além disso, cabe ao CNPE promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, assegurar o suprimento energético a áreas remotas, induzir o incremento de índices mínimos de conteúdo local, etc. Por sua vez, a ANP tem como finalidade implementar políticas energéticas, promovendo a regulação, contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo.

No Brasil, são realizadas rodadas de licitações para selecionar as empresas que serão responsáveis pela exploração, desenvolvimento e produção do petróleo (caso seja confirmada sua presença em volumes tais que tornem sua produção economicamente viável). No momento do leilão, as empresas ou consórcios interessados na exploração do campo apresentam não apenas o valor do bônus de assinatura a ser pago, mas também o Programa Exploratório Mínimo e o compromisso com a aquisição de bens e serviços da indústria nacional. Segundo estes critérios, é definido o consórcio vencedor. Desta forma, estes investidores se apropriam do petróleo e gás a ser produzido e, em contrapartida, assumem os riscos, tributos e custos característicos da atividade de E&P.

É importante notar que, apesar da titularidade das reservas de hidrocarbonetos continuarem sendo do Estado, o produto da lavra passa a ser considerado propriedade das empresas exploradoras. Além disso, no contexto condicionado pelos termos estabelecidos nesta lei, a Petrobras passou a atuar como qualquer outra empresa privada, não exercendo qualquer tipo de privilégio em relação às empresas privadas nacionais ou estrangeiras.

Neste modelo, a renda petrolífera da qual o governo se apropria engloba o bônus de assinatura, os tributos diretos (IRPJ, CSLL, PIS e COFINS) e indiretos (ICMS, ISS, IPI, II e IOF) sobre a atividade, royalties (de 5% a 10% do total da produção) e participação especial (alíquotas progressivas sobre a receita líquida dos campos com elevado volume de produção ou elevada rentabilidade). Além disso, para os casos de E&P *onshore*, as concessionárias devem pagar renda ao proprietário de terra.

O modelo de concessões implantado para as atividades de E&P no Brasil geraram profundas transformações no setor. Permitindo a participação de empresas estrangeiras, o setor adquiriu um maior dinamismo, gerou mais empregos e apresentou avanços desde então. Entretanto, a descoberta das volumosas reservas do pré-sal, levou os agentes do governo a discutir sobre a necessidade de novas mudanças, a fim de fazer destas reservas uma plataforma de desenvolvimento do país.

4. O Modelo de Partilha Adotado no Brasil

Segundo o entendimento do governo brasileiro, o considerável volume de recursos estimados não deveria ser explorado de acordo com as regras do regime de Concessão. O menor risco geológico justificaria a orientação de maior parcela da renda petrolífera para o Estado. Além disso, a descoberta atribui ao Brasil um novo papel no cenário energético internacional, gerando a necessidade de criação de mecanismos institucionais capazes de lidar com o excedente de petróleo que será produzido e os efeitos econômicos desencadeados por esta nova posição e impulsionar o desenvolvimento do país. Desta forma, o Novo Marco Regulatório surge como uma maneira de instituir um regime contratual que permite uma maior apropriação dos recursos por parte do Estado para o mesmo fazer frente aos desafios e oportunidades que surgem atrelados a este contexto.

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.

O regime de partilha foi instituído pela lei 12.351/2010. De acordo com esta, o contratado exerce por sua conta e risco as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, adquirindo o direito de se apropriar do custo em óleo¹, do volume de produção correspondente aos royalties devidos e de uma percentagem do excedente em óleo² de acordo com os termos estabelecidos em contrato (em caso de descoberta comercial). Assim, o governo se apropria dos mesmos elementos listados no caso de concessão (exceto participação especial, pois não se aplica a este caso) e do excedente em óleo que lhe cabe, conforme definido no contrato de partilha de cada campo leiloado.

