

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
BACHARELADO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

CRISTIANO ICARO REGO NUNES

**AVALIAÇÃO DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO NA INDÚSTRIA
BRASILEIRA DE PETRÓLEO: ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA
APLICADA À ÁREA DE PAU-BRASIL**

Rio de Janeiro

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
BACHARELADO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

CRISTIANO ICARO REGO NUNES

**AVALIAÇÃO DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO NA INDÚSTRIA
BRASILEIRA DE PETRÓLEO: ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA
APLICADA À ÁREA DE PAU-BRASIL**

Monografia apresentada ao Instituto de Economia
da Universidade Federal do Rio de Janeiro como
parte dos requisitos necessários à obtenção do
título de Bacharel em Ciências Econômicas

Orientadora: Profa. Dra. Viviane Luporini

Rio de Janeiro

2021

CRISTIANO ÍCARO REGO NUNES

AVALIAÇÃO DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO NA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE
PETRÓLEO: ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA APLICADA À ÁREA DE PAU-
BRASIL

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Instituto de Economia da Universidade Federal do
Rio de Janeiro, como requisito para a obtenção do
título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Rio de Janeiro, 7/12/2021.

VIVIANE PATRIZZI LUPORINI - Presidente

Professora Dra. do Instituto de Economia da UFRJ

HELDER QUEIROZ PINTO JR.

Professor Dr. do Instituto de Economia da UFRJ

MARCELO COLOMER FERRARO

Professor Dr. do Instituto de Economia da UFRJ

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor

Para Armando, Divanir, Curaua e Marinoca

In Memoriam

AGRADECIMENTOS

Todos os agradecimentos aos meus pais, que me apoiam em tudo que faço, à Tuany, minha companheira já há quase 8 anos, e à dona Mercedes, em cuja casa escrevi a maior parte deste trabalho.

A todo o corpo docente e administrativo do Instituto de Economia da UFRJ, em especial a Viviane Luporini por sua leitura atenta, aos membros da banca examinadora e a Marcelo Matos, coordenador de graduação, pelo apoio para a defesa.

Aos colegas de Petrobras pelas valiosas sugestões, em especial a Giancarlo Takenaka, João Weissmann e Paulo Barros.

RESUMO

O regime de partilha da produção foi instituído no Brasil pela Lei nº 12.351/2010 para reger as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos no polígono do pré-sal e áreas estratégicas. Os objetivos para a criação do regime foram apresentados na Exposição de Motivos Interministerial (EMI) nº 38/2009. Desde que entrou em vigor, foram realizadas seis rodadas de leilões sob o novo regime. O objetivo geral deste trabalho é avaliar se os objetivos apresentados para a criação do regime de partilha estão sendo cumpridos. Para isso, foi realizada uma revisão histórica dos leilões de partilha já realizados, com seus resultados avaliados em termos da participação das principais empresas do setor, do percentual de excedente em óleo efetivamente obtido pela União e do ágio obtido nas propostas vencedoras. Foi realizada ainda uma análise de viabilidade econômica na área de Pau-Brasil através da simulação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) do projeto. São apresentadas curvas de sensibilidade do Valor Presente Líquido (VPL), do Valor Monetário Esperado (VME) e do *Government Take* (GT) do projeto a variáveis como o bônus de assinatura, o percentual de excedente em óleo ofertado à União, o preço do Brent e a probabilidade de sucesso geológico (incorporando o risco exploratório à análise), além de curvas de indiferença no espaço de decisão do governo e no espaço de decisão da companhia. Mostra-se que há um significativo crescimento do GT com o aumento do percentual do excedente em óleo ofertado à União, critério único de apuração das ofertas nos leilões de partilha, e um crescimento menos significativo com o aumento do bônus de assinatura, principal critério de apuração das ofertas nos leilões de concessão. Os resultados indicam que os principais objetivos apresentados na EMI nº 38/2009 – apropriação de uma parcela maior da renda petrolífera, manutenção da atratividade econômica da atividade e maior controle do governo – estão sendo cumpridos. Argumenta-se ainda que as mudanças introduzidas pela Lei nº 13.365/2016, que facultou à Petrobras o direito de participação mínima de 30% e operação das áreas leiloadas sob o regime de partilha, foram benéficas à Petrobras, às demais empresas e ao governo, trazendo maior dinamismo aos leilões.

Palavras-chave: partilha da produção, *government take*, viabilidade econômica.

ABSTRACT

Production Sharing Contracts (PSC) were introduced in Brazil by Law n° 12.351/2010 to rule the exploration and production of hydrocarbons in the pre-salt polygon and strategic areas. The goals of the new regime were presented by Exposition of Motives (EM) n° 38/2009. Since its creation, six PSC bidding rounds have taken place. This work aims to evaluate if the goals presented when the new regime was created are being fulfilled. For that, a historical revision of the PSC bidding rounds was made, with its outcomes evaluated in terms of participation of the main players, share of profit-oil obtained by the government and the premium offered by the winners over the minimum offer. An economic feasibility case study was conducted in Pau-Brasil area through Discounted Cash Flow (DCF) simulation of the project. Sensitivity curves of Net Present Value (NPV), Expected Monetary Value (EMV) and Government Take (GT) as functions of variables like signing bonus, profit-oil offered to the government, Brent price and probability of geological success (incorporating exploration risks to the analysis) are presented, as well as indifference curves in the government decision space and the company decision space. It is shown that there is a significant increase in GT as profit-oil offered to the government, the only criterium to rank the offers in PSC bidding rounds, rises, and a much less significant increase with a rise in signing bonus, main criterium to rank the offers in concession bidding rounds. The results indicate that the main goals presented at EM n° 38/2009 – appropriation of a higher share of oil incomes, maintaining the economic attractiveness of the activity and higher government control – are being accomplished. It is argued that the changes introduced by Law n° 13.365/2016, which made Petrobras' right of operation and a minimum 30% share of PSCs an option, not an obligation, was beneficial for Petrobras, the other companies, and the government, bringing more dynamics to the PSC bidding rounds.

Keywords: production sharing contracts, government take, economic feasibility.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Principais fases e marcos da evolução do arcabouço regulatório brasileiro para o setor de petróleo.....	20
Figura 2 - Representação esquemática da distribuição das receitas da atividade petrolífera.....	25
Figura 3 - Divisão conceitual da produção bruta de petróleo no regime de partilha. A União se apropria, através da PPSA, de um percentual do óleo lucro definido em contrato.	27
Figura 4 – Tabela de percentual de excedente em óleo para a União em função da oferta, produtividade e preço do petróleo da 5ª Rodada de Partilha de Produção.....	28
Figura 5 - À esquerda, divisão das áreas em S-M-534, S-M-645 (15ª Rodada de Concessão) e Saturno (4ª Rodada de Partilha). À direita, divisão das áreas em Saturno e Titã (5ª Rodada de Partilha).	47
Figura 6 - Número de empresas habilitadas, ofertantes e vencedoras nas seis primeiras rodadas de partilha da produção.....	54
Figura 7 - Government Take (%) obtidos nas áreas leiloadas entre a 2ª e 5ª Rodadas de Partilha. Os valores dentro das barras representam, em \$/barril, as frações da receita referentes aos custos, aos ganhos da companhia (company take) e aos ganhos do governo (government take). O preço do barril considerado foi \$60.....	55
Figura 8 - Localização da área de Pau-Brasil.....	58
Figura 9 - Interpretação sísmica da área de Pau-Brasil, com destaque (em azul) para a possível área de acumulação de hidrocarbonetos.	59
Figura 10 - Modelo de curva de produção de um campo de petróleo.....	61
Figura 11 - Curva de produção simulada para Pau-Brasil.....	62
Figura 12 - Curva de sensibilidade do VPL ao bônus de assinatura, considerando vários níveis de excedente em óleo ofertado à União (Gov_Oil). Foram incluídos pontos representando a oferta mínima da 3ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 1,5bi e Gov_Oil = 14,4%), a oferta mínima da 5ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 500mi e Gov_Oil = 24,82%) e a oferta vencedora da 5ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 500mi e Gov_Oil = 63,79%).....	70
Figura 13 - Curva de sensibilidade do VPL ao bônus de assinatura, considerando vários níveis de preço do Brent e o excedente em óleo efetivamente obtido pela União na 5ª Rodada de Partilha (Gov_Oil=63,79%).....	71
Figura 14 - Curvas de Sensibilidade do Government Take (GT) em função do bônus de assinatura, considerando diversos níveis de excedente em óleo ofertado à União (Gov_Oil). Foram incluídos pontos representando a oferta mínima da 3ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 1,5bi e Gov_Oil = 14,4%), a oferta mínima da 5ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 500mi e Gov_Oil = 24,82%) e a oferta vencedora da 5ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 500mi e Gov_Oil = 63,79%). Caso o VPL seja negativo, GT é considerado zero.....	72
Figura 15 - Curvas de Sensibilidade do Government Take (GT) em função do bônus de assinatura, considerando o percentual de excedente em óleo efetivamente obtido pela União (Gov_Oil=63,79%) e diversos níveis de preço do Brent. Caso o VPL seja negativo, GT é considerado zero.....	73
Figura 16 - Curvas de sensibilidade do VME ao bônus de assinatura considerando diversas probabilidades de sucesso geológico, o percentual de excedente em óleo obtido pela União (63,79%) e o Brent a \$60.....	74

Figura 17 – Curvas de Sensibilidade do Government Take (GT) ao bônus de assinatura considerando diversos percentuais de excedente em óleo à União (<i>Gov_Oil</i>), preço do Brent a \$60 e 50% de probabilidade de sucesso geológico (<i>pg</i>). Caso o Valor Monetário Esperado (VME) do projeto seja negativo, GT é considerado zero.....	75
Figura 18 - Curvas de Sensibilidade do Government Take (GT) ao bônus de assinatura considerando <i>Gov_Oil</i> = 63,79%, preço do Brent a \$60 e diversas probabilidades de sucesso geológico (<i>pg</i>). Caso o Valor Monetário Esperado (VME) do projeto seja negativo, GT é considerado zero.	76
Figura 19 – Curvas de sensibilidade do VPL à parcela do excedente em óleo ofertada à União (<i>Gov_Oil</i>) considerando um bônus de R\$500mi e diversos níveis de preço do Brent.	77
Figura 20 - Curvas de VPL em função da parcela do excedente em óleo ofertada à União (<i>Gov_Oil</i>) considerando o preço do Brent a \$60 e diversos valores de bônus de assinatura.....	78
Figura 21 – Curvas de Government Take (GT) em função da parcela de excedente em óleo oferecida à União para diversos preços do Brent e bônus de assinatura de R\$ 500mi. Caso o VPL seja negativo, GT é considerado zero.....	79
Figura 22 - Curvas de GT em função da parcela de excedente em óleo oferecida à União considerando o Brent constante a \$60 e diversos valores de bônus de assinatura. Caso o VPL seja negativo, GT é considerado zero.....	80
Figura 23 - Curvas de GT em função da parcela de excedente em óleo oferecida à União considerando o Brent constante a \$60, uma probabilidade de sucesso geológico de 50% e diversos valores de bônus de assinatura. Caso o VME seja negativo, GT é considerado zero.	81
Figura 24 - Curvas de GT em função da parcela de excedente em óleo oferecida à União considerando diversas probabilidades de sucesso geológico, preço do Brent \$60 e bônus de assinatura de R\$500mi. Caso o VME seja negativo, GT é considerado zero.....	82
Figura 25 - Curvas de VME em função da parcela de excedente em óleo oferecida à União considerando diversas probabilidades de sucesso geológico, preço do Brent \$60 e bônus de assinatura de R\$500mi.	83
Figura 26 - Curvas de VPL em função do preço do Brent, considerando um bônus de assinatura de R\$500mi e diversos valores de <i>Gov_Oil</i>	84
Figura 27 - Curvas de sensibilidade do VME ao preço do Brent considerando diversos percentuais de excedente em óleo para a União, bônus de assinatura de R\$500mi e 50% de probabilidade sucesso geológico.	85
Figura 28 - Curvas de VPL em função do preço do Brent considerando <i>Gov_Oil</i> = 63,79% e diversos valores de bônus de assinatura.	86
Figura 29 - Curvas de VME em função do preço do Brent considerando 63,79% do excedente em óleo para a União, 50% de probabilidade de sucesso geológico e diversos valores de bônus de assinatura.	87
Figura 30 - Curvas de VME em função do preço do Brent considerando diversas probabilidades de sucesso geológico e as condições da 5ª Rodada de Partilha (R\$500mi de bônus de assinatura e 63,79% do excedente em óleo para a União).	88
Figura 31 – Curvas de Government Take (GT) em função do preço do Brent considerando diversos percentuais de excedente em óleo oferecidos à União, bônus de R\$500mi e 50% de chance de sucesso geológico. Caso VME < 0, o GT é considerado zero.....	89
Figura 32 - Curvas de Government Take (GT) em função do preço do Brent considerando 63,79% de excedente em óleo para a União, e 50% de chance de sucesso geológico e diversos valores de bônus de assinatura. Caso VME < 0, o GT é considerado zero.....	90

Figura 33 – Curvas de VME em função da probabilidade de sucesso geológico para diferentes percentuais de excedente em óleo oferecidos à União, considerando um bônus de R\$500mi e o preço do Brent a \$60.	91
Figura 34 - Curvas de VME em função da probabilidade de sucesso geológico considerando diferentes bônus de assinatura, 63,79% de excedente em óleo para a União e preço do Brent a \$60.	92
Figura 35 – Curvas de VME em função da probabilidade de sucesso geológico considerando a oferta vencedora da 5ª Rodada de Partilha (Bônus de R\$ 500mi e 63,79% do excedente em óleo para a União) e preço do Brent a \$60.....	93
Figura 36 - Curvas de GT em função da probabilidade de sucesso geológico para vários níveis de excedente em óleo ofertado à União, considerando R\$ 500mi de bônus e preço do Brent a \$60. Caso $VME < 0$, GT é considerado zero.	94
Figura 37 - Curvas de GT em função da probabilidade de sucesso geológico considerando o percentual de excedente em óleo obtido pela União na 5ª Rodada de Partilha ($Gov_Oil = 63,79\%$), preço do Brent a \$60 e diversos valores de bônus de assinatura. Caso $VME < 0$, GT é considerado zero.	95
Figura 38 - Curvas de GT em função da probabilidade de sucesso geológico considerando a oferta vencedora da 5ª Rodada de Partilha (Bônus de R\$ 500mi e 63,79% do excedente em óleo para a União) e preço do Brent a \$60. Caso $VME < 0$, GT é considerado zero.	96
Figura 39 - Curvas de Indiferença ($VPL = 0$) no espaço Bônus de Assinatura x Excedente em óleo para a União considerando diversos preços do Brent.	97
Figura 40 – Mapa de Government Take (GT) no espaço bônus de assinatura x percentual de excedente em óleo ofertado à União, considerando o preço do Brent a \$60. A região em branco indica $VPL < 0$	98
Figura 41 - Curvas de Indiferença ($VPL = 0$) no espaço Bônus de Assinatura x Excedente em óleo para a União considerando o preço do Brent a \$60 e diversas probabilidades de sucesso geológico.....	99
Figura 42 - Mapa de Government Take (GT) no espaço bônus de assinatura x percentual de excedente em óleo ofertado à União, considerando o preço do Brent a \$60 e probabilidade de sucesso geológico de 50%. A região em branco indica $VME < 0$	100
Figura 43 - Mapa de Government Take (GT) no espaço bônus de assinatura x percentual de excedente em óleo ofertado à União, considerando o preço do Brent a \$60 e probabilidade de sucesso geológico de 50%. A região em branco indica $VME < 0$	101
Figura 44 - Mapa de Government Take (GT) no espaço probabilidade de sucesso geológico x percentual de excedente em óleo ofertado à União, considerando o preço do Brent a \$60 e bônus de assinatura de R\$ 500mi. A região em branco indica $VME < 0$	102
Figura 45 – Mapa de VME no espaço de decisão da companhia (Percentual de Excedente em óleo ofertado à União x Probabilidade de Sucesso Geológico), considerando R\$500mi de bônus de assinatura e preço do Brent a \$60. A região em branco indica $VME < 0$	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características dos regimes de partilha da produção e concessão no Brasil.	23
Tabela 2 - Alíquotas de Participação Especial em função do volume de produção e da receita líquida. Válida para campos em águas profundas (>400m de profundidade) a partir do quarto ano de produção.	29
Tabela 3 - Valores mínimos e máximos atualizados do pagamento por ocupação ou retenção de áreas.	30
Tabela 4 - Mecanismos diretos de captura governamental.	31
Tabela 5 - Principais informações e resultados da 1ª Rodada de Partilha da Produção.	37
Tabela 6 - Principais informações e resultados da 2ª Rodada de Partilha da Produção.	40
Tabela 7 – Principais informações e resultados da 3ª Rodada de Partilha da Produção.	43
Tabela 8 - Principais informações e resultados da 4ª Rodada de Partilha da Produção.	46
Tabela 9 - Principais informações e resultados da 5ª Rodada de Partilha da Produção.	50
Tabela 10 - Principais informações e resultados da 6ª Rodada de Partilha da Produção.	53

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABEX – *Abandonment Expenditure*

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

CAPEX – *Capex Expenditure*

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CSLL – Contribuição Social sobre Lucro Líquido

CT – *Company Take*

E&P – Exploração e Produção

EMI – Exposição de Motivos Interministerial

FCD – Fluxo de Caixa Descontado

GT – *Government Take*

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Bicomcombustíveis

IRPJ – Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica

OPEX – *Operational Expenditure*

PPSA - Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A.

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

VME – Valor Monetário Esperado

VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
2. REGIMES FISCAIS NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO BRASILEIRA.....	18
2.1 A evolução do marco regulatório brasileiro.....	18
2.2 O regime de partilha da produção.....	20
2.3 Mecanismos de Captura Governamental.....	24
2.3.1 Bônus de Assinatura.....	25
2.3.2 <i>Royalties</i>	26
2.3.3 Parcela do excedente em óleo	26
2.3.4 Participação Especial.....	29
2.3.5 Pagamento pela ocupação ou retenção de áreas	30
2.3.6 IRPJ e CSLL.....	30
2.4 A discussão sobre os regimes fiscais brasileiros	32
3. HISTÓRICO DOS LEILÕES DE PARTILHA	36
3.1 Primeira Rodada de Partilha da Produção (2013)	36
3.2 Segunda Rodada de Partilha da Produção (2017).....	37
3.3 Terceira Rodada de Partilha da Produção (2017).....	40
3.4 Quarta Rodada de Partilha da Produção (2018)	44
3.5 Quinta Rodada de Partilha da Produção (2018)	46
3.6 Sexta Rodada de Partilha da Produção (2019)	51
3.7 Avaliação dos resultados obtidos no regime de partilha.....	53
4. VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM PROJETO SOB O REGIME DE PARTILHA DA PRODUÇÃO: ESTUDO DE CASO NA ÁREA DE PAU-BRASIL	57
4.1 Metodologia	57
4.2 A área de Pau-Brasil	58
4.3 Curva de Produção.....	60
4.4 Estrutura de Custos	63
4.4.1 CAPEX.....	63
4.4.2 OPEX	63
4.4.3 ABEX	64
4.5 Simulação do Fluxo de Caixa	64
4.6 Resultados	69
4.6.1 Curvas de Sensibilidade ao Bônus de Assinatura.....	69
4.6.2 Curvas de Sensibilidade à parcela de excedente em óleo ofertada à União	77
4.6.3 Curvas de Sensibilidade ao preço do Brent.....	83
4.6.4 Curvas de sensibilidade à probabilidade de sucesso geológico.....	90
4.6.5 Curvas de indiferença e mapas de GT.....	96
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	104
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	108

1. INTRODUÇÃO

A importância do setor de petróleo e gás é incontestável: o setor respondeu por 46,6% da oferta interna de energia no Brasil em 2019 (EPE, 2020) e por 54,4% da oferta mundial de energia em 2018 (IEA, 2020). Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o total de participações governamentais diretas arrecadadas no Brasil em 2019 superou R\$ 126 Bilhões, constituindo importante fonte de receita para a União, Estados e Municípios (ANP, 2019).

Definir as regras para exploração e produção (E&P) desses recursos é um grande desafio para qualquer país. Atualmente, o Brasil adota um modelo híbrido, no qual coexistem os regimes de concessão, conforme a Lei nº 9.478/1997, e de partilha da produção, conforme a Lei nº 12.351/2010¹.

No regime de concessão, a União cede os direitos de exploração de determinada área à empresa (ou consórcio de empresas) vencedora de leilão público. Todo o produto da exploração da área concedida torna-se propriedade da empresa, que assume todos os riscos econômicos da atividade. No leilão, as empresas interessadas oferecem um bônus de assinatura e propõem um programa exploratório mínimo, vencendo aquela que obtiver a maior pontuação na soma ponderada dos dois critérios, cujos pesos são estabelecidos em edital. A União é remunerada pelo bônus de assinatura, por *royalties*, por pagamento de participação especial e por pagamento pela ocupação ou retenção da área.

No regime de partilha da produção, que rege as atividades de E&P no pré-sal e áreas estratégicas, todo petróleo e gás produzidos pertencem à União. A empresa (ou consórcio de empresas) que executa as atividades é remunerada com parte da produção: o custo em óleo, que compensa os gastos que a empresa teve nas atividades, mais uma parcela do excedente em óleo. No leilão, o bônus de assinatura e o programa exploratório mínimo são fixos e estabelecidos em edital². A empresa vencedora é aquela que oferece a maior parcela do excedente em óleo

¹ Além de concessão e partilha, existe ainda o regime de cessão onerosa, em que a União cedeu à Petrobras o direito de produzir até 5 bilhões de barris de óleo equivalente no polígono do pré-sal, como contrapartida à parte devida pela União no aumento de capital social da companhia ocorrido em 2010. Por seu caráter excepcional, esse regime não é objeto de estudo deste trabalho.

² A Lei nº12.351/2010 também permite a possibilidade, “visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética” (Art. 12), da contratação direta da Petrobras, dispensado o leilão.

para a União, que também é remunerada pelo bônus de assinatura e pelo pagamento de *royalties*.

Na Exposição de Motivos Interministerial (EMI) n° 38, de 31 de agosto de 2009 (BRASIL, 2009), a União argumentou que o regime de concessão não permitia o “adequado aproveitamento das reservas descobertas na nova província petrolífera do Pré-Sal” (§4°), para a qual eram “estimados riscos exploratórios extremamente baixos e grandes rentabilidades” (§7°). Nesse contexto, a criação do regime de partilha permitiria, entre outros benefícios, “aumentar a apropriação da renda petrolífera pela sociedade” e “manter atrativa a atividade de exploração e produção no país” (§14), além de “maior controle do processo de gestão, desde a exploração até a comercialização, das reservas de petróleo e gás” (§18).

Quando entrou em vigor, a Lei n° 12.351/2010 determinou que a Petrobras obrigatoriamente seria operadora e teria participação mínima de 30% nas áreas regidas pelo regime de partilha. O primeiro leilão sob o novo regime foi realizado em outubro de 2013, quando foi ofertada a área de Libra. Em novembro de 2016, a Lei n° 13.365/2016 retirou da Petrobras a obrigatoriedade de participação mínima e de atuação como operadora. Entre 2017 e 2019, foram realizadas mais cinco rodadas de leilões de partilha da produção³.

À luz dos resultados desses leilões, da bibliografia sobre o tema e de simulações de fluxo de caixa descontado, a principal pergunta que este trabalho procura a responder é:

- (i) o governo está sendo bem-sucedido nos objetivos apresentados na EMI n°38 (BRASIL, 2009)? Em outras palavras: a União realmente está conseguindo se apropriar de uma parcela maior da renda petrolífera no regime de partilha, sem prejudicar a atratividade econômica da atividade?

Para responder a essa pergunta, também será importante responder:

- (ii) leilão a leilão, os resultados foram satisfatórios em termos de participação das principais empresas do setor e da parcela do óleo-lucro efetivamente obtida pela União?

³ Além dos seis leilões mencionados no texto, houve ainda o leilão dos excedentes da cessão onerosa, que ocorreu segundo as regras de partilha da produção. No entanto, por seu caráter excepcional, esse leilão não é objeto de estudo deste trabalho.

- (iii) como a Lei n° 13.365/2016, que retirou da Petrobras a obrigatoriedade de participação mínima e de atuação como operadora no pré-sal, afetou a dinâmica dos leilões de partilha?
- (iv) como os parâmetros exigidos pela União nos leilões de partilha (bônus de assinatura e percentual mínimo exigido do excedente em óleo) afetam a atratividade de um projeto? O que o governo deve levar em consideração para o ajuste fino desses parâmetros?

O objetivo geral deste trabalho, portanto, é avaliar o regime de partilha no Brasil, procurando responder se os objetivos do governo ao criar o regime estão sendo cumpridos. Os objetivos específicos são:

- (i) avaliar qualitativamente o resultado dos seis leilões realizados sob o regime de partilha em termos do número de áreas leiloadas, participação das principais empresas do setor, competição entre elas e ágio no percentual de excedente em óleo oferecido à União;
- (ii) examinar a influência das mudanças introduzidas pela Lei n° 13.365/2016 sobre a dinâmica dos leilões de partilha;
- (iii) simular quantitativamente a viabilidade econômica de um projeto (tomando como referência o caso de Pau-Brasil) sob o regime de partilha em termos de Valor Presente Líquido (VPL), Valor Monetário Esperado (VME) e da parcela da renda petrolífera obtida pelo governo - *Government Take* (GT);
- (iv) analisar a sensibilidade econômica do projeto a diferentes variáveis, como o bônus de assinatura, o percentual mínimo do excedente em óleo exigido pelo governo, o preço do petróleo e a probabilidade de sucesso geológico.

Além da introdução neste primeiro capítulo, este trabalho está estruturado em outros quatro capítulos. No segundo capítulo, são discutidos os regimes fiscais no Brasil, a evolução do marco regulatório brasileiro em suas diferentes fases e leis aplicáveis, as características do regime de partilha vigente no Brasil, os mecanismos de captura governamental e o debate, com base na revisão bibliográfica, sobre o regime fiscal ótimo no Brasil.

No terceiro capítulo, apresenta-se um histórico dos leilões realizados sob o regime de partilha no Brasil. Através de uma revisão histórica e descritiva, são discutidos individualmente os resultados de cada rodada: quais áreas foram oferecidas, quais foram o bônus de assinatura e o percentual mínimo de excedente em óleo exigidos pela União, quantas propostas foram recebidas em cada área, quantas e quais empresas efetivamente participaram da disputa, qual foi o percentual do excedente em óleo efetivamente obtido pela União e se houve ágio em relação ao mínimo exigido em edital. Em seguida, integrando as análises em uma perspectiva mais ampla, serão discutidos os resultados obtidos pelo regime de partilha e a influência das mudanças trazidas pela Lei nº 13.365/2016 sobre a dinâmica dos leilões.

No quarto capítulo, será apresentado um estudo de viabilidade econômica de um projeto sob o regime de partilha. Nesta etapa, a metodologia empregada foi a simulação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) do projeto através de planilhas construídas em Microsoft Excel e *scripts* escritos na linguagem de programação Julia⁴. A área escolhida para estudo foi Pau-Brasil, por já ter ido a leilão duas vezes: na 3º Rodada, quando não recebeu nenhuma proposta, e depois na 5º Rodada, quando foi bastante disputada e arrematada com grande ágio. Serão apresentados e discutidos os elementos do FCD, as curvas de sensibilidade econômica do projeto a diferentes variáveis econômicas em termos de Valor Presente Líquido (VPL), Valor Monetário Esperado (VME) e *Government Take* (GT), além de comparações com o regime de concessão e análises no espaço de decisão da companhia e do governo.

No quinto e último capítulo, serão apresentadas as considerações finais, buscando compreender como os resultados do trabalho ajudam a responder às perguntas formuladas nesta introdução.

⁴ Julia é uma linguagem de programação dinâmica e *open-source* desenvolvida pelo MIT (*Massachusetts Institute of Technology*). Mais detalhes em: <https://julialang.org/>.

2. REGIMES FISCAIS NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO BRASILEIRA

2.1 A evolução do marco regulatório brasileiro

O arcabouço regulatório brasileiro para a indústria de petróleo e gás sofreu várias modificações ao longo dos anos. Segundo Consoli (2015), pode-se distinguir cinco fases do ponto de vista de regulação.

A primeira fase compreende o período entre a Independência (1822) e a promulgação do Código de Minas, através do Decreto nº 24.262/1934. Esse período é marcado por fragilidade institucional e pela falta de uma regulação bem definida, que sofria constantes mudanças de regras e dificultava o investimento no setor.

A segunda fase compreende o período entre a promulgação do Código de Minas e a promulgação da Lei nº 2004/1953. O Código de Minas procurou “consolidar em um só corpo de doutrina os dispositivos de leis e regulamentos expedidos em diversas épocas e que até esta data vinham regulando a indústria extrativa mineral” (BRASIL, 1934a). No mesmo ano, a Constituição Federal de 1934 estabeleceu que as “minas e demais riquezas do subsolo” constituíam “propriedade distinta da do solo para efeito de exploração ou aproveitamento industrial” (BRASIL, 1934b). Com isso, o aproveitamento das jazidas e o direito de pesquisar substâncias minerais passou a depender obrigatoriamente de concessão ou autorização da União. Já a Constituição Federal de 1946 determinou que o aproveitamento dos recursos minerais fosse realizado “na forma da lei”, abrindo um grande debate público nos anos seguintes, que culminou com a vitória da campanha “O Petróleo é Nosso” e a promulgação da Lei nº 2004/1953.

A terceira fase histórica da regulação da indústria de petróleo no Brasil é inaugurada pela Lei nº 2004/1953 e se estende até a aprovação da Emenda Constitucional nº 9, de 1995. A Lei nº 2004/1953 conferiu à União o monopólio da pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, bem como de seu refino, comercialização e transporte. A lei determinou também a criação da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) e suas subsidiárias, através da qual o monopólio detido pela União foi exercido durante essa fase. O monopólio foi ratificado pelo Art. 177 da Constituição Federal de 1988, que vedou à União “ceder ou conceder qualquer tipo de participação na exploração de jazidas de petróleo e gás natural” (BRASIL, 1988). Esse trecho foi posteriormente alterado, porém, pela Emenda

Constitucional n° 9, de 2005, que passou a permitir que a União contratasse empresas estatais ou privadas para as atividades relacionadas à exploração de petróleo e gás natural (BRASIL, 1995).

A quarta fase inicia-se em 1995, com a Emenda Constitucional n° 9, e estende-se até a publicação da Lei n° 12.351/2010. Durante esse período, foi aprovada a Lei n° 9.478/1997, que ficou conhecida como Lei do Petróleo e revogou a Lei n° 2.004/1953. O monopólio da União foi reforçado no Art. 4° da nova lei, que instituiu o regime de concessão para a contratação de empresas estatais ou privadas para o exercício das atividades de pesquisa, lavra, refino, comercialização e transporte do petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos⁵.

Nesse regime de concessão, foram estabelecidas como participações governamentais diretas o bônus de assinatura, o pagamento de *royalties*, o pagamento de Participação Especial e o Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área, além do recolhimento de Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL)⁶. Na seção 2.3, esses mecanismos serão discutidos em mais detalhes.

A Lei do Petróleo criou também o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP), que ficou responsável por “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis” (BRASIL, 1997)⁷. Cabe ao CNPE, entre outras atribuições, promover o aproveitamento racional dos recursos naturais brasileiros, definir a estratégia e a política de desenvolvimento da indústria de petróleo, além definir os blocos que serão objeto de leilão. À ANP, cabe a elaboração dos editais, promoção das licitações, celebração dos contratos e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo.

⁵ É comum ouvir que a Lei n° 9.478/1997 quebrou o monopólio estatal sobre o setor de petróleo, mas a afirmação não é precisa. A União ainda detém o monopólio das atividades do setor, mas a lei permitiu que esse monopólio seja exercido através da concessão a empresas constituídas sob a lei brasileira (e não apenas através da Petrobras).

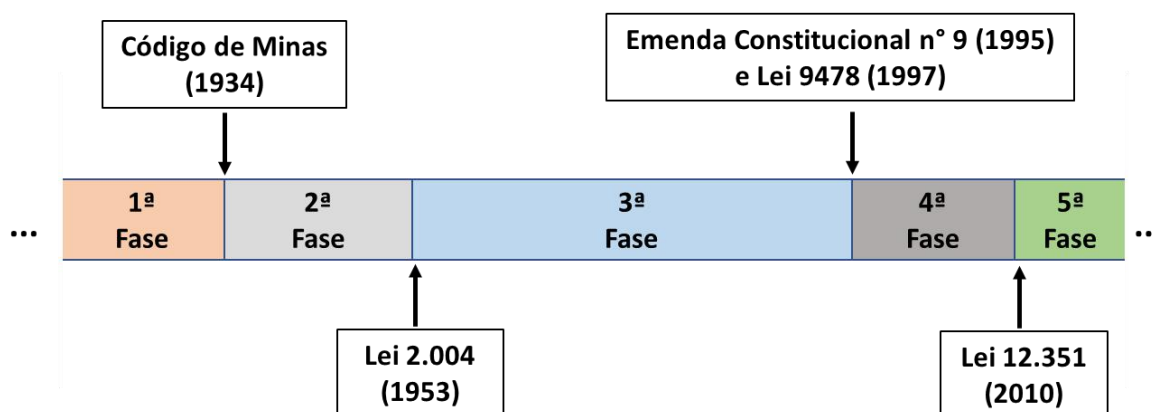
⁶ Segundo Furtado (2017), a contribuição para o PIS (Programa de Integração Social) e para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), assim como outros tributos, também podem ser considerados mecanismos de participação direta. No entanto, essas contribuições (no setor de E&P, de 1,65% sobre a receita da empresa no caso do PIS e 7,6% no caso do COFINS) geram créditos tributários para abatimento de outros débitos. Devido a essa característica, esses tributos não serão considerados nas simulações de fluxo de caixa deste trabalho.

⁷ A Agência Nacional do Petróleo foi posteriormente transformada em Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis pela Lei n° 11.097/2005. A sigla foi mantida.

A quinta fase, vigente até hoje, da história da regulação do setor de petróleo no país inicia-se com a Lei nº 12.351/2010, aprovada após significativas descobertas de petróleo e gás natural em camadas geológicas pré-sal⁸. Essa lei determinou que as atividades de exploração e produção desses recursos dentro de um determinado polígono, com vértices definidos na própria Lei, não seriam regidas pelo regime de concessão, mas sim pelo regime de partilha da produção, principal objeto de estudo deste trabalho, que será discutido em mais detalhes na próxima seção.

A Figura 1 esquematiza as fases e principais marcos do arcabouço regulatório brasileiro para o setor de petróleo.

Figura 1 - Principais fases e marcos da evolução do arcabouço regulatório brasileiro para o setor de petróleo.



Fonte: elaboração própria com base na classificação proposta por Consoli (2015).

2.2 O regime de partilha da produção

A definição de partilha de produção, segundo o Artigo 2º da Lei nº 12.351/2010, é:

“regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na

⁸ A maioria das descobertas realizadas estão em carbonatos de idade Aptiana (entre cerca de 113 e 125 milhões de anos), depositados antes (daí o nome pré-sal) de uma extensa camada de sal (principalmente halita) de idade também Aptiana.

proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato” (BRASIL, 2010).

No mesmo artigo, também são definidos o custo em óleo e o excedente em óleo⁹:

“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, 2010b).

“excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre 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, 2010b)¹⁰.

Através da Lei nº 12.304/2010, a União autorizou a criação da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), cujo Estatuto Social, foi aprovado através do Decreto nº 8.063, de 2013.

A PPSA é uma empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), mas sujeita ao regime jurídico próprio das empresas privadas (Art. 3º da Lei 12.304/2010). Tem como objetos a gestão dos contratos de partilha da produção e a comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, buscando a maximização do resultado econômico para a União. Segundo a consultoria jurídica da PPSA:

“ao constituir a PPSA na forma de empresa pública submetida aos ônus e bônus do regime jurídico privado, quis o legislador deferir à empresa autonomia administrativa, orçamentária e financeira bastante para que, dialogando em pé de igualdade com os grandes players da indústria petrolífera mundial, possa a empresa atingir sua finalidade última de maximizar o resultado econômico da União nas atividades objeto da gestão da empresa” (DAVID, 2018).

⁹ Os termos óleo-custo e *cost oil*, bem como óleo-lucro, lucro em óleo e *profit oil* também são rotineiramente empregados na indústria.

¹⁰ O art. 43 da Lei nº 12.351/2010 aplica-se somente à exploração em terra e refere-se ao pagamento previsto para os proprietários da terra onde se localiza o bloco. Até hoje, todas as áreas leiloadas sob o regime de partilha da produção foram em mar.

A PPSA não é responsável pela execução das atividades de E&P, mas é, obrigatoriamente, parte integrante do consórcio vencedor das licitações de partilha na qualidade de representante da União. Participa do comitê operacional do consórcio, com direito a 50% dos votos e poder de veto, avalia técnica e economicamente os planos apresentados pelo operador, audita os custos incorridos na execução das atividades para cálculo do custo em óleo, faz cumprir as exigências de conteúdo local e analisa os dados geofísicos obtidos pelo consórcio (BRASIL, 2013).

Nesse sentido, é possível afirmar que, através da PPSA, a União procura cumprir o objetivo, apontado no §18 da EMI 38/2009, de obter “maior controle do processo de gestão, desde a exploração até a comercialização, das reservas de petróleo e gás” (BRASIL, 2009).

Uma diferença fundamental entre os regimes é quanto à propriedade do produto da lavra. No regime de concessão, o concessionário adquire, após a extração, a propriedade de todos os hidrocarbonetos produzidos e decide como comercializá-los. Já no regime de partilha, é a União que mantém a propriedade dos hidrocarbonetos produzidos e determina sua política de comercialização, “observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional” (BRASIL, 2010) e procurando assegurar “melhores condições para desenvolvimento da indústria de refino e petroquímica no País” (BRASIL, 2009).

Os critérios de apuração das ofertas recebidas em um leilão de partilha também são diferentes em relação aos leilões de concessão. Neste último, atualmente, os critérios são o bônus de assinatura e o Programa Exploratório Mínimo (PEM), medido em Unidades de Trabalho (UT), com pesos e valores mínimos definidos previamente em edital¹¹. Já nos leilões de partilha, esses parâmetros são fixos e pré-estabelecidos no edital. O critério único para apuração das ofertas é o percentual do excedente em óleo oferecido pelo consórcio à União.

A Tabela 1 sintetiza as principais diferenças entre os dois regimes.

¹¹ Nas três últimas Rodadas (14^a, 15^a e 16^a) de concessão, esses pesos foram de 80% para o bônus de assinatura e de 20% para o PEM. Até a 13^o Rodada de concessão, o percentual de Conteúdo Local oferecido nas etapas de Exploração e de Desenvolvimento da Produção também eram critérios de apuração das ofertas.

Tabela 1 - Características dos regimes de partilha da produção e concessão no Brasil.

