UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

LARISSA ARAUJO RODRIGUES

**CENÁRIOS ECONÔMICO-FINANCEIROS DA PRODUÇÃO EM
CAMPOS DO PRÉ-SAL SOB DISTINTOS REGIMES REGULATÓRIOS**

SÃO PAULO
2016

LARISSA ARAUJO RODRIGUES

CENÁRIOS ECONÔMICO-FINANCEIROS DA PRODUÇÃO EM CAMPOS DO PRÉ-
SAL SOB DISTINTOS REGIMES REGULATÓRIOS

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Doutora em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Ildo Luis Sauer

Versão Corrigida

SÃO PAULO
2016

AUTORIZAO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Rodrigues, Larissa Araujo
Cenários Econômico-Financeiros da Produção em Campos do Pré-Sal sob Distintos Regimes Regulatórios. Rodrigues, Larissa Araujo; orientador Ildo Luis Sauer. – São Paulo, 2016.

405 fl.: il.; 30cm.

Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Pré-Sal 2. Cenários 3. Petróleo 4. Regulação
I.Título.

Nome: RODRIGUES, Larissa Araujo

Título: Cenários Econômico-Financeiros da Produção em Campos do Pré-Sal sob Distintos Regimes Regulatórios

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutora em Ciências.

Aprovada em:

Banca examinadora

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Presidente: _____ Assinatura: _____

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todas as pessoas, sem exceção, que contribuíram de alguma maneira para o desenvolvimento desta pesquisa ao longo de seus cinco anos, incluindo professores, colegas e familiares, seja por orientações, conversas e ideias.

Não poderia deixar de citar nominalmente o orientador desta tese, Ildo Luis Sauer, a quem devo sete anos de formação acadêmica e ensinamentos valiosos, que transcendem o escopo de projetos de pesquisa e que guiarão meu caminho profissional e como pessoa daqui em diante.

Agradeço também nominalmente aos membros da comissão avaliadora desta tese, que contribuíram sobremaneira para uma avaliação crítica de seus resultados, a saber: Guilherme de Oliveira Estrella, Paulo Cesar Ribeiro Lima, Renato Marques Correia da Silva e Nilson Araujo de Souza. A todos sou grata e fico honrada com as contribuições ao desenvolvimento e aprimoramento deste trabalho.

Agradeço também àqueles que eventualmente possam ler este trabalho, continuar sua pesquisa ou usá-lo de alguma forma para expandir e difundir conhecimento em um tema tão caro à sociedade brasileira e ao seu futuro.

RESUMO

RODRIGUES, Larissa Araujo. **Cenários Econômico-Financeiros da Produção em Campos do Pré-Sal sob Distintos Regimes Regulatórios**. 2016. 410 f. Tese (Doutorado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

O presente trabalho traz uma análise sobre os resultados econômico-financeiros que podem ser esperados com a produção de petróleo em reservas localizadas na área do pré-sal no Brasil. Para isso, desenvolve um modelo de simulação da produção e análise econômico-financeira denominado modelo CAMPOS. Inicialmente, o modelo simula a produção que pode ser esperada em cada um dos campos analisados e, a partir desse resultado, calcula as receitas que podem ser esperadas pelos diferentes *stakeholders* (empresas e poder público) sob distintos cenários de preços do barril de petróleo, de investimentos e de regimes regulatórios. Com relação aos regimes regulatórios, as receitas são simuladas tanto para aqueles vigentes hoje no país (concessões, partilha de produção, cessão onerosa e cessão onerosa com partilha de produção para volumes excedentes), como para outras formas regulatórias, como o regime de serviços. Um dos resultados dos cenários econômico-financeiros são os preços de equilíbrio para cada um dos campos e em cada regime regulatório, indicando o valor mínimo do barril de petróleo que torna a produção no campo viável da perspectiva financeira. Também, são apresentadas todas as receitas governamentais que podem ser esperadas, além de uma estimativa de recursos que devem ir para as áreas da saúde e da educação em decorrência da cobrança de *royalties*. De modo geral, tem-se que o regime de partilha de produção não foi o que demonstrou trazer mais receitas ao poder público, considerando as premissas com as quais foi simulado neste trabalho, ou seja, com base nas regras e dinâmica de definição da participação da União no óleo produzido conforme o resultado do leilão para o campo de Libra. Isso parece contraditório, já que o regime de partilha de produção foi instaurado no país em 2010 em um contexto de debate nacional acerca das possibilidades de aumentar a parcela governamental sobre a produção em áreas do pré-sal. O regime que mostrou trazer maior receita ao poder público é o regime de serviços, pelo qual a União é investidora e detentora das reservas e dos resultados da produção. No entanto, esse regime não é aplicado no país. Por isso, medidas que aproximem o regime de partilha de produção vigente hoje às regras do regime de serviços concebido, considerando as possibilidades existentes na legislação, tendem a aumentar o valor das receitas governamentais. Após o regime de serviços, aquele que apresenta maior parcela governamental é o regime de concessões, já que a soma das participações especiais e dos *royalties* normalmente ultrapassa a soma da porcentagem da União sobre o excedente em óleo e *royalties* no regime de partilha de produção, considerando as premissas de simulação adotadas. Apenas em campos com grandes reservas e quando o preço do barril de petróleo é mais elevado, as receitas governamentais no regime de partilha ultrapassam as do regime de concessões. Assim, conclui-se que para que o regime de partilha de produção traga mais receitas ao poder público, deve haver mecanismos que garantam que a definição da porcentagem da União sobre o excedente em óleo seja mais elevada do que aquela que se verificou no caso do leilão para o campo de Libra, por exemplo.