A lei 12.276/2010 autorizou a cessão onerosa do exercício de atividades de E&P à Petrobras, justificada pelo propósito de fortalecer a empresa do ponto de vista financeiro e dos recursos obtidos pelas áreas cedidas, além do fato de que inexistia na União a estrutura necessária para realizar as atividades exploratórias no pré-sal. A lei 12.304/2010, por sua vez, cria a Pré-sal Petróleo S.A., empresa responsável por gerir os contratos de partilha de produção e os contratos de comercialização de hidrocarbonetos pertencentes à União (a parcela do excedente em óleo que cabe ao governo).

Fundamentado nessas três leis, o regime de Partilha brasileiro institui ainda a participação mínima (30%) da Petrobras em todos os empreendimentos a serem desenvolvidos nos campos do Pré-sal. Assim, diferentemente do modelo de Concessão, a Petrobras usufrui de uma posição mais vantajosa em relação às demais empresas atuantes no setor, tendo em vista que está previsto que pelo menos 30% do lucro dos projetos do pré-sal serão por ela apropriados. Entretanto, isto coloca a empresa diante de uma situação desafiadora, tendo em vista que o capital necessário para realizar tais investimentos é consideravelmente grande.

4.1. A Primeira Rodada de Licitações Sob o Regime de Partilha: o Leilão de Libra

Um modo importante de ilustrar as principais características do modelo de partilha está na análise da primeira licitação de partilha, o leilão de Libra. Apesar de tratar exclusivamente da Partilha deste campo, o edital definiu regras que tendem a ser observadas nos próximos leilões e, ao mesmo tempo, constitui um ponto a partir do qual este processo pode ser aprimorado sob o novo regime. Desta forma, ele serve de base para a análise de futuras oportunidades de negócio sob o regime de partilha e sua análise é de suma importância.

O CNPE, por meio das Resoluções nº 5 e nº 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;
- ii) participação mínima da Petrobras não inferior a trinta por cento
- iii) itens que compõem o custo em óleo referem-se aos gastos relativos à exploração, desenvolvimento, produção e abandono, sendo reconhecido somente dispêndios cujo valor tenha sido aprovado pelo Comitê Operacional
- iv) 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%

¹ Parcela da produção correspondente ao custo e aos investimentos realizados na execução do projeto de E&P.

² Parcela da produção correspondente à diferença entre a produção total de hidrocarbonetos e as parcelas correspondentes ao custo em óleo e às Participações governamentais.

- sem atualização monetária);
- v) 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;
 - vi) bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões (sendo R\$50 milhões destinados à PPSA)

O consórcio vencedor do leilão de Libra, formado pela Petrobras, Total, Shell, CNPC e CNOOC, foi o único a apresentar proposta. A participação da Petrobras no consórcio é de 40% dos quais 30% é atribuído à empresa por Lei e 10% adquiridos no leilão. Tanto a Shell quanto a Total adquiriram 20% de participação no consórcio e as chinesas CNPC e CNOOC possuem 10% de participação cada. Sem concorrência, a proposta do excedente a ser repassado para a União foi de 41,65%, percentual mínimo estabelecido no Edital. E, o bônus de assinatura, conforme definido no edital, foi de R\$15 bilhões, o maior da história dos leilões de campos de petróleo no Brasil.

5. Metodologia

A construção da análise proposta tem como instrumento um modelo de simulação desenvolvido em Microsoft Excel por pesquisadores do IBP e do Grupo de Economia da Energia que analisa o fluxo de caixa de um projeto de exploração de petróleo em águas profundas ao longo de sua vida útil. Mais especificamente, tal modelo adota os parâmetros estabelecidos pelo contrato de Partilha do campo de Libra. Assim, é possível avaliar a atratividade do projeto dado o novo contexto regulatório. Para obter a segunda parte da análise, este modelo foi aprimorado de modo a permitir que o usuário verifique não apenas os resultados do projeto sob as regras de partilha, mas também sob as regras que caracterizam o regime de concessão.

Os parâmetros adotados inicialmente são os seguintes: 35 anos de duração do contrato, reservas equivalentes a 8 bilhões de barris, presença de 80% de óleo e 20% de gás, preço do petróleo US\$ 90/barril, preço do gás US\$ 6/MMBTU, bônus de assinatura US\$7,5 bilhões, royalties de 15% para o caso de partilha e 10% para concessão, produtividade do poço de 11.000 bbl/d, início da produção em 2020 (como considerado pela Petrobras), apenas um módulo entrando em operação a cada ano a partir do início da produção.