Regimes Fiscais	Partilha da Produção	Concessão
Marco Legal	Lei nº 12.351/2010	Lei nº 9.478/1997
Aplicabilidade	Polígono do Pré-Sal e Áreas Estratégicas	Demais áreas
Propriedade do Óleo Produzido	União	Concessionária
Critérios de apuração das ofertas nos leilões	- Percentual de excedente em óleo ofertado à União	- Bônus de Assinatura; - Programa Exploratório Mínimo
Participações Governamentais	- Bônus de Assinatura; - Royalties (15%); - Percentual do Excedente em Óleo; - IR + CSLL; - PIS/COFINS e demais tributos	- Bônus de Assinatura; - Royalties (5 - 10%); - Participação Especial; - Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área; - IR + CSLL; - PIS/COFINS e demais tributos

Fonte: elaboração própria

Originalmente, a Lei nº 12.351/2010 previa que a Petrobras seria obrigatoriamente o operador único de todos os blocos leiloados sob o regime de partilha, com participação mínima de 30% no consórcio¹². Isso implicava em um comprometimento financeiro enorme para a Petrobras, que precisaria ter capital disponível para arcar com 30% de todos os altíssimos investimentos necessários para a exploração e desenvolvimento de todos os blocos que seriam leiloados. Dessa forma, o ritmo dos leilões de partilha ficava condicionado à capacidade de investimento da Petrobras.

A Lei nº 13.365/2016 transformou a obrigatoriedade da Petrobras em direito de preferência. Pelas novas regras, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que define os blocos que serão leiloados e os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha, deve oferecer à Petrobras a preferência para ser o operador dos blocos. Em caso de resposta positiva, o CNPE estabelece então o percentual mínimo da Petrobras no consórcio, que não poderá ser inferior a 30%. A Petrobras é livre, ainda, para participar normalmente do leilão e aumentar sua participação.

Como será visto no Capítulo 3, as mudanças trazidas pela Lei nº 13.365/2016 permitiram “otimizar o ritmo de exploração dos recursos do Pré-Sal”, um dos objetivos expostos no §14 da EMI nº 38/2009. Antes das mudanças, houve apenas uma rodada de partilha; após as mudanças, houve duas rodadas (2ª e 3ª) em 2017, duas rodadas (4ª e 5ª) em

¹² O Art. 2º da Lei 12.351/2010 define operador como “o responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção” (BRASIL, 2010).

2018 e uma rodada (6ª) em 2019, além do leilão dos excedentes da cessão onerosa em 2019, que seguiu as regras do regime de partilha.

Além da aceleração do ritmo dos leilões, que não ficou mais condicionado à capacidade financeira da Petrobras, a possibilidade de outras empresas assumirem o papel de operador tornou os leilões mais atrativos, do ponto de vista dos grandes *players* do mercado, e mais concorrido, do ponto de vista da União. A extensão do REPETRO, através da Lei nº 13.586/2017, e a simplificação das regras de Conteúdo Local, através da Resolução nº 07/2017 do CNPE, também tiveram papel importante na retomada dos leilões de partilha¹³.

Na próxima seção, serão detalhados os mecanismos de participação governamental nos regimes de partilha e de concessão e, na seção seguinte, será apresentado o debate na literatura entre os dois regimes.

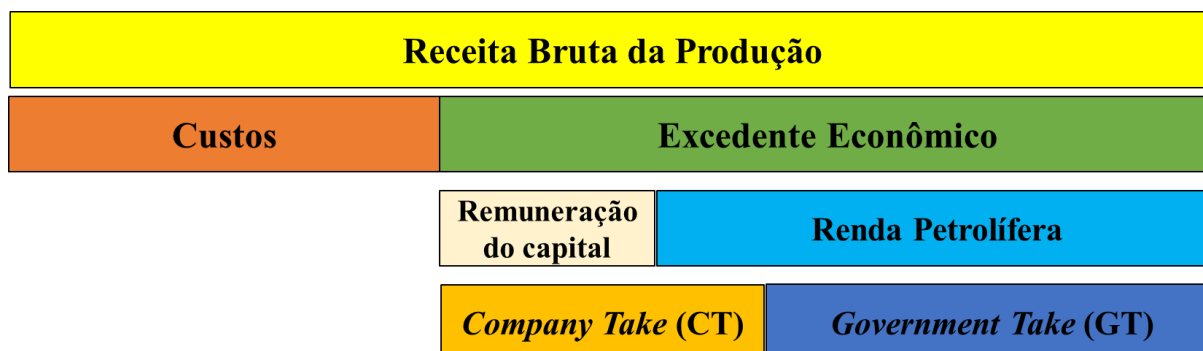
2.3 Mecanismos de Captura Governamental

Segundo Tolmasquim & Pinto Jr. (2011), a renda petrolífera pode ser definida como a diferença entre a receita bruta auferida com a comercialização do óleo e gás produzidos e a soma de todos os custos da atividade e da remuneração básica do capital empregado (custo de oportunidade do capital).

Durante o ciclo de vida de um projeto de E&P, tanto o governo quanto as empresas procuram maximizar suas participações na renda petrolífera. A Figura 2 representa a distribuição das receitas da atividade petrolífera. A diferença entre a receita bruta da produção e a soma de todos os custos incorridos é o excedente econômico da atividade. O *Government Take* (GT) e o *Company Take* (CT) são definidos como a parcela do excedente econômico apropriados pelo governo e pela empresa (ou consórcio de empresas) que executa as atividades, respectivamente. Note-se que o CT engloba a remuneração do capital investido pela companhia e a parcela que a companhia consegue capturar da renda petrolífera.

¹³ REPETRO é um regime tributário especial para as atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos (BRASIL, 2017). Segundo Almeida & Coimbra (2012), permite a importação de equipamentos específicos sem incidência de tributos federais (Imposto sobre Importação (II), Imposto sobre Produto Industrializado (IPI), PIS e COFINS) e com redução da alíquota do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

Figura 2 - Representação esquemática da distribuição das receitas da atividade petrolífera.



Fonte: elaboração própria com base em Tolmasquim & Pinto Jr. (2011).

O governo se apropria de sua parcela da renda petrolífera através de diversos mecanismos, que podem ser diretos ou indiretos. Os mecanismos indiretos consistem nos tributos que incidem sobre os equipamentos, pessoas e serviços envolvidos na cadeia de E&P, como o II (Imposto sobre Importação) e o IPI (Imposto sobre Produto Industrializado) recolhidos na compra de equipamentos, o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) e o ISS (Impostos Sobre Serviços) pagos sobre os serviços contratados, e o IRPF (Imposto de Renda sobre Pessoa Física) pago pelos empregados contratados pelo projeto. Alguns desses impostos têm alíquotas reduzidas (ou mesmo zeradas) pelo programa REPETRO. Por sua enorme complexidade dentro do sistema tributário brasileiro, os mecanismos indiretos não são objeto de estudo de trabalho e não serão considerados nos fluxos de caixa simulados.

Os mecanismos diretos surgem da própria produção de óleo e gás ou do contrato firmado com a empresa que executará as atividades. A seguir, esses mecanismos são detalhados.

2.3.1 Bônus de Assinatura

Consiste no pagamento realizado pela empresa à União no momento da assinatura do contrato, representando um significativo fluxo de caixa negativo para a empresa no ano zero do projeto. É critério de apuração nos leilões de concessão (cada empresa é livre para determinar o bônus de assinatura que oferecerá no leilão, respeitado um valor mínimo) e fixo nos leilões do regime de partilha. Em geral, o valor exigido é tanto maior quanto menor o risco geológico e maior o volume estimado de reservas da área em leilão. O valor pago não pode ser ressarcido, mesmo que não seja realizada descoberta na área adquirida pela empresa.

O bônus de assinatura pode ser abatido da base de cálculo do IRPJ e CSLL. No regime de partilha, não pode ser lançado como custo em óleo.

2.3.2 *Royalties*

Royalties são pagamentos realizados ao proprietário de um bem por seus direitos de exploração. No caso da indústria de petróleo, correspondem a pagamentos mensais da empresa à União, como uma forma de compensação à sociedade pela extração desse recurso não-renovável. Incidem diretamente sobre a receita bruta da produção e, por isso, tem um caráter regressivo: em relação ao lucro líquido, os *royalties* pagos por empresas com menores margens de lucro são proporcionalmente maiores do que os *royalties* pagos por empresas com margens de lucro maiores. Por outro lado, dão ao governo um fluxo contínuo de receitas¹⁴.

No regime de concessão, o Art. 47 da Lei 9.478/1997 determina a alíquota de 10% da receita bruta, podendo ser reduzida a até 5% a critério da ANP dependendo dos “riscos geológicos, das expectativas de produção e de outros fatores pertinentes” (BRASIL, 1997). No regime de partilha, a alíquota é de 15% (Art. 42 da Lei 12.351/2010, incluído pela Lei n°12.734/2012).

Os *royalties* pagos podem ser abatidos da base de cálculo do IRPJ e CSLL. No regime de concessão, também podem ser abatidos da base de cálculo do pagamento de Participação Especial. No regime de partilha, não podem ser lançados como custo em óleo, mas podem ser excluídos do cálculo do excedente em óleo.

2.3.3 Parcela do excedente em óleo

Existe apenas no regime de partilha e é o critério único de apuração das ofertas nos leilões desse regime. Corresponde à parcela do excedente em óleo que fica para a União após excluído o custo em óleo e os *royalties* pagos pelo consórcio. A Figura 3 esquematiza esse mecanismo.

¹⁴ Por fluxo contínuo, entenda-se que, enquanto o campo estiver produzindo, o governo receberá *royalties*. No entanto, os valores recebidos dependem do volume produzido e do valor do barril de petróleo no mercado internacional, que pode sofrer fortes oscilações.

Figura 3 - Divisão conceitual da produção bruta de petróleo no regime de partilha. A União se apropria, através da PPSA, de um percentual do óleo lucro definido em contrato.



Fonte: PPSA (2020), página 16.

Os gastos que compõem o custo em óleo estão previstos nos contratos de partilha da produção e compreendem os custos relativos às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e abandono da área, desde que aprovados pelo comitê operacional e reconhecidos pela PPSA, gestora dos contratos¹⁵. A recuperação desses custos começa a ocorrer somente quando o campo começa a produzir.

Existe, porém, um limite de recuperação, conhecido como *recovery cap*, correspondente a um percentual da receita bruta mensal de produção. Caso os gastos reconhecidos no período excedam esse limite mensal, podem ficar como saldo para recuperação no período seguinte¹⁶. Caso haja saldo positivo (ou seja, custo reconhecido mas não recuperado) ao fim do contrato, não é devida compensação pela União.

Nos leilões de partilha, o percentual do óleo-lucro oferecido pelas licitantes à União considera um determinado valor ou faixa do preço do barril do petróleo Brent e um determinado

¹⁵ As listas dos gastos que compõem e que não compõem o custo em óleo são bastante extensas e podem ser conferidas nas minutas dos contratos que a ANP disponibiliza em seu *website*. A minuta da 5ª Rodada de Partilha está disponível no *link* a seguir, com o procedimento para apuração do custo em óleo no Anexo VII: http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_P5/Edital/modelo_contrato_lp5_sem_operacao_petrobras_saturno-tit%C3%A3-paubrasil.pdf

¹⁶ Os gastos a serem recuperados como custo em óleo são registrados, de acordo com os contratos de partilha, na chamada Conta Custo em Óleo.

valor ou faixa de produção diária média por poço produtor ativo no campo¹⁷. Por exemplo, na 5º Rodada de Partilha, o percentual ofertado deveria considerar o valor de US\$ 50 para o preço do Brent e uma produtividade diária média de 12000 barris de petróleo por poço produtor.

Caso esses valores de referência sofram variações ao longo do contrato, o regime de partilha possui um dispositivo que pode alterar o percentual do óleo-lucro efetivamente capturado pelo governo. Por exemplo, o edital da 5º Rodada de Partilha previa a seguinte tabela de percentual de excedente em óleo para a União em função da oferta, produtividade e preço do petróleo (Figura 4):

Figura 4 – Tabela de percentual de excedente em óleo para a União em função da oferta, produtividade e preço do petróleo da 5º Rodada de Partilha de Produção.

		Média de Produtividade dos Poços Produtores (bbld)													
		0	2.001	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	24.001	> 24.001
Preço Dated Brent	De	até	2.000	4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000	
	0	20	1%	-54,96pp	-27,12pp	-16,24pp	-10,64pp	-6,81pp	-4,10pp	-2,19pp	-1,05pp	+0,16pp	-0,87pp	+1,89pp	+2,36pp
	20,01	40	-97,49pp	-38,18pp	-17,56pp	-9,51pp	-5,44pp	-2,51pp	-0,63pp	+0,79pp	+1,65pp	+2,66pp	+3,09pp	+3,90pp	+4,17pp
	40,01	60	-75,31pp	-28,37pp	-11,96pp	-5,58pp	-2,40pp	OFERTA	+1,40pp	+2,53pp	+3,23pp	+4,11pp	+4,39pp	+5,08pp	+5,22pp
	60,01	80	-61,74pp	-22,12pp	-8,52pp	-3,18pp	-0,36pp	+1,41pp	+2,87pp	+3,79pp	+4,33pp	+4,82pp	+5,26pp	+5,66pp	+6,02pp
	80,01	100	-45,92pp	-15,10pp	-4,53pp	-0,37pp	+1,82pp	+3,20pp	+4,33pp	+5,05pp	+5,47pp	+5,85pp	+6,19pp	+6,50pp	+6,78pp
	100,01	120	-35,85pp	-10,64pp	-1,99pp	+1,41pp	+3,20pp	+4,34pp	+5,26pp	+5,85pp	+6,19pp	+6,50pp	+6,78pp	+7,03pp	+7,26pp
	120,01	140	-28,88pp	-7,55pp	-0,23pp	+2,65pp	+4,16pp	+5,12pp	+5,91pp	+6,40pp	+6,69pp	+6,95pp	+7,19pp	+7,41pp	+7,60pp
	140,01	160	-23,77pp	-5,28pp	+1,06pp	+3,56pp	+4,87pp	+5,70pp	+6,38pp	+6,81pp	+7,06pp	+7,25pp	+7,49pp	+7,68pp	+7,85pp
	>160,01		-15,47pp	-1,60pp	+3,16pp	+5,03pp	+6,01pp	+6,64pp	+7,14pp	+7,47pp	+7,66pp	+7,83pp	+7,98pp	+8,07pp	+8,25pp

Fonte: Edital da 5º Rodada de Licitações de Partilha de Produção (2018)

Esse dispositivo confere progressividade ao mecanismo: quanto maior o preço do Brent, maiores as receitas e, *ceteris paribus*, os lucros obtidos pelo consórcio, permitindo que a União se aproprie de uma parcela maior do excedente em óleo. O contrário ocorre quando o preço do Brent diminui: nesse caso, a União se apropria de uma parcela menor do excedente em óleo. Do mesmo modo, quanto maior a produtividade dos poços produtores, mais eficientes e lucrativas serão as operações, permitindo à União aumentar seu percentual do excedente em óleo. Com produtividades menores, esse percentual diminui. Assim, além da progressividade, esse mecanismo confere resiliência ao projeto, que permanece atraente mesmo em cenários adversos.

¹⁷ O Brent é um padrão de petróleo, extraído do Mar do Norte e negociado na bolsa de Londres, tomado como referência no mercado internacional. Dependendo das características do petróleo produzido, ele pode ser negociado por valores acima ou abaixo do Brent.

2.3.4 Participação Especial

Prevista no Art.45 da Lei 9.478/1997 e regulamentado pelo Decreto 2.705/1998, a Participação Especial “constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade” (BRASIL, 1998). Existe apenas no regime de concessão.

A Participação Especial é paga trimestralmente e suas alíquotas são determinadas por faixas de produção fiscalizada, variando de 0 (faixa isenta) a 40%. Os limites inferior e superior de cada faixa variam de acordo com o ambiente¹⁸ do campo produtor e com o ano de produção¹⁹. Para águas profundas, a partir do quarto ano de produção do campo, as alíquotas de Participação Especial são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Alíquotas de Participação Especial em função do volume de produção e da receita líquida. Válida para campos em águas profundas (>400m de profundidade) a partir do quarto ano de produção.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	450xRPL÷VPF	10
Acima de 900 até 1.350	675xRPL÷VPF	20
Acima de 1.350 até 1.800	900xRPL÷VPF	30
Acima de 1.800 até 2.250	360÷0,35xRPL÷VPF	35
Acima 2.250	1.181,25xRPL÷VPF	40

Fonte: Artigo 22 do Decreto 2.705/1998 (BRASIL, 1998).

Desse modo, a Participação Especial é um mecanismo essencialmente progressivo que considera diversos fatores e procura incidir sobre campos com alta produção, cobrando alíquotas maiores conforme aumenta o volume produzido.

¹⁸ Três ambientes são considerados: (i) terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres; (ii) plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros; e (iii) plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros. Os limites de isenção são menores em (i), onde os custos tendem a ser inferiores, e maiores em (iii), onde os custos tendem a ser mais significativos.

¹⁹ Quatro momentos são considerados: (i) o primeiro ano de produção, (ii) o segundo ano de produção, (iii) o terceiro ano de produção, e (iv) após o terceiro ano de produção. Os limites de isenção tornam-se menores com o tempo.

2.3.5 Pagamento pela ocupação ou retenção de áreas

Assim como a Participação Especial, existe apenas no regime de concessão, está prevista na Lei 9.478/1997 e foi regulamentada pelo Decreto 2.705/1998. Funciona como uma espécie de aluguel e procura evitar que a concessionária mantenha a área ociosa.

O pagamento corresponde a um valor fixo anual por quilômetro quadrado da área, respeitando limites mínimo e máximo inicialmente estabelecidos pelo Decreto como R\$ 10 e R\$ 500 na fase de exploração, R\$ 20 e R\$ 1000 na fase de desenvolvimento da produção e R\$ 100 e R\$ 5000 na fase de produção. Reajustados pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP – DI) até 01/01/2021, esses valores correspondem aos apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Valores mínimos e máximos atualizados do pagamento por ocupação ou retenção de áreas.

Pagamento pela ocupação ou retenção de área (valores atualizados até 01/01/2021 pelo IGP-DI)		
Fase	Limite mínimo (por km ²)	Limite máximo (por km ²)
Exploração	R\$ 63.14	R\$ 3 157.00
Desenvolvimento da Produção	R\$ 126.28	R\$ 6 314.00
Produção	R\$ 631.40	R\$ 31 570.00

Fonte: Artigo 28 do Decreto 2.705/1998 (BRASIL, 1998).

2.3.6 IRPJ e CSLL

O Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica (IRPJ) tem como fato gerador “a aquisição da disponibilidade econômica ou jurídica de renda, assim entendido o produto do capital, do trabalho ou da combinação de ambos” (BRASIL, 1966). A base de incidência é o lucro real da apurado da companhia. Em razão dos altos lucros geralmente computados pelas petrolíferas, a alíquota aplicável às empresas do setor é de 25% (CONSOLI, 2015; FURTADO, 2017).

A Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) foi instituída pela Lei 7.689/1988 e sua arrecadação destina-se ao financiamento do sistema de seguridade social brasileiro. A base de incidência é virtualmente a mesma do IRPJ e a alíquota, no caso da indústria de petróleo, é de 9%.

O IRPJ e a CSLL atuam na chamada última camada fiscal, sobre o lucro líquido da companhia após apuradas todas as receitas e despesas do período. Por essa razão, têm natureza progressivo. Podem ser abatidos de sua base de cálculo todas as demais participações governamentais pagas, bem como obrigações contratuais como o investimento em Pesquisa e Desenvolvimento e os custos inerentes às atividades de E&P.

A Tabela 4 sintetiza os mecanismos diretos de captura governamental na indústria de petróleo brasileira.

Tabela 4 - Mecanismos diretos de captura governamental.

Mecanismo de Captura Governamental	Conceito	Forma de cálculo	Regime aplicável
Bônus de Assinatura	Pagamento à União no momento de assinatura do contrato	Valor ofertado pela empresa no leilão de concessão ou pré-definido no edital do leilão de partilha.	Concessão e Partilha
Royalties	Pagamento mensal à União pelos direitos de exploração de recursos não-renováveis	15% da receita bruta no regime de partilha e de 5% a 10% da receita bruta no regime de concessão.	Concessão e Partilha
IRPJ e CSLL	Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre Lucro Líquido	25% sobre o Lucro Líquido (IRPJ) e 9% sobre o Lucro Líquido (CSLL).	Concessão e Partilha
Parcela do excedente em óleo	Parcela do excedente em óleo apropriada pela União	Percentual ofertado no leilão de partilha, corrigido pelo preço do Brent e pela produtividade média dos poços produtores, respeitado o <i>recovery cap</i> .	Somente Partilha
Participação Especial	Pagamento trimestral cobrado sobre campos com produção extraordinária	Varia conforme o ambiente, o ano de produção e o volume produzido no trimestre. Incide sobre a receita líquida e a alíquota pode chegar a 40%.	Somente Concessão
Pagamento por Ocupação ou Retenção de Área	Espécie de aluguel anual cobrado da empresa que detém os direitos de exploração de determinada área	Valor fixo, estabelecido em edital, por quilômetro quadrado da área ocupada. Geralmente aumenta nas fases de desenvolvimento e de produção.	Somente Concessão

Fonte: elaboração própria.

Além dos mecanismos diretos e indiretos, é comum que o governo imponha uma série de obrigações contratuais para cumprir objetivos específicos. Dois bons exemplos no Brasil são a exigência de um percentual mínimo de conteúdo local para execução das atividades de exploração e desenvolvimento da produção e a cláusula de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D), que exige que a empresa destine pelo menos 1% da receita bruta da produção para o fomento a projetos de P&D no país. Nesses casos, o governo não é destinatário direto dos recursos, mas beneficia-se dos resultados.

2.4 A discussão sobre os regimes fiscais brasileiros

A discussão sobre qual o regime fiscal mais adequado para as atividades de E&P no Brasil é bastante intensa e, por vezes, polêmica junto à opinião pública. Recentemente, houve severas críticas de setores do governo e da imprensa ao regime de partilha (ÉPOCA, 2019; GLOBO, 2020; VALOR, 2020). Por outro lado, também há diversas manifestações favoráveis ao modelo (G1, 2013; CARTA CAPITAL, 2019; OPERAMUNDI, 2019; GAZETA, 2020).

Na literatura acadêmica, a discussão também é extensa. Segundo Tolmasquim e Pinto Jr (2011), um bom regime fiscal deve levar em consideração o potencial petrolífero do país e o *trade-off* entre a participação do governo na renda petrolífera e a atratividade econômica dos projetos. É um desafio e um objetivo do governo capturar a maior parcela possível do excedente econômico sem que a atividade deixe de ser atrativa para as empresas.

Vale ressaltar que o retorno esperado de cada projeto está sujeito a grandes incertezas técnicas (a exemplo do volume que efetivamente será produzido na área cedida ou partilhada) e econômicas (a exemplo do preço do barril de petróleo no mercado internacional), e que a avaliação feita pelas empresas pode diferir bastante da avaliação do governo, o que torna a questão ainda mais complexa.

Diversos trabalhos buscaram analisar o impacto de diferentes regimes fiscais sobre a atratividade econômica de projetos de exploração e produção de petróleo. Lucchesi (2011) comparou, através de simulações matemáticas, o impacto dos regimes de concessão nos Estados Unidos da América (EUA), de partilha de produção na Nigéria e de concessão no Brasil, além de um regime fictício de partilha, sobre indicadores econômicos como a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Government Take* (GT). O autor concluiu que os regimes de partilha simulados tendem a ser mais onerosos à empresa executora dos projetos, e que um mesmo projeto pode ser economicamente viável sob um regime e inviável sob outro.

Costa Lima *et al* (2010) simularam um projeto típico do pré-sal brasileiro nos dois regimes e concluíram que nem sempre o contrato de partilha de produção é melhor para o governo, já que, dependendo do limite de recuperação de custo em óleo permitido à empresa executora, o GT sob partilha pode ser menor do que sob concessão.

Ravagnani *et al* (2012a, 2012b) mostraram que a estratégia de otimização da produção para maximizar o Valor Presente Líquido (VPL) de um projeto típico do pré-sal é diferente em cada regime. Mostraram ainda que algumas incertezas no cenário econômico podem afetar fortemente o VPL do projeto e que, para qualquer preço do barril do petróleo considerado, o GT é maior no regime de partilha, justificando a opção do governo brasileiro pelo regime.

Marques (2014, 2015) simulou curvas de produção em dois modelos de reservatório e os submeteu a quatro cenários econômicos distintos sob cada regime. Em consonância com Ravagnani *et al* (2012a, 2012b), a autora concluiu que o GT sob partilha é superior em todos os cenários, mas destacou que, ainda assim, o regime de concessão pode ser mais vantajoso para o governo ao gerar uma receita total maior. Isso pode acontecer porque, sob o regime de concessão, a empresa tende a investir mais pela expectativa de lucros maiores. Tal resultado – maior receita governamental sob o regime de concessão – foi obtido no caso de reservatórios com grandes reservas de óleo *in place* e cenários econômicos mais pessimistas.

Consoli *et al* (2014, 2015) e Consoli (2015) utilizam um modelo em Microsoft Excel que simula o fluxo de caixa de um projeto de E&P para comparar os dois regimes²⁰. Aplicando a metodologia ao caso de Libra, os autores concluem que a capacidade de arrecadação do governo é maior no regime de partilha, mas que os mesmos resultados poderiam ser obtidos com mudanças pontuais no regime de concessão, como o aumento nos percentuais exigidos de *royalties* ou de participação especial. Os autores realizam também uma análise de sensibilidade do projeto a diversos fatores, como o preço do barril do petróleo, o ano de início da produção e a produtividade do campo. Argumentam ainda que há um controle governamental excessivo no regime de partilha e que a obrigatoriedade de ter a Petrobras como operadora e com participação mínima de 30% - condições posteriormente revogadas pela Lei nº 13.365/2016 – prejudicava a competitividade dos leilões e limitava seu ritmo à capacidade de investimento da empresa.

Motta *et al* (2015) também realizam uma simulação de fluxo de caixa descontado e uma análise de sensibilidade aplicada a Libra sob o regime de partilha. Obtendo valores próximos a Consoli *et al* (2014), os autores concluem que o VPL do projeto se tornaria negativo para preços

²⁰ O modelo foi desenvolvido em conjunto pelo Grupo de Economia da Energia (GEE) do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE-UFRJ) e pelo Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP).

do barril de petróleo abaixo de US\$ 70, aproximadamente, o que indica a vulnerabilidade do projeto a flutuações do preço da *commodity*.

Araujo Rodrigues e Sauer (2015) também analisam o caso de Libra e simulam não apenas os regimes de concessão e partilha, mas também o regime de serviços²¹. Ao contrário da maioria dos trabalhos anteriormente citados, os autores concluem que as participações governamentais no regime de concessão são maiores do que no regime de partilha (e seriam ainda maiores no regime de serviços). Segundo eles, isso acontece devido às regras – posteriormente modificadas pela Lei 13.365/2016 - dos leilões de partilha, que obrigam as demais empresas a procurarem a Petrobras para formar consórcios, diminuindo a competitividade, e à tendência de queda das participações governamentais a partir de determinado momento no tempo, já que estas são dependentes da produtividade média dos poços. Os autores lembram, ainda, que a Lei 12.351/2010 permite a contratação direta da Petrobras, sem leilão. Como o governo possui cerca de 46%²² de participação na empresa, essa opção deveria ser considerada para maximizar as participações governamentais, além de permitir o controle estratégico da produção e do ritmo de investimentos.

Arivabene (2017) faz uma comparação entre duas áreas geologicamente semelhantes leiloadas em regimes diferentes: Sapinhoá (BM-S-9), leilado sob concessão em 2000, e Entorno de Sapinhoá, leilado sob partilha em 2017. As curvas de produção simuladas foram estimadas a partir dos próprios dados reais de produção de Sapinhoá. A conclusão foi que a TIR e o VPL do projeto sob o regime de concessão são expressivamente maiores do que sob partilha.

Mariano *et al* (2018) argumentam que é incorreto dizer, do ponto de vista puramente econômico, que um regime permite à União maior apropriação da renda que o outro, já que ambos podem ser equivalentes de acordo com os parâmetros adotados. Desse modo, destacam que a discussão sobre o melhor regime fiscal é essencialmente política e ideológica. Com base nos resultados das três primeiras rodadas dos leilões de partilha, concluem que as alterações

²¹ Segundo Tolmasquim e Pinto Jr (2011), nesse regime a totalidade do produto da lavra é da União, que paga à empresa contratada uma compensação pelos custos incorridos e uma remuneração pelos serviços. Quando essa remuneração é uma taxa administrativa, o contrato é considerado de serviço “puro” e a União assume todo o risco da atividade. Quando a remuneração é paga com base na performance da empresa, o contrato é de serviço “com risco”. Esse regime fiscal não existe na legislação brasileira do setor de óleo e gás.

²² Percentual à época da publicação do trabalho de Araujo Rodrigues e Sauer (2015). A composição acionária atual pode ser conferida no link: <https://www.investidorpetrobras.com.br/visao-geral/composicao-acionaria/>. Em abril de 2021, a participação da União era de 36,75%.

trazidas pela Lei nº 13.365/2016 foram benéficas, atraindo maior investimento internacional e acelerando o ritmo dos leilões. Afirmam ainda que o baixo risco exploratório do pré-sal é um grande atrativo, mas destacam que esse risco não é o mesmo para todas as áreas ofertadas.

Nesse sentido, Furtado (2017) e Furtado *et al* (2019) analisam a atratividade econômica de projetos sob a ótica da dinâmica risco-retorno, desse modo incorporando os riscos exploratórios aos cálculos econômicos, os quais passam a considerar não apenas o VPL, mas também o Valor Monetário Esperado (VME) do projeto. Com essa abordagem, os autores geram interessantes curvas de indiferença que podem guiar tanto as decisões de investimento das empresas quanto o ajuste dos parâmetros exigidos em leilão pela União. Analisando a mudança regulatória brasileira, os autores concluem que a União conseguiu aumentar sua participação na renda petrolífera (de 65% para 68%, na simulação dos autores para Libra) sem afastar as principais empresas do setor, que participaram ativamente dos leilões de partilha até então realizados.

Essa breve revisão bibliográfica, focada no caso brasileiro, indica que, apesar da discussão sobre o regime fiscal ser relativamente recente (como o regime de partilha foi instituído em 2010, é a partir de então que surgem a maioria dos trabalhos analisados), ela já é bastante rica, com pontos de convergência e divergência entre diferentes autores.

Nos próximos capítulos, será apresentado um breve histórico dos leilões de partilha no Brasil e realizado um estudo de caso na área de Pau-Brasil, através da simulação do Fluxo de Caixa Descontado do projeto.

3. HISTÓRICO DOS LEILÕES DE PARTILHA

Até maio de 2021, momento em que este trabalho é escrito, foram realizadas no Brasil seis rodadas de leilões de partilha, além de uma rodada de leilão dos volumes excedentes da cessão onerosa, que não é objeto de estudo deste trabalho. A Sétima e a Oitava Rodada de Partilha estavam previstas, respectivamente, para 2020 e 2021, mas foram adiadas devido à pandemia de Covid-19 e, até o momento, não têm nova data prevista. Estão em planejamento ainda a segunda rodada de leilão dos volumes excedentes da cessão onerosa e as rodadas 17 e 18 de concessão.

A seguir, apresenta-se uma retrospectiva das seis rodadas de leilões de partilha já realizadas.

3.1 Primeira Rodada de Partilha da Produção (2013)

A 1ª Rodada de Partilha da Produção teve sua sessão pública de ofertas no dia 25/10/2013. A única área leiloada foi Libra, que, segundo o seminário técnico apresentado pela ANP, tinha uma estimativa entre 25 e 40 bilhões de barris de petróleo *in place*. O bônus de assinatura exigido foi de 15 bilhões de reais, à época o maior valor da história dos leilões de petróleo no país.

As ofertas deveriam considerar um valor de Brent entre \$100,01 e \$120 e uma produtividade média entre 10.000 e 12.000 barris/dia por poço produtor ativo. O edital previa um compromisso de conteúdo local mínimo de 37% na etapa de exploração (com duração de 4 anos) e, na fase de desenvolvimento, 55% para módulos com primeiro óleo até 2021 e 59% na para módulos com primeiro óleo após 2021. O *recovery cap* estabelecido foi de 50% nos dois primeiros anos de produção e de 30% nos anos seguintes.

Ao todo, onze empresas se habilitaram²³ para a disputa, das quais cinco formaram um consórcio para apresentar a proposta única do leilão, que ofertou para a União 41,65% do excedente em óleo, mínimo exigido no edital. A Petrobras, que obrigatoriamente deveria ter pelo menos 30% de participação, aumentou sua parcela no consórcio para 40%, ao lado da

²³ Considera-se habilitada para o leilão a empresa que manifesta interesse, paga a taxa de participação, comprova sua habilitação técnica e apresenta garantias financeiras para a oferta.

anglo-holandesa Shell (20%), da francesa Total (20%) e das chinesas CNPC (20%) e CNOOC (20%).

A avaliação do resultado pode considerar suas visões: por um lado, o fato de ter havido uma única proposta, sem ágio no óleo-lucro oferecido para a União, pode deixar a sensação de que o leilão não obteve o resultado esperado. Por outro lado, um leilão que arrecada 15 bilhões de reais somente no bônus de assinatura, sem contar 41,65% do óleo-lucro ao longo de todo o projeto, está longe de ser um fracasso.

A Tabela 5 sintetiza os principais parâmetros e resultados da 1ª Rodada de Partilha.

Tabela 5 - Principais informações e resultados da 1ª Rodada de Partilha da Produção.

Primeira Rodada de Partilha da Produção			
Empresas habilitadas:	11	Data:	25/10/2013
Empresas ofertantes:	5	Brent de referência para oferta:	\$100,01 - \$120
Empresas vencedoras:	5	Produtividade média de referência para oferta:	10.000 - 12.000 barris/dia
Blocos Ofertados:	Libra		
Preferência Petrobras?	Não se aplicava		
Arrematado?	Sim		
Volume <i>in place</i> estimado	Entre 25 a 40 bilhões de bbl		
Bônus de Assinatura	R\$ 15.000.000.000,00		
Conteúdo local médio – etapa de exploração	37,00%		
Conteúdo local médio – etapa de desenvolvimento	55% (1º óleo até 2021); 59% (1º óleo após 2021)		
<i>Recovery Cap</i>	50% nos dois primeiros anos de Produção e 30% nos seguintes.		
Percentual mínimo exigido do óleo-lucro	41,65%		
Percentual do óleo-lucro da oferta vencedora	41,65%		
Consórcio Vencedor	Petrobras (40%)*, Shell (20%), Total (20%), CNPC (20%), CNOOC (20%)		

Fonte: elaboração própria com base em informações da ANP.

3.2 Segunda Rodada de Partilha da Produção (2017)

Após o leilão de Libra, passaram-se 4 anos até a 2ª e a 3ª Rodadas de Partilha, que aconteceram conjuntamente no dia 27/10/2017. Nesse intervalo, houve diversas mudanças regulatórias no setor²⁴. A principal delas foi a Lei nº 13.365/2016, que facultou à Petrobras “o

²⁴ Como já citado na seção 2.2, além da Lei nº 13.365/2016, pode-se citar também a Lei nº 13.586/2017, que estendeu o REPETRO, e a Resolução nº 07/2017 do CNPE, que simplificou as regras de Conteúdo Local. A

direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção”. (BRASIL, 2016).

Refletindo a grande queda no preço do barril de petróleo nesse período, as ofertas para a 2ª Rodada de Partilha deveriam considerar um valor de Brent de \$50. Já a produtividade média estabelecida foi de 11.000/dia por poço produtor ativo. O edital previa compromissos de conteúdo local mínimo que variavam de 35% a 55% na etapa de exploração e de 30% a 65% na fase de desenvolvimento da produção. O *recovery cap* estabelecido foi de 80%, exceto na área de Norte de Carcará, onde foi estabelecido em 50%.

A 2ª Rodada de Partilha teve foco em áreas unitizáveis, com jazidas potencialmente compartilhadas com áreas vizinhas²⁵. Foram leiloadas as áreas de Sudoeste de Tartaruga Verde, vizinha à concessão BM-C-36 (Tartaruga Verde), Sul de Gato do Mato, vizinha à concessão BM-S-54 (Gato do Mato), Entorno de Sapinhoá, vizinha à concessão BM-S-9 (Sapinhoá), e Norte de Carcará, vizinha à concessão BM-S-8 (Carcará). A única área na qual a Petrobras manifestou interesse em exercer seu direito de preferência (e participação mínima de 30% no consórcio) foi o Entorno de Sapinhoá.

Não por acaso, os consórcios vencedores foram liderados pelas mesmas empresas que já operavam os blocos vizinhos. A anglo-holandesa Shell (80%), que já operava a concessão BM-S-54, formou consórcio com a francesa Total (20%) para arrematar Sul de Gato do Mato, oferecendo o percentual mínimo de 11,53% do excedente em óleo para a União, além de R\$ 200 milhões de bônus de assinatura.

A brasileira Petrobras (45%), que já operava a concessão BM-S-9, juntou-se à sino-espanhola Repsol Sinopec (25%) e à Shell (30%) e ofereceu impressionantes 80,00% do excedente em óleo para a União, um grande ágio de 673,69% em relação ao mínimo estabelecido em edital (10,34%), além de R\$ 200 milhões do bônus de assinatura. A Shell

Resolução nº 10/2017 do CNPE também contribuiu ao estabelecer um calendário para o biênio 2018-2019 e criar diretrizes para o planejamento plurianual de licitações, dando maior previsibilidade aos leilões.

²⁵ A unitização é um processo que acontece uma mesma jazida é compartilhada entre blocos diferentes. Em áreas já na fase de produção, resulta em um Acordo de Individualização da Produção (AIP), em que os custos, responsabilidades e produtos da jazida são divididos entre os envolvidos. Em áreas exploratórias, resulta em um pré-AIP. A PPSA é a responsável por representar a União nos processos de unitização quando pelo menos uma das áreas está sob o regime de partilha.

(100%) também fez proposta pela área, oferecendo 50,46% do excedente em óleo, mas foi derrotada.

A norueguesa Statoil (40%) que já operava a concessão BM-S-8, arrematou também Norte de Carcará junto com a portuguesa Petrogal (20%) e a americana ExxonMobil (40%)²⁶. O consórcio ofereceu 67,13% do excedente em óleo para a União, um ágio de 203,99% em relação ao mínimo estabelecido em edital (22,08%), e pagou R\$ 3 bilhões de bônus de assinatura. Embora não houvesse exercido seu direito de preferência sobre a área, a Petrobras (30%), em consórcio com a brasileira OP Energia (70%), apresentou uma proposta de 21,17% do excedente em óleo, mas foi derrotada.

A área de Sudoeste de Tartaruga Verde não recebeu ofertas. O bloco foi arrematado posteriormente pela Petrobras (também operadora da concessão BM-C-36) na 5ª Rodada, quando foi leilado novamente com um bônus de assinatura e percentual mínimo exigido do óleo-lucro menores. Cabe ressaltar, porém, que, apesar de se situar dentro do polígono do pré-sal, os objetivos geológicos da área não se situavam geologicamente no pré-sal, mas sim ao nível do Albiano²⁷.