Palavras-chave: Pré-sal. Petróleo. Regulação. Cenários.

ABSTRACT

RODRIGUES, Larissa Araujo. **Economic and Financial Scenarios for the Production in Pre-Salt Fields Under Distinct Regulatory Regimes**. 2016. 410 f. Thesis (Doctorate in Sciences) – Graduate Program in Energy of the Institute of Energy and Environment of the University of São Paulo, São Paulo, 2016.

This research brings an analysis of the economic and financial results that can be expected with the oil production in the pre-salt area in Brazil. The analysis is based in a simulation model called CAMPOS developed within the research framework. Initially, the model simulates the oil production that can be expected in each of the oil fields and from this calculates the revenues that can be expected by different stakeholders (companies and public authorities) under different scenarios for oil prices, investments and regulatory regimes. With respect to regulatory regimes, revenues are simulated both for those currently in force in the country (concession, production sharing and onerous transfer of rights), and for other regulatory forms such as the service regimes. One of the outcomes is the break-even prices for each oil field and for each regulatory regime, indicating the minimum oil price that makes the production viable from the financial perspective. This research also brings all the government takes that can be expected, as well as an estimate of financial resources that may go to health and education sectors as a result of the collection of royalties. In general, the production sharing regime hasn't proved to be the one bringing more revenues to the government, considering the premisses with which it was simulated in this work, that is, based on the rules defined for the Libra field. This seems contradictory, since the production sharing regime was introduced in the country in 2010 in a context of national debate about the possibilities of increasing the government takes coming from oil production in pre-salt areas. The regime that has shown to bring more revenues to the government is the service regime, by which the State is an investor and holds the reserves and oil properties. However, this regime does not apply in the country considering the current legislation in force. Therefore, measures that approximate the production sharing regime currently in force to the rules of the designed service regime, considering the possibilities of the legislation, tend to increase the value of government takes. Considering the premises adopted in the simulations, following the service regime the one showing the largest government take is the concessions scheme. In this case the amount collected in the form of special participations and royalties usually exceeds the amount collected in the production sharing regime in the form of government share in the oil production and royalties. Only in fields with large reserves and when the oil price is high, government takes in the production sharing regime exceeds those of the concessions regime. It follows that in order for the production sharing regime to bring more revenues to the public interest, there must be mechanisms to ensure that the government share in the oil produced is higher than that established in the case of the Libra field.