No caso do regime de concessão, os parâmetros adotados são semelhantes, exceto o royalty cobrado que, neste caso é de 10%. Obviamente, são desconsiderados os conceitos de lucro em óleo do governo, custo em óleo, etc característicos do regime de partilha, ao passo que a participação especial passa a ser considerada (cuja incidência respeita o volume de petróleo produzido). A partir deste cenário de referência, podemos verificar como as variáveis de interesse respondem às variações nos demais parâmetros mencionados, além de comparar Partilha e Concessão.

6. Resultados

Como observado anteriormente, nossa análise será dividida em duas partes. Primeiramente, serão avaliados os resultados do projeto de Libra sob o contrato de Partilha, conforme os parâmetros verificados em contrato. O segundo item discorre sobre a comparação entre o projeto sob o contrato de partilha com a situação hipotética em que o mesmo projeto estivesse sujeito a um contrato de concessão.

6.1. Atratividade Econômica do Projeto

A avaliação da atratividade do projeto é construída observando como a TIR e o VPL respondem a diferentes níveis de preço do barril de petróleo, à produtividade dos poços produtores, e aos custos de produção. No que se refere à resposta dos indicadores de atratividade do projeto a diferentes níveis de preço, podemos notar que, como esperado, a TIR e o VPL apresentam uma trajetória crescente. Importante notar ainda que a viabilidade do projeto é comprometida quando se considera o preço do barril a US\$ 70. Isto reflete, portanto, os elevados custos do projeto e, conseqüentemente, sua vulnerabilidade aos preços do barril de petróleo.

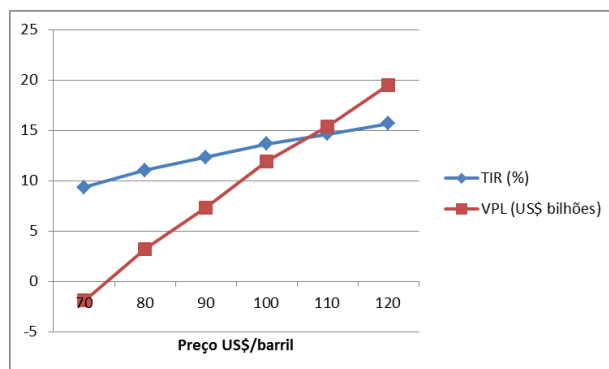


Figura 1 - Sensibilidade ao Preço do Barril

A previsão do início da produção do campo de Libra é em 2020, ou seja, no sétimo ano após a assinatura do contrato de partilha. Caso esta previsão se cumpra e, considerando os demais parâmetros constantes, o modelo estima um VPL de US\$ 7,3 bilhões. No seguinte gráfico é possível observar que cada ano de atraso gera perdas expressivas sobre o VPL. Para o período contemplado no gráfico, um ano de atraso equivale a uma perda média de US\$ 1,2 bilhão. Quanto ao *government take*, que sob o cenário de referência atinge US\$ 65,1 bilhões, a perda correspondente é, em média, de US\$ 4,5 bilhões.

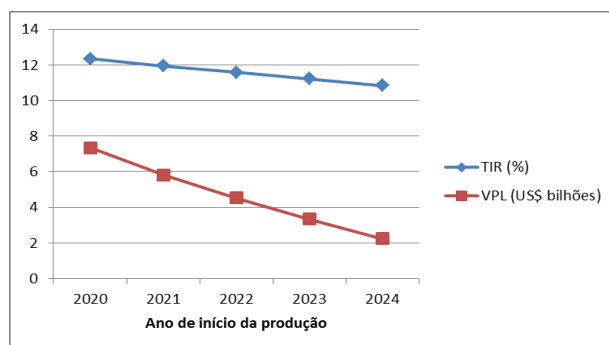


Figura 2 - Sensibilidade a Atrasos na Produção

Quanto à resposta dos indicadores de atratividade em relação aos custos, a leitura do seguinte gráfico torna evidente que os custos (Capex e Opex) não possuem muito espaço para crescer além do nível daqueles estimados inicialmente. Se tanto Opex quanto o Capex se revelarem 20% maiores, o VPL torna-se praticamente zero.