O fato de os blocos terem sido arrematados pela operadora dos blocos vizinhos demonstra, por um lado, a assimetria de informações no leilão, já que essas empresas têm acesso a dados confidenciais extraídos sobre a área vizinha, além da experiência e do conhecimento já adquiridos sobre as jazidas potencialmente compartilhadas. Por outro lado, demonstra que as operadoras tinham pleno interesse em assegurar a exploração das fatias das reservas que estavam nos blocos leiloados, indicando que sua avaliação do potencial geológico das áreas é bastante positiva.

Apesar de não ter havido ofertas para Sudoeste de Tartaruga Verde, o leilão pode ser considerado um sucesso. Ao todo, 10 empresas se habilitaram, das quais 8 apresentaram propostas e 7 saíram vencedoras. No total, arrecadou-se R\$ 3,3 bilhões de bônus de assinatura,

²⁶ Em 2018, a norueguesa Statoil mudou de nome para Equinor. A concessão BM-S-8 era originalmente operada pela Petrobras. A venda para a então Statoil foi concluída em 22/11/2016 pelo valor total de R\$ 2,5 bilhões (PETROBRAS, 2016).

²⁷ Idade geológica entre 100 e 113 milhões de anos atrás, mais recente que a idade Aptiano (113 – 125 milhões de anos), quando foi depositada a camada de sal nas bacias sedimentares brasileiras.

além do maior percentual do excedente em óleo e do maior ágio, ambos na área do Entorno de Sapinhoá, já registrados nos leilões de partilha do Brasil.

A Tabela 6 sintetiza os principais parâmetros e resultados da 2ª Rodada de Partilha.

Tabela 6 - Principais informações e resultados da 2ª Rodada de Partilha da Produção.

Segunda Rodada de Partilha da Produção				
Empresas habilitadas:	10	Data:		27/10/2017
Empresas ofertantes:	8	Brent de referência para oferta:		\$50,00
Empresas vencedoras:	7	Produtividade média de referência para oferta:		11.000 barris/dia
Blocos Ofertados:	Sudoeste de Tartaruga Verde	Sul de Gato do Mato	Entorno de Sapinhoá	Norte de Carcará
Preferência Petrobras?	Não	Não	Sim	Não
Arrematado?	Não	Sim	Sim	Sim
Volume <i>in place</i> estimado	~160 milhões de bbl	~203 Milhões de boe	~350 milhões de bbl	~2,2 Bilhões de bbl
Bônus de Assinatura	R\$ 100.000.000,00	R\$ 100.000.000,00	R\$ 200.000.000,00	R\$ 3.000.000.000,00
Conteúdo local médio – etapa de exploração	55,00%	38,00%	35,00%	35,00%
Conteúdo local médio – etapa de desenvolvimento	65,00%	60,00%	30,00%	30,00%
<i>Recovery Cap</i>	80,00%	80,00%	80,00%	50,00%
Percentual mínimo exigido do óleo-lucro	12,98%	11,53%	10,34%	22,08%
Percentual do óleo-lucro da oferta vencedora	Sem ofertas	11,53%	80,00%	67,12%
Consórcio Vencedor	Sem ofertas	Shell Brasil (80%)*; Total E&P do Brasil (20%)	Petrobras (45%)*; Repsol Sinopec (25%); Shell Brasil (30%)	Statoil Brasil (40%)*; Petrogal Brasil (20%); ExxonMobil Brasil (40%)
Percentual do óleo-lucro ofertado pelo 2º colocado	-	-	21,17%	50,46%
Consórcio 2º colocado	-	-	Petrobras (30%)*; OP Energia (70%)	Shell Brasil (100%)*

Fonte: elaboração própria com base em informações da ANP.

3.3 Terceira Rodada de Partilha da Produção (2017)

Realizada na mesma data da 2ª Rodada, a 3ª Rodada de Partilha ofereceu quatro áreas: Pau-Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio Oeste e Alto de Cabo Frio Central. Ao todo, 14 empresas de habilitaram para o leilão, das quais 8 apresentaram ofertas e 6 saíram vencedoras. A Petrobras exerceu seu direito de preferência nas áreas de Peroba e Alto de Cabo Frio Central.

As ofertas deveriam considerar como referência o valor do Brent de \$50 e uma produtividade média de 12.000 barris/dia. Em todas as áreas, o conteúdo local mínimo exigido foi de 18% na etapa de exploração e de 30% na etapa de desenvolvimento da produção. O *recovery cap* estabelecido foi de 50% para todas as áreas.

A área de Pau-Brasil, para a qual foi exigido um bônus de assinatura de R\$ 1,5 bilhão e pelo menos 14,4% do óleo-lucro, não recebeu nenhuma oferta. Como será visto na seção 3.5, a área foi leiloada novamente na 5ª Rodada com outros parâmetros e foi arrematada com grande ágio. No Capítulo 4, será realizado um estudo de viabilidade econômica aplicado a Pau-Brasil.

A área de Peroba, por sua vez, foi bastante disputada. O bônus de assinatura exigido foi de R\$ 2 bilhões e o volume de óleo *in place* (VOIP) não riscado ficava na ordem de 5,3 bilhões de barris, segundo estimativas apresentadas no seminário técnico da ANP²⁸.

No consórcio vencedor, a Petrobras, que já havia manifestado seu interesse em garantir pelo menos 30% da área, aumentou sua participação para 40%, ao lado da chinesa CNODC (20%) e da britânica BP Energy (40%), oferecendo 76,96% do óleo-lucro para a União, um ágio de 454,07% em relação ao mínimo exigido em edital (13,89%). A segunda melhor oferta foi do consórcio formado pela americana ExxonMobil (50%) e pela norueguesa Statoil (20%), que ofereceu 65,64% do óleo-lucro. Houve ainda uma terceira oferta, feita pelo consórcio formado pela chinesa CNOOC (20%), pela catariana QPI (20%) e pela Shell (30%), que ofereceu 61,07% do óleo-lucro²⁹.

A grande disputa por Peroba, com três ofertas muito acima do mínimo exigido em edital, além de representar o sucesso do leilão, reflete a avaliação fortemente positiva da área feita pelas empresas, provavelmente acima das expectativas do próprio governo. Por outro lado, Peroba também é representativa dos altos riscos associados à atividade de exploração de petróleo: a perfuração realizada em 2019 na área encontrou altos teores de dióxido de carbono (CO₂) e o desenvolvimento da descoberta foi considerado inviável economicamente, resultando na devolução da área à ANP (VALOR, 2021)³⁰.

²⁸ O termo “não riscado” significa que o cálculo do volume não foi ponderado pela probabilidade de sucesso geológico, ou fator de chance.

²⁹ Como a Petrobras havia exercido seu direito de preferência sobre a área, as ofertas são feitas por 70% do consórcio (por isso a soma das participações da segunda e terceira melhores ofertas de Peroba é 70%). Se a Petrobras estiver no consórcio que apresentou a melhor oferta, como foi o caso, sua participação é somada aos 30% do direito de preferência.

³⁰ Aqui, cabe uma discussão que pode ser objeto de investigações futuras. Quando a consórcio avalia a viabilidade da descoberta, as condições do contrato estão dadas (nesse caso, o principal fator é a oferta de 76,96% do óleo-lucro para a União). Caso houvesse um dispositivo que permitisse recalcular esse percentual em função do resultado da perfuração, é possível que a descoberta se tornasse viável ou que, ao menos, o consórcio decidisse fazer uma nova perfuração para reavaliar a área?

A área de Alto de Cabo Frio Central, que exigia bônus de assinatura de R\$ 500 milhões, foi arrematada pelo consórcio formado pela Petrobras (50%) e pela BP Energy (50%), que ofereceu 75,86% do óleo-lucro, um ágio de 254,82% em relação aos 21,38% mínimos exigidos em edital. Assim como em Peroba, a Petrobras aumentou sua participação no bloco, não se restringindo aos 30% garantidos pelo direito de preferência. Houve ainda uma segunda oferta, feita pelo consórcio formado por CNOOC (20%), QPI (20%) e Shell (30%), que ofereceu 46,41% do óleo-lucro.

Já a área de Alto de Cabo Frio Oeste foi arrematada pelo consórcio formado por Shell (55%), CNOOC (20%) e QPI (25%), que ofereceu o lance mínimo de 22,87% do óleo-lucro para a União, além de R\$ 350 milhões de bônus de assinatura.

Chamam atenção as parcerias formadas para o leilão. De um lado, a parceria entre Shell, CNOOC e QPI apresentou ofertas pelas três áreas que receberam propostas. De outro lado, Petrobras e BP apresentaram, juntas, ofertas por Alto de Cabo Frio Central e Peroba, nesta última acompanhadas pela CNODC. Na disputa por Peroba, chama atenção também que duas empresas (as estatais chinesas CNOOC e CNODC) controladas pelo mesmo sócio majoritário participaram de consórcios diferentes³¹.

Apesar de uma das áreas oferecidas não ter sido arrematada, o leilão pode ser considerado um sucesso em razão dos altos ágios obtidos em Peroba e Alto de Cabo Frio Central, além da arrecadação R\$ 2,85 bilhões de bônus de assinatura. A Tabela 7 sintetiza os principais resultados da 3ª Rodada de Partilha.

Importante notar que o dispositivo de direito de preferência, facultado à Petrobras pela Lei nº 13.365/2016, em nada prejudicou a concorrência do leilão: nas duas áreas em que a empresa exerceu seu direito, houve forte interesse de outras empresas, seja em consórcio com a Petrobras, seja em outros consórcios.

Antes da Lei nº 13.365/2016, o fato de a Petrobras obrigatoriamente ser operadora das áreas sob partilha praticamente forçava as outras empresas a procurarem a Petrobras para formar parceria, já que ela entraria de qualquer modo no consórcio vencedor. Isso também gerava um risco para a Petrobras, que necessariamente precisaria aceitar o percentual de óleo-

³¹ Cabe aqui o questionamento, que também pode ser investigado em trabalhos futuros, se o leilão poderia ter uma regra para evitar esse tipo de situação, sob motivação de garantir a livre concorrência.

lucro oferecido pela proposta vencedora, mesmo que, em seus cálculos, não considerasse o projeto viável nessas condições.

Após a Lei nº 13.365/2016, abriu-se a possibilidade para que a Petrobras não seja operadora mesmo nas áreas em que ela manifeste previamente interesse em exercer seu direito de preferência. Isso pode acontecer se um consórcio sem a Petrobras apresentar a melhor oferta: nesse caso, o edital do leilão prevê que a Petrobras terá 30 minutos para decidir se deseja compor o consórcio vencedor, respeitando o percentual de óleo-lucro oferecido na proposta. Desse modo, pode-se dizer que a Lei nº 13.365/2016 também foi benéfica para a Petrobras ao permitir que a empresa apresente ofertas somente nas áreas que julgar mais atrativas, e ao permitir que ela só entre em um consórcio caso julgue o lance economicamente viável.

Tabela 7 – Principais informações e resultados da 3ª Rodada de Partilha da Produção.

Terceira Rodada de Partilha da Produção				
Empresas habilitadas:	14	Data:		27/10/2017
Empresas ofertantes:	8	Brent de referência para oferta:		\$50,00
Empresas vencedoras:	6	Produtividade média de referência para oferta:		12.000 barris/dia
Blocos Ofertados:	Pau Brasil	Peroba	Alto de Cabo Frio - Oeste	Alto de Cabo Frio - Central
Preferência Petrobras?	Não	Sim	Não	Sim
Arrematado?	Não	Sim	Sim	Sim
Volume <i>in place</i> estimado	~ 4,1 bilhões de barris	~ 5,3 bilhões de barris	Não disponível	Não disponível
Bônus de Assinatura	R\$ 1.500.000.000,00	R\$ 2.000.000.000,00	R\$ 350.000.000,00	R\$ 500.000.000,00
Conteúdo local médio – etapa de exploração	18,00%	18,00%	18,00%	18,00%
Conteúdo local médio – etapa de desenvolvimento	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
<i>Recovery Cap</i>	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Percentual mínimo exigido do óleo-lucro	14,40%	13,89%	22,87%	21,38%
Percentual do óleo-lucro da oferta vencedora	Sem ofertas	76,96%	22,87%	75,86%
Consórcio Vencedor	Sem ofertas	Petrobras (40%)*; CNOOC Brasil (20%); BP Energy (40%)	Shell Brasil (55%)*; CNOOC Petroleum (20%); QPI Brasil (25%)	Petrobras (50%)*; BP Energy (50%)
Percentual do óleo-lucro ofertado pelo 2º colocado	-	65,64%	-	46,41%
Consórcio 2º colocado	-	Petrobras (30%)*; Statoil Brasil O&G (20%); ExxonMobil Brasil (50%)	-	Petrobras (30%)*; CNOOC (20%); QPI Brasil (20%); Shell Brasil (30%)
Percentual do óleo-lucro ofertado pelo 3º colocado	-	61,07%	-	-
Consórcio 3º colocado	-	Petrobras (30%)*; CNOOC (20%); QPI Brasil (20%); Shell Brasil (30%)	-	-

Fonte: elaboração própria com base em informações da ANP.

3.4 Quarta Rodada de Partilha da Produção (2018)

A 4ª Rodada de Partilha teve sua sessão pública de ofertas no dia 07/06/2018. Ao todo, 16 empresas se habilitaram para o leilão, das quais 11 apresentaram propostas e 7 participaram de alguma proposta vencedora. Foram ofertadas as áreas de Uirapuru e Três Marias, na bacia de Santos, e as áreas de Itaimbezinho e Dois Irmãos, na bacia de Campos³². A Petrobras manifestou interesse em exercer seu direito de preferência em todas as áreas, exceto Itaimbezinho.

Assim como na 3ª Rodada, as ofertas deveriam considerar como referência um valor do Brent de \$ 50 e 12.000 barris/dia de produtividade média por poço produtor. Em todas as áreas, o conteúdo local mínimo exigido foi de 18% na etapa de exploração e de 30% na etapa de desenvolvimento da produção. Já o *recovery cap* estabelecido foi de 80% para todas as áreas.

A área de Uirapuru recebeu 4 ofertas, o maior número entre todos os leilões de partilha já realizados. O bônus de assinatura exigido foi de R\$ 2,65 bilhões e a ANP estimava cerca de 7,8 bilhões de barris de óleo *in place*. A oferta vencedora veio do consórcio formado por ExxonMobil (28%), Statoil (28%) e Petrogal (14%), que ofereceu à União 75,49% do excedente em óleo, um ágio de 240,35% em relação ao mínimo exigido em edital (22,18%).

A Petrobras, com 45%, havia formado consórcio com a francesa Total (20%) e a britânica BP Energy (35%), mas sua proposta de 72,45% do óleo-lucro foi derrotada. Como a empresa havia manifestado seu interesse em exercer o direito de preferência sobre a área, teve a opção de escolher entrar ou não no consórcio vencedor. A resposta foi positiva e a Petrobras passou a ter 30% da área.

As outras duas ofertas derrotadas para Uirapuru vieram do consórcio formado por Chevron (20%), QPI (20%) e Shell (30%), que ofereceu 72,05% do óleo-lucro, e do consórcio formado pelas chinesas CNODC (30%) e CNOOC (40%), que ofereceu 68,15% do óleo-lucro.

Na área de Três Marias, o bônus de assinatura exigido foi de R\$ 100 milhões e o volume *in place* estimado pela ANP era de 1,9 bilhão de barris. A oferta vencedora veio do consórcio

³² Originalmente, a 4ª Rodada de Partilha previa ofertar também a área de Saturno, na bacia de Santos. Após uma decisão do Tribunal de Contas da União, porém, a área foi retirada do leilão e ofertada, com novos limites geográficos, na 5ª Rodada. Mais detalhes na seção 3.5.

formado por Shell (40%) e pela americana Chevron (30%), que ofereceu 49,95% do óleo-lucro para a União, com um ágio impressionante de 500,36% em relação ao mínimo exigido em edital (8,32%).

Assim como na disputa por Uirapuru, a Petrobras (40%) tentou formar consórcio com a Total (30%) e a BP (30%) para aumentar sua participação na área, mas a proposta de 18,00% do óleo-lucro foi derrotada. Novamente, a Petrobras precisou escolher se entraria no consórcio vencedor e decidiu positivamente. Na prática, a empresa precisou aumentar sua oferta de 18,00% para 49,95% para poder operar o bloco, evidenciando os ganhos trazidos pela Lei nº 13.365/2016 à dinâmica dos leilões de partilha.

Na área de Dois Irmãos, por sua vez, a Petrobras (45%) foi bem-sucedida em aumentar sua participação mínima ao formar consórcio com Statoil (25%) e BP Energy (30%). A oferta foi a única pela área. O percentual do óleo-lucro oferecido à União foi de 16,43%, igual ao mínimo exigido no edital, e o bônus de assinatura pago foi de R\$ 400 milhões. Já a área de Itaimbezinho não recebeu nenhuma proposta.

Assim como na 3ª Rodada, o fato de uma das áreas não ter sido arrematada não apaga o sucesso do leilão. Foram arrecadados R\$ 3,15 bilhões de bônus de assinatura e houve concorrência em duas das áreas, que renderam fortes ágios para a União. O número de empresas ofertantes (11) foi o maior registrado entre todos os leilões de partilha já realizados. A Tabela 8 sintetiza os principais resultados da 4ª Rodada de Partilha.

Tabela 8 - Principais informações e resultados da 4ª Rodada de Partilha da Produção.

Quarta Rodada de Partilha da Produção				
Empresas habilitadas:	16	Data:		07/06/2018
Empresas ofertantes:	11	Brent de referência para oferta:		\$50,00
Empresas vencedoras:	7	Produtividade média de referência para oferta:		12.000 barris/dia
Blocos Ofertados:	Três Marias	Uirapuru	Itaimbezinho	Dois Irmãos
Preferência Petrobras?	Sim	Sim	Não	Sim
Arrematado?	Sim	Sim	Não	Sim
Volume <i>in place</i> estimado	~ 1,9 bilhão de bbl	~7,8 bilhões de bbl	~ 1,9 bilhão de bbl	~ 2,4 bilhões de bbl
Bônus de Assinatura	R\$ 100.000.000,00	R\$ 2.650.000.000,00	R\$ 50.000.000,00	R\$ 400.000.000,00
Conteúdo local médio – etapa de exploração	18,00%	18,00%	18,00%	18,00%
Conteúdo local médio – etapa de desenvolvimento	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
<i>Recovery Cap</i>	80,00%	80,00%	80,00%	80,00%
Percentual mínimo exigido do óleo-lucro	8,32%	22,18%	7,07%	16,43%
Percentual do óleo-lucro da oferta vencedora	49,95%	75,49%	Sem ofertas	16,43%
Consórcio Vencedor	Petrobras (30%)*; Chevron Brazil (30%); Shell Brasil (40%)	Petrobras (30%)*; ExxonMobil (28%); Statoil (28%); Petrogal(14%)	Sem ofertas	Petrobras (45%)*; Statoil Brasil O&G (25%); BP Energy (30%)
Percentual do óleo-lucro ofertado pelo 2º colocado	18,00%	72,45%	-	-
Consórcio 2º colocado	Petrobras (40%)*; Total E&P do Brasil (30%); BP Energy (30%)	Petrobras (45%)*; Total E&P do Brasil (20%); BP Energy (35%)	-	-
Percentual do óleo-lucro ofertado pelo 3º colocado	-	72,05%	-	-
Consórcio 3º colocado	-	Petrobras (30%)*; Chevron (20%); QPI (20%); Shell (30%)	-	-
Percentual do óleo-lucro ofertado pelo 4º colocado	-	68,15%	-	-
Consórcio 4º colocado	-	Petrobras (30%)*; CNOOC Brasil (30%); CNOOC Petroleum (40%)	-	-

Fonte: elaboração própria com base em informações da ANP.

3.5 Quinta Rodada de Partilha da Produção (2018)

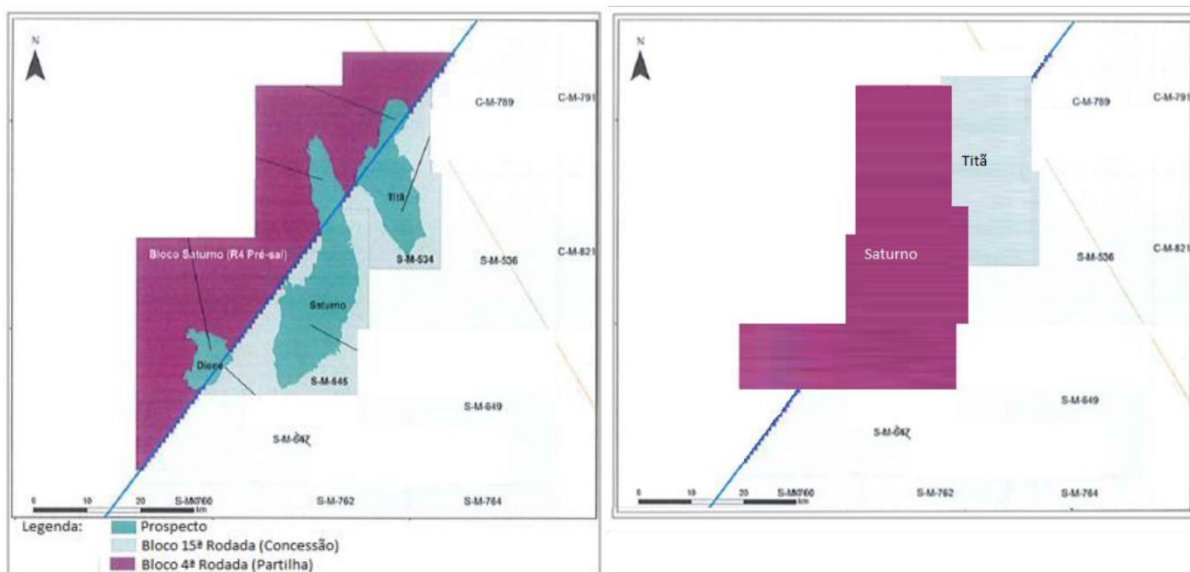
Ocorrida em 28/09/2018, a 5ª Rodada de Partilha colocou em leilão novamente as áreas de Sudoeste de Tartaruga Verde e Pau-Brasil, que não foram arrematadas na 2ª e na 3ª Rodadas, respectivamente, além das áreas de Saturno e Titã. A Petrobras indicou interesse em exercer seu direito de preferência apenas em Sudoeste de Tartaruga Verde.

As ofertas deveriam considerar como referência um valor do Brent de \$50 e uma produtividade média de 12000 barris/dia por poço produtor. A exigência de conteúdo local mínimo, assim como nas rodadas anteriores, foi de 18% na etapa de exploração e 30% na etapa de desenvolvimento da produção, e o *recovery cap* estabelecido foi de 80% para todos os blocos.

O desenho das áreas de Saturno e Titã sofreu alterações em relação ao planejamento original da ANP. Inicialmente, seriam leiloados três blocos: S-M-534 e S-M-645 na 15ª Rodada de Concessão e Saturno na 4ª Rodada de Partilha. Os bônus de assinatura mínimos definidos para S-M-534 e S-M-645 eram, respectivamente, de R\$ 1,9 bilhão e R\$ 1,65 bilhão, com possibilidade de aumento de acordo com as propostas recebidas. Já Saturno tinha um bônus de assinatura fixo de R\$ 1,45 bilhão e percentual mínimo de óleo-lucro para a União de 14,12%. Ao todo, portanto, a União esperava arrecadar no mínimo R\$ 5 bilhões de bônus.

Entretanto, após intervenção do Tribunal de Contas da União (TCU), foi determinada a retirada dos blocos S-M-534 e S-M-645 da 15ª Rodada de Concessão³³. Logo em seguida, a ANP decidiu retirar também a área de Saturno da 4ª Rodada de Partilha. Foi proposta uma nova configuração dos blocos, agora divididos apenas em Saturno e Titã, e as novas áreas foram ofertadas na 5ª Rodada de Partilha. A Figura 5 mostra a configuração das áreas antes e depois das mudanças.

Figura 5 - À esquerda, divisão das áreas em S-M-534, S-M-645 (15ª Rodada de Concessão) e Saturno (4ª Rodada de Partilha). À direita, divisão das áreas em Saturno e Titã (5ª Rodada de Partilha).



Fonte: TCU.

Após a publicação do pré-edital da 5ª Rodada de Partilha, nova intervenção do TCU alterou os percentuais mínimos exigidos do óleo-lucro. Na área de Saturno, esse percentual era

³³ O argumento central da decisão era que a arrecadação prevista com os bônus não seria suficiente para atingir uma carga fiscal (equivalente ao *government take*) estabelecida em 75%. Além disso, o TCU argumentou que licitar os prospectos geológicos identificados (Saturno, Titã e Dione) sob diferentes regimes fiscais geraria um risco alto – e desnecessário – de um processo complexo de unitização.

de 9,56% e passou para 17,54%, enquanto na área de Titã esse percentual passou de 5,80% para 9,53%. O bônus de assinatura exigido foi de R\$ 3,125 bilhões para cada área, totalizando R\$ 6,3 bilhões, acima dos R\$ 5 bilhões mínimos na configuração anterior.

Nenhuma dessas mudanças diminuiu o apetite das empresas pelas duas áreas. A oferta vencedora em Saturno veio do consórcio formado por Shell (50%) e Chevron (50%), que ofereceu 70,20% do excedente em óleo para a União, um ágio de 300,23% em relação ao mínimo exigido no edital. Houve ainda uma segunda oferta de 42,49% do excedente em óleo, feita pelo consórcio formado por ExxonMobil (64%) e QPI (36%).

Em Titã, por sua vez, o consórcio de Exxon (64%) e QPI (36%) foi vencedor, oferecendo 23,49% do óleo-lucro para a União, um ágio de 146,48% em relação ao mínimo previsto no edital. Houve ainda uma segunda proposta, feita pelo consórcio formado por Shell (50%) e pela colombiana Ecopetrol (50%), que ofereceu 11,65% do óleo-lucro.

Os resultados de Saturno e Titã fornecem uma comparação indireta entre os regimes de concessão e partilha. Como mostra a Figura 5, parte da área seria leiloada no regime de concessão e parte seria leiloada no regime de partilha, mas, depois das intervenções do TCU, toda a área foi leiloada no regime de partilha. Isso, porém, não afastou os investidores. Nesse caso, portanto, o governo cumpriu o objetivo exposto no §18 da EMI 38/2009 de adotar o regime de partilha, mas “manter atrativa a atividade de exploração e produção no País”. Com a intervenção do TCU, foi possível ainda “aumentar a apropriação da renda petrolífera pela sociedade” em cerca de R\$ 6,32 bilhões (SILVA, 2018).

A área de Sudoeste de Tartaruga Verde, que não havia recebido ofertas quando foi a leilão na 2ª Rodada, dessa vez teve uma oferta única, de 10,01% do excedente em óleo, o mínimo definido no edital, feita pela Petrobras (100%). Em relação aos parâmetros da 2ª Rodada, o bônus de assinatura caiu de R\$ 100 milhões para R\$ 70 milhões, enquanto o percentual mínimo do óleo-lucro caiu de 12,98% para 10,01%. O conteúdo local mínimo também caiu: de 55% para 18% na etapa de exploração e de 65% para 30% na etapa de desenvolvimento da produção.

Esses fatores provavelmente ajudam a explicar por que a Petrobras não se interessou pela área na 2ª Rodada e sim na 5ª Rodada, embora certamente não esgotem a resposta. É possível, por exemplo, que a Petrobras tenha mudado sua avaliação geológica da área a partir

do desempenho do campo de Tartaruga Verde, vizinho ao bloco. É possível também que a empresa já considerasse elevados demais seus compromissos com bônus de assinatura na 2ª e 3ª Rodadas, que totalizaram R\$ 1,14 bilhão (R\$ 800 milhões por 40% de Peroba, R\$ 250 milhões por 50% de Alto de Cabo Frio Central e R\$ 90 milhões por 45% de Entorno de Sapinhoá).

A área de Pau-Brasil, que também não havia recebido ofertas quando foi a leilão pela primeira vez, na 3ª Rodada de Partilha, dessa vez recebeu duas ofertas. O bônus de assinatura exigido caiu de R\$ 1,5 bilhão, na 3ª Rodada, para R\$ 500 milhões, na 5ª Rodada, enquanto o percentual mínimo do óleo-lucro subiu de 14,4%, na 3ª Rodada, para 24,82%, na 5ª Rodada. A oferta vencedora veio do consórcio formado por BP Energy (50%), CNOOC (30%) e Ecopetrol (20%), que ofereceu 63,79% do excedente em óleo para a União, um ágio de 157,01%. A segunda proposta foi bastante próxima: 62,40% pelo consórcio formado por Total (40%), Petrobras (40%) e CNODC (20%).

Vários pontos podem ser destacados na disputa por Pau-Brasil. Em primeiro lugar, assim como na disputa por Peroba na 3ª Rodada, novamente duas empresas com o mesmo sócio controlador (as estatais chinesas CNOOC e CNODC) participaram de consórcios diferentes que disputaram a mesma área. Em segundo lugar, a Petrobras, mesmo não tendo exercido seu direito de preferência, participou de um consórcio para tentar arrematar a área, embora não como operadora (a francesa Total operaria a área se o consórcio tivesse vencido o leilão).

Por fim, o que explica o fato de não haver nenhuma oferta na 3ª Rodada e duas ofertas tão agressivas na 5ª Rodada? Embora seja difícil assegurar uma resposta definitiva, é possível notar que, na 5ª Rodada, entre as empresas que formaram o consórcio vencedor, BP Energy e CNOOC não apresentaram proposta por nenhuma outra área (apenas a Ecopetrol participou da disputa por Titã). Já na 3ª Rodada, a CNOOC participou de três disputas (Alto de Cabo Frio Oeste, Alto de Cabo Frio Central e Peroba) enquanto a BP Energy participou de duas (Alto de Cabo Frio Central e Peroba).

Isso indica que, dada a restrição orçamentária das empresas e o portfólio de áreas disponíveis, as ofertantes deram prioridade a outras áreas que julgavam mais atraentes na 3ª Rodada. Já na 5ª Rodada, com outro portfólio disponível, a prioridade pode ter sido dada para Pau-Brasil. Além disso, a avaliação geológica da área feita pelas empresas, a visualização do

cenário econômico, a capacidade de capitalização e o próprio plano estratégico das empresas pode ter mudado substancialmente entre a 3ª e a 5ª Rodadas.

Em todo caso, a área de Pau-Brasil foi escolhida para um estudo de caso de análise de viabilidade econômica de um projeto sob o regime de partilha no Brasil, que será apresentada no Capítulo 4. Nesse estudo, será evidenciado também o impacto da mudança nas variáveis exigidas pelo governo (bônus de assinatura e percentual mínimo do excedente em óleo) sobre os indicadores econômicos do projeto.

Em suma, a 5ª Rodada de Partilha também pode ser considerada um sucesso. Ao todo, 12 empresas se habilitaram, das quais 10 apresentaram propostas e 8 saíram vencedoras, o maior número já registrado entre os leilões de partilha já realizados. Essas 8 empresas têm origem em 7 países diferentes (Brasil, Colômbia, China, Catar, Holanda, Inglaterra e Estados Unidos), evidenciando o interesse dos grandes *players* mundiais pelos ativos brasileiros. As quatro áreas ofertadas foram arrematadas, gerando arrecadação de R\$ 6,82 bilhões em bônus de assinatura. Em três áreas houve mais de uma oferta, com ágio superior a 100% em todas elas. A Tabela 9 sintetiza os principais resultados da 5ª Rodada de Partilha.

Tabela 9 - Principais informações e resultados da 5ª Rodada de Partilha da Produção.

Quinta Rodada de Partilha da Produção				
Empresas habilitadas:	12	Data:		28/09/2018
Empresas ofertantes:	10	Brent de referência para oferta:		\$50,00
Empresas vencedoras:	8	Produtividade média de referência para oferta:		12.000 barris/dia
Blocos Ofertados:	Saturno	Titã	Pau-Brasil	Sudoeste Tartaruga Verde
Preferência Petrobras?	Não	Não	Não	Sim
Arrematado?	Sim	Sim	Sim	Sim
Volume <i>in place</i> estimado	~ 8,3 bilhões de bbl	~ 3,9 bilhões de bbl	~ 3,9 bilhões de bbl	~ 1,29 bilhão bbl
Bônus de Assinatura	R\$ 3.125.000.000,00	R\$ 3.125.000.000,00	R\$ 500.000.000,00	R\$ 70.000.000,00
Conteúdo local médio – etapa de exploração	18,00%	18,00%	18,00%	18,00%
Conteúdo local médio – etapa de desenvolvimento	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
<i>Recovery Cap</i>	80,00%	80,00%	80,00%	80,00%
Percentual mínimo exigido do óleo-lucro	17,54%	9,53%	24,82%	10,01%
Percentual do óleo-lucro da oferta vencedora	70,20%	23,49%	63,79%	10,01%
Consórcio Vencedor	Shell Brasil (50,00%)*; Chevron Brasil Óleo (50%)	ExxonMobil Brasil (64,00%)*; QPI Brasil (36%)	BP Energy (50%)*; CNOOC Petroleum (30%); Ecopetrol (20%)	Petrobras (100%)*
Percentual do óleo-lucro ofertado pelo 2º colocado	42,49%	11,65%	62,40%	-
Consórcio 2º colocado	ExxonMobil Brasil (64,00%)*; QPI Brasil (36%)	Shell Brasil (50%)*; Ecopetrol (50%)	Total E&P do Brasil (40%)*; Petrobras (40%); CNODC (20%)	-

Fonte: elaboração própria com base em dados da ANP.

3.6 Sexta Rodada de Partilha da Produção (2019)

Ocorrida em 07/11/2019, a 6ª Rodada de Partilha é a única que pode realmente ser considerada um insucesso. Embora 17 empresas tenham se habilitado para o leilão, o maior número já registrado, apenas 2 (em consórcio) apresentaram proposta, arrematando apenas uma das cinco áreas em disputa.

Foram ofertadas as áreas de Aram, Cruzeiro do Sul, Bumerangue, Sudoeste de Sagitário e Norte de Brava. As ofertas deveriam considerar como referência um valor do Brent de \$50 e uma produtividade média de 10000 barris/dia por poço produtor. O *recovery cap* estabelecido foi de 80% para todas as áreas. O conteúdo local mínimo nas etapas de exploração e desenvolvimento da produção foram, respectivamente, 18% e 30% para as áreas de Aram e Bumerangue, 18% e 37% para a área de Sudoeste de Sagitário, 20% e 30% para a área de Cruzeiro do Sul, e iguais aos percentuais do campo de Marlim no caso de Norte de Brava.

A Petrobras manifestou interesse em exercer seu direito de preferência nas áreas de Aram, Sudoeste de Sagitário e Norte de Brava. Entretanto, apresentou proposta somente por Aram, em consórcio com a CNODC (80% para a brasileira, 20% para a chinesa), ofertando à União 29,96% do excedente em óleo, o mínimo exigido no edital. O bônus de assinatura, porém, foi significativo: R\$ 5,05 bilhões, maior do que o total arrecadado na 2ª, na 3ª ou na 4ª Rodada de Partilha.

Embora não exista um fator único que explique inteiramente o insucesso da 6ª Rodada, chama atenção o alto número de leilões realizados em um curto período. Em 2017, foram realizadas a 2ª e a 3ª Rodadas de Partilha e a 14ª Rodada de Concessão. Em 2018, foram realizadas a 4ª e a 5ª Rodadas de Partilha e a 15ª Rodada de Concessão. Em 2019, em um intervalo de menos de um mês, foram realizadas a 16ª Rodada de Concessão, a 1ª Rodada dos Excedentes da Cessão Onerosa e, por último, a 6ª Rodada de Partilha. Ao todo, os oito leilões que antecederam a 6ª Rodada nesse período arrecadaram R\$ 121,851 bilhões (R\$ 69,96 bilhões nos Excedentes da Cessão Onerosa, R\$ 20,771 bilhões nas Rodadas de Concessão e R\$ 31,12 bilhões nas Rodadas de Partilha).

Isso representa um investimento altíssimo realizado pelas empresas do setor no Brasil, que se estende também aos programas exploratórios mínimos, às avaliações de eventuais

descobertas e ao desenvolvimento da produção. É possível que, após avaliar as áreas ofertadas na 6ª Rodada, as empresas tenham preferido pisar no freio.

Outro aspecto interessante, que abre margem para discussões bem mais abrangentes, diz respeito ao processo de transição energética e aos compromissos de descarbonização que as empresas do setor vêm assumindo. Nesse sentido, é possível que as companhias estejam revisando suas expectativas para o futuro e repaginando seus portfólios.

Quanto ao fato da Petrobras não ter apresentado propostas por Sudoeste de Sagitário e Norte de Brava, há pelo menos duas razões aparentes. Primeiramente, a empresa já havia se comprometido com o pagamento de mais de R\$ 63 bilhões em bônus de assinatura no dia anterior, na 1ª Rodada dos Excedentes da Cessão Onerosa. Em segundo lugar, é provável que a empresa não tenha encontrado parceiros para os projetos. O desenvolvimento de Norte de Brava provavelmente exigiria utilização da infraestrutura de escoamento do campo de Marlim, que pertence inteiramente à Petrobras, o que certamente traria complexidade às negociações. Já a área de Sudoeste de Sagitário é vizinha à concessão S-M-623, onde já foi anunciada a descoberta de Sagitário, que se encontra em plano de avaliação e ainda não teve comercialidade declarada.

Por fim, não se pode descartar que as empresas simplesmente não tenham se interessado pelas demais áreas. A área de Bumerangue, segundo os seminários técnicos da ANP, representa uma região de nova fronteira exploratória, em que ainda é necessária evolução do conhecimento geológico. Já a área de Cruzeiro do Sul é vizinha da concessão BM-S-24, na qual o plano de avaliação da descoberta de Júpiter identificou alto teor de gás carbônico (CO₂), exigindo tecnologia especial para a produção.

Em todo caso, os exemplos de Sudoeste de Tartaruga Verde e Pau-Brasil na 5ª Rodada de Partilha mostram que é possível que uma área não arrematada quando ofertada pela primeira vez seja arrematada em outra oportunidade. Portanto, é possível que as áreas não arrematadas na 6ª Rodada sejam oferecidas novamente, provavelmente com outras exigências de bônus de assinatura e percentual mínimo de óleo-lucro à União e, enfim arrematadas.

A Tabela 10 sintetiza os principais resultados da 6ª Rodada de Partilha.

Tabela 10 - Principais informações e resultados da 6ª Rodada de Partilha da Produção.