Palavras-chave: Pre salt. Oil. Regulation. Scenarios.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
CAPÍTULO 2 - ELEMENTOS DA PESQUISA.....	8
2.1. OBJETIVOS.....	8
2.2. MATERIAIS E MÉTODOS.....	8
2.3. O ENFOQUE MARXISTA DA TEORIA DA RENDA APLICADO À PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.....	9
CAPÍTULO 3 - ESTRUTURAS JURÍDICAS PARA A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.....	14
3.1. REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO PELO MUNDO: MONOPÓLIO ESTATAL, CONCESSÕES, PARTILHA DE PRODUÇÃO, JOINT VENTURE E CONTRATO DE SERVIÇOS	14
3.2. REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL	17
3.2.1. <i>Monopólio Estatal</i>	19
3.2.1.1. Participações Governamentais.....	20
3.2.1.2. Discussões Atuais Sobre o Regime de Monopólio Estatal	24
3.2.2. <i>Regime de Concessões</i>	26
3.2.2.1. Participações Governamentais.....	29
3.2.2.1.1. Royalties	30
3.2.2.1.2. Participação Especial	41
3.2.2.1.3. Bônus de Assinatura, pagamento pela ocupação ou retenção de área e pagamento aos proprietários de terras	48
3.2.3. <i>Regime de Partilha de Produção</i>	49
3.2.3.1. Formação de Um Novo Marco Regulatório: Os Projetos de Lei	50
3.2.3.2. Regras do Regime de Partilha de Produção	58
3.2.3.3. Instituições no Regime de Partilha de Produção: CNPE, MME, PPSA e Fundo Social	63
3.2.3.4. Participações Governamentais.....	66
3.2.3.4.1. Royalties	67
3.2.3.4.2. Bônus de Assinatura e Pagamento aos Proprietários de Terras	70
3.2.3.4.3. Parcela do Excedente em Óleo	70
3.2.4. <i>Regime de Cessão Onerosa</i>	72
CAPÍTULO 4 - MODELO PARA ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DOS CAMPOS DO PRÉ-SAL	76
4.1. SIMULAÇÃO DA PRODUÇÃO.....	78
4.1.1. <i>Campos Analisados</i>	83
4.1.2. <i>Produção Média Diária dos Poços</i>	86
4.2. SIMULAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DETERMINÍSTICA	88
4.2.1. <i>Estimativa de Investimentos</i>	98

CAPÍTULO 5 - RESULTADOS.....	104
5.1. CAMPO DE LIBRA - PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	104
5.1.1. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura</i>	107
5.1.2. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas</i>	110
5.1.3. <i>Participação da União no Excedente em Óleo</i>	114
5.2. CAMPO DE ALBACORA - CONCESSÃO	117
5.2.1. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura</i>	120
5.2.2. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas</i>	123
5.3. CAMPOS DE ATAPU, NORTE DE BERBIGÃO, SUL DE BERBIGÃO, NORTE DE SURURU, SUL DE SURURU (ANTIGO ENTORNO DE IARA) - CESSÃO ONEROSA E PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	127
5.3.1. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura</i>	130
5.3.2. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas</i>	135
5.4. CAMPOS DE BARRACUDA, CARATINGA E CARIMBÉ - CONCESSÃO.....	139
5.4.1. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura</i>	142
5.4.2. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas</i>	145
5.5. CAMPOS DE BERBIGÃO, SURURU E OESTE DE ATAPU (ANTIGO IARA) - CONCESSÃO	149
5.5.1. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura</i>	152
5.5.2. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas</i>	156
5.6. CAMPO DE BÚZIOS (ANTIGO FRANCO) - CESSÃO ONEROSA E PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	159
5.6.1. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura</i>	162
5.6.2. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas</i>	167
5.7. CAMPO DE CARCARÁ - CONCESSÃO	171
5.7.1. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura</i>	174
5.7.2. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas</i>	178
5.8. CAMPO DE ITAPU (ANTIGO FLORIM) - CESSÃO ONEROSA E PARTILHA DE PRODUÇÃO	182
5.8.1. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura</i>	185
5.8.2. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas</i>	190
5.9. CAMPO ENTORNO DE JÚPITER - CONCESSÃO	194
5.9.1. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura</i>	197
5.9.2. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas</i>	201
5.10. CAMPO DE LAPA (ANTIGO CARIOCA) - CONCESSÃO.....	204
5.10.1. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura</i>	207
5.10.2. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas</i>	211
5.11. CAMPOS DE LULA (ANTIGO TUPI) E CERNAMBI (ANTIGO IRACEMA) - CONCESSÃO	214
5.11.1. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura</i>	217
5.11.2. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas</i>	221
5.12. CAMPOS DE MARLIM, VOADOR E BRAVA - CONCESSÃO.....	225
5.12.1. <i>Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura</i>	228