Supondo um cenário de preços mais desfavorável, de US\$ 80/barril, se os custos forem 10% maiores que os considerados pelo cenário de referência, o VPL se torna negativo. Desta forma, percebe-se que o projeto é muito sensível à variação de custos, o que torna evidente a fragilidade do mesmo em relação a esta variável.

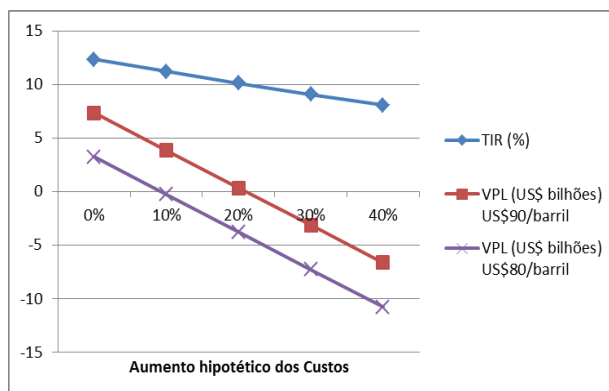


Figura 3 - Sensibilidade a Variação dos Custos

6.2. Concessão e Partilha: uma Análise Comparativa

A análise comparativa desenvolvida evidencia que o propósito do governo em se apropriar de uma maior parcela da renda petrolífera é alcançado. De acordo com os números apresentados pela figura 5, para diferentes níveis de preço, o *government take* sob contrato de concessão é menor que o verificado sob contrato de partilha. A diferença em termos numéricos atinge US\$ 4,5 bilhões, considerando o preço hipotético de US\$ 120/barril.

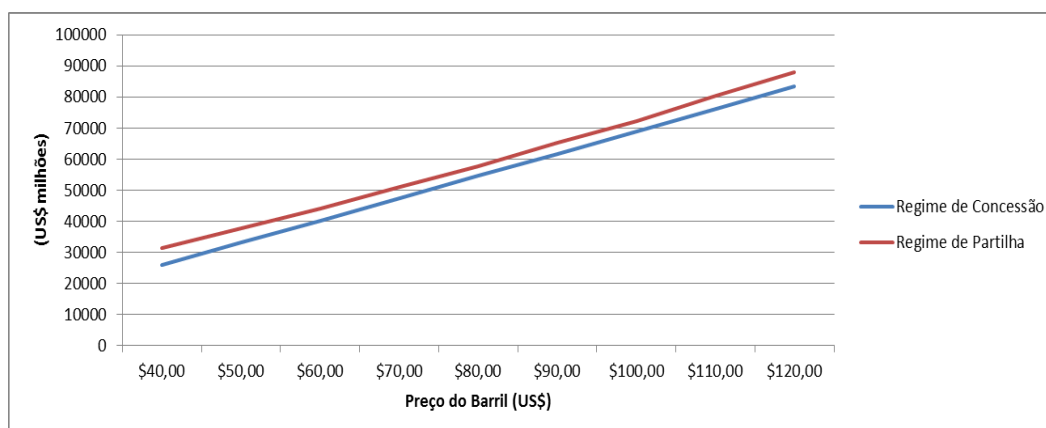


Figura 5 – *Government Take* e preços do Barril de petróleo

É importante verificar ainda como o *government take* se comporta em relação a diferentes níveis de produtividade do poço, tendo em vista a incerteza referente à capacidade exploratória. De modo semelhante ao gráfico anterior, nota-se que o *government take* sob o regime de concessão é menor do que o verificado sob o regime de partilha e que a diferença entre eles cresce com o aumento da produtividade do poço.