Sexta Rodada de Partilha da Produção					
Empresas habilitadas:	17	Data:			07/11/2019
Empresas ofertantes:	2	Brent de referência para oferta:			\$50,00
Empresas vencedoras:	2	Produtividade média de referência para oferta:			10.000 barris/dia
Blocos Ofertados:	Aram	Cruzeiro do Sul	Sudoeste de Sagitário	Bumerangue	Norte de Brava
Preferência Petrobras?	Sim	Não	Sim	Não	Sim
Arrematado?	Sim	Não	Não	Não	Não
Volume <i>in place</i> estimado	~29 bilhões bbl	~4,65 bilhões bbl	~ 1,54 bilhão bbl	~ 3,63 bilhões bbl	~810 milhões de bbl
Bônus de Assinatura	R\$ 5.050.000.000,00	R\$ 1.150.000.000,00	R\$ 500.000.000,00	R\$ 550.000.000,00	R\$ 600.000.000,00
Conteúdo local médio – etapa de exploração	18,00%	20,00%	18,00%	18,00%	= Marlim
Conteúdo local médio – etapa de desenvolvimento	30,00%	30,00%	37,00%	30,00%	= Marlim
<i>Recovery Cap</i>	80,00%	80,00%	80,00%	80,00%	80,00%
Percentual mínimo exigido do óleo-lucro	29,96%	29,52%	26,09%	26,88%	36,98%
Percentual do óleo-lucro da oferta vencedora	29,96%	Sem ofertas	Sem ofertas	Sem ofertas	Sem ofertas
Consórcio Vencedor	Petrobras(80%)*; CNODC (20%)	Sem ofertas	Sem ofertas	Sem ofertas	Sem ofertas

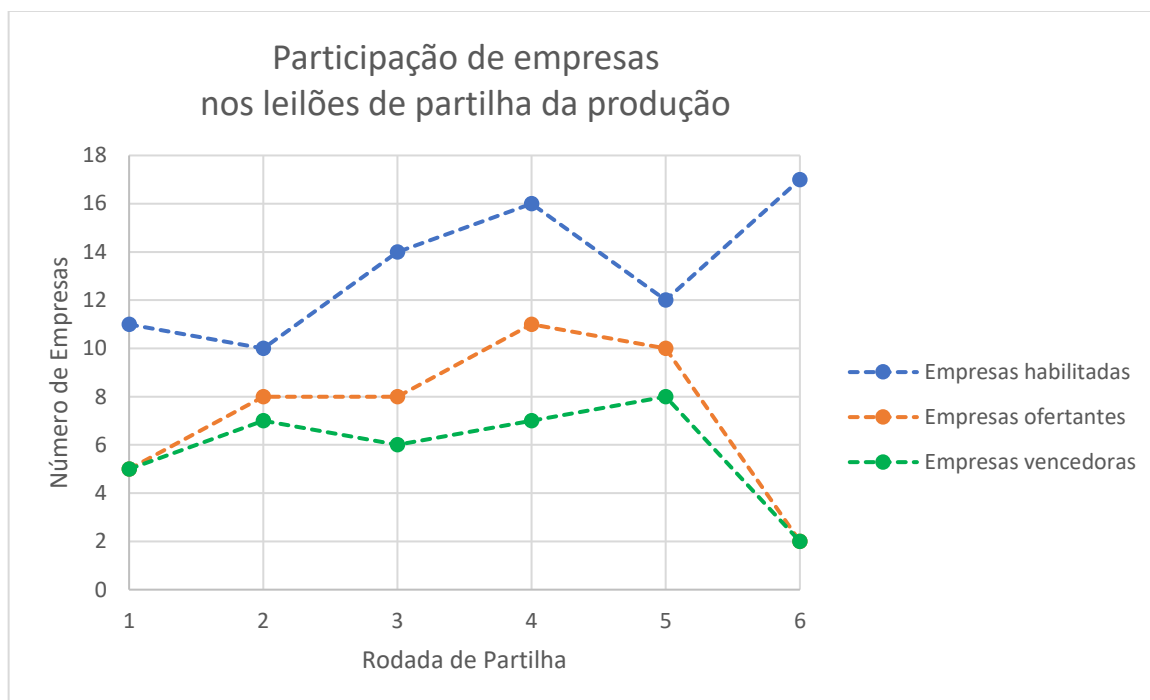
Fonte: elaboração própria com base em informações da ANP.

3.7 Avaliação dos resultados obtidos no regime de partilha

Tendo em vista o sucesso das cinco primeiras rodadas de partilha, não é razoável atribuir ao regime de partilha os resultados pouco satisfatórios da 6ª Rodada de Partilha e da 1ª Rodada dos Excedentes da Cessão Onerosa, como fizeram alguns veículos e atores políticos (EPOCA, 2019; GLOBO, 2020).

A Figura 6, que apresenta o número de empresas habilitadas, ofertantes e vencedoras ao longo das seis rodadas, indica que o regime de partilha não afastou investidores do Brasil. Pelo contrário, os principais *players* da indústria mundial de petróleo estiveram presentes no leilão, evidenciando o alto potencial das áreas ofertadas.

Figura 6 - Número de empresas habilitadas, ofertantes e vencedoras nas seis primeiras rodadas de partilha da produção.



Fonte: elaboração própria com base em dados da ANP.

Entretanto, a paralisação dos leilões de petróleo no Brasil a partir de 2008, enquanto se discutia o regime de partilha e o novo marco regulatório brasileiro, foi prejudicial ao país em termos de arrecadação³⁴. Até a retomada dos leilões, em 2013, foram praticamente cinco anos sem leilões em uma época de altos preços do petróleo no mercado internacional, em que as empresas provavelmente estariam dispostas a pagar altos bônus de assinatura³⁵. A demora na definição das novas regras é um ponto que certamente merece críticas, embora os leilões realizados em contextos de preços mais baixos (em média \$54,25 em 2017 e \$71,34 em 2018) tenham arrecadado altos bônus e atraído ágios significativos nas propostas.

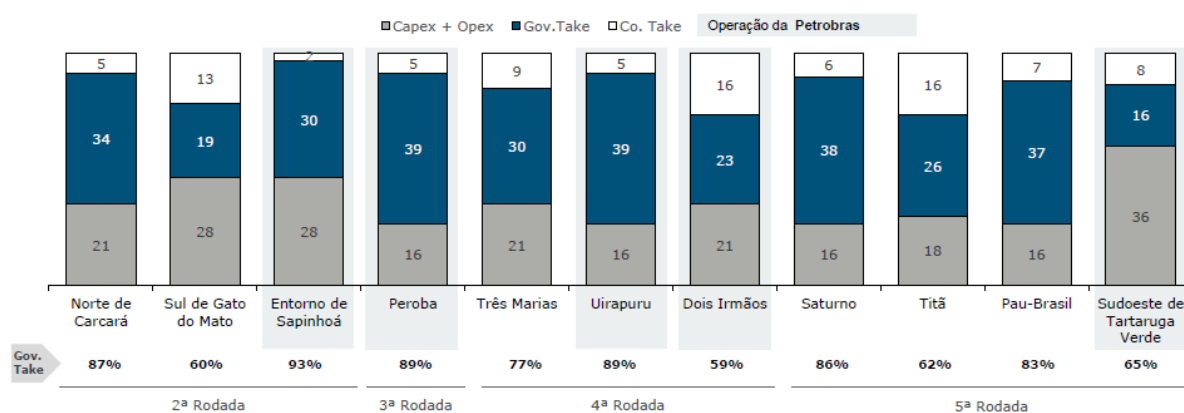
Cabe avaliar, dado que o regime foi oficialmente instituído em 2010 e está em prática desde 2013, se os objetivos do governo ao criar o regime estão sendo cumpridos. Como já destacado na Introdução deste trabalho, o §14 da EMI nº38/2009 apontava os objetivos de “aumentar a apropriação da renda petrolífera pela sociedade” e “manter atrativa a atividade de

³⁴ A última rodada antes do hiato de leilões foi a 10ª Rodada de Concessão, em 2008, na qual não foi ofertada nenhuma área *offshore*. A retomada ocorreu em 2013, com a 11ª Rodada de Concessão e a 1ª Rodada de Partilha.

³⁵ Segundo o portal Statista, o preço médio do Brent foi de \$96,99 no ano de 2008, \$61,61 em 2009 (com forte impacto da crise do *subprime*), \$79,47 em 2010, \$111,26 em 2011 e \$111,63 em 2012. Ainda houve mais dois anos com preços altos (\$108,56 em 2013 e \$98,97 em 2014), até uma queda brusca para \$52,32 em 2015.

exploração e produção no país” (BRASIL, 2009). Quanto à atratividade da atividade, o interesse das empresas e os fortes ágios obtidos em algumas das áreas indica que a adoção do regime de partilha, por si só, não tornou os projetos de exploração e produção inviáveis. Quanto à maior apropriação da renda petrolífera, o IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis) estimou os *government takes* obtidos nas áreas leiloadas entre a 2ª e a 5ª Rodadas de Partilha. Os resultados são reproduzidos na Figura 7.

Figura 7 - Government Take (%) obtidos nas áreas leiloadas entre a 2ª e 5ª Rodadas de Partilha. Os valores dentro das barras representam, em \$/barril, as frações da receita referentes aos custos, aos ganhos da companhia (*company take*) e aos ganhos do governo (*government take*). O preço do barril considerado foi \$60.



Fonte: IBP (2018), página 8.

Da Figura 7, observa-se que o governo vem conseguindo se apropriar de uma parcela significativa da renda petrolífera, variando de 59% em Dois Irmãos até 93% em Entorno de Sapinhoá. Em Pau-Brasil, área que será estudada no próximo capítulo, o GT estimado pelo IBP foi de 83%. As simulações realizadas neste trabalho chegaram ao valor de 80,65%, razoavelmente próximo. A título de comparação, o GT obtido no regime de concessão, considerando o mesmo bônus de assinatura (R\$ 500 milhões), seria de 51,37%. Mesmo que o bônus de assinatura fosse multiplicado por 10, chegando a improváveis R\$ 5 bilhões, o GT atingiria apenas 53,93%. Por fim, mesmo que não houvesse ágio por Pau-Brasil na 5ª Rodada, o GT seria de 60,12%.

Tais números indicam que o objetivo propagado pela EMI n°38/2009 de aumentar a participação do governo na renda petrolífera está, sim, sendo cumprido. É relevante a discussão, porém, se era necessária mudar o regime fiscal para atingir esse objetivo. Segundo Consoli (2015), em suas simulações para Libra, era possível obter, no regime de concessão, o mesmo GT obtido no regime de partilha através de mudanças pontuais como o aumento na alíquota de

royalties ou de Participação Especial. Na mesma linha, Mariano *et al* (2018) argumentam que os regimes podem ser equivalentes do ponto de vista econômico e que a opção por um por outro é política.

Nesse sentido, conforme já discutido na seção 2.2, é através da PPSA que a União procura cumprir o objetivo político e estratégico de obter “maior controle do processo de gestão, desde a exploração até a comercialização, das reservas de petróleo e gás” (BRASIL, 2009). É também através da PPSA e sua participação nos consórcios que a União procura se manter a par de toda a evolução do conhecimento geológico sobre o pré-sal, essencial para a otimização da produção de seus recursos. Por fim, manter a propriedade de todo o óleo e gás produzidos no pré-sal também foi uma decisão política que motivou a mudança do regime fiscal.

No próximo capítulo, serão estudados os impactos de diversos fatores sobre a viabilidade econômica de um projeto sob o regime de partilha.

4. VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM PROJETO SOB O REGIME DE PARTILHA DA PRODUÇÃO: ESTUDO DE CASO NA ÁREA DE PAU-BRASIL

4.1 Metodologia

A metodologia utilizada para o estudo de viabilidade econômica foi o Fluxo de Caixa Descontado (FCD), que consiste em computar, em cada período de tempo, as entradas e saídas de capital do caixa da companhia, e aplicar a elas uma taxa de desconto. O principal resultado do FCD é o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto, calculado através da seguinte fórmula, onde t é o período no tempo e r é a taxa de desconto:

$$VPL = \sum_{t=0}^T \frac{Entradas(t) - Saídas(t)}{(1+r)^t}$$

Outro indicador importante é a Taxa Interna de Retorno (TIR), que é a taxa que, quando aplicada ao fluxo de caixa, leva o VPL a zero:

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{Entradas(t) - Saídas(t)}{(1+TIR)^t}$$

Nas simulações realizadas neste capítulo, a periodicidade temporal será anual (ou seja, $t = 1$ refere-se o primeiro ano de produção, $t = 2$ ao segundo ano de produção e assim por diante, até $t = T = 35$, o 35º e último ano de produção). O detalhamento das entradas e saídas a cada período de tempo será feito nas seções seguintes. Já a taxa de desconto utilizada será de 10% ao ano, equivalente a uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) considerada para o projeto ($r = TMA = 0,1$). Esse valor é o mesmo usado por Consoli (2015) e Furtado (2017), entre outros trabalhos.

Isso significa que um projeto com VPL positivo possui TIR maior que a TMA e, portanto, tem valor para a companhia. Já um projeto com VPL negativo possui TIR menor que a TMA e, portanto, não é atrativo para a companhia.

Para incorporar os riscos exploratórios à análise econômica, será calculado também o Valor Monetário Esperado (VME) do projeto, que consiste em uma espécie de média dos VPLs de vários cenários ($j = 1, 2 \dots$) ponderada pela probabilidade de cada cenário (p_j), de acordo com a seguinte equação:

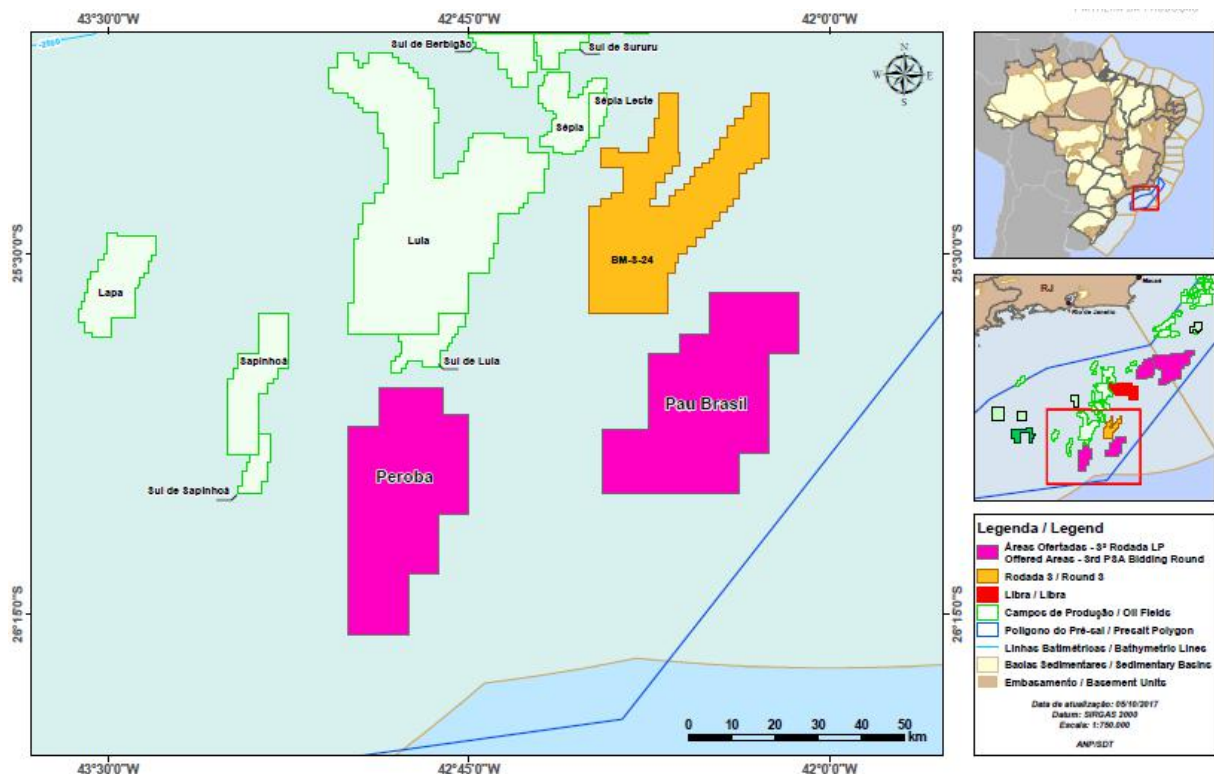
$$VME = \sum_j p_j * VPL_j = p_1 * VPL_1 + p_2 * VPL_2 + \dots$$

Vale destacar que a metodologia de FCD, por vezes, é demasiadamente simplificada para avaliar um projeto tão complexo como o desenvolvimento de um campo de petróleo. É comum que as grandes empresas do setor utilizem metodologias mais avançadas, como Opções Reais (DIAS, 2004), que incorporam incertezas e o processo de aprendizagem à decisão econômica. Para os objetivos deste trabalho, porém, a metodologia de FCD é suficiente para estudar como diferentes variáveis econômicas impactam o valor de um projeto e as decisões do governo e das companhias.

4.2 A área de Pau-Brasil

A área de Pau-Brasil foi escolhida porque já foi a leilão duas vezes. Na primeira vez, na 3ª Rodada de Partilha, não recebeu nenhuma proposta (ver Tabela 7). Na segunda vez, na 5ª Rodada de Partilha, foi bastante disputada entre dois consórcios (ver Tabela 9). A área está localizada na bacia de Santos, ao sul da concessão BM-S-24 e a leste da área de Peroba, como mostra a Figura 8.

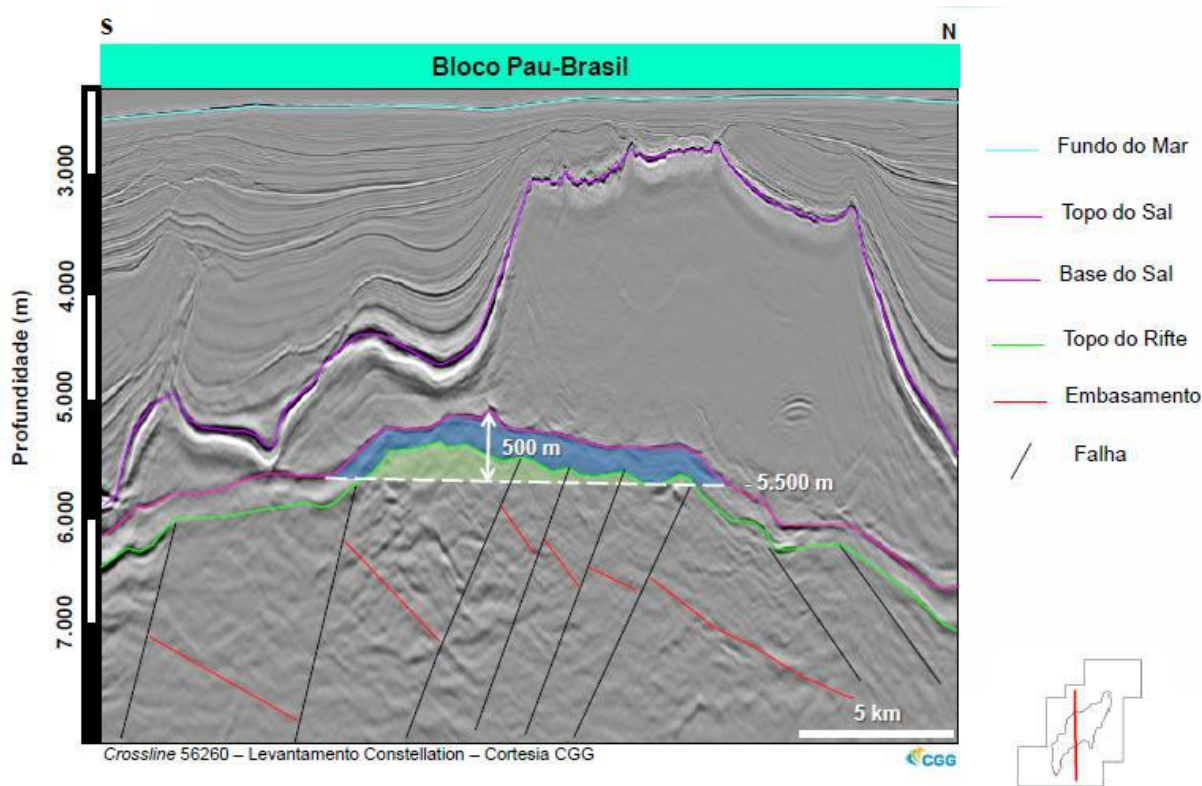
Figura 8 - Localização da área de Pau-Brasil.



Fonte: ANP.

Segundo o Sumário Geológico da 3ª Rodada de Partilha, os prospectos são formados por reservatórios carbonáticos, de idade Aptiana, depositados em ambiente lacustre. A área de Pau-Brasil é um proeminente alto estrutural da Base do Sal, associado a altos do embasamento, com fechamento estrutural nas quatro direções e selado pela camada de sal. A Figura 9 apresenta uma interpretação sísmica da área, com seus principais horizontes geológicos e a possível área de acumulação de hidrocarbonetos, marcada em azul, logo abaixo da Base do Sal.

Figura 9 - Interpretação sísmica da área de Pau-Brasil, com destaque (em azul) para a possível área de acumulação de hidrocarbonetos.



Fonte: ANP.

O volume de óleo *in place* (VOIP) estimado para a área pela ANP foi de 4,1 bilhões de barris na 3ª Rodada e de 3,9 bilhões de barris na 5ª Rodada. Nas simulações deste trabalho, foi adotado o valor de 4 bilhões de barris. O VOIP, porém, não corresponde ao volume total que será produzido. O volume total recuperável é dado pela multiplicação do VOIP por um Fator de Recuperação (FR), que varia bastante de acordo com as características geológicas de cada campo e com a tecnologia empregada na produção.

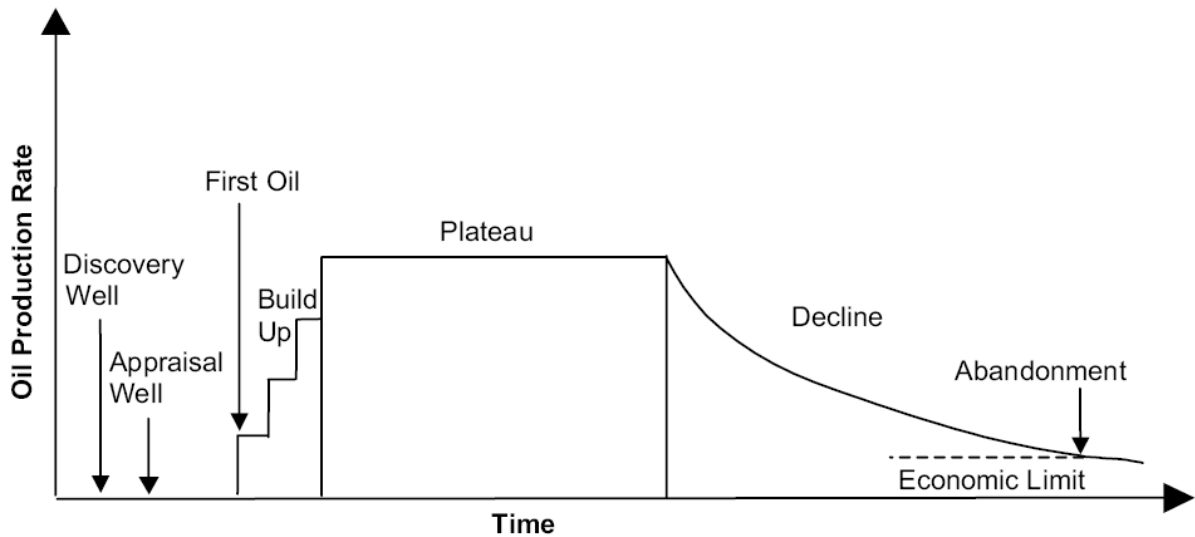
Segundo o *website* da ANP, o fator de recuperação médio no Brasil é de 21%³⁶. Diversas iniciativas recentes vêm buscando aumentar o fator de recuperação em campos maduros através de técnicas de IOR (*Improved Oil Recovery*) e EOR (*Enhanced Oil Recovery*). No Brasil, o FR em campos com produção acumulada é de 19% considerando as reservas provadas (1P) e de 25% considerando as reservas possíveis (3P) (ANP, 2017). Neste trabalho, levando em conta que se espera um aumento no FR médio com a evolução da tecnologia, foi adotado um FR de 25%, de modo que o volume total recuperável considerado para a curva de produção (seção 4.3) do campo foi de 1 bilhão de barris.

4.3 Curva de Produção

A Figura 10 apresenta um modelo clássico da curva de produção de um campo de petróleo. A história de um campo começa com o poço pioneiro (*Discovery Well*), que realiza (ou não) a descoberta de uma acumulação de hidrocarbonetos. Em seguida, vêm os poços de extensão (*Appraisal Well*), que procuram delimitar a acumulação e comprovar (ou não) sua viabilidade econômica. Somente alguns anos após a descoberta é que começa a produção (*First Oil*) propriamente dita, com a entrada em operação de uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) ou de uma unidade FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*). À medida que mais poços de produção são perfurados, a produção do campo aumenta progressivamente (*Build Up*) até chegar a um platô (*Plateau*), que perdura por alguns anos. A partir de determinado momento, a produção entra em uma fase de declínio (*Decline*), tipicamente exponencial, até seu abandono (*Abandonment*).

³⁶ Informação disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/mudancas-regulatorias-relacionadas-ao-setor-de-petroleo-e-gas-natural> (Acesso em 21 de maio de 2021).

Figura 10 - Modelo de curva de produção de um campo de petróleo.



Fonte: Hook *et al* (2009a).

A curva de produção simulada neste trabalho para Pau-Brasil segue o modelo descrito. O tempo de vida do campo considerado foi de 35 anos, correspondente ao prazo de vigência dos contratos de partilha no Brasil, definido pelo Art. 29 da Lei nº 12.351/2010. Considera-se que o poço pioneiro será perfurado no ano 3, após aquisição e processamento de dados geofísicos no ano 2. Foram considerados dois poços de extensão, um no ano 4 e um no ano 5.

Para maximizar o volume recuperável, considerou-se que o campo demandará uma unidade FPSO com capacidade de produção de até 180.000 barris de óleo equivalente por dia e bocas para até 10 poços produtores e 10 poços injetores³⁷. Na curva de produção construída, considerou-se que a unidade FPSO entra em operação no ano 8 do contrato, junto com 4 poços produtores. Outros 4 poços produtores entram em operação no ano 9 e mais 2 começam a produzir no ano 10. Os poços injetores entram em operação dois a dois, entre os anos 10 e 14 do contrato.

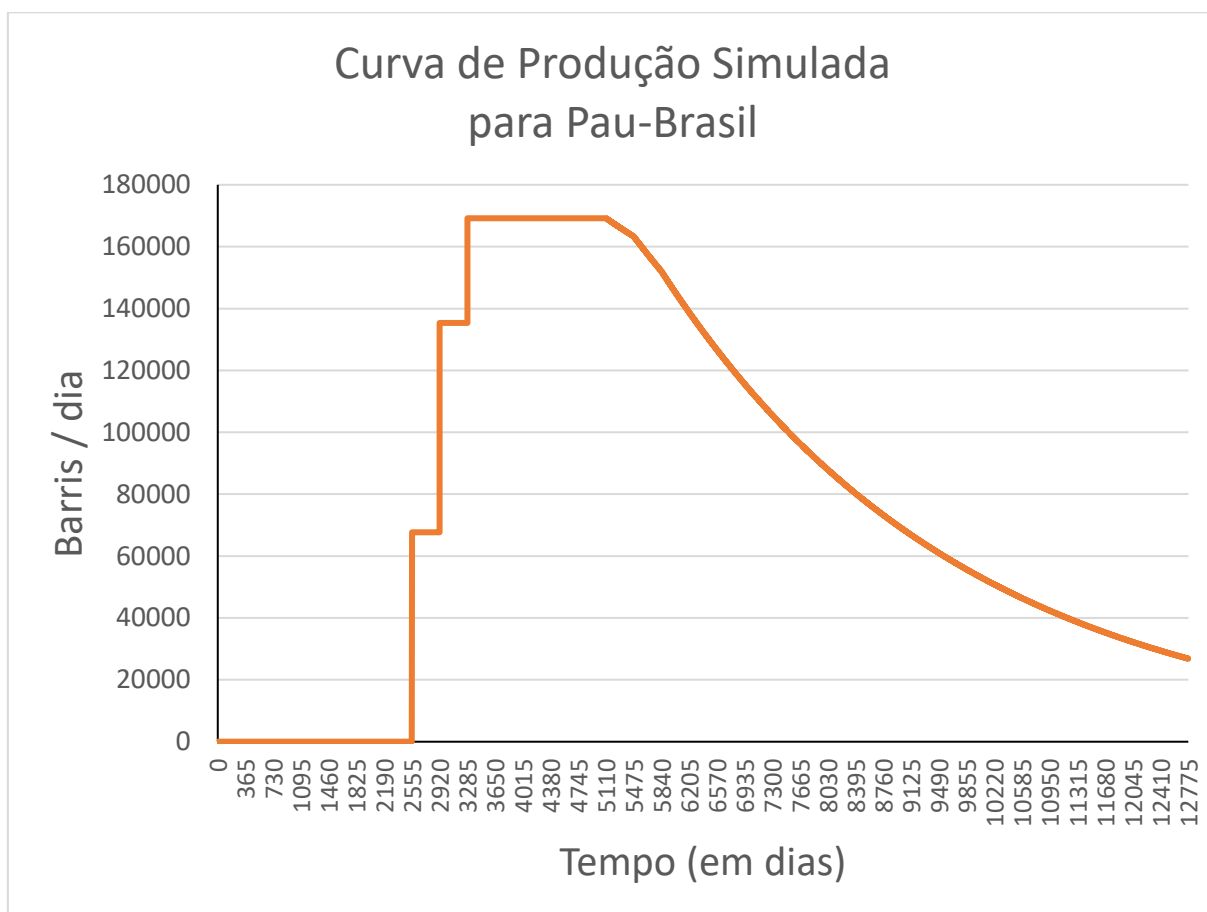
O platô de produção é atingido no ano 10 e perdura até o ano 14 com uma produção diária de 16.920 barris, equivalente a 94% da capacidade máxima da FPSO. A partir do ano 15,

³⁷ A capacidade considerada (180.000 barris de óleo equivalente por dia) condiz com as unidades que têm entrado em operação no pré-sal brasileiro. As unidades Mero 1 (FPSO Guanabara) e Mero 2 (FPSO Guaratiba), por exemplo, terão essa mesma capacidade (PPSA, 2019). A quantidade de poços por FPSO é igual à utilizada por Furtado (2017). Em simulações da PPSA (2019), considerou-se 1 poço produtor e 1 poço injetor a cada 20.000 barris/dia de capacidade, o que implicaria, neste caso, em 9 poços produtores e 9 poços injetores, valores bem próximos aos considerados neste trabalho.

começa a fase de declínio com taxa de aproximadamente 9,55% ao ano. Esse valor está alinhado às estimativas de Hook (2009b) para campos *offshore* (9,4% – 9,7%), de Sallh *et al* (2015) para campos gigantes *offshore* no Atlântico Sul (média de 9,1%) e de Hallack (2019) para a Bacia de Campos (6,7% - 13,7%).

Com esses parâmetros, a curva de produção modelada é apresentada na Figura 11. O aspecto geral é semelhante ao modelo da Figura 10. O volume total produzido na simulação foi de 1,0016 bilhão de barris ao longo dos 35 anos de contrato.

Figura 11 - Curva de produção simulada para Pau-Brasil.



Fonte: elaboração própria.

4.4 Estrutura de Custos

Os custos ao longo da vida útil de um campo de petróleo podem ser divididos em CAPEX (*Capital Expenditure*, ou custos de capital), OPEX (*Operational Expenditure*, ou custos operacionais) e ABEX (*Abandonment Expenditure*, ou custos de abandono).

4.4.1 CAPEX

As estimativas para os custos de capital do projeto foram as seguintes:

- (i) a aquisição e o processamento de dados geofísicos no ano 2 do contrato custam \$50 milhões. Para recuperação do valor como custo em óleo, esse valor é depreciado linearmente em 10 anos a partir do início da produção (ano 8).
- (ii) a perfuração do poço pioneiro e dos dois poços de extensão na fase exploratória tem o custo de \$150 milhões por poço, baseado em Almeida *et al* (2016). Esses valores também são recuperados com depreciação linear de 10 anos a partir do início da produção.
- (iii) a FPSO tem custo de \$2,5 bilhões, baseado em Almeida *et al* (2016). Para recuperação desse valor como custo em óleo, considera-se uma depreciação linear de 20 anos (FURTADO, 2017) a partir do início da produção.
- (iv) cada poço produtor ou injetor tem custo de \$200 milhões, baseado em Almeida *et al* (2016) e Furtado (2017), que estimaram \$210 milhões e \$190 milhões por poço, respectivamente. O valor de cada poço é recuperado ao longo de 10 anos a partir do ano em que entra em operação.
- (v) ao todo, portanto, foi previsto um investimento de \$7 bilhões em CAPEX, sendo \$500 milhões na fase exploratória (dados geofísicos, poço pioneiro e poços de extensão) e \$6,5 bilhões para o desenvolvimento da produção.

4.4.2 OPEX

Para a estimativa do OPEX, foi considerado um custo anual de \$75 milhões por FPSO e de \$10 milhões por cada poço ativo, com base em Furtado (2017). Tais custos podem ser recuperados como custo em óleo ao longo da produção.

Outros trabalhos optam por considerar um valor por barril de óleo produzido, a exemplo de Arivabene (2017), Querido (2018) e Consoli (2015), que consideraram, respectivamente, um

valor de \$8, \$9 e \$10 por barril. A desvantagem dessa opção é que os custos de operação assim estimados são maiores no auge da produção, quando a produtividade dos poços é maior, e menores na fase de declínio do campo, quando a produtividade é menor, o que não necessariamente reflete a realidade.

Por outro lado, a opção de adotar um custo fixo por FPSO e poço ativo, embora também não capte adequadamente a variação de custo operacional com o tempo, ao menos considera que os custos de manutenção e operação permanecem mesmo quando o campo está produzindo volumes pequenos.

Com essas premissas, o OPEX total estimado durante a vida útil do campo é de \$6,52 bilhões.

4.4.3 ABEX

Os custos de abandono e descomissionamento incluem, entre outras atividades, a vedação dos poços, a retirada das estruturas submarinas, a desmobilização das embarcações (incluindo a FPSO) envolvidas na produção e programas de recuperação ambiental da área. Em geral, é composto um fundo monetário nos 10 últimos anos de contrato para cobrir os custos de abandono. Os depósitos realizados nesse fundo podem ser recuperados pelo consórcio como custo em óleo.

Assim como nos trabalhos de Arivabene (2017) e Querido (2018), foi considerado que o ABEX corresponde a 20% do CAPEX total. Isso significa que o ABEX total estimado para a área de Pau-Brasil é de \$1,4 bilhões.

Em síntese, somando CAPEX, OPEX e ABEX, foi estimado que a área de Pau-Brasil demandará investimentos da ordem de \$14,92 bilhões, razoavelmente próximo aos \$16 bilhões estimados por IBP (2018).

4.5 Simulação do Fluxo de Caixa

As simulações de fluxo de caixa neste trabalho foram realizadas, inicialmente, no Microsoft Excel e, em seguida, na linguagem de programação Julia, que permitiu testar diversos valores de vários dos parâmetros do modelo de forma bastante ágil. As etapas envolvidas na construção do fluxo de caixa no ano i são descritas a seguir:

- (i) Cálculo da Receita Bruta (RB) através da multiplicação entre a produção ($Prod$), em número de barris, e o preço do Brent ($Brent$):

$$RB(i) = Prod(i) * Brent$$

- (ii) Cálculo dos *royalties* (Roy):

$$Roy(i) = 0,15 * RB(i)$$

- (iii) Cálculo da verba para Pesquisa e Desenvolvimento (PD):

$$PD(i) = 0,01 * RB(i)$$

- (iv) Cálculo do CAPEX para fins de apuração do custo em óleo, dado pela soma das parcelas de depreciação dos custos dos bens adquiridos: aquisição geofísica ($capex_{geof} = \$50mi$), poço pioneiro ($capex_{pion} = \$150mi$), poços de extensão ($capex_{ext} = \$300mi$), unidade FPSO ($capex_{fpso} = \$2,5bi$), poços produtores ($capex_{prod} = 10 * \$200mi$) e poços injetores ($capex_{inj} = 10 * \$200mi$). O custo de cada bem é dividido pelo número de anos de depreciação e multiplicado por uma função $\delta \in [0,1]$ que avalia, a cada ano i , se é devida a depreciação do respectivo bem. Na prática, os custos de geofísica, poço pioneiro e poços de extensão são recuperados entre os anos 8 e 17, o custo da FPSO é recuperado entre os anos 8 e 27, os custos dos produtores são recuperados entre os anos 8 e 19 e os custos dos injetores são recuperados entre os anos 10 e 23:

$$\begin{aligned} CAPEX(i) = & \delta(i, capex_{geof}) * \frac{capex_{geof}}{10} + \delta(i, capex_{pion}) * \frac{capex_{pion}}{10} \\ & + \delta(i, capex_{ext}) * \frac{capex_{ext}}{10} + \delta(i, capex_{fpso}) * \frac{capex_{fpso}}{20} \\ & + \delta(i, capex_{prod}) * \frac{capex_{prod}}{10} + \delta(i, capex_{inj}) * \frac{capex_{inj}}{10} \end{aligned}$$

- (v) Cálculo do OPEX, dado pela multiplicação entre o custo anual de operação de um poço ($opex_{poço} = \$10mi$) pela quantidade de poços (produtores ou injetores) ativos ($\#poços_{ativos}$), somado ao custo de operação da FPSO ($opex_{fpso} = \$75mi$):

$$OPEX(i) = \#poços_{ativos}(i) * opex_{poço} + opex_{fpso}$$

- (vi) Cálculo do ABEX, dado pela divisão entre o ABEX total ($abex_{total} = \$1,4bi$) e o número de anos de constituição do fundo (10 anos). Na prática, isso significa que são reservados para o abandono \$140mi anuais entre os anos 26 e 35:

$$ABEX(i) = 0 ; i \in [0,25]$$

$$ABEX(i) = \frac{abex_{total}}{10} ; i \in [26,35]$$

- (vii) Cálculo do custo em óleo (*CustoOleo*):

$$CustoOleo(i) = CAPEX(i) + OPEX(i) + ABEX(i)$$

- (viii) Cálculo do limite de recuperação (*LimRec*), dado pela multiplicação entre o *recovery cap* ($RecCap = 0,8$) e a receita bruta (*RB*):

$$LimRec(i) = RecCap * RB(i)$$

- (ix) Atualização do saldo da conta custo em óleo (*SaldoOleo*):

$$SaldoOleo(i) = SaldoOleo(i - 1) + CustoOleo(i)$$

- (x) Apuração do custo em óleo a recuperar (*CustoRecup*) no período, dado pelo menor valor entre o saldo da conta custo em óleo (*SaldoOleo*) e o limite de recuperação (*LimRec*):

$$CustoRecup(i) = \min(SaldoOleo(i), LimRec(i))$$

- (xi) Apuração do excedente em óleo (*ExcOleo*), dado pela diferença entre a Receita Bruta, os *royalties* pagos e o custo recuperável no período:

$$ExcOleo(i) = RB(i) - Roy(i) - CustoRecup(i)$$

- (xii) Apuração do percentual do excedente em óleo que vai para a União (*Gov_Oil*), dada pela oferta feita no leilão (63,79%, no caso de Pau-Brasil) corrigida pela

produtividade média dos poços e pelo valor do Brent, conforme a Figura 4. Na prática, esse valor varia entre 35,42% e 67,02% considerando um Brent de \$60 durante todo o projeto.