Esta diferença se justifica por um elemento presente em partilha que está ausente na concessão. Tanto em partilha, quanto em concessão, observa-se um efeito de incremento do *government take* devido ao aumento da produtividade, pois a rentabilidade do projeto é maior quando a necessidade de investimentos decresce. Entretanto, no caso da Partilha, a parcela do *profit oil* destinada ao governo varia com o nível de produtividade. Quanto maior a produtividade, maior é esta parcela. Enquanto isso, na lógica observada no modelo de concessão, o aumento da arrecadação do governo reflete apenas, neste caso, o aumento correspondente à produtividade, uma vez que as parcelas destinadas ao governo (de royalties, participação especial, etc) não se modificam.

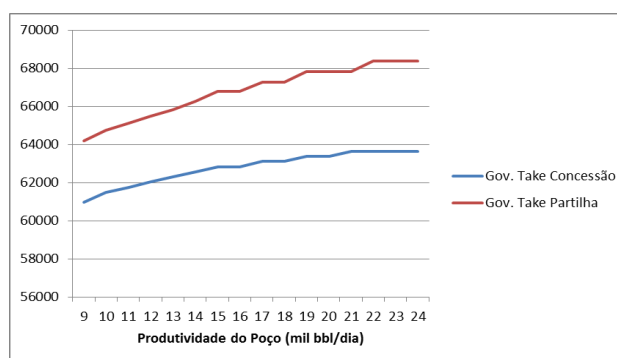


Figura 6 – *Government take* e a produtividade por poço produtor

Entretanto, a capacidade do governo se apropriar da renda do setor é um elemento conflitante com a atratividade do negócio para as empresas interessadas em investir nas atividades de *upstream*. Assim, torna-se crucial avaliar em que medida a aplicação do contrato de partilha, em vez de concessão, gera uma redução da renda petrolífera apropriada pelas empresas que investem no negócio. Assim, ao analisar a figura 7, verifica-se que, embora a atratividade do projeto (medido pela Taxa Interna de Retorno) seja menor sob o regime de partilha independente do nível de preços, o mesmo ainda gera um retorno considerável.

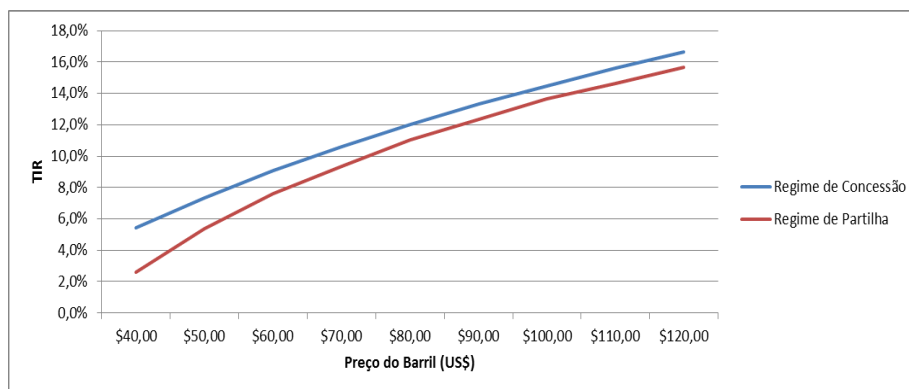


Figura 7 – TIR frente a diferentes níveis de preço

Em termos monetários, o *company take* observado, considerando os parâmetros de referência, atinge US\$10,6 bilhões para a concessão e US\$7,3 bilhões no caso de partilha, uma diferença equivalente a US\$3,6 bilhões. Dada esta diferença, o tipo de contrato é fundamental para determinar a viabilidade do projeto em questão. Um cenário negativo pode ser vislumbrado quando se consideram incertezas referentes a determinados parâmetros tais como o ano de início da produção e preço do barril de petróleo. Uma combinação desfavorável destes elementos pode inviabilizar o projeto sob um contrato de partilha, ao passo que o mesmo seria viável sob concessão. Como podemos observar no gráfico a seguir, supondo um cenário no qual o preço do barril seja de 70 dólares, percebe-se claramente que o tipo de contrato determina a viabilidade do projeto, tendo em vista que o início da produção pode atrasar até dois anos de maneira a manter o projeto viável sob o regime de concessão enquanto se mantém inviável sob o regime de partilha.

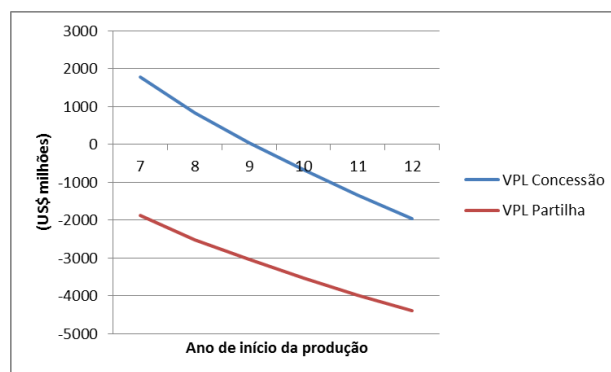


Figura 8 – VPL e atrasos no início de produção com cenário de preço desfavorável

Dadas as avaliações realizadas, uma importante questão a ser respondida é: quais mudanças nos parâmetros, verificados para o regime de concessão, seriam suficientes para equiparar o *government take* e as variáveis indicadoras da atratividade do projeto sob concessão àquelas verificadas no projeto sujeito ao regime de partilha? Para fazer esta avaliação, alguns parâmetros característicos do contrato de concessão serão alterados de modo a aproximar seus resultados aos de partilha.

Avaliando inicialmente os royalties, tendo em vista que no regime de concessão sua incidência é de 10%, enquanto em partilha ele ficou definido em 15%, observamos que a equiparação do *government take*, mantendo tudo o mais constante, ocorre quando se considera royalty de 16,8% em concessão³. A Figura 9 ilustra esta análise ao expor a razão entre o *government take* de concessão e de partilha para diferentes níveis de royalties aplicados em concessão (eixo horizontal). Como pode ser observado, o *government take* em concessão, para as condições de referência, é 5,1% menor que o de partilha (tal diferença equivale a US\$ 3,35 bilhões). Fica evidente ainda que a diferença do royalty aplicado no regime de concessão não é determinístico, apesar de importante, para a diferença no *government take*, tendo em vista que para que ocorra a equiparação mostrada, o royalty deve ser superior a 15%.

³ O royalty considerado em partilha é mantido constante em 15%.

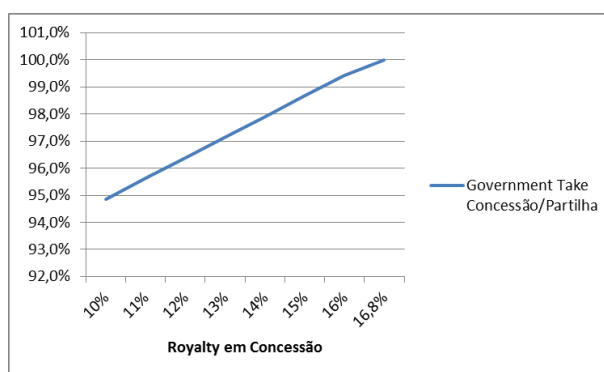


Figura 9 – *Government take* relativo para diferentes royalties em concessão

A mesma análise pode ser feita considerando variações no bônus de assinatura. Em partilha, o *government take* observado ao considerar os parâmetros de referência (bônus de assinatura de US\$ 7,5 bilhões) atinge US\$ 65,11 bilhões, enquanto o *company take* é de US\$ 7,33 bilhões. Para que o *government take* e o *co. take* de concessão tornem-se equivalentes aos respectivos valores citados, é necessário que o bônus de assinatura em concessão seja de US\$ 11,27 bilhões. Isto equivale a uma diferença de US\$ 3,77 bilhões.

Observar tais diferenças e como elas podem ser equalizadas, induz à reflexão sobre a decisão do governo no que se refere à adoção do regime de partilha. Em primeiro lugar surge a indagação se todo o esforço político do governo para estabelecer o regime de Partilha é compensado pelos resultados sugeridos pelo modelo. Todo o debate gerado em torno do novo regime contratual gerou um desgaste político e, acima de tudo, um sacrifício econômico.