- (xiii) Cálculo do excedente em óleo apropriado pela União (*ParcelaUniao*) e pelo consórcio (*ParcelaConsortio*):

$$ParcelaUniao(i) = Gov_Oil(i) * ExcOleo(i)$$

$$ParcelaConsortio(i) = (1 - Gov_Oil(i)) * ExcOleo(i)$$

- (xiv) Cálculo dos impostos ($Tax = IRPJ + CSLL$) devidos, calculados sobre o excedente em óleo apropriado pelo consórcio, deduzido o valor destinado para Pesquisa e Desenvolvimento:

$$Tax(i) = 0,34 * (ParcelaConsortio(i) - PD(i))$$

- (xv) Cálculo do fluxo efetivo de caixa (*Fluxo*), considerando todas as entradas e saídas concretas de capital (ou seja, os custos de CAPEX são lançados ($capex_{lanç}$) quando realmente ocorrem). Neste trabalho, considerou-se que a saída de caixa ocorre no ano em que o bem entra em operação (por exemplo, considera-se que todo o custo da FPSO é lançado no ano 8 do contrato)³⁸. O bônus de assinatura (*bonus*) é lançado no ano $i = 0$ ($bonus(i) = R\$500mi$ caso $i = 0$ e $bonus(i) = 0$, caso $i \neq 0$). Como todo o fluxo de caixa é calculado em dólares, o valor de $R\$500mi$ foi convertido para dólares com a taxa de câmbio de 17/12/2018, data de assinatura do contrato, correspondente a $R\$3,89/\$$.

$$Fluxo(i) = RB(i) - Bonus(i) - Roy(i) - PD(i) - capex_{lanç}(i) - opex(i) - abex(i) - ParcelaUniao(i) - Tax(i)$$

³⁸ Essa é uma consideração pouco realista, visto que as empresas buscam financiamentos (com pagamento de juros) para cobrir a aquisição dos bens, ou mesmo optam por contratos de *leasing* das estruturas, de modo que os custos de CAPEX, na prática, são pagos ao longo de muitos anos. É essencial para o consórcio que o retorno do projeto seja maior que os encargos do financiamento. Para fins contábeis, porém, essa opção é válida e considera, implicitamente, que os custos de financiamento são equivalentes à taxa de desconto aplicado ao fluxo de caixa.

(xvi) Cálculo do VPL e da TIR com as equações apresentadas na seção 4.1, considerando uma TMA de 10% ao ano.

(xvii) Cálculo do *Government Take* (GT) e do *Company Take* (CT):

$$GT (\%) = \sum_{i=0}^{35} \frac{Roy(i) + ParcelaUniao(i) + Tax(i) + Bonus(i)}{RB(i) - CAPEX(i) - OPEX(i) - ABEX(i)}$$

$$CT(\%) = \sum_{i=0}^{35} \frac{ParcelaConsortio(i) - Tax(i) - Bonus(i)}{RB(i) - CAPEX(i) - OPEX(i) - ABEX(i)}$$

(xviii) Cálculo do VME considerando os seguintes cenários, probabilidade de sucesso geológico (p_g) e de sucesso comercial (p_{com}):

- a. Insucesso geológico (o poço pioneiro não encontra hidrocarbonetos). Probabilidade: $1 - p_g$. Resultado econômico: $(-bonus(0) - capex_{geof} - capex_{pion})$.
- b. Sucesso geológico, mas insucesso comercial (o poço pioneiro encontra hidrocarbonetos, mas os poços de extensão delimitam uma jazida não comercial). Probabilidade: $p_g * (1 - p_{com})$. Resultado econômico: $(-bonus(0) - capex_{geof} - capex_{pion} - capex_{ext})$.
- c. Sucesso geológico e comercial (o poço pioneiro encontra hidrocarbonetos, os poços de extensão delimitam uma jazida comercialmente viável, o campo começa a produzir e obtém os resultados simulados no fluxo de caixa). Probabilidade: $p_g * p_{com}$. Resultado econômico: VPL.

$$VME = (1 - p_g) * (-bonus(0) - capex_{geof} - capex_{pion}) + p_g * (1 - p_{com}) * (-bonus(0) - capex_{geof} - capex_{pion} - capex_{ext}) + p_g * p_{com} * VPL$$

Inúmeros cenários podem ser simulados através de diferentes combinações de vários parâmetros do modelo. Neste trabalho, o foco será na influência sobre o VPL, o VME e o GT de quatro fatores: bônus de assinatura, percentual do lucro em óleo ofertado à União, preço do

Brent e probabilidade de sucesso geológico. Os resultados das simulações são apresentados na próxima seção.

4.6 Resultados

Os resultados serão analisados em dois tipos de gráficos: curvas de sensibilidade, onde pode ser observada a influência de uma variável sobre um indicador econômico, e curvas de indiferença, nas quais podem ser estudadas as combinações de fatores que levam a um determinado valor do indicador. Todos os cálculos foram executados pelos *scripts* escritos em Julia e depois exportados para o Microsoft Excel, onde optou-se por gerar os gráficos³⁹.

4.6.1 Curvas de Sensibilidade ao Bônus de Assinatura

A Figura 12 apresenta a curva de sensibilidade do VPL ao bônus de assinatura para vários níveis de excedente em óleo ofertado à União (*Gov_Oil*). O valor do Brent considerado foi de \$60 e todos os outros fatores foram mantidos constantes. Como o bônus é pago no ano zero do contrato, um aumento (em \$) no bônus exigido significa uma diminuição de igual magnitude (em \$) no VPL do projeto, o que implica em um comportamento linear das curvas. Optou-se por plotar o valor do bônus em R\$ (considerando a taxa de câmbio de R\$3,89/\$ da data de assinatura do contrato) e o VPL em \$.

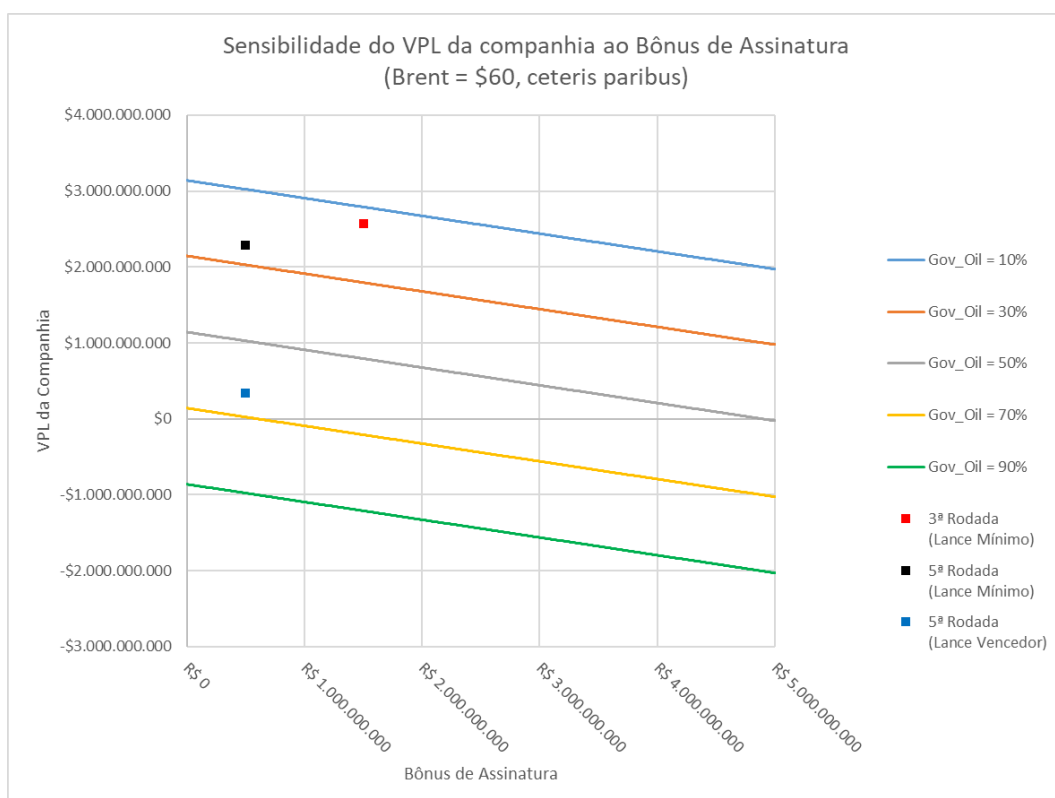
Estão representados no gráfico, ainda, a oferta mínima da 3ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 1,5bi e *Gov_Oil* = 14,4%), a oferta mínima da 5ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 500mi e *Gov_Oil* = 24,82%) e a oferta vencedora da 5ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 500mi e *Gov_Oil* = 63,79%). Embora nenhuma oferta tenha sido recebida, as condições mínimas exigidas na 3ª Rodada implicavam, a princípio, em um VPL maior do que as condições mínimas da 5ª Rodada, o que indica que, na prática, a decisão das empresas é influenciada por fatores que vão muito além de simples curvas de VPL, como discutido brevemente na seção 3.5.

O ponto em que cada curva cruza o eixo horizontal (onde VPL = 0) representa o valor máximo de bônus de assinatura no qual o projeto permanece viável. Na curva de *Gov_Oil* = 50%, por exemplo, esse valor é de aproximadamente R\$4,893bi. Nota-se que, quanto maior o bônus de assinatura exigido, menor o percentual do excedente em óleo que a empresa pode

³⁹ A exceção foram os mapas de calor que serão apresentados na seção 4.6.5, que foram gerados no pacote Plots.jl do Julia. A opção por apresentar os demais gráficos em Microsoft Excel deve-se unicamente à maior interatividade para editar as figuras.

oferecer à União. Por exemplo, ao nível de R\$500mi de bônus, o projeto é viável para a companhia ($VPL > 0$) mesmo que ela ofereça 70% do excedente em óleo para a União. Já ao nível de R\$1,5bi de bônus, esse mesmo percentual tornaria o projeto inviável ($VPL < 0$) para a empresa.

Figura 12 - Curva de sensibilidade do VPL ao bônus de assinatura, considerando vários níveis de excedente em óleo ofertado à União (*Gov_Oil*). Foram incluídos pontos representando a oferta mínima da 3ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 1,5bi e *Gov_Oil* = 14,4%), a oferta mínima da 5ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 500mi e *Gov_Oil* = 24,82%) e a oferta vencedora da 5ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 500mi e *Gov_Oil* = 63,79%).

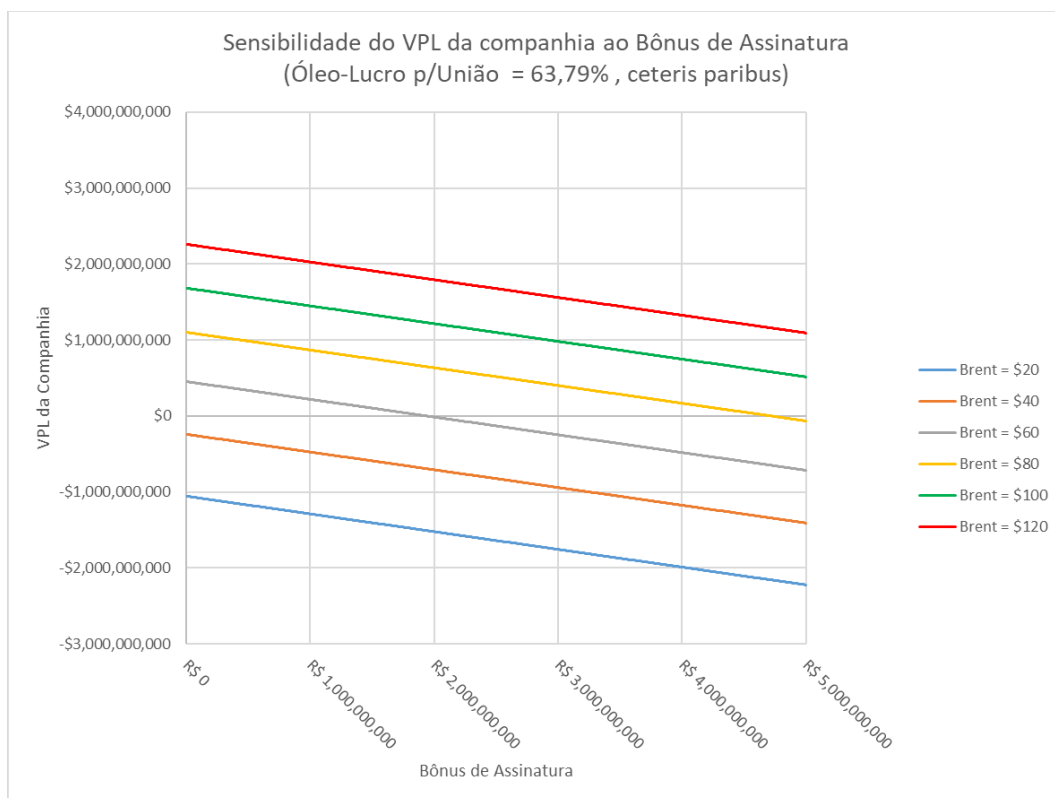


Fonte: elaboração própria.

A Figura 13 também apresenta uma curva de sensibilidade do VPL ao bônus de assinatura, mas agora considerando o excedente em óleo efetivamente obtido pela União na 5ª Rodada ($Gov_Oil = 63,79\%$) e vários níveis de preço do Brent. Nota-se que, ao nível do bônus de assinatura pago (R\$500mi), o projeto é viável ($VPL > 0$) com o Brent a \$60, mas inviável ($VPL < 0$) com o Brent a \$40 ou \$20, mesmo considerando a correção do *Gov_Oil* pela produtividade média dos poços e pelo valor do Brent. O *breakeven* ou Brent de Equilíbrio (BEQ) calculado para o projeto é de \$50,97⁴⁰.

⁴⁰ *Breakeven* ou Brent de Equilíbrio (BEQ) é o valor de Brent que zera o VPL do projeto.

Figura 13 - Curva de sensibilidade do VPL ao bônus de assinatura, considerando vários níveis de preço do Brent e o excedente em óleo efetivamente obtido pela União na 5ª Rodada de Partilha ($Gov_Oil=63,79\%$).



Fonte: elaboração própria.

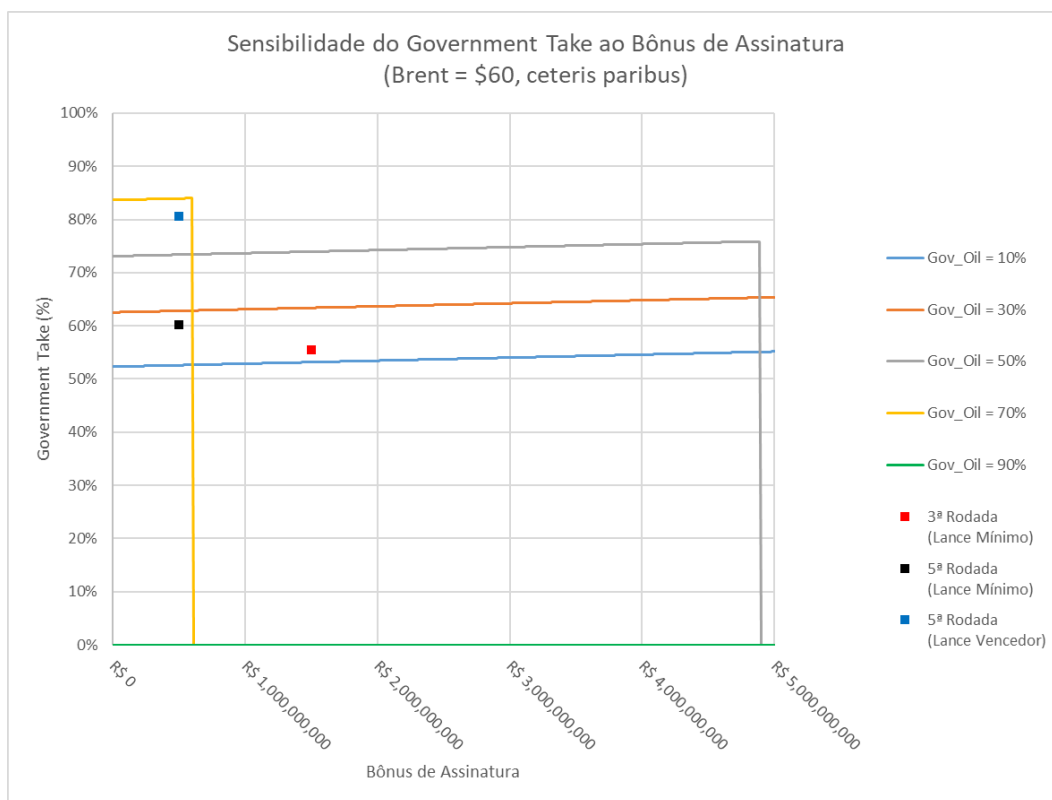
Embora as figuras anteriores mostrem o VPL do projeto do ponto de vista da companhia, elas também são importantes para a decisão do governo, já que, caso nenhuma companhia considere o projeto viável, o governo não receberá nenhuma proposta no leilão e, conseqüentemente, sua receita será zero. A Figura 14 mostra curvas do *Government Take* (GT) em função do bônus de assinatura considerando diversos níveis de *Gov_Oil* e o Brent a \$60. Foi adicionada uma condição que zerava o GT caso o VPL da companhia fosse menor que zero.

Nota-se que a curva com $Gov_Oil = 90\%$ implica em $GT = 0$ para qualquer bônus de assinatura, já que o projeto torna-se inviável para a companhia com um percentual tão grande de excedente em óleo para o governo. A curva de $Gov_Oil = 70\%$ cai para $GT = 0$ a partir de um bônus de aproximadamente R\$ 605mi e a curva de $Gov_Oil = 50\%$ cai para $GT = 0$ a partir de R\$4,893bi de bônus, como já constatado na Figura 12.

Nota-se ainda que, para um mesmo nível de *Gov_Oil*, o GT não cresce significativamente com o aumento do bônus de assinatura exigido. Isso é importante porque, nos leilões de concessão, é através do bônus ofertado pelas empresas que o governo obtém ágio

e, conseqüentemente, aumenta sua participação na renda petrolífera. Assim, no desenho atual do regime de concessão no Brasil, o governo não consegue aumentar significativamente o GT em relação ao lance mínimo do leilão. Como evidência disso, o GT estimado na proposta vencedora da 5ª Rodada de Partilha (Bônus de R\$ 500mi e $Gov_Oil = 63,79\%$) foi de 80,65%. Para obter esse mesmo GT no regime de concessão, o bônus de assinatura teria que ser de R\$13,36bi, um valor que dificilmente seria obtido em uma área onde ainda não há descoberta comprovada⁴¹.

Figura 14 - Curvas de Sensibilidade do Government Take (GT) em função do bônus de assinatura, considerando diversos níveis de excedente em óleo ofertado à União (Gov_Oil). Foram incluídos pontos representando a oferta mínima da 3ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 1,5bi e $Gov_Oil = 14,4\%$), a oferta mínima da 5ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 500mi e $Gov_Oil = 24,82\%$) e a oferta vencedora da 5ª Rodada de Partilha (Bônus = R\$ 500mi e $Gov_Oil = 63,79\%$). Caso o VPL seja negativo, GT é considerado zero.



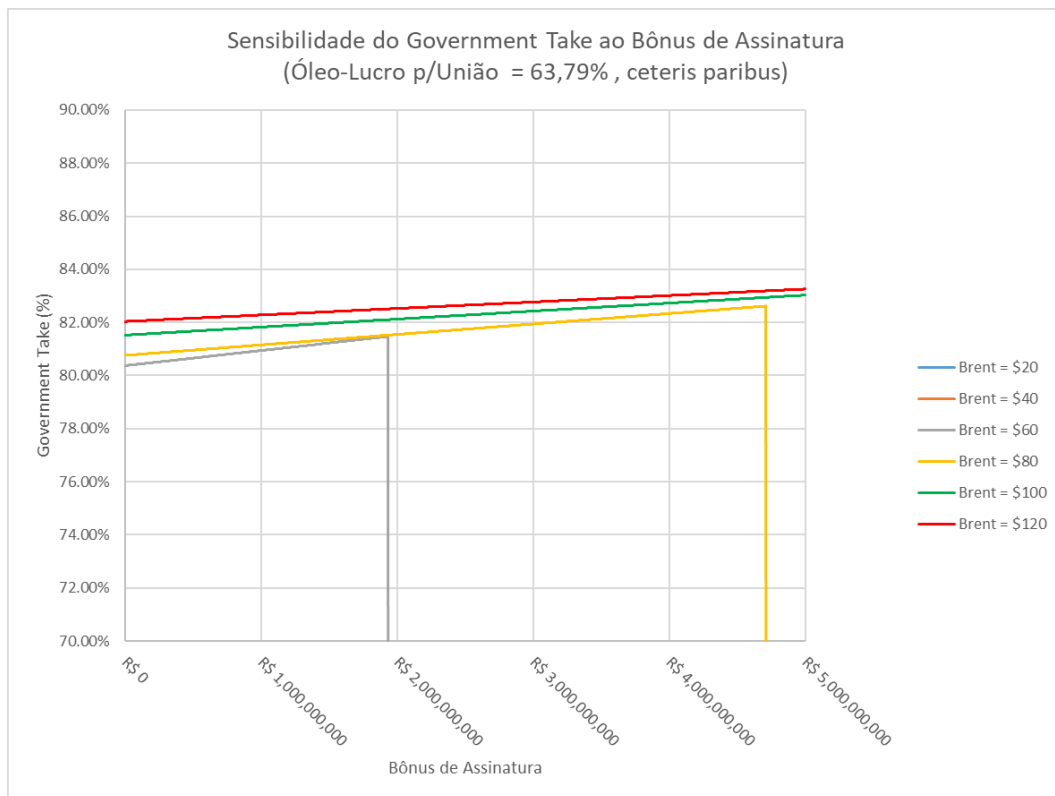
Fonte: elaboração própria.

A Figura 15 mostra curvas de sensibilidade do GT ao bônus de assinatura considerando vários valores de Brent e o percentual do excedente em óleo efetivamente obtido pela União na

⁴¹ Mesmo que a alíquota de *royalties* fosse aumentada de 10% para 15%, como no regime de partilha, o bônus de assinatura necessário para obter os 80,65% de GT ainda seria de aproximadamente R\$11,647bi. Como redesenhar o regime de concessão para permitir ao governo chegar em índices tão altos de GT é um tema sugerido para trabalhos futuros. Criar alíquotas de Participação Especial acima do máximo atual de 40% pode ser um bom caminho.

5ª Rodada ($Gov_Oil = 63,79\%$). Para melhor visualização das curvas, o eixo vertical foi limitado de 70% a 90%. As curvas de Brent = \$20 e Brent = \$40 não aparecem no gráfico porque implicam em $VPL < 0$, como verificado na Figura 13, e, conseqüentemente, em $GT = 0$. Para Brent = \$60, o projeto se tornaria inviável a partir de cerca de R\$1,938bi de bônus e, para Brent = \$80, a partir R\$4,714bi de bônus. A figura permite visualizar também como o governo se apropria de um GT maior quando o preço do Brent sobe. Considerando um bônus de R\$500mi, o GT aumenta de 80,65%, com o preço do Brent a \$60, para 82,16% com o preço do Brent a \$120.

Figura 15 - Curvas de Sensibilidade do Government Take (GT) em função do bônus de assinatura, considerando o percentual de excedente em óleo efetivamente obtido pela União ($Gov_Oil=63,79\%$) e diversos níveis de preço do Brent. Caso o VPL seja negativo, GT é considerado zero.



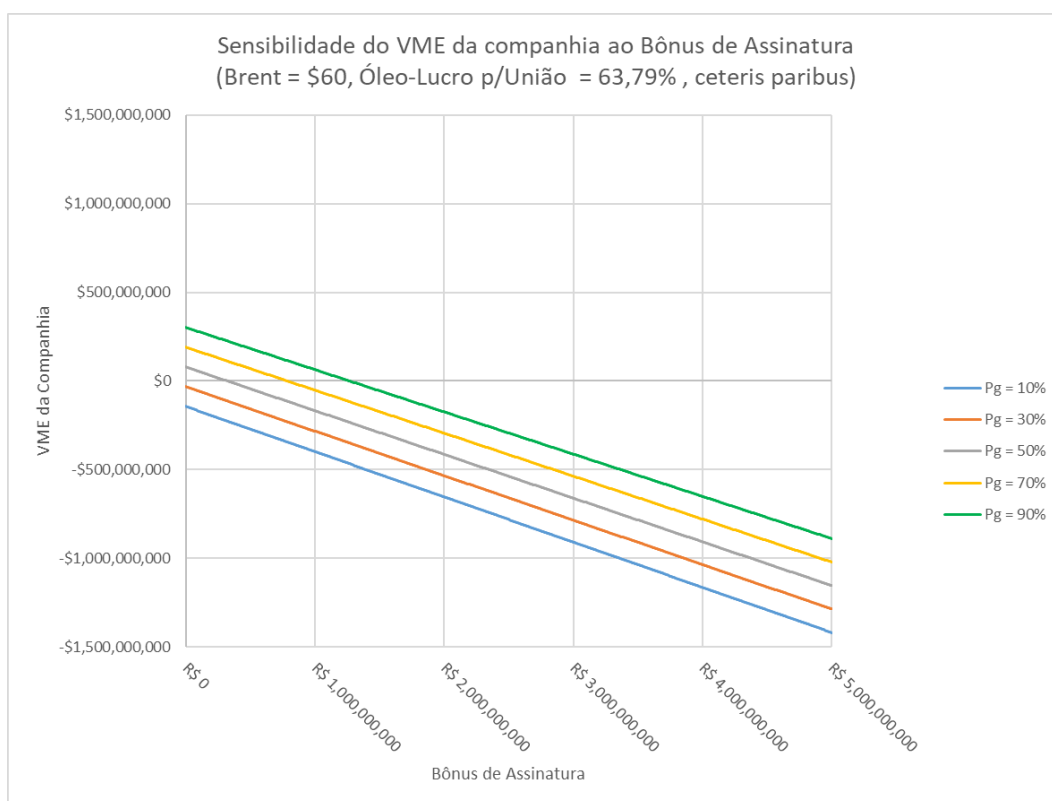
Fonte: elaboração própria.

A Figura 12, Figura 13, Figura 14 e a Figura 15 foram calculadas em termos de VPL. Entretanto, ao tomar a decisão de tentar ou não tentar comprar determinada área em um leilão, a companhia leva em consideração também o risco exploratório do projeto. Nesse sentido, é importante também gerar curvas de sensibilidade em termos de VME, com as condições expostas no item (xviii) da seção 4.5. Nas figuras seguintes, o valor da probabilidade de sucesso comercial foi fixado em 90% ($p_{com} = 90\%$), refletindo os grandes volumes encontrados no

pré-sal, geralmente comerciais⁴². Já a probabilidade de sucesso geológico (p_g), que indica a chance de ser identificada uma reserva de hidrocarbonetos e depende da interpretação geológica de cada companhia, foi considerada variável.

A Figura 16 mostra curvas de VME em função do bônus de assinatura para vários valores de p_g , considerando o percentual do excedente em óleo efetivamente obtido na 5ª Rodada ($Gov_Oil = 63,79\%$) e o preço do Brent a \$60.

Figura 16 - Curvas de sensibilidade do VME ao bônus de assinatura considerando diversas probabilidades de sucesso geológico, o percentual de excedente em óleo obtido pela União (63,79%) e o Brent a \$60.



Fonte: elaboração própria.

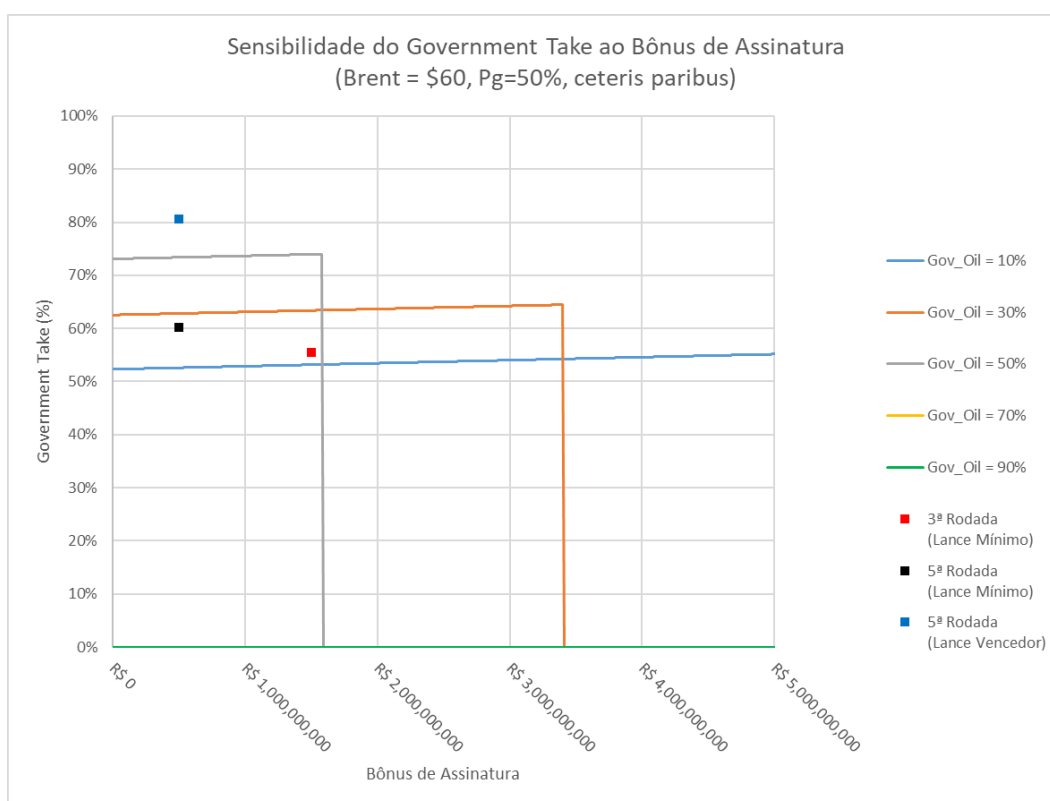
Obviamente, quanto maior a chance de sucesso geológico, maior o valor esperado para o projeto. Ao nível do bônus de assinatura exigido na 5ª Rodada (R\$500mi), o valor esperado do projeto é positivo ($VME > 0$) a partir de 57,85% de p_g , indicando que a avaliação feita pelo consórcio vencedor foi próxima ou superior a esse valor. Já ao nível do bônus exigido na 3ª Rodada (R\$1,5bi), o valor esperado do projeto é negativo ($VME < 0$) mesmo para $p_g = 90\%$. Isso reflete o risco que altos valores de bônus de assinatura trazem ao projeto, penalizando a

⁴² Furtado (2017), por exemplo, utiliza $p_{com} = 100\%$.

companhia caso o projeto não tenha sucesso geológico. Esse é um dos fatores que podem ajudar a explicar o fato de não ter havido nenhuma proposta na 3ª Rodada de Partilha⁴³.

Nesse contexto, é importante avaliar também o *Government Take* em termos de VME. Se o valor esperado do projeto para a companhia é negativo ($VME < 0$), não haverá propostas no leilão e a receita do governo será igual a zero. Por isso, foi adicionada uma condição no *script* que estabelece $GT = 0$ caso $VME < 0$. A Figura 17 mostra curvas de GT em função do bônus de assinatura com 50% de probabilidade de sucesso geológico, Brent a \$60 e diferentes níveis de *Gov_Oil*.

Figura 17 – Curvas de Sensibilidade do *Government Take* (GT) ao bônus de assinatura considerando diversos percentuais de excedente em óleo à União (*Gov_Oil*), preço do Brent a \$60 e 50% de probabilidade de sucesso geológico (p_g). Caso o Valor Monetário Esperado (VME) do projeto seja negativo, GT é considerado zero.



Fonte: elaboração própria.

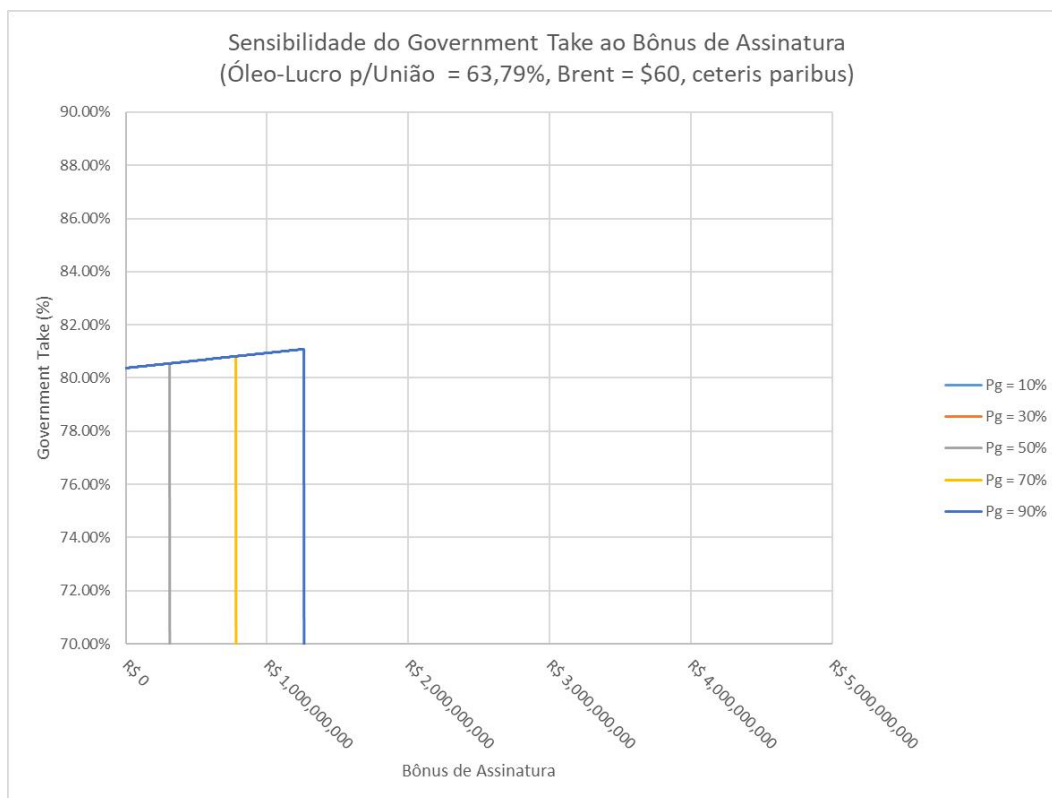
Em comparação com a Figura 14, a curva de *Gov_Oil* = 70%, que gerava $VPL > 0$ até R\$605mi de bônus, passa a gerar um valor esperado negativo ($VME < 0$) para qualquer bônus

⁴³ Mesmo que houvesse proposta, dificilmente seria atingido o patamar de 63,79% de excedente em óleo para a União. Apesar de contraintuitivo, em algumas situações o *Government Take* pode ser maior se for exigido um bônus de assinatura menor, como será visto mais à frente.

de assinatura. Já a curva de $Gov_Oil = 50\%$, que caía para $GT = 0$ a partir de R\$4,893bi de bônus considerando somente o VPL, cai para $GT = 0$ a partir de um bônus de R\$1,580bi quando se considera o VME do projeto.

A Figura 18 apresenta curvas de GT em função do bônus de assinatura considerando o percentual de excedente em óleo efetivamente obtido pela União ($Gov_Oil = 63,79\%$), preço do Brent a \$60 e diversos valores de probabilidade de sucesso geológico (p_g). Novamente, GT foi considerado zero nas situações em que o VME do projeto é negativo. Para melhor visualização das curvas, o eixo vertical foi limitado entre 70% e 90%.

Figura 18 - Curvas de Sensibilidade do Government Take (GT) ao bônus de assinatura considerando $Gov_Oil = 63,79\%$, preço do Brent a \$60 e diversas probabilidades de sucesso geológico (p_g). Caso o Valor Monetário Esperado (VME) do projeto seja negativo, GT é considerado zero.



Fonte: elaboração própria.

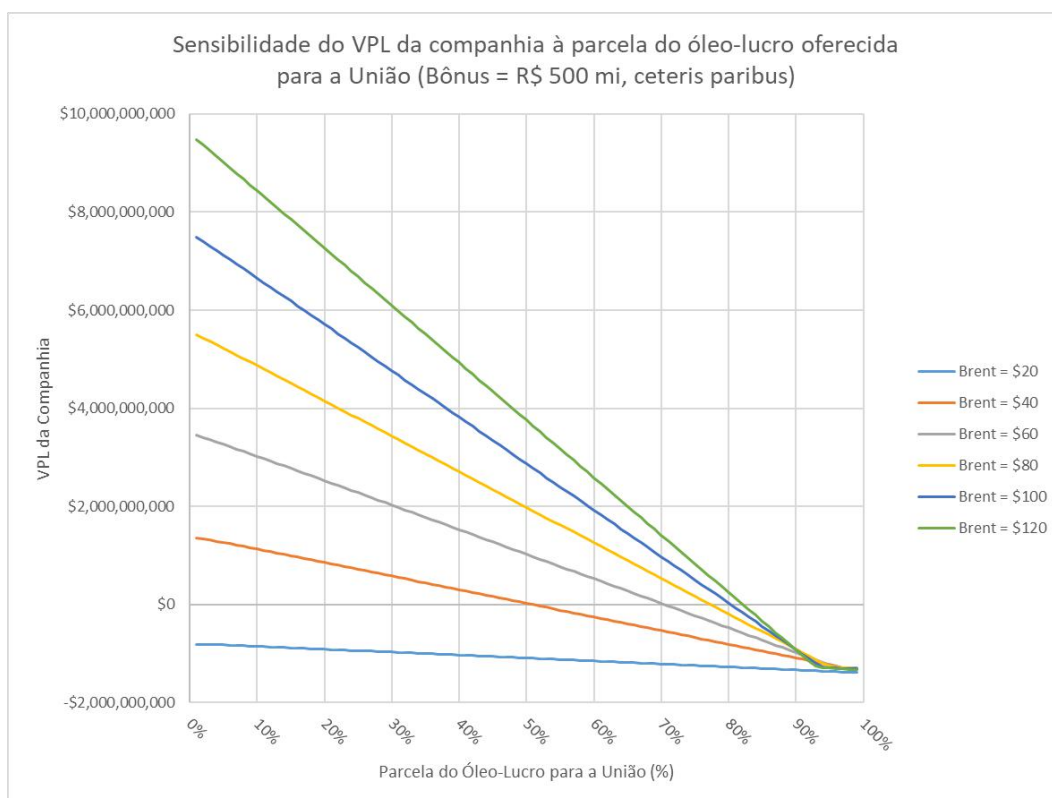
As curvas de $p_g = 10\%$ e $p_g = 30\%$ sempre implicam em $VME < 0$ e, portanto, $GT = 0$. Na situação em que $p_g = 50\%$, o valor esperado do projeto ficaria negativo a partir de R\$320mi de bônus de assinatura. Como o bônus efetivamente pago na 5ª Rodada foi de R\$500mi, é provável que o fator de chance estimado pelas companhias esteja acima desse patamar. Quando $p_g = 70\%$, o VME cai para zero a partir de R\$785mi de bônus e, quando

$p_g = 90\%$, a partir de R\$1,267bi. Esse tipo de gráfico pode guiar a União, considerando o risco geológico estimado para a área, no momento de definir o bônus de assinatura que será exigido no leilão de partilha.

4.6.2 Curvas de Sensibilidade à parcela de excedente em óleo ofertada à União

A Figura 19 apresenta curvas de VPL em função da parcela de excedente em óleo ofertada à União (*Gov_Oil*) com diversos níveis de preço do Brent e o bônus de assinatura exigido na 5ª Rodada de Partilha (R\$500mi).

Figura 19 – Curvas de sensibilidade do VPL à parcela do excedente em óleo ofertada à União (*Gov_Oil*) considerando um bônus de R\$500mi e diversos níveis de preço do Brent.



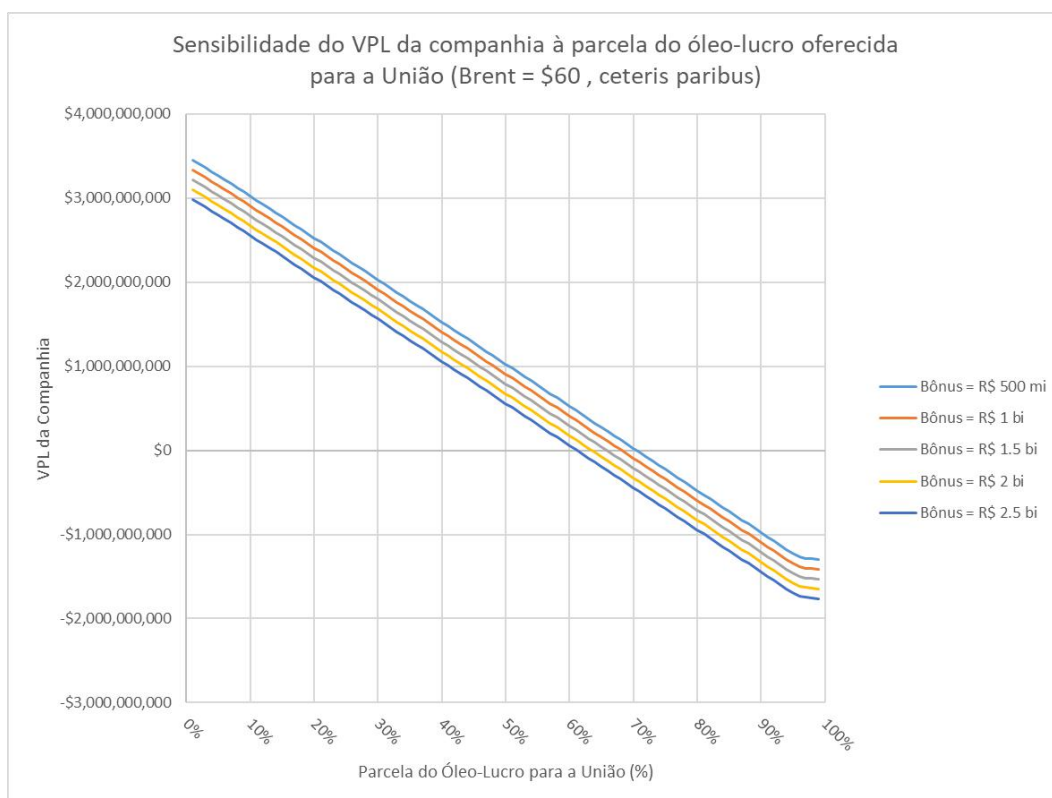
Fonte: elaboração própria.

Quanto maior o *Gov_Oil* apropriado pela União, menor é o VPL para a companhia. O ponto em que cada curva cruza o eixo horizontal (onde VPL = 0) representa o valor máximo de *Gov_Oil*, ainda sem considerar o risco exploratório, que a companhia pode oferecer à União sem que o projeto se torne inviável. Em um cenário de preço do Brent a \$60, por exemplo, esse valor é de 70,49%. Já em um cenário de Brent a \$100, o *Gov_Oil* pode chegar a 80,32%,

evidenciando a forte influência que as projeções do preço do Brent podem exercer sobre as ofertas feitas nos leilões.

Nota-se ainda que as curvas são mais inclinadas em comparação com a Figura 13, indicando que a viabilidade do projeto é mais sensível à variação do *Gov_Oil* que à variação do bônus de assinatura exigido. Isso também é indicado pela Figura 20, que também apresenta curvas de VPL em função do *Gov_Oil*, mas considerando o preço do Brent constante a \$60 e diversos valores de bônus de assinatura. Nota-se que as curvas são bastante próximas entre si, com um ligeiro deslocamento para a esquerda à medida em que o bônus de assinatura aumenta.

Figura 20 - Curvas de VPL em função da parcela do excedente em óleo ofertada à União (*Gov_Oil*) considerando o preço do Brent a \$60 e diversos valores de bônus de assinatura.



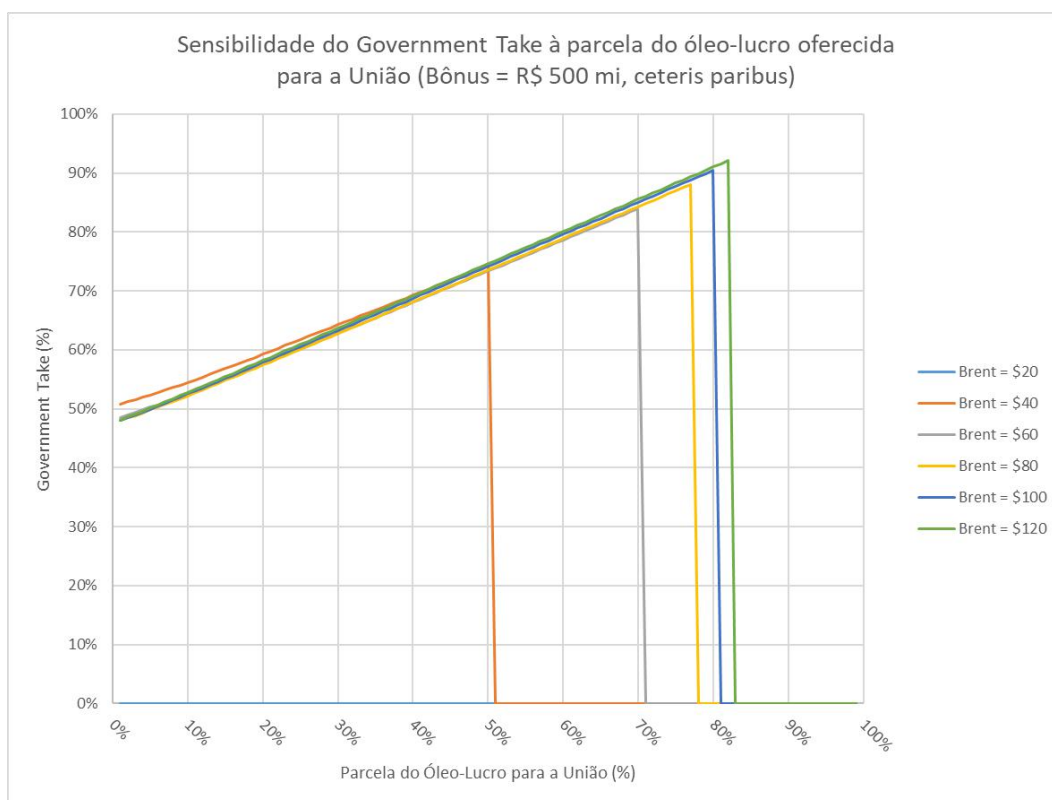
Fonte: elaboração própria.

O *Government Take* também é bastante sensível ao *Gov_Oil*. A Figura 21 apresenta curvas de GT em função do *Gov_Oil* para vários níveis de preço do Brent e bônus de assinatura de R\$500mi. A cada ponto percentual a mais no *Gov_Oil*, a participação governamental cresce aproximadamente meio ponto percentual. Isso é importante porque, nos leilões de partilha, é através do *Gov_Oil* que a União obtém ágio e, conseqüentemente, aumenta sua participação na

renda petrolífera. Como indicado pela Figura 14, esse aumento não era significativo através do bônus de assinatura, principal mecanismo de aumento do GT nos leilões de concessão.

Observa-se ainda que, enquanto o projeto é viável ($VPL > 0$), o GT obtido é semelhante para qualquer preço do Brent, evidenciando o caráter progressivo do regime. A principal diferença é que, se a companhia adota uma projeção mais otimista para o preço do Brent, pode oferecer um percentual maior de *Gov_Oil* à União, como indicado pelos pontos onde se atinge $VPL = 0$ e as curvas caem para $GT = 0$.

Figura 21 – Curvas de *Government Take* (GT) em função da parcela de excedente em óleo oferecida à União para diversos preços do Brent e bônus de assinatura de R\$ 500mi. Caso o VPL seja negativo, GT é considerado zero.

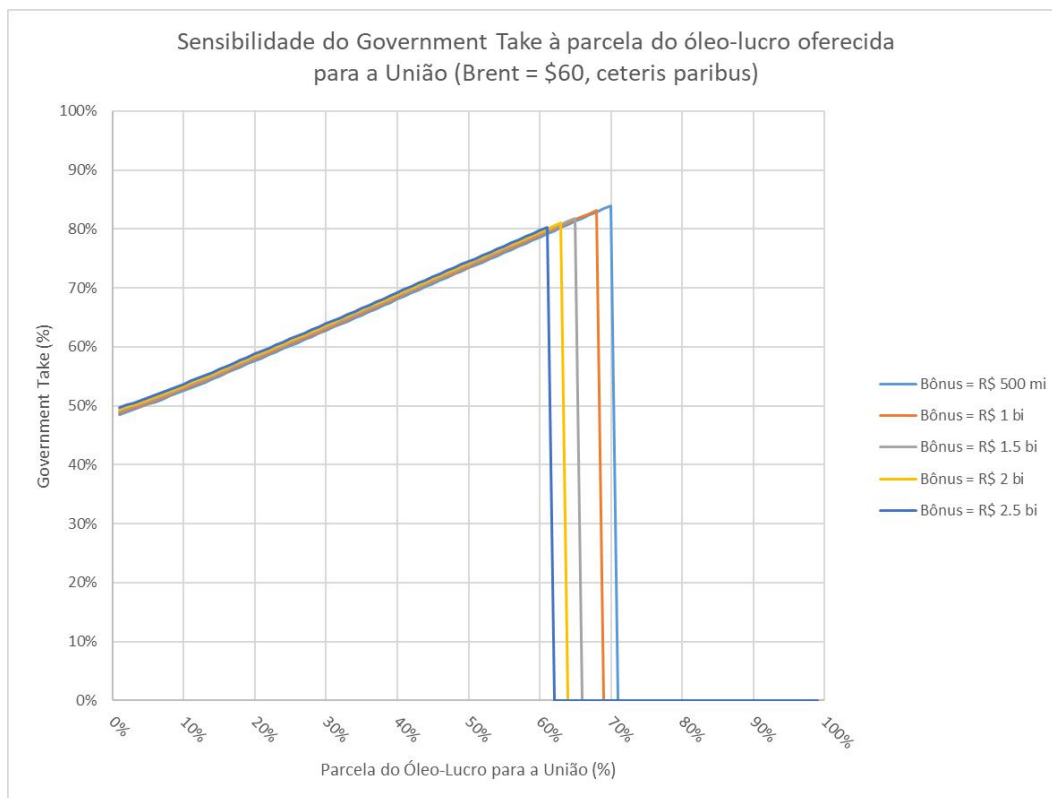


Fonte: elaboração própria.

A Figura 22 apresenta curvas de GT em função do *Gov_Oil* para diversos valores de bônus de assinatura e o preço do Brent constante a \$60. A proximidade das curvas indica, mais uma vez, que o aumento do bônus de assinatura não aumenta de forma significativa o GT obtido. O que mais chama atenção nos gráficos, entretanto, é que o GT pode ser maior com um bônus de assinatura menor. Na curva de R\$2.5bi, por exemplo, a empresa pode oferecer até 61,16% de *Gov_Oil*, o que implicaria em 80,40% de GT. Na curva de R\$500mi, o GT poderia

chegar a até 84,19% com um *Gov_Oil* de até 70,49%. Na prática, o GT de 80,65% obtido na 5ª Rodada já supera os 80,40% máximos da curva de R\$2.5bi.

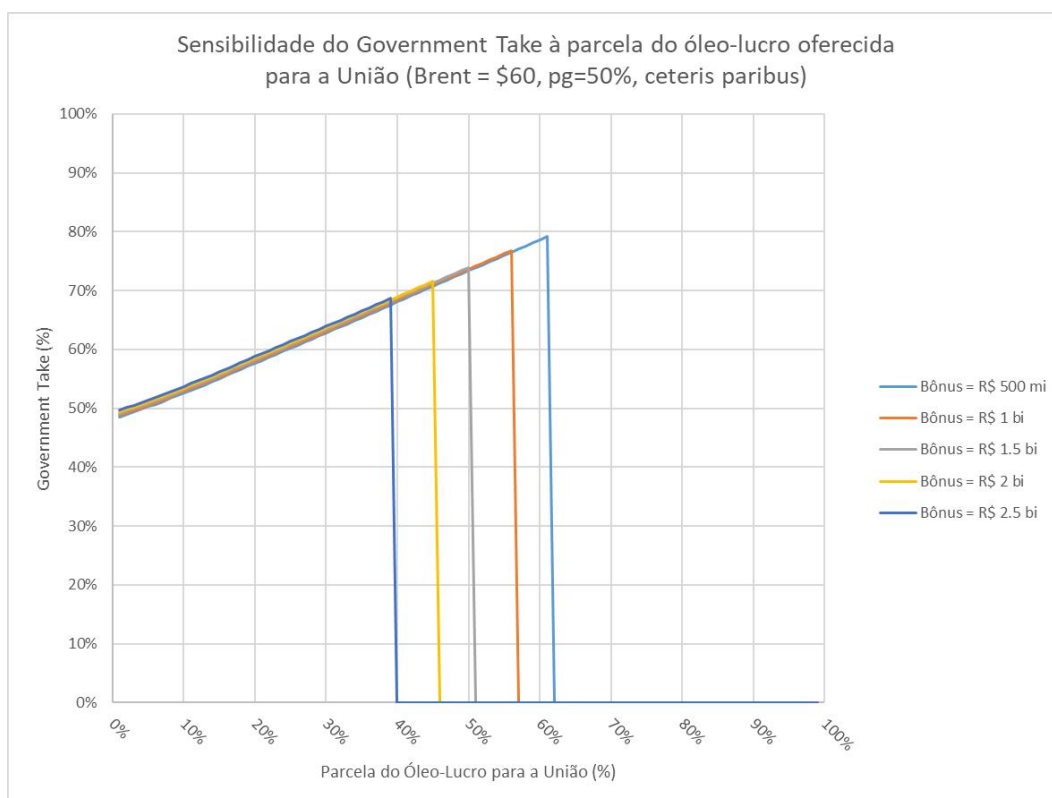
Figura 22 - Curvas de GT em função da parcela de excedente em óleo oferecida à União considerando o Brent constante a \$60 e diversos valores de bônus de assinatura. Caso o VPL seja negativo, GT é considerado zero.



Fonte: elaboração própria.

Essa possibilidade – maior participação governamental com menores bônus de assinatura – fica ainda mais clara quando se considera o risco geológico, já que o valor investido no bônus é perdido pela empresa em caso de insucesso exploratório. A Figura 23 apresenta as mesmas curvas de GT da Figura 22, mas agora o GT é zerado quando o VME do projeto é negativo, considerando uma probabilidade de sucesso geológico (p_g) de 50%. Na curva de R\$2.5bi, o máximo GT obtido é de 69,19% com um *Gov_Oil* de 39,94%. Na curva de R\$1.5bi, o máximo GT seria de 74,4% com um *Gov_Oil* de 50,87%.

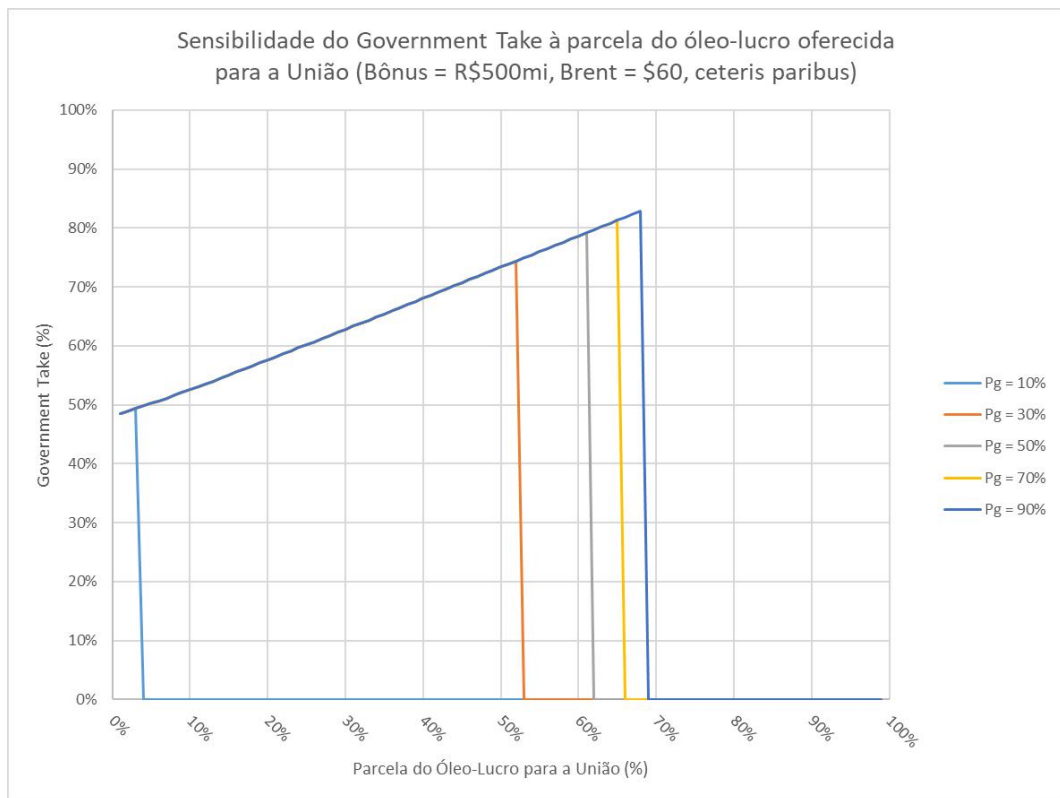
Figura 23 - Curvas de GT em função da parcela de excedente em óleo oferecida à União considerando o Brent constante a \$60, uma probabilidade de sucesso geológico de 50% e diversos valores de bônus de assinatura. Caso o VME seja negativo, GT é considerado zero.



Fonte: elaboração própria.

A Figura 24 apresenta curvas de GT em função do *Gov_Oil* considerando diversas probabilidades de sucesso geológico (p_g), preço do Brent a \$60 e bônus de assinatura de R\$ 500mi. Quando maior o p_g estimado pela companhia, maior tende a ser a oferta de *Gov_Oil* no leilão e, conseqüentemente, maior o GT. Na curva de $p_g = 90\%$, por exemplo, o GT pode chegar a 83,03% com um *Gov_Oil* de 68,28%. Na curva de $p_g = 10\%$, por sua vez, o máximo *Gov_Oil* com o qual o valor esperado do projeto permanece acima de zero é de apenas 3,10%, que implica em um GT de 49,42%.

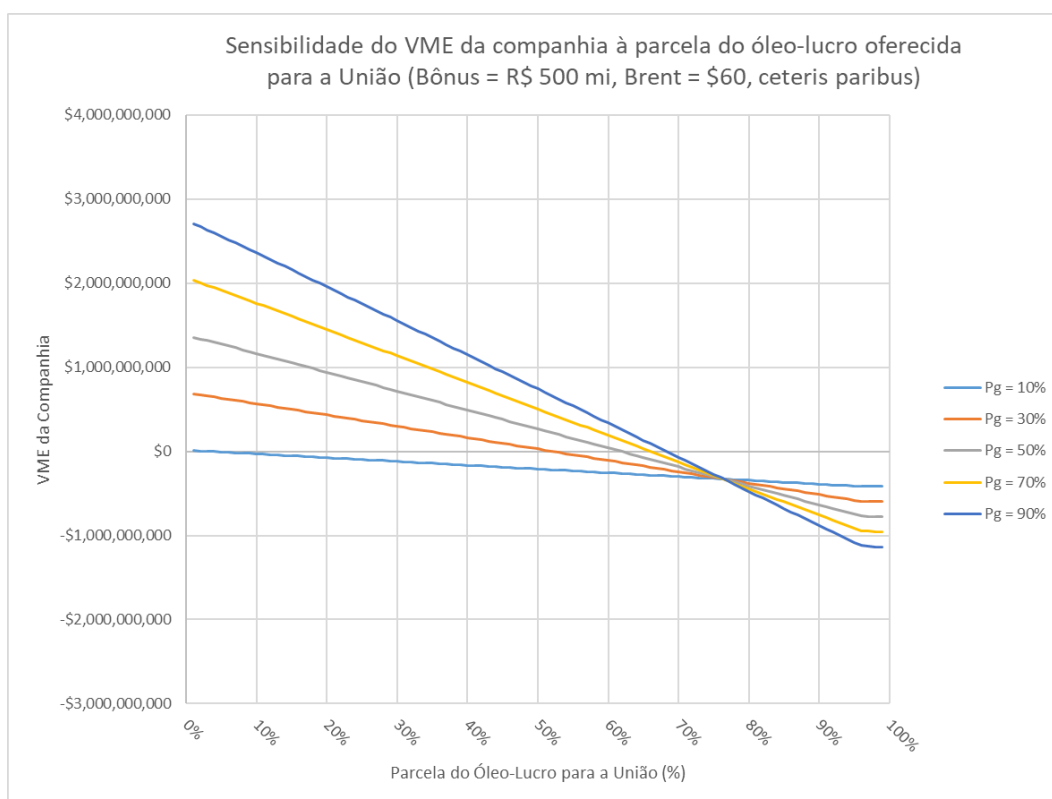
Figura 24 - Curvas de GT em função da parcela de excedente em óleo oferecida à União considerando diversas probabilidades de sucesso geológico, preço do Brent \$60 e bônus de assinatura de R\$500mi. Caso o VME seja negativo, GT é considerado zero.



Fonte: elaboração própria.

A Figura 25 apresenta as curvas de Valor Monetário Esperado (VME) para a companhia nas mesmas condições da Figura 24. Os pontos em que cada curva cruza o eixo horizontal (VME = 0) correspondem aos pontos onde ocorrem as quedas para GT = 0 nas curvas da Figura 24.

Figura 25 - Curvas de VME em função da parcela de excedente em óleo oferecida à União considerando diversas probabilidades de sucesso geológico, preço do Brent \$60 e bônus de assinatura de R\$500mi.



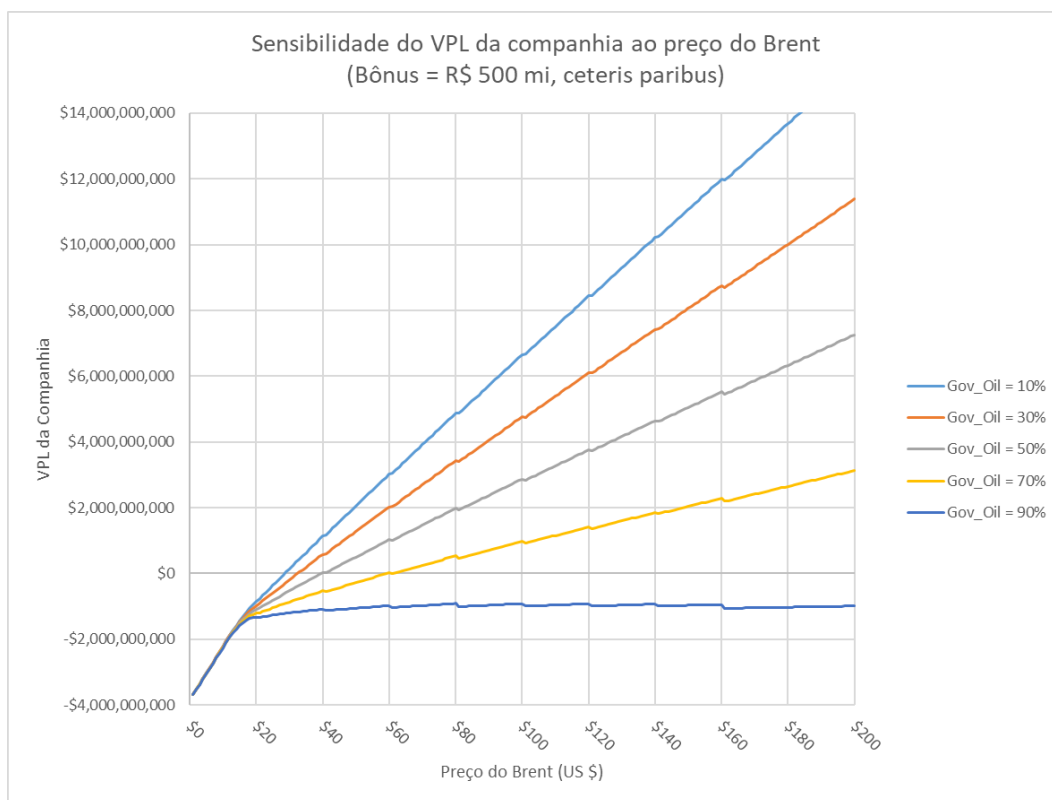
Fonte: elaboração própria.

4.6.3 Curvas de Sensibilidade ao preço do Brent

O bônus de assinatura e o percentual de excedente em óleo oferecido à União são parâmetros intrínsecos ao regime de partilha, definidos pelos atores envolvidos (governo e empresas ofertantes). O preço do Brent, por sua vez, é uma variável externa sobre a qual nenhum dos atores tem controle. Por essa razão, é importante analisar também a resiliência do projeto a diferentes cenários de preços.

A Figura 26 apresenta curvas de sensibilidade do VPL do projeto ao preço do Brent com um bônus de assinatura de R\$500mi e diversos valores de *Gov_Oil*. Quanto maior o preço do Brent, maior o valor do projeto. Os pontos em que cada curva cruza o eixo horizontal (VPL = 0) representam os pontos de *breakeven*, abaixo do qual o projeto não é viável. Caso a companhia ofereça um *Gov_Oil* de 30%, por exemplo, o *breakeven* do projeto é \$32,49. Com um *Gov_Oil* de 70%, o *breakeven* passa para \$59,19.

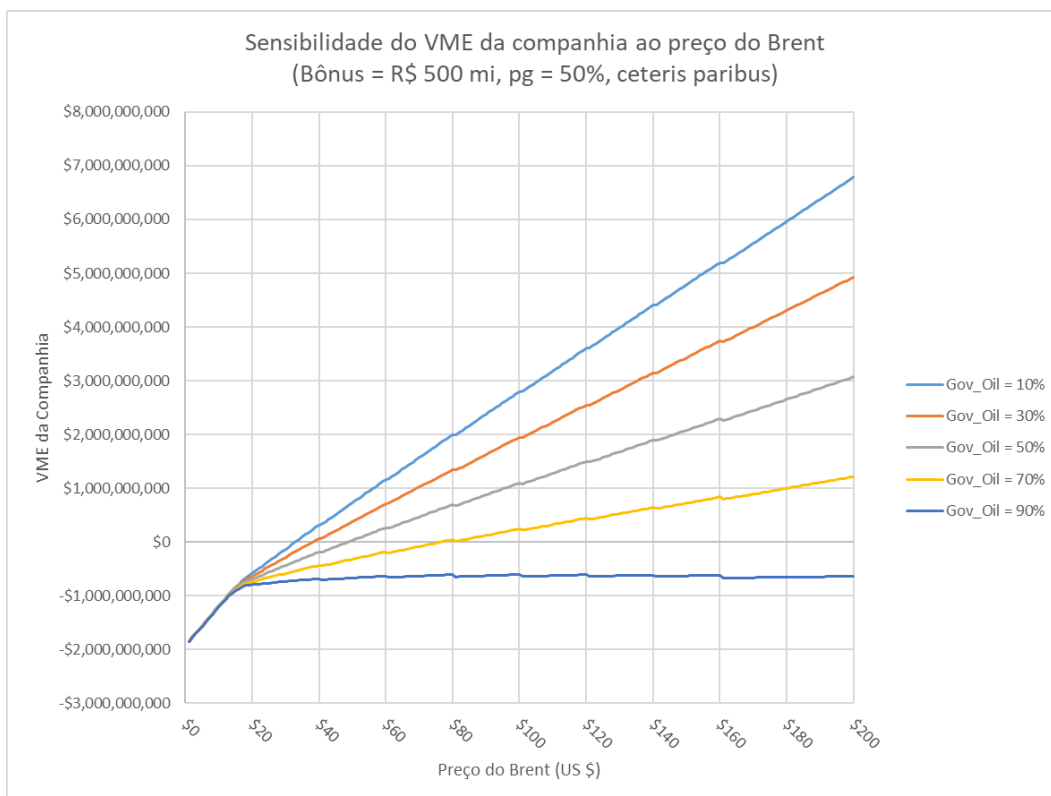
Figura 26 - Curvas de VPL em função do preço do Brent, considerando um bônus de assintura de R\$500mi e diversos valores de *Gov_Oil*.



Fonte: elaboração própria.

Introduzindo o risco exploratório às equações, esses números mudam. A Figura 27 apresenta curvas de VME em função do preço do Brent nas mesmas condições da Figura 26, mas considerando 50% de probabilidade de sucesso geológico. Agora, os pontos em que cada curva cruza o eixo horizontal (VME = 0) representam o mínimo preço do Brent que o projeto precisa para trazer valor ao portfólio exploratório da companhia. Com um *Gov_Oil* de 30%, esse preço é de aproximadamente \$38,11. Com *Gov_Oil* = 70%, esse preço seria de \$76,52.

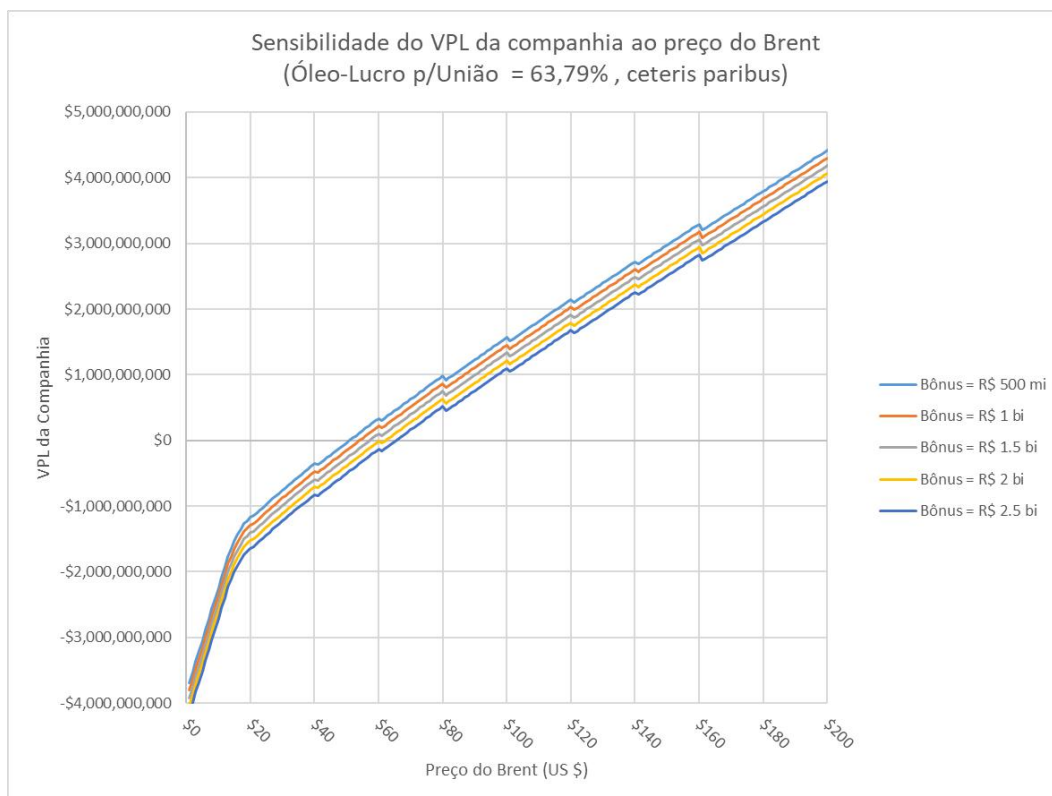
Figura 27 - Curvas de sensibilidade do VME ao preço do Brent considerando diversos percentuais de excedente em óleo para a União, bônus de assinatura de R\$500mi e 50% de probabilidade sucesso geológico.



Fonte: elaboração própria.

Considerando o percentual de excedente em óleo efetivamente obtido pela União na 5ª Rodada de Partilha ($Gov_Oil = 63,79\%$), a Figura 28 apresenta curvas de VPL em função do preço do Brent para vários valores de bônus de assinatura. Com o bônus de assinatura de R\$500mi exigido na 5ª Rodada, o *breakeven* do projeto é de \$50,97.

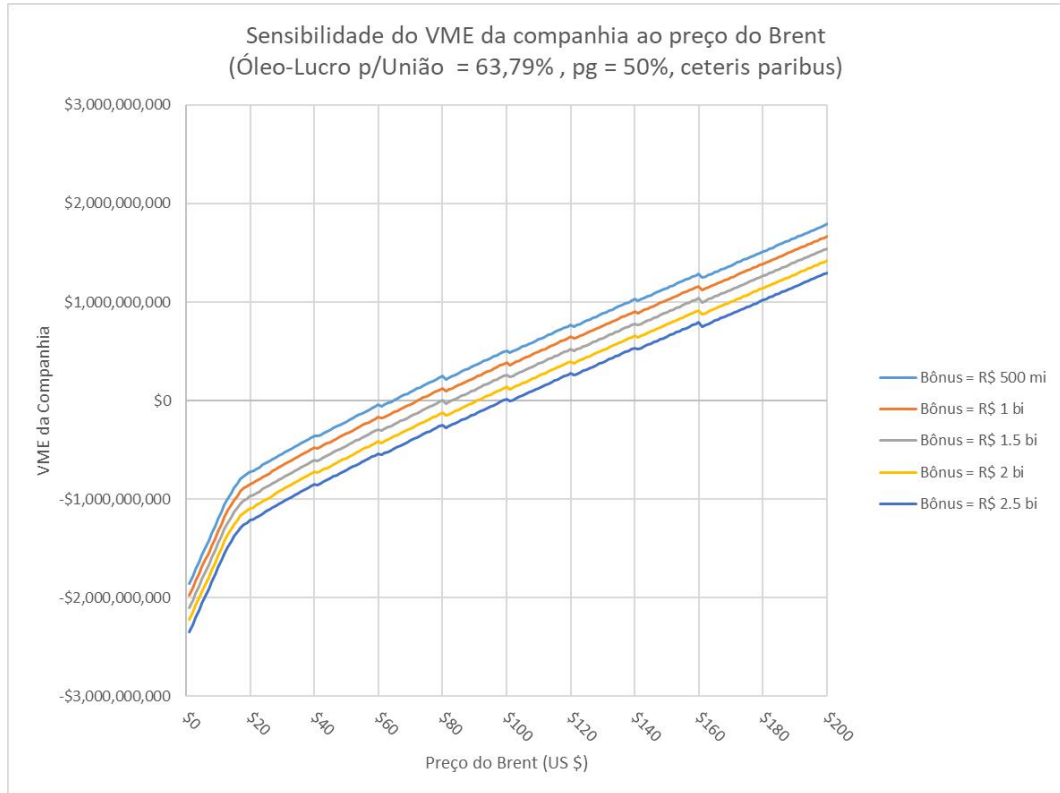
Figura 28 - Curvas de VPL em função do preço do Brent considerando $Gov_Oil = 63,79\%$ e diversos valores de bônus de assinatura.



Fonte: elaboração própria.

Já a Figura 29 apresenta curvas de VME em função do preço do Brent nas mesmas condições da Figura 28, mas considerando 50% de probabilidade de sucesso geológico. Com R\$500mi de bônus de assinatura, o projeto só atinge um valor esperado positivo a partir do Brent cotado a \$64,60.

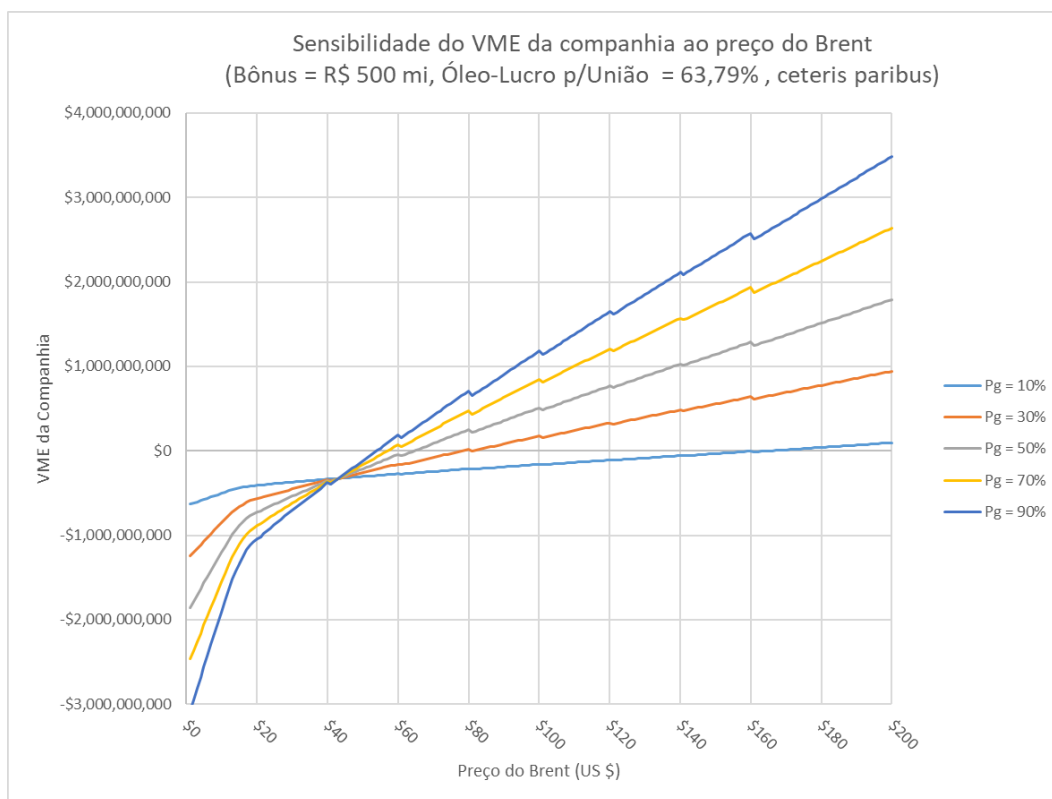
Figura 29 - Curvas de VME em função do preço do Brent considerando 63,79% do excedente em óleo para a União, 50% de probabilidade de sucesso geológico e diversos valores de bônus de assinatura.



Fonte: elaboração própria.