Este sacrifício econômico se refere basicamente ao tempo decorrido entre a interrupção das rodadas de licitação em 2008 e sua retomada apenas em maio de 2013 (na 11ª Rodada de Licitações). O período de cinco anos necessário para definir e implementar um novo tipo de regime, é muito extenso, considerando o custo de oportunidade por deixar de explorar e iniciar a produção em novas reservas de petróleo. Tal ônus se traduz não apenas em perdas de arrecadação para o governo durante o período em questão, mas também perdas para as empresas que não puderam se planejar a fim de preservar o volume de reservar produzido no Brasil durante o período em questão. Neste sentido, o período de “paralização” significa um período de incerteza para os investidores.

Supondo que o objetivo primordial do governo brasileiro era se apropriar de maior parcela da renda do setor de petróleo, os mesmos resultados gerados pelo aparato formulado para os contratos das áreas Pré-sal poderiam ser alcançados por mudanças pontuais no modelo de concessão (royalties ou bônus de assinatura, como observado anteriormente).

7. Conclusão

As mudanças regulatórias definidas após a descoberta do grande volume de recursos estimados na camada do Pré-sal são fundamentais para definir a atratividade dos projetos dos campos pertencentes a esta área. Conforme a análise desenvolvida ao longo deste artigo, foi possível observar que o projeto a ser desenvolvido no campo de Libra está sujeito a uma série de elementos que geram incerteza para seus resultados.

Dentre estes fatores, foram destacados os atrasos na produção, os diferentes níveis de preço do petróleo e os níveis de custo. Notou-se que os custos compõem um fator de extrema relevância. Considerando suas características geológicas e as regras definidas para partilha, o projeto é pouco flexível em relação ao aumento de custos, tanto Opex quanto Capex. O VPL zera supondo custos pouco maiores que os estimados e para níveis de preço do barril factíveis. Além disso, em cenários mais desfavoráveis, põe-se em risco a viabilidade do projeto.

Finalmente, o texto compara os resultados de Libra, conforme definido no contrato de partilha, à situação hipotética de que o mesmo projeto fosse contratado acordo com o arcabouço regulatório de concessão. Neste sentido, a análise evidencia que o processo decisório do governo pode ter sido equivocado, uma vez que uma maior apropriação da renda do setor poderia ser obtida mantendo o modelo anterior. Para tanto, bastaria realizar alguns ajustes em elementos pontuais, tais como o bônus de assinatura, os royalties ou participação especial a serem pagos nas áreas do Pré-sal a serem licitadas.

Apesar do processo político não ter sido conduzido apropriadamente e, das fragilidades do projeto observadas de acordo com o modelo desenvolvido, para determinadas condições, o empreendimento possui taxas de retorno significativas. O objetivo aqui proposto não foi de assumir uma posição política favorável ou não às mudanças feitas, mas sim observar os efeitos dessas mudanças sobre o projeto, assim como as eventuais fragilidades do mesmo.

8. Referências

- ACCURSO, VINÍCIUS; ALMEIDA, E. L. F. Government Take e Atratividade de Investimentos na Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil, 2013, Disponível em: <http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes_ceee/TD_gee_ibp_002-2013.pdf>. Acesso em 20 abril 2014
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Edital de Licitação para a Outorga do Contrato de Partilha de Produção, 2013, Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_p1/Edital_autorizado_030913.pdf>. Acesso em 25 abril 2014.
- BRASIL. Lei 12351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em 27 abril 2014
- JOHNSTON, D, 1994. International Petroleum Fiscal Systems and Production-Sharing Contracts. Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- JOHNSTON, D, 2004. Higher prices lower government take? Petroleum Accounting and Financial Management Journal. Vol. 23, No. 3, pp 98-104.
- PINTO JR, H; TOLMASQUIM, M. Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo, 2011, 1ª Edição. Rio de Janeiro: Synergia Editora. p.322.