Esse efeito do risco exploratório sobre os preços de Brent que viabilizam o projeto fica ainda mais claro na Figura 30, na qual se apresentam curvas de VME em função do Brent considerando diversas probabilidades de sucesso geológico (p_g), bônus de assinatura de R\$500mi e 63,79% do excedente em óleo para a União. Se a companhia projeta o preço do Brent em patamares altos (\$100, por exemplo), o projeto tem valor esperado positivo mesmo com uma probabilidade relativamente baixa de sucesso (a partir de $p_g = 19,62\%$). Em outras palavras, os altos retornos compensam os riscos. Por outro lado, em um contexto de preços mais baixos (\$55, por exemplo), o projeto tem valor esperado positivo somente em situações de baixo risco (p_g a partir de 82%).

Figura 30 - Curvas de VME em função do preço do Brent considerando diversas probabilidades de sucesso geológico e as condições da 5ª Rodada de Partilha (R\$500mi de bônus de assinatura e 63,79% do excedente em óleo para a União).

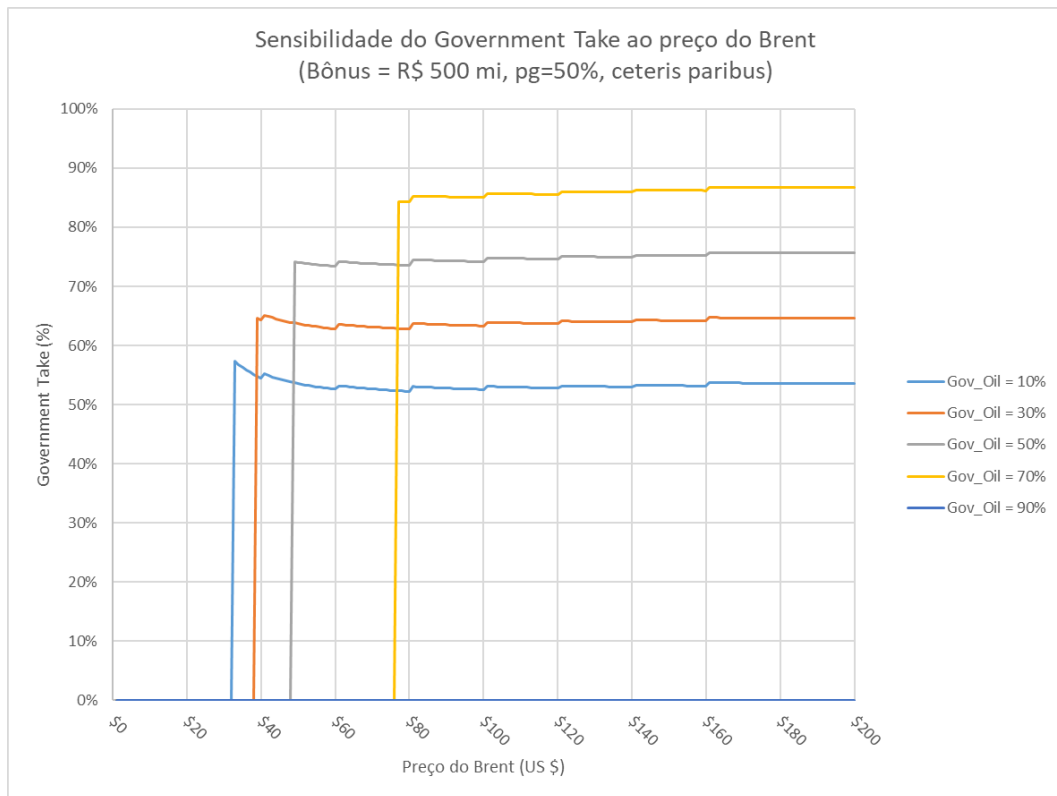


Fonte: elaboração própria.

Entre a Figura 26 e a Figura 30, nota-se pequenos “degraus” nas curvas de VPL quando o preço do Brent atinge \$40, \$60, \$80 etc. Isso ocorre em razão do aumento da parcela do excedente em óleo apropriado pela União quando há uma mudança de patamar no preço do Brent, conforme a Figura 4. Como já discutido anteriormente, esse dispositivo confere progressividade ao regime de partilha, permitindo que a União aumente sua participação nos ganhos quando o preço do Brent sobe.

A Figura 31 apresenta curvas de GT em função do preço do Brent, considerando um bônus de assinatura de R\$500mi, diversos valores de *Gov_Oil* e 50% de probabilidade de sucesso geológico (p_g). Em caso de VME negativo, considerou-se GT = 0, já que as empresas não apresentariam proposta. Obviamente, quanto maior o *Gov_Oil*, maior a participação governamental, porém maior o preço do Brent necessário para que o projeto tenha valor esperado positivo.

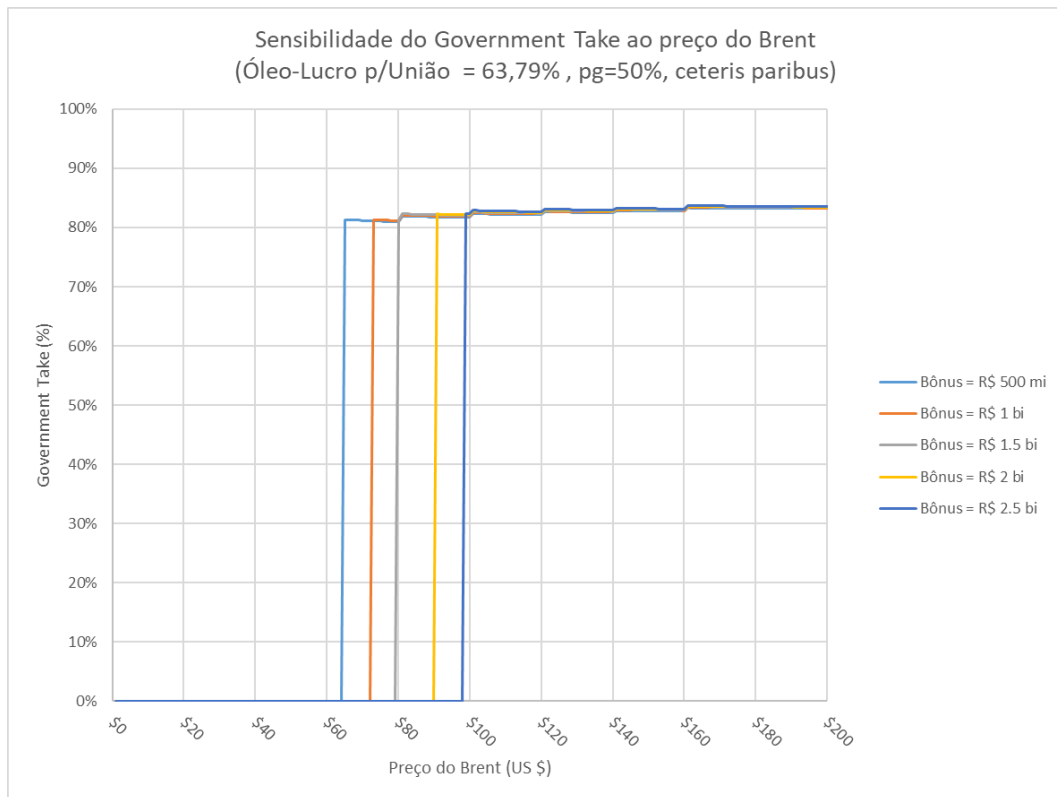
Figura 31 – Curvas de *Government Take* (GT) em função do preço do Brent considerando diversos percentuais de excedente em óleo oferecidos à União, bônus de R\$500mi e 50% de chance de sucesso geológico. Caso VME < 0, o GT é considerado zero.



Fonte: elaboração própria.

A Figura 32 também apresenta curvas de GT em função do preço do Brent, mas considerando o percentual de excedente em óleo efetivamente obtido pela União na 5ª Rodada de Partilha ($Gov_Oil = 63,79\%$), $p_g = 50\%$ e vários valores de bônus de assinatura. Em comparação com a Figura 31, observa-se que as curvas da Figura 32 têm GT muito próximos, evidenciando mais uma vez o efeito pequeno que a variação do bônus de assinatura tem sobre a participação governamental, em contraste com o forte efeito do Gov_Oil . Como exemplo, considerando o Brent a \$100, o GT é de 81,67% com bônus de R\$500mi e 82,27% com bônus de R\$2,5bi. No entanto, o bônus de assinatura tem efeito significativo sobre o preço do Brent que faz o projeto ter valor esperado positivo: com $Gov_Oil = 63,79\%$, esse preço é de \$64,60 com bônus de R\$500mi (como já destacado na Figura 29) e seria de \$98,97 caso o bônus fosse de R\$2,5bi.

Figura 32 - Curvas de *Government Take* (GT) em função do preço do Brent considerando 63,79% de excedente em óleo para a União, e 50% de chance de sucesso geológico e diversos valores de bônus de assinatura. Caso $VME < 0$, o GT é considerado zero.



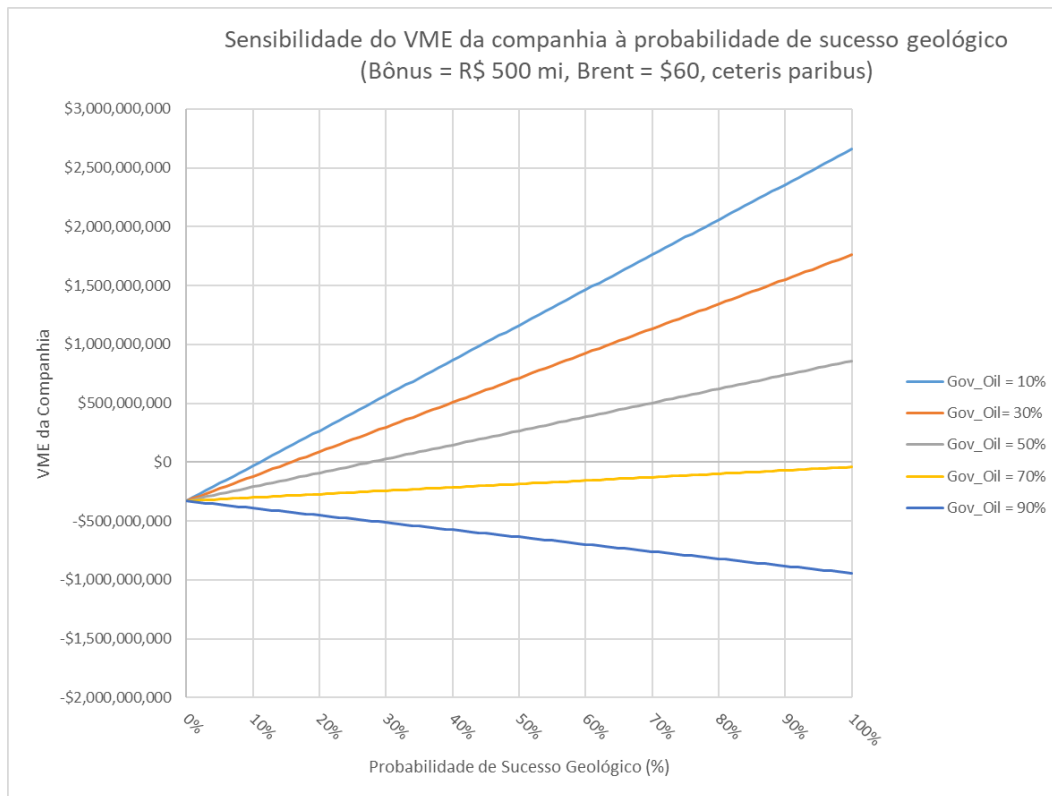
Fonte: elaboração própria.

4.6.4 Curvas de sensibilidade à probabilidade de sucesso geológico

O risco é inerente à atividade exploratória. Somente com a perfuração de poços é que se confirma ou não a existência de uma acumulação comercial de hidrocarbonetos. Com base em estudos geológicos e geofísicos, as empresas estimam um fator de chance para cada área onde há interesse exploratório. Dependendo da probabilidade estimada, o valor esperado do projeto pode ser positivo ou negativo, influenciando a decisão da empresa de investir ou não na área.

A Figura 33 apresenta curvas de sensibilidade do VME à probabilidade de sucesso geológico (p_g) para diversos níveis de *Gov_Oil*, bônus de assinatura de R\$500mi e preço do Brent a \$60. Obviamente, quanto maior a chance de sucesso, maior o VME do projeto. É com base na probabilidade de sucesso estimada pela companhia que é definido o percentual de *Gov_Oil* que será apresentado no leilão: quanto maior p_g , maior o *Gov_Oil* que a companhia pode oferecer.

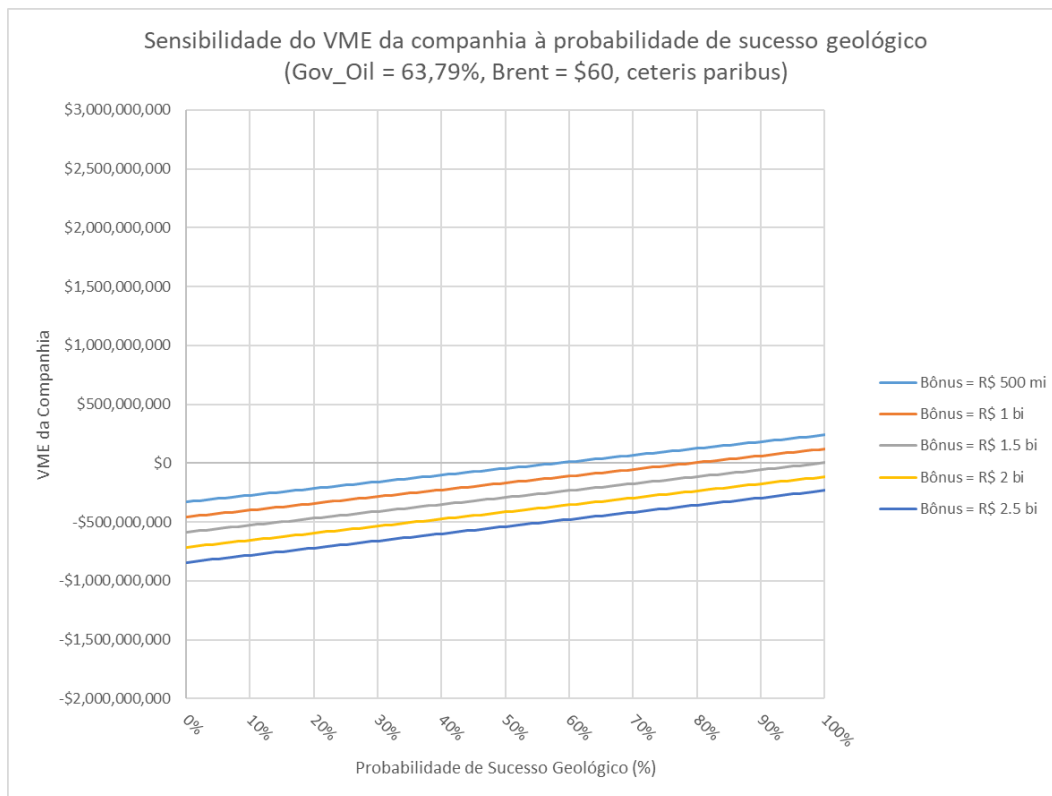
Figura 33 – Curvas de VME em função da probabilidade de sucesso geológico para diferentes percentuais de excedente em óleo oferecidos à União, considerando um bônus de R\$500mi e o preço do Brent a \$60.



Fonte: elaboração própria.

A Figura 34 apresenta curvas de VME em função de p_g considerando o percentual de excedente em óleo efetivamente oferecido à União na 5ª Rodada de Partilha ($Gov_Oil = 63,79\%$), Brent a \$60 e diversos valores de bônus de assinatura. Nota-se que, com bônus mais elevados (a partir de R\$1.5bi), nem mesmo altas probabilidades de sucesso geológico são capazes de fornecer VME positivo ao projeto. Isso indica que, caso o bônus de assinatura exigido na 5ª Rodada fosse maior, dificilmente o governo teria obtido os mesmos 63,79% de excedente em óleo.

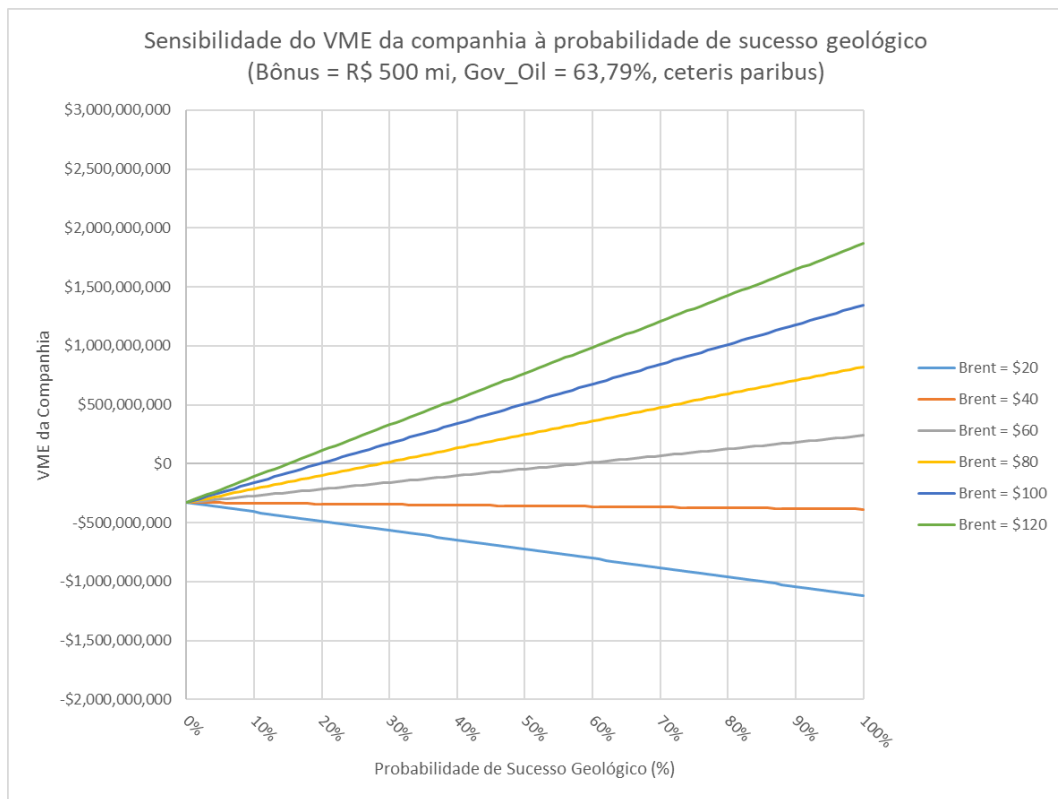
Figura 34 - Curvas de VME em função da probabilidade de sucesso geológico considerando diferentes bônus de assinatura, 63,79% de excedente em óleo para a União e preço do Brent a \$60.



Fonte: elaboração própria.

A Figura 35 apresenta curvas de VME em função da probabilidade de sucesso geológico considerando a oferta vencedora da 5ª Rodada de Partilha (R\$ 500mi de bônus de assinatura e 63,79% de excedente em óleo para a União) e diversos preços do Brent. As curvas mostram que o VME é sempre negativo para as curvas de Brent a \$20 e \$40, indicando que a oferta vencedora vislumbrou cenários mais otimistas de preços. Para um preço de \$60, o valor esperado do projeto é positivo se a probabilidade estimada de sucesso geológico for maior ou igual a 57,85%. Com um preço de \$80, o VME é positivo a partir de 28,53% de chance de sucesso. Já em um cenário onde o preço do Brent é de \$120, bastaria um fator de chance de 14,97% para que o projeto tivesse VME positivo. Isso reforça que as companhias tendem a assumir riscos maiores em cenários econômicos mais favoráveis.

Figura 35 – Curvas de VME em função da probabilidade de sucesso geológico considerando a oferta vencedora da 5ª Rodada de Partilha (Bônus de R\$ 500mi e 63,79% do excedente em óleo para a União) e preço do Brent a \$60.

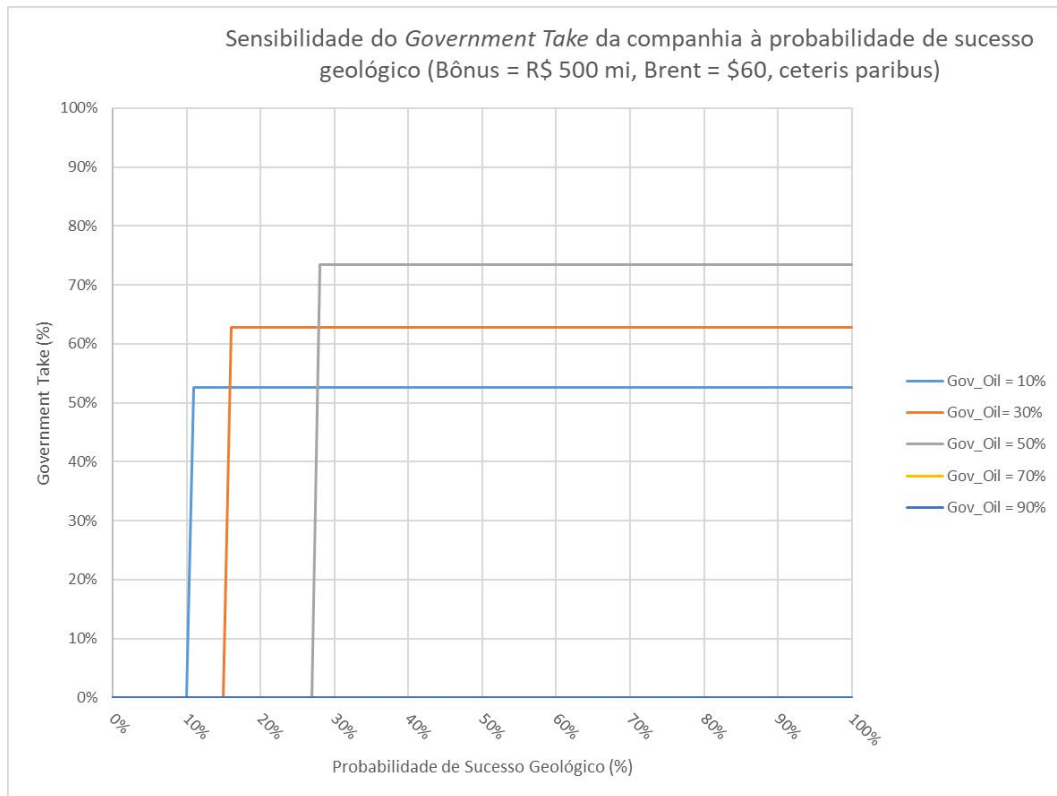


Fonte: elaboração própria.

A Figura 36 apresenta curvas de GT em função da probabilidade de sucesso geológico (p_g) considerando um bônus de R\$500mi, preço do Brent a \$60 e diversos valores de excedente em óleo à União. Novamente, foi adicionada uma condição nos *scripts* que zera o GT caso o VME do projeto seja negativo. Assim, as curvas de $Gov_Oil = 70\%$ e $Gov_Oil = 90\%$ implicam em $GT = 0$. As demais curvas indicam que a principal influência de p_g sobre o GT é o ponto a partir do qual o VME do projeto torna-se positivo: para $Gov_Oil = 50\%$, por exemplo, o VME é positivo a partir de $p_g = 27,62\%$. Uma vez atingido esse valor, o GT é constante em $73,37\%$.

Isso é importante porque o governo, quando determina o Gov_Oil mínimo a ser exigido no leilão, também precisa levar em conta a probabilidade de sucesso geológico. Se as chances estimadas pelo governo estão muito acima das chances estimadas pelas companhias, há o risco de que o Gov_Oil mínimo determinado pelo governo implique em VME negativo na avaliação das companhias e, conseqüentemente, em leilão vazio e $GT = 0$.

Figura 36 - Curvas de GT em função da probabilidade de sucesso geológico para vários níveis de excedente em óleo ofertado à União, considerando R\$ 500mi de bônus e preço do Brent a \$60. Caso VME < 0, GT é considerado zero.

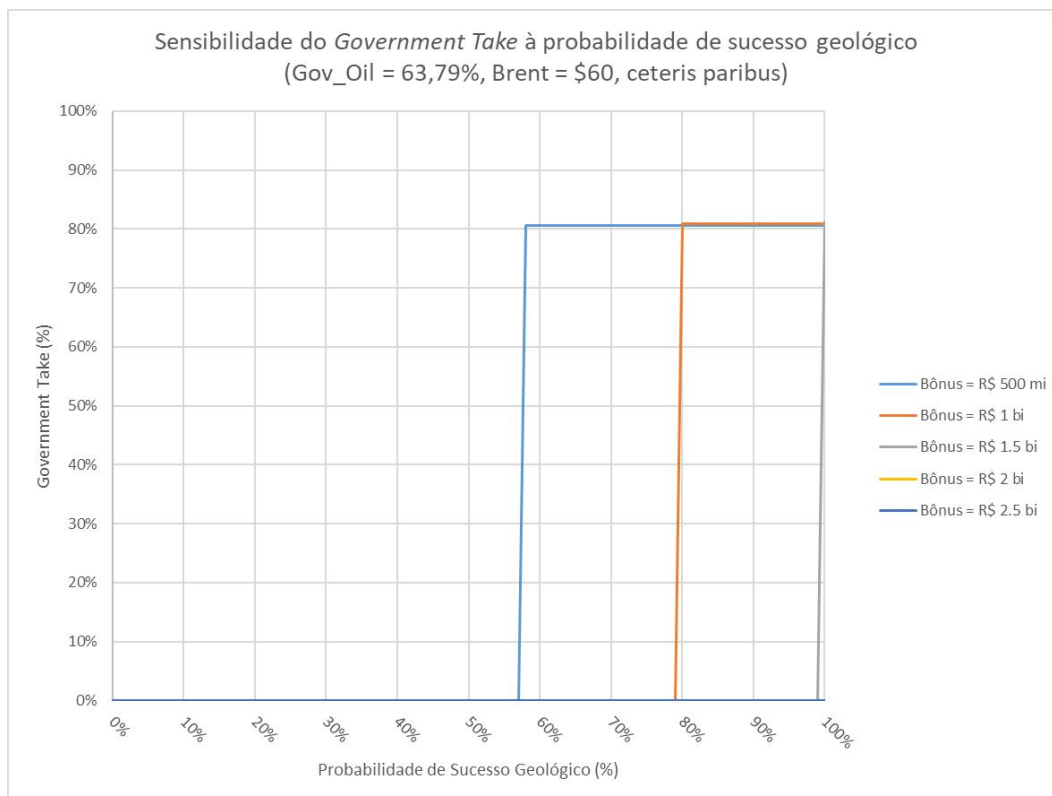


Fonte: elaboração própria.

A Figura 37 apresenta curvas de GT em função de p_g para vários valores de bônus de assinatura, $Gov_Oil = 63,79\%$ e preço do Brent a \$60. Como discutido na Figura 34, dificilmente esse nível de Gov_Oil , que garantiu 80,65% de GT à União caso as acumulações se confirmem, seria atingido com bônus de assinatura maiores (para um bônus de R\$1,5bi, por exemplo, seria necessário uma probabilidade de 99,43% para que a mesma oferta fosse feita). Além disso, o ganho da União ao aumentar o bônus de assinatura é muito pequeno: no caso de R\$1bi de bônus, mesmo que o Gov_Oil fosse mantido, o GT seria de 80,94%.

Ao estabelecer um Gov_Oil mínimo de 24,82% na 5ª Rodada, a União procurou garantir um GT mínimo de 60,12%, que seria obtido a partir de 14,14% de chance de sucesso geológico. Nas condições da 3ª Rodada (Bônus de R\$1,5bi e mínimo Gov_Oil de 14,4%, o GT seria de 55,32%, mais atrativo para as companhias, mas exigiria p_g mínima de 20,82%.

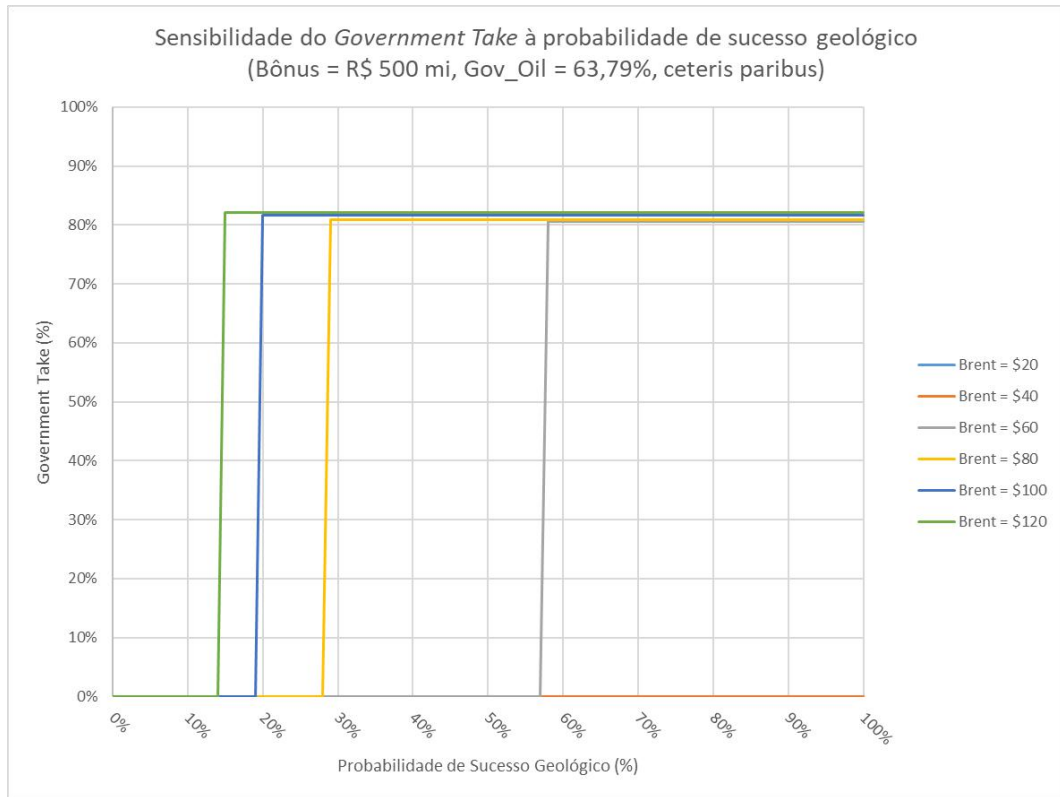
Figura 37 - Curvas de GT em função da probabilidade de sucesso geológico considerando o percentual de excedente em óleo obtido pela União na 5ª Rodada de Partilha ($Gov_Oil = 63,79\%$), preço do Brent a \$60 e diversos valores de bônus de assinatura. Caso $VME < 0$, GT é considerado zero.



Fonte: elaboração própria.

Por fim, a Figura 38 apresenta curvas de GT em função de p_g nas condições da oferta vencedora da 5ª Rodada (bônus de R\$500mi e Gov_Oil de 63,79%) e diversos preços do Brent. Devido ao dispositivo de variação da parcela da União de acordo com o preço do Brent, o GT aumenta marginalmente com preços maiores, como mostram a Figura 31 e a Figura 32 (o GT é 80,65% com o Brent a \$60 e 82,16% com o Brent a \$120). Como indicado na Figura 35, contudo, a probabilidade de sucesso geológico necessária para que o projeto tenha VME positivo é menor em cenários de preços maiores.

Figura 38 - Curvas de GT em função da probabilidade de sucesso geológico considerando a oferta vencedora da 5ª Rodada de Partilha (Bônus de R\$ 500mi e 63,79% do excedente em óleo para a União) e preço do Brent a \$60. Caso VME < 0, GT é considerado zero.



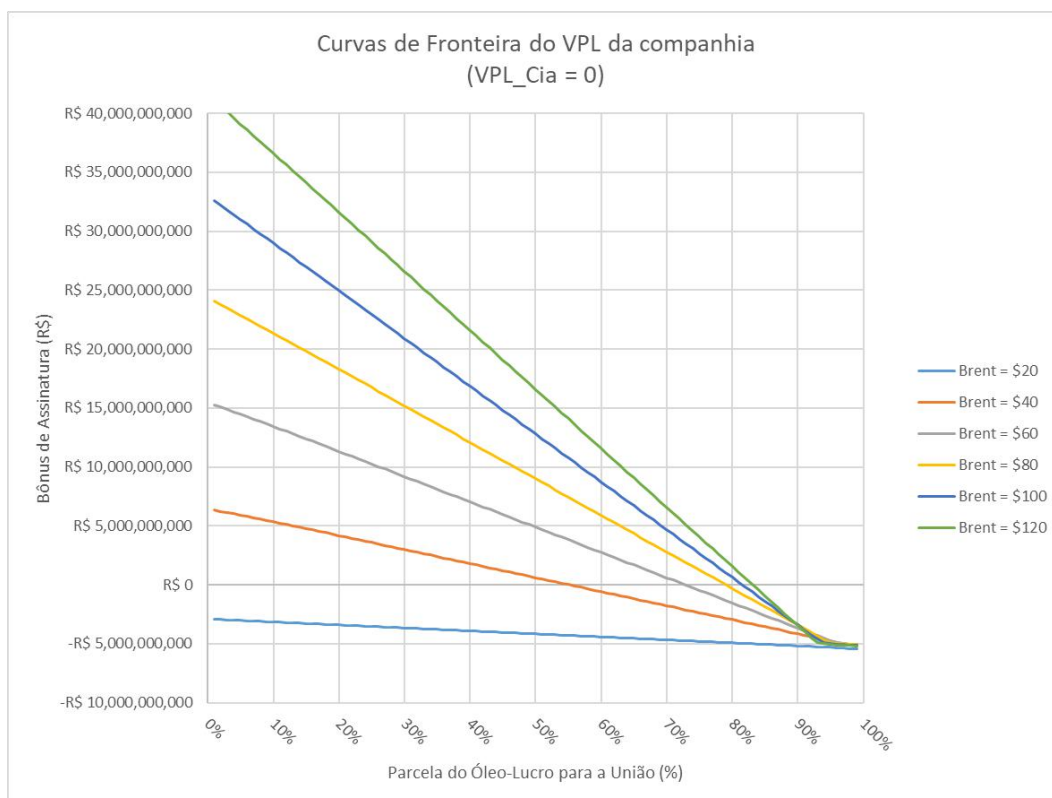
Fonte: elaboração própria.

4.6.5 Curvas de indiferença e mapas de GT

Ao lançar um edital para um leilão de partilha, o governo precisa definir, entre outros parâmetros, o bônus de assinatura e o percentual mínimo de excedente em óleo que exigirá. O objetivo da União é obter o maior *Government Take* (GT) possível, sem que o projeto tenha Valor Presente Líquido (VPL) ou Valor Monetário Esperado (VME) negativo para as companhias.

Nesse sentido, a Figura 39 apresenta curvas de indiferença do VPL (VPL = 0 para diversos preços do Brent) no espaço bônus de assinatura x percentual do excedente em óleo para a União. Em outras palavras, as curvas representam as combinações desses dois parâmetros que implicam em VPL = 0, mantidos constantes os demais fatores. A região abaixo e à esquerda dessas curvas tem VPL > 0, e a região acima e à direita das curvas tem VPL < 0. Assim, as regiões de VPL > 0 representam as combinações de parâmetros que o governo pode exigir mantendo o projeto viável do ponto de vista das companhias.

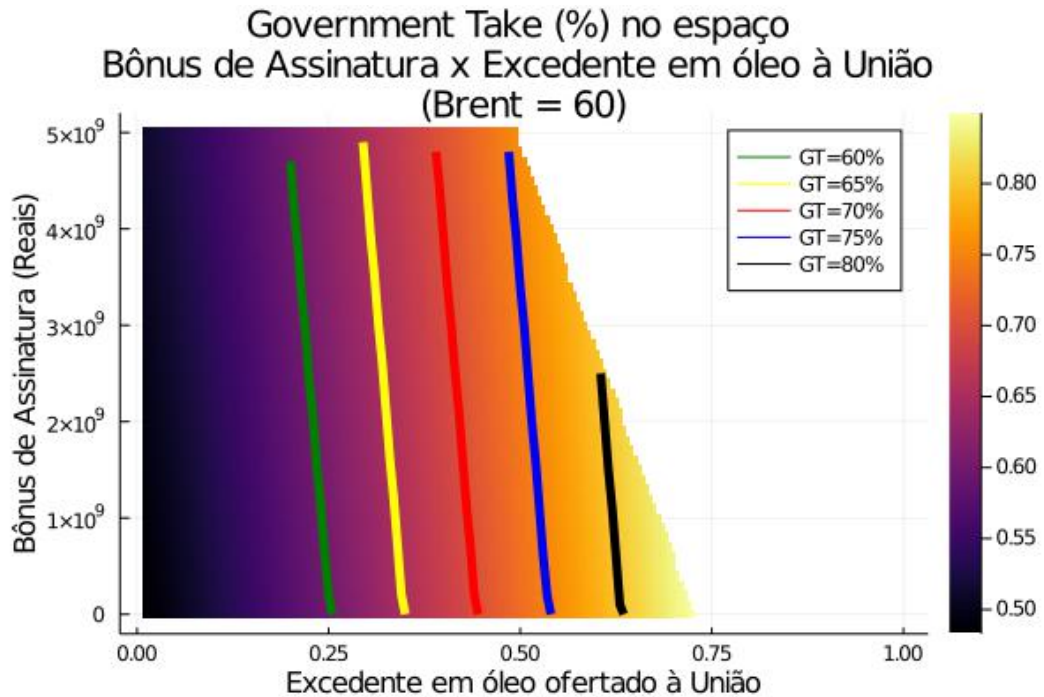
Figura 39 - Curvas de Indiferença (VPL = 0) no espaço Bônus de Assinatura x Excedente em óleo para a União considerando diversos preços do Brent.



Fonte: elaboração própria.

Supondo que o governo adote o preço do Brent de \$60 como referência, a Figura 40 apresenta, em forma de mapa de calor, o GT que o governo obteria dentro da região onde $VPL > 0$. Também são apresentadas curvas de indiferença de GT, ou seja, combinações de bônus de assinatura e percentual de excedente em óleo à União que fornecem determinado valor de GT. A região em branco corresponde à zona onde $VPL < 0$. Por simplificação, o eixo vertical foi limitado até R\$5bi. Observa-se que quanto maior o bônus de assinatura exigido, menor é o percentual de excedente em óleo que o governo pode potencialmente receber.

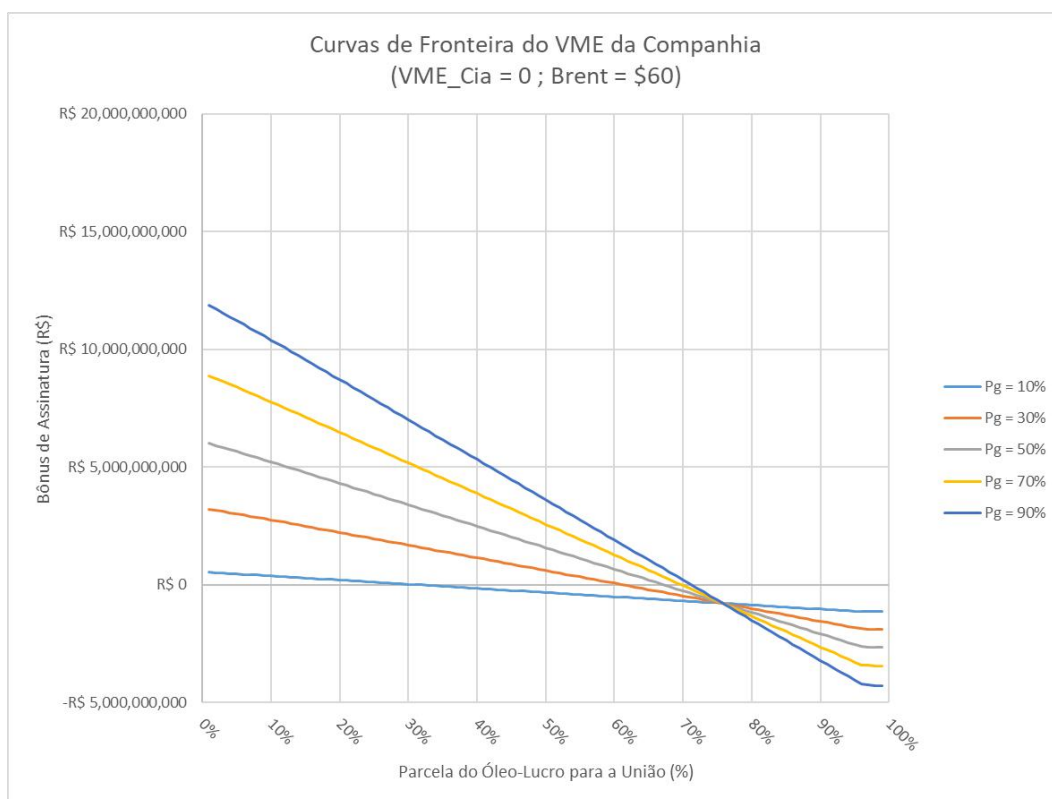
Figura 40 – Mapa de *Government Take* (GT) no espaço bônus de assinatura x percentual de excedente em óleo ofertado à União, considerando o preço do Brent a \$60. A região em branco indica $VPL < 0$.



Fonte: elaboração própria.

Entretanto, o governo também precisa levar em consideração a probabilidade estimada de sucesso geológico do projeto, integrando assim o risco à análise. Novamente considerando o preço do Brent de \$60 como referência, a Figura 41 apresenta curvas de indiferença de VME no espaço bônus de assinatura x percentual do excedente em óleo para a União considerando diferentes valores de p_g . A região abaixo e à esquerda dessas curvas tem $VME > 0$, e a região acima e à direita das curvas tem $VME < 0$. Em relação à Figura 39, o espaço do governo para ajustar os parâmetros na região de VME positivo é menor, e torna-se mais restrito conforme diminui a chance de sucesso geológico.

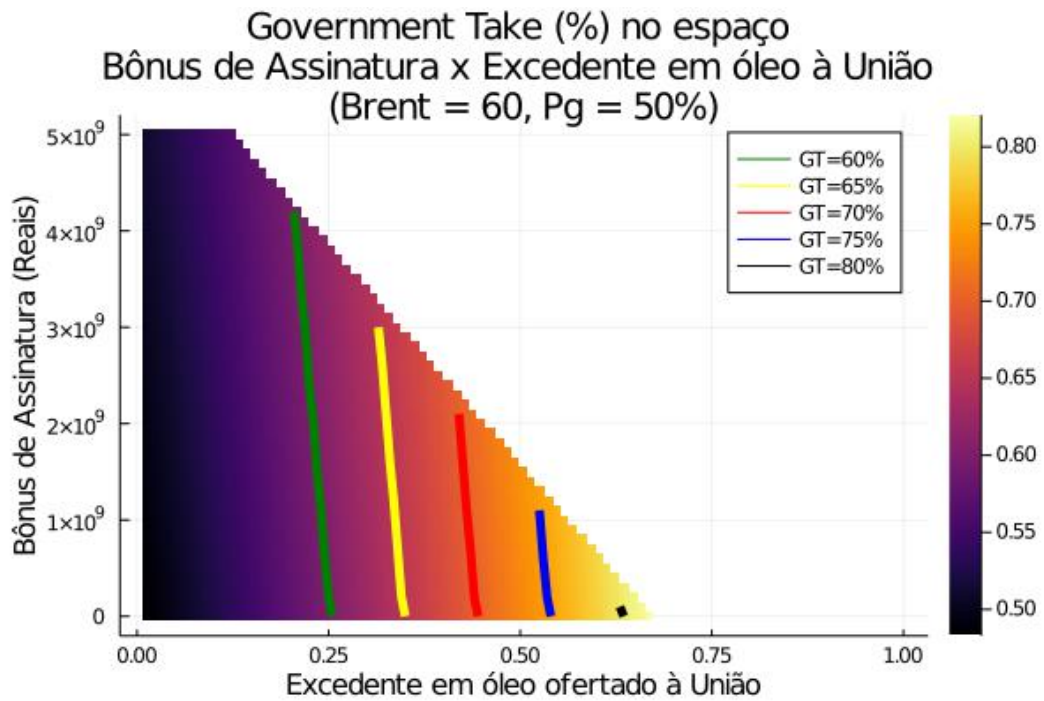
Figura 41 - Curvas de Indiferença (VPL = 0) no espaço Bônus de Assinatura x Excedente em óleo para a União considerando o preço do Brent a \$60 e diversas probabilidades de sucesso geológico.



Fonte: elaboração própria.

A Figura 42 apresenta o mapa de GT no espaço bônus de assinatura x percentual do excedente em óleo à União considerando o Brent a \$60 e uma probabilidade de sucesso geológico de 50%. Em relação à Figura 40, a região em branco, onde $VME < 0$, é bem maior. O espaço onde o governo consegue um $GT > 80\%$, por exemplo, é bastante restrito e ocorre apenas com bônus de assinatura relativamente pequenos.

Figura 42 - Mapa de *Government Take* (GT) no espaço bônus de assinatura x percentual de excedente em óleo ofertado à União, considerando o preço do Brent a \$60 e probabilidade de sucesso geológico de 50%. A região em branco indica $VME < 0$.

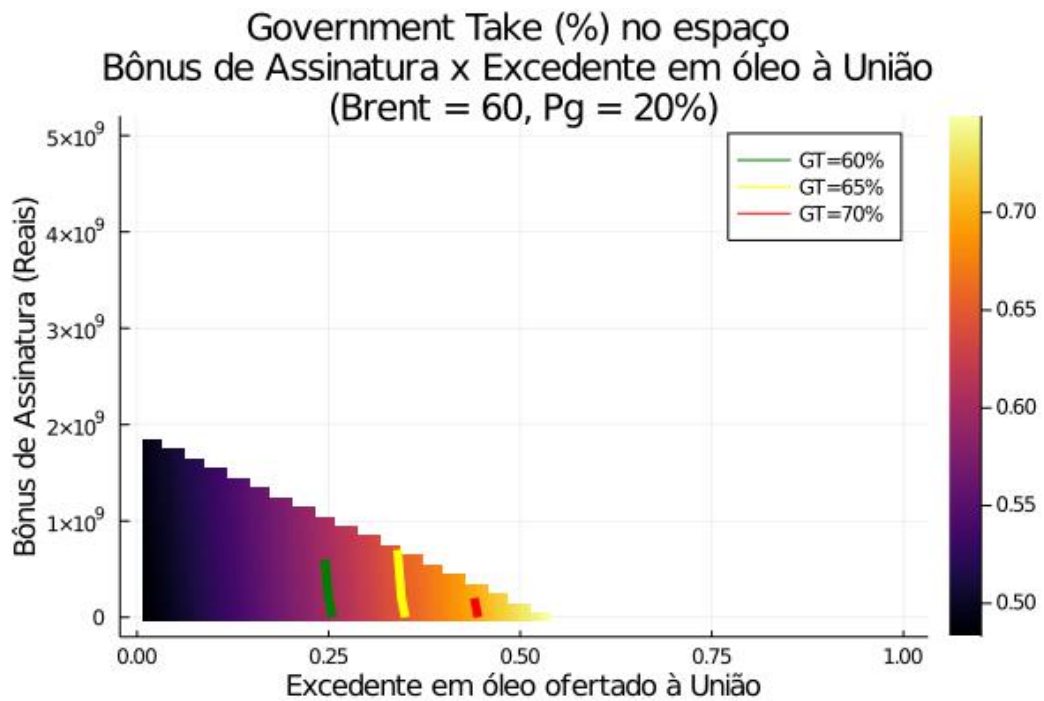


Fonte: elaboração própria.

Dependendo da área, é importante também que o governo assegure que haja propostas mesmo que a probabilidade de sucesso estimada pelas companhias, que pode diferir bastante da avaliação do governo, seja relativamente baixa. Nesse sentido, a Figura 43 apresenta o mesmo mapa de GT da Figura 42, mas agora considerando uma probabilidade de sucesso geológico de apenas 20%. As combinações possíveis de bônus de assinatura e percentual do excedente em óleo que o governo pode exigir ficam ainda mais restritas.

Para garantir a competição no leilão, é essencial que o governo deixe margem para que as empresas possam apresentar propostas com excedente em óleo à União acima do mínimo exigido. Os resultados indicam que, ao exigir R\$500mi de bônus de assinatura e 24,82% do excedente em óleo na 5ª Rodada de Partilha, o governo procurou garantir ao menos 60% de participação na renda petrolífera, e ainda deixou espaço substancial para que as companhias aumentassem o percentual oferecido mesmo em situações de maior risco geológico.

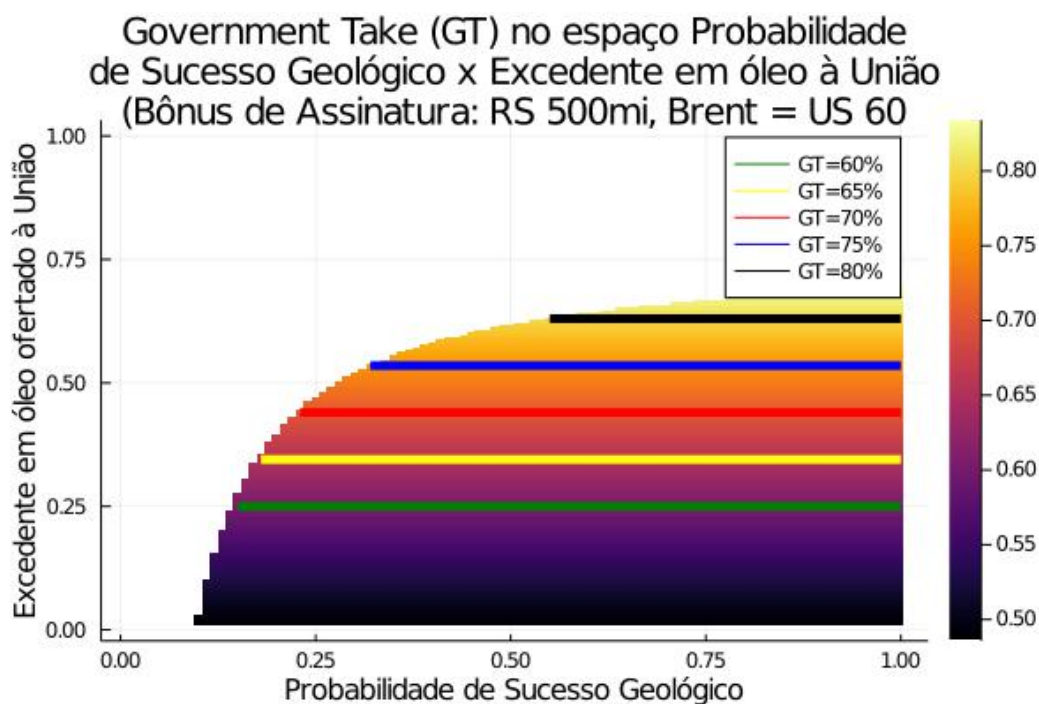
Figura 43 - Mapa de *Government Take* (GT) no espaço bônus de assinatura x percentual de excedente em óleo ofertado à União, considerando o preço do Brent a \$60 e probabilidade de sucesso geológico de 50%. A região em branco indica VME < 0.



Fonte: elaboração própria.

Definido o bônus de assinatura, o governo pode visualizar o GT que pode potencialmente receber dependendo da probabilidade de sucesso geológico e da parcela do excedente em óleo ofertado pelas companhias. A Figura 44 apresenta um mapa de GT nesse espaço. As maiores participações (acima de 80%, por exemplo), só são possíveis caso a probabilidade de sucesso estimada pelas companhias seja relativamente alta, como parece ter sido o caso de Pau-Brasil.

Figura 44 - Mapa de *Government Take* (GT) no espaço probabilidade de sucesso geológico x percentual de excedente em óleo ofertado à União, considerando o preço do Brent a \$60 e bônus de assinatura de R\$ 500mi. A região em branco indica VME < 0.



Fonte: elaboração própria.

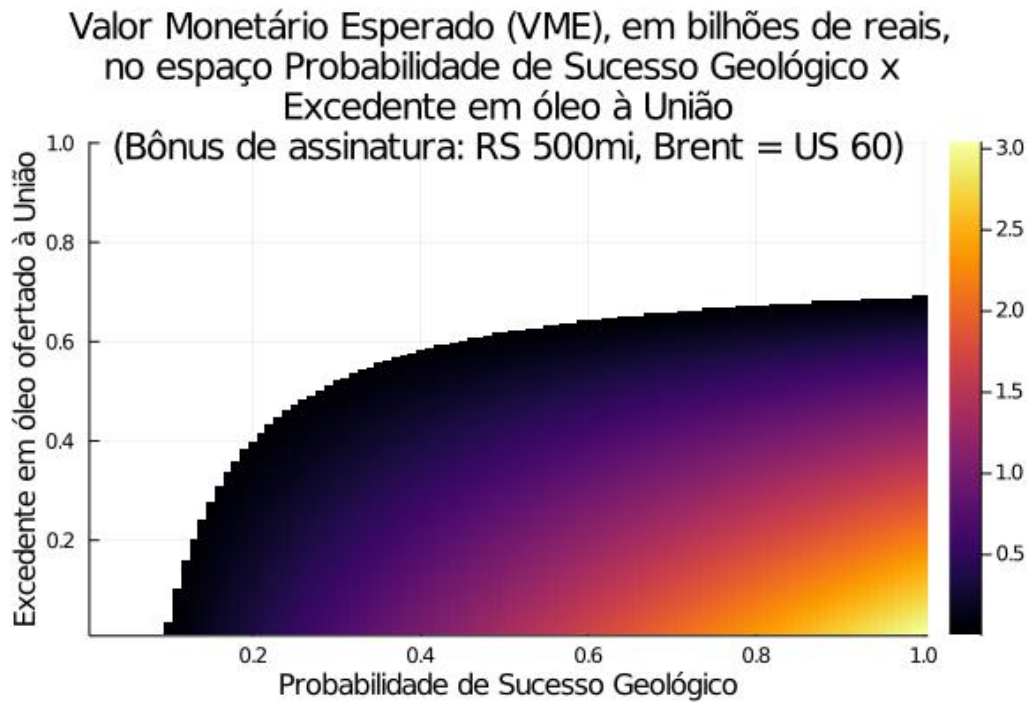
Do ponto de vista das companhias, a decisão de apresentar ou não propostas depende do VME do projeto. Para a companhia, o bônus de assinatura está dado. Considerando um preço do Brent de referência de \$60⁴⁴, para o qual a companhia quer garantir que o VME do projeto seja positivo, a decisão da companhia consiste em determinar o percentual do excedente em óleo que ofertará à União. Como essa decisão depende da probabilidade de sucesso geológico que a companhia estima para a área, a Figura 45 apresenta um mapa de VME no espaço de decisão da companhia (percentual de excedente em óleo ofertado à União x probabilidade de sucesso geológico).

Obviamente, quanto maior a probabilidade de sucesso e menor a parcela do excedente em óleo ofertada à União, maior o VME do projeto para a companhia. Entretanto, em um leilão competitivo, a companhia corre o risco de não arrematar a área caso busque somente maximizar seu VME. Por isso, é fundamental que o governo deixe espaço para que as companhias possam

⁴⁴ Esse preço pode ser maior ou menor, dependendo das expectativas da companhia.

aumentar suas ofertas, abdicando de parte do VME em favor de uma maior participação governamental.

Figura 45 – Mapa de VME no espaço de decisão da companhia (Percentual de Excedente em óleo ofertado à União x Probabilidade de Sucesso Geológico), considerando R\$500mi de bônus de assinatura e preço do Brent a \$60. A região em branco indica VME < 0.



Fonte: elaboração própria.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Antes de buscar responder às perguntas formuladas na introdução, é importante considerar as limitações do trabalho. No estudo de viabilidade econômica realizado no Capítulo 4, por exemplo, algumas das limitações são apontadas a seguir:

- (i) do ponto de vista geológico, o volume de óleo equivalente recuperável é sujeito a incertezas. Na prática, as companhias geralmente adotam uma distribuição de probabilidades para representar o volume recuperável, que depende de uma série de fatores (os quais também são representados por distribuições de probabilidades), tais como a área estimada para o reservatório, sua espessura, a porosidade, a saturação de óleo, entre outros. As análises deste trabalho poderiam ser incrementadas simulando diversas possibilidades para o volume recuperável, cada uma com sua curva de produção e sua estrutura de custos. As curvas de indiferença de Furtado (2017), por exemplo, são calculadas no domínio volume recuperável estimado x probabilidade de sucesso geológico, adicionando outra dimensão à dinâmica risco x retorno modelada pelas companhias.
- (ii) do ponto de vista da engenharia, a curva de produção é constantemente replanejada ao longo da vida útil do campo conforme o desempenho dos reservatórios, o contexto econômico e a evolução tecnológica, podendo inclusive ser diferente conforme o regime fiscal. A metodologia de Fluxo de Caixa Descontado não valora a aprendizagem obtida ao longo do processo para a otimização do projeto (DIAS, 2004). Este trabalho pode ser aprimorado, portanto, através de metodologias mais complexas, como a de Opções Reais.
- (iii) do ponto de vista econômico, o preço do Brent é bastante variável. As análises deste trabalho poderiam ser incrementadas considerando o preço do Brent como um processo estocástico, descrito, por exemplo, por movimento geométrico Browniano ou movimento de reversão à média com saltos de Poisson.
- (iv) do ponto de vista formal, a dinâmica dos leilões, bem como as decisões da companhia e das empresas, poderia ser descrita a partir de conceitos da teoria dos jogos ou, mais especificamente, da teoria dos leilões (*Auction Theory*).

- (v) Comparações quantitativas e qualitativas com modelos de outros países também ficam como sugestões para trabalhos futuros.

Mesmo a descrição histórica das Rodadas de Partilha, apresentada no Capítulo 3, está sujeita a limitações: embora a publicidade das condições exigidas e dos resultados de cada rodada revelem informações, não se conhece totalmente o que cada companhia considerou para apresentar (ou não) suas ofertas (decisões estratégicas, restrições orçamentárias, custos de oportunidade, avaliações geológicas, negociações com outras companhias, entre outros fatores).

Dito isso, os resultados obtidos subsidiam algumas respostas às questões que motivaram este trabalho. A EMI n°38/2009 apontava que o regime de partilha permitiria “aumentar a apropriação da renda petrolífera pela sociedade” (§14). As estimativas de GT realizadas pelo IBP (2018) e sintetizadas pela Figura 7, bem como os altíssimos percentuais de excedente em óleo obtidos em algumas áreas (acima de 75% em Entorno de Sapinhoá, Peroba, Alto de Cabo Frio – Central e Uirapuru, por exemplo), indicam que esse objetivo está sendo cumprido. O caso de Pau-Brasil também aponta nessa direção: o GT estimado no regime de concessão foi de 51,37% com um lance de R\$500 mi de bônus de assinatura, e de 53,93% com um lance 10 vezes maior. No regime de partilha, o GT estimado foi de 60,12% com o lance mínimo e de 80,65% com a oferta vencedora da 5ª Rodada.

A EMI n°38/2009 também apontava o objetivo de “manter atrativa a atividade de exploração e produção no país” (§14). À exceção da 6ª Rodada, esse objetivo também parece estar sendo cumprido. Das 15 áreas que foram a leilão nas cinco primeiras rodadas, 14 foram efetivamente arrematadas, sendo 9 delas com ágio. A participação das principais empresas do setor nos leilões de partilha, como sumarizado na Figura 6, também indica a atratividade da atividade.

Uma questão mais complexa é se precisaria haver uma mudança de regime para atingir esses objetivos. Como apontado por outros trabalhos (Furtado, 2017; Mariano *et al*, 2018), os regimes de concessão e partilha podem ser equivalentes do ponto de vista econômico, de modo que a opção por um ou outro regime é essencialmente política. No caso do Brasil, a opção foi pelo regime que dava a propriedade do óleo à União e permitia “maior controle do processo de gestão, desde a exploração até a comercialização, das reservas de petróleo e gás”, como indicado pela própria EMI n°38/2009 (§18). Esse controle, como argumentado na seção 2.2, é exercido através da PPSA e, como contrapartida, exige custos maiores de fiscalização. A

discussão sobre as vantagens e desvantagens desse maior controle também ficam como sugestões para trabalhos futuros, de escopo mais amplo.

Este trabalho procurou responder também como as mudanças introduzidas pela Lei nº 13.365/2016, que retirou da Petrobras a obrigatoriedade de participação mínima e de atuação como operadora no pré-sal, afetaram os leilões de partilha. Como discutido nas seções 3.2 e 3.3, as mudanças foram benéficas para a Petrobras, ao permitir que a empresa apresente ofertas somente nas áreas que julgar mais atrativas e só entre em um consórcio caso julgue o lance economicamente viável; para as demais empresas, ao permitir que elas sejam operadoras das áreas; e para o governo, que viu maior concorrência a partir da 2ª Rodada e pôde acelerar o ritmo dos leilões, não mais condicionados à capacidade de investimentos da Petrobras.

Desse modo, conforme argumentado na seção 2.2, as mudanças introduzidas pela Lei nº 13.365/2016 permitiram “otimizar o ritmo de exploração dos recursos do Pré-Sal”, um dos objetivos expostos no §14 da EMI nº 38/2009. Importante notar também que, mesmo nas áreas em que a Petrobras manifestou interesse em exercer seu direito de preferência, houve participação de outras empresas, seja em parceria com a Petrobras ou em outros consórcios.

Por fim, o trabalho também buscou analisar como os parâmetros exigidos pelo governo nos editais de partilha afetam a viabilidade econômica de um projeto. As curvas de sensibilidade e de indiferença apresentadas ao longo da seção 4.6 procuram fornecer essas respostas. A comparação das curvas de sensibilidade ao bônus de assinatura e ao percentual de excedente em óleo oferecido ao governo são especialmente importantes, já que estes são os principais critérios de apuração das ofertas nos leilões de concessão e de partilha, respectivamente.

Independentemente do regime, um aumento no bônus de assinatura implica em diminuição equivalente no VPL do projeto para a empresa. No caso do regime de partilha, onde o bônus de assinatura é estabelecido pelo governo, é preciso observar que altos valores de bônus de assinatura trazem risco ao projeto, especialmente considerando o risco geológico, penalizando a empresa em caso de insucesso. Além disso, dentro da região onde $VME > 0$, um aumento no valor do bônus de assinatura não aumenta de forma expressiva o GT.

Quanto maior o bônus de assinatura exigido, menor tende a ser o percentual do excedente em óleo oferecido à União. Assim, é possível para a União, como discutido na Figura 22, obter um GT maior com um bônus de assinatura menor. Isso acontece porque a sensibilidade

do GT ao percentual do excedente em óleo oferecido à União é muito maior que a sensibilidade ao bônus de assinatura. Portanto, no regime de partilha, o critério de apuração das ofertas dos leilões é um mecanismo mais eficaz para aumentar a participação do governo na renda petrolífera do que no regime de concessão. Além disso, o mecanismo de correção do percentual do excedente em óleo efetivamente apropriado pela União ao longo do contrato, como exemplificado na Figura 4, confere progressividade ao regime.

O trabalho também analisou os efeitos da principal variável externa do modelo: o preço do Brent. Graças ao mecanismo de correção da Figura 4, o regime de partilha possui a virtude de permitir ao governo aumentar ligeiramente o GT com o aumento do preço do Brent. Entretanto, o governo deve estar atento às expectativas de preços futuros: em contextos de preços menores, as companhias têm maior aversão ao risco e o governo precisa ajustar as exigências do edital de acordo com essas expectativas. Já em contextos de preços maiores, o bônus de assinatura e o percentual mínimo de excedente em óleo exigidos pelo governo podem ser maiores.

É essencial considerar nas análises de viabilidade econômica a probabilidade de sucesso geológico, já que a atividade exploratória é, intrinsecamente, uma atividade de risco. Avaliações discrepantes entre o governo e as companhias quanto aos riscos geológicos das áreas leiloadas podem levar a resultados decepcionantes. No entanto, em áreas com risco geológico e comercial reconhecidamente menores, como é o caso do pré-sal brasileiro, o GT perseguido pelo governo pode ser maior. O ajuste dos parâmetros exigidos para maximizar esse valor não é uma tarefa simples, devendo levar em consideração a interação entre diversas variáveis. As curvas de indiferença apresentadas na seção 4.6.5 contribuem para visualizar o espaço de decisão do governo, ou seja, as combinações entre o bônus de assinatura e o percentual de excedente em óleo exigido, bem como o espaço de decisão da companhia, ou seja, a probabilidade estimada de sucesso geológico e o percentual ofertado do excedente em óleo.

Em suma, após 10 anos da aprovação da Lei nº12.351/2010, espera-se que este trabalho contribua para a discussão do arcabouço regulatório do setor e para a avaliação dos resultados obtidos pelo regime de partilha no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, Edmar Luiz F. de; COIMBRA, Vinicius. **Modelagem Econômica e Fiscal de Projetos Petrolíferos: Impacto do REPETRO sobre a Rentabilidade de Projetos**. Grupo de Economia da Energia. Texto para Discussão. 2012.

ALMEIDA, E.L.F., LOSEKAHN, L., BRAGA, Y.C.P., NUNES, L., BOTELHO, F. **Custos e Competitividade da Atividade de E&P no Brasil**. Cooperação e Pesquisa IBP – UFRJ. Texto para Discussão. Maio de 2016.

ANP (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUTÍVEIS). **Relatório do Seminário sobre Aumento do Fator de Recuperação no Brasil**. 2017. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Aumento_Fator_Recuperacao/Relatorio_do_Seminario_sobre_Aumento_do_Fator_de_Recuperacao_ANP.pdf. Acesso em: 08 de abril de 2021.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). **Participações Governamentais Consolidadas 2019**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/participacoes-governamentais-consolidadas>. Acesso em: 22 de outubro de 2020.

ARAÚJO RODRIGUES, Larissa; SAUER, Ildo Luis. Exploratory assessment of the economic gain of a pre-salt oil field in Brazil. **Energy Policy**, vol. 87, p. 486-95. Elsevier. 2015.

ARIVABENE, Vanessa Roseiro. **Contrato de concessão versus regime de partilha: uma análise da viabilidade econômica de projetos offshore com ênfase nas participações governamentais**. Projeto de Graduação. UFRJ, 2017.

BRASIL. Decreto nº 24.262, de 10 de julho de 1934. **Decreta o Código de Minas**. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1930-1939/decreto-24642-10-julho-1934-526357-publicacaooriginal-79587-pe.html>. Acesso em: 20 de outubro de 2020.

BRASIL. Constituição (1934). **Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil (de 16 de julho de 1934)**. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao34.htm. Acesso em: 20 de outubro de 2020.

BRASIL. Constituição (1946). **Constituição dos Estados Unidos do Brasil de 1946.** Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/consti/1940-1949/constituicao-1946-18-julho-1946-365199-publicacaooriginal-1-pl.html>. Acesso em: 20 de outubro de 2020.

BRASIL. Lei 2004, de 03 de outubro de 1953. **Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L2004.htm. Acesso em: 20 de outubro de 2020.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em: 20 de outubro de 2020.

BRASIL. Emenda Constitucional nº 9, de 09 de novembro de 1995. **Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos.** Disponível em: https://www.senado.leg.br/atividade/const/con1988/EMC9_09.11.1995/EMC9.asp. Acesso em: 20 de outubro de 2020.

BRASIL. Lei 9478, de 06 de agosto de 1997. **Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm. Acesso em: 12 de setembro de 2020.

BRASIL. Decreto nº 2705, de 03 de agosto de 1998. **Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2705.htm. Acesso em: 20 de outubro de 2020.

BRASIL. Lei 11097, de 13 de janeiro de 2005. **Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999 e 10.636, de 30 de dezembro de 2002; e dá outras providências.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2005/Lei/L11097.htm. Acesso em: 20 de outubro de 2020.

BRASIL. **Exposição de Motivos Interministerial nº 00038 - MME/MF/MDIC/MP/CCIVIL.** 31 de agosto de 2009. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/projetos/expmotiv/emi/2009/38%20-%20mme%20mf%20mdic%20mp%20ccivil.htm. Acesso em: 12 de setembro de 2020.

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: 12 de setembro de 2020.

BRASIL. Decreto nº 8063, de 01º de agosto de 2013. **Cria a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA, aprova o seu Estatuto Social, e dá outras providências.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/decreto/D8063.htm. Acesso em: 21 de maio de 2021.

BRASIL. Lei 13365, de 29 de Novembro de 2016. **Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13365.htm#art1. Acesso em: 12 de setembro de 2020.

CARTA CAPITAL. **Regime de partilha do pré-sal: o novo culpado.** Por Rodrigo Leão e Henrique Jager, em 23 de novembro de 2019. Disponível em: <https://www.cartacapital.com.br/opiniao/regime-de-partilha-do-pre-sal-o-novo-culpado/>. Acesso em: 05 de novembro de 2020.

CONSOLI, H.S.; ALMEIDA, E. L.F.; LOSEKAHN, L.D. Avaliação do Leilão de Libra: Sensibilidade da atratividade econômica frente a fatores críticos para o projeto. **Revista Brasileira de Energia**, Vol. 20, Nº 2, 2º Sem. 2014, pp. 35-46.

CONSOLI, Helder Seabra. **Avaliação Da Atratividade De Projetos De E&P Em Águas Profundas: Uma Análise Comparativa Entre Os Regimes De Concessão E De Partilha.** Dissertação de Mestrado. UFRJ, 2015.

CONSOLI, Helder Seabra; ALMEIDA, Edgar Luiz F. de. **The Regulatory Framework and the Economic Feasibility of Deepwater E&P Projects in Brazil.** 5th Latin American Energy Economics Meeting, 2015.

COSTA LIMA, G.A.; RAVAGNANI, A.T.F.S.G; SCHIOZER, D.J. **Proposed Brazilian Fiscal Regime for Pre-Salt Production Projects: A Comparative Study of Gain and Loss of Government and Companies.** SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima, 2010.

DAVID, Olavo Bentes. **Papel da PPSA, Regras do Consórcio e Comitê Operacional.** Agosto de 2018. Disponível em: https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/238_108_Aprsentacao%20Olavo%20Bentes%20ANP.pdf. Acesso em: 21 de maio de 2021.

DIAS, Marco Antonio Guimarães. **Opções Reais Híbridas com Aplicações em Petróleo. Tese de Doutorado.** Pontifícia Universidade Católica. Rio de Janeiro. 2004.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Balço Energético Nacional 2020.** Ano Base 2019. Brasília.

ÉPOCA. **Regime de partilha é ruim, é uma herança institucional ruim, diz Guedes.** Por Estadão Conteúdo, em 07 de novembro de 2019. Disponível em: <https://epocanegocios.globo.com/Economia/noticia/2019/11/epoca-negocios-regime-de-partilha-e-ruim-e-uma-heranca-institucional-ruim-diz-guedes.html>. Acesso em: 22 de outubro de 2020.

FURTADO, Lucas Santana. **Regimes fiscais na indústria do Petróleo: a influência de características contratuais na atratividade econômica de projetos de Exploração e Produção.** Dissertação de Mestrado. Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro. 2015.

FURTADO, L.S.; GONÇALVES, E.; COSTA, Luciano A.R. Risk and rewards dynamics: Measuring the attractiveness of the fiscal regime in the presence of exploratory risks. **Energy Policy**, vol. 132, p.1274-87. Elsevier. 2019.

G1. **A empresários, Dilma defende modelo de partilha do pré-sal.** Do G1 Brasília, em 28 de outubro de 2013. Disponível em: <http://g1.globo.com/economia/noticia/2013/10/empresarios-dilma-defende-modelo-de-partilha-do-pre-sal.html>. Acesso em: 05 de novembro de 2020.

GAZETA. **O regime de partilha ainda é a melhor opção para o pré-sal.** Por Luiz Carlos Senesí, em 07 de janeiro de 2020. Disponível em: <https://www.gazetadopovo.com.br/opiniaio/artigos/o-regime-de-partilha-ainda-e-a-melhor-opcao-para-o-pre-sal/>. Acesso em: 05 de novembro de 2020.

GLOBO, O. **Passou da hora de mudar o modelo do pré-sal.** Editorial de 23 de Agosto de 2020. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/opiniaio/passou-da-hora-de-mudar-modelo-do-pre-sal-24599903>. Acesso em: 22 de outubro de 2020.

HALLACK, L.N. **Curve-Fitting And Econometric Oil Production Models In Brazil.** Tese de Doutorado, COPPE, UFRJ. Março de 2019.

HOOK, M., Söderbergh, B. Jakobsson, K. Aleklett, K.. The evolution of giant oil field production behaviour. **Natural Resources Research**. Volume 18, Number 1, March 2009a, Pages 39-56.

HOOK, M., Hirsch, R. Aleklett, K.. Giant oil field decline rates and their influence on world oil production. **Energy Policy**. Volume 37, Issue 6, June 2009b, Pages 2262-2272.

IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis). **Sucesso das rodadas de licitação: 2017-2018.** Disponível em: <https://www.ibp.org.br/noticias/e-book-observatorio/>. Acesso em: 20 de outubro de 2020.

IEA (International Energy Agency). **Key World Energy Statistics 2020.** Disponível em: <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020>. Acesso em: 20 de outubro de 2020.

JOHNSTON, Daniel. **Higher Prices, Lower Government Take?** Adapted (and updated) from column for the Petroleum Accounting and Financial Management Journal, – Fall/Winter 2004, Vol. 23, No.3, pp. 98-104.

LUCCHESI, Rodrigo Dambros. **Regimes Fiscais De Exploração E Produção De Petróleo No Brasil E No Mundo**. Dissertação de Mestrado. COPPE, UFRJ, 2011.

MARIANO, J.B.; SOUZA, J.L. NARCISO FILHO, N. Fiscal regime for hydrocarbons exploration and production in Brazil. **Energy Policy**, vol. 119, p.620-47. Elsevier, 2018.

MARQUES, Livia Moraes. **A Influência do Regime Fiscal no Desenvolvimento de Campos Petrolíferos**. Dissertação de Mestrado. UNICAMP, 2014.

MARQUES, Livia Moraes. **The Fiscal System Influence on Oil Fields Development and Government Participation**. Society of Petroleum Engineers (SPE) Annual Technical Conference and Exhibition, 2015.

MOTTA, R.d.; CALDAS, L.Q.; AMARAL, N.B. **Economic Viability of E&P Projects under Production Sharing Agreement: Libra Field Case Study in Pre-Salt**. Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro, 2015.

OPERAMUNDI. **Partilha no pré-sal: preservar e aprimorar**. Por Haroldo Lima, em 06 de novembro de 2019. Disponível em: <https://operamundi.uol.com.br/analise/61441/partilha-no-pre-sal-preservar-e-aprimorar>. Acesso em: 05 de novembro de 2020.

PETROBRAS. Fato Relevante. **Concluimos a venda do bloco exploratório BM-S-8**. 22 de novembro de 2016. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/concluimos-a-venda-do-bloco-exploratorio-bm-s-8.htm>. Acesso em: 21 de maio de 2021.

PPSA. **Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção** (Results Estimate of Production Sharing Contracts). Novembro de 2019. Disponível em: https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/Ebook%20PPSA_rev.pdf. Acesso em: 21 de maio de 2021.

PPSA. **Relatório anual da administração 2019**. Janeiro de 2020. Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/relatorio-administracao-2019.pdf>. Acesso em: 21 de maio de 2021.

QUERIDO, B.C. **Análise Comparativa dos Indicadores Econômicos de Projetos de Exploração e Produção no Pré-Sal Brasileiro sob os Regimes de Concessão e Partilha da Produção: o Estudo de Caso do Bloco de Libra**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense. 2018.

RAVAGNANI, A.T.F.S.G; COSTA LIMA, G.A; BARRETO, C.E.A.G; MUNERATO; F.P; SCHIOZER, D.J. **Comparative Analysis of Optimal Oil Production Strategy Using Royalty & Tax and Production Sharing Petroleum Fiscal Models**. SPE North Africa Technical Conference and Exhibition. Cairo, 2012a.

RAVAGNANI, A.T.F.S.G; COSTA LIMA, G.A; BARRETO, C.E.A.G; MUNERATO; F.P; SCHIOZER, D.J. **Royalty and Tax versus Production-Sharing Petroleum Fiscal Models: An Analysis of Risk and Return of the Optimal Production Strategy Applied in Brazil**. SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Mexico City, 2012b.

SÄLLH, D., Wachtmeister, H., Tang, X., Höök, M. Offshore oil: Investigating production parameters of fields of varying size, location and water depth. **Fuel**. Vol. 139, p.430–440.

SILVA, G.C. **A Atuação do TCU nos processos de desestatização do setor de óleo e gás**. Outubro de 2018. Disponível em: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwi3sOimoI_xAhUVqpUCHVWPAvcQFjAFegQICBAE&url=https%3A%2F%2Fportal.tcu.gov.br%2Fflumis%2Fportal%2Ffile%2FfileDownload.jsp%3FfileId%3D8A81881F669CF56C0166CFBFD2722386&usg=AOvVaw3uEJ7NMSTkuOdp07mLVnJF. Acesso em: 21 de maio de 2021.

TOLMASQUIM, Maurício Tiommo; PINTO JUNIOR, Helder Queiroz (organizadores). **Marcos Regulatórios na Indústria Mundial de Petróleo**. 1º Edição. Synergia: EPE: Brasília, 2011.

VALOR. **Petrobras: Castelo Branco volta a defender fim da partilha e critica regras rígidas e tributação**. Por André Ramalho, em 01 de Junho de 2020. Disponível em: <https://valorinveste.globo.com/mercados/brasil-e-politica/noticia/2020/06/01/petrobras-castello-branco-volta-a-defender-fim-da-partilha-e-critica-regras-rigidas-e-tributacao.ghtml>. Acesso em: 05 de novembro de 2020.

VALOR. **Após perfuração frustrada, Petrobras devolve Peroba, no pré-sal**. Por André Ramalho, em 15 de Abril de 2021. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2021/04/15/aps-perfurao-frustrada-petrobras-devolve-peroba-no-pr-sal.ghtml>. Acesso em: 21 de maio de 2021.