5.12.2. Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas	232
5.13. CAMPOS DE PÃO DE AÇÚCAR, SEAT E GÁVEA - CONCESSÃO.....	235
5.13.1. Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura	238
5.13.2. Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas	242
5.14. CAMPOS DO PARQUE DAS BALEIAS - CONCESSÃO	246
5.14.1. Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura	248
5.14.2. Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas	252
5.15. CAMPO DE PAU-BRASIL - PARTILHA DE PRODUÇÃO	256
5.15.1. Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura	258
5.15.2. Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas	262
5.15.3. Participação da União no Excedente em Óleo	265
5.16. CAMPO DE PEROBA - PARTILHA DE PRODUÇÃO	267
5.16.1. Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura	270
5.16.2. Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas	273
5.17. CAMPO DE SAPINHOÁ (ANTIGO GUARÁ) - CONCESSÃO.....	277
5.17.1. Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura	279
5.17.2. Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas	283
5.18. CAMPO DE SÉPIA (ANTIGO NORDESTE DE TUPI) - CESSÃO ONEROSA E PARTILHA DE PRODUÇÃO	286
5.18.1. Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura	289
5.18.2. Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas	294
5.19. CAMPO DE SÉPIA LESTE - CONCESSÃO	298
5.19.1. Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura	301
5.19.2. Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas	305
5.20. CAMPO DE SUL DE LULA (ANTIGO SUL DE TUPI) - CESSÃO ONEROSA.....	309
5.20.1. Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura	311
5.20.2. Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas	315
5.21. CAMPO SUL DE SAPINHOÁ (ANTIGO SUL DE GUARÁ) - CESSÃO ONEROSA.....	319
5.22.1. Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura	322
5.21.2. Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas	326
5.22. CAMPO DE URUGUÁ - CONCESSÃO	330
5.22.1. Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura	333
5.22.2. Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas	337
5.23. CAMPO DE XERELETE - CONCESSÃO.....	340
5.23.1. Resultado Econômico-Financeiro com Investimento em Nova Infraestrutura	343
5.23.2. Resultado Econômico-Financeiro com Reaproveitamento de Infraestruturas	347
5.24. RESULTADOS PARA TODOS OS CAMPOS.....	350
5.24.1. Preços de Equilíbrio	351
5.24.2. Parcela Total do Governo.....	354

5.24.3. <i>Royalties</i>	361
5.24.4. <i>Resultados para os Empreendedores nos Projetos</i>	366
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES	371
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	380

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, diversas foram as descobertas de petróleo no Brasil, localizadas principalmente em águas profundas, após a camada de sal. O grande potencial das reservas descobertas tem sido confirmado por estudos, cujas projeções indicam que o Brasil pode estar dentre os países com maiores reservas de petróleo no mundo, com valores que podem variar entre 40 a 100 bilhões de barris de óleo equivalente (EIA, 2014; Lima, 2011; MME, 2015; Sauer, 2011).

A produção de petróleo na área do pré-sal já foi iniciada e o país ganhou relevância para a indústria petrolífera mundial. Por conta disso, um novo regime regulatório com base em contratos de partilha de produção foi adotado no país em 2010 para as áreas do pré-sal e para áreas consideradas estratégicas.

A indústria brasileira de petróleo já passou por diversas mudanças em sua estrutura regulatória. Inicialmente, essa indústria se organizou por meio de iniciativas privadas, que depois se tornaram um monopólio público na década de 1950, até que, na década de 1990, o setor foi novamente aberto por meio de contratos de concessões com empresas interessadas nas atividades de exploração e produção. Atualmente, o país possui um sistema híbrido, pelo qual coexistem tanto um regime de concessões, como um regime de partilha de produção, além de uma área regida por um contrato de cessão onerosa.

O período entre as décadas de 1950 e 1990 foi marcado principalmente pela fundação da Petrobras e pelo regime de monopólio estatal. Foi nesse período que se iniciariam as atividades de exploração *offshore*, que se tornaria a especialidade da Petrobras e também que ocorreram descobertas significativas de reservas na Bacia de Campos.

No início da década de 1990, o regime de monopólio estatal foi substituído por um regime de concessões, prevendo a participação de empresas privadas e estrangeiras nas atividades do setor.

Inicialmente, em 1995, foi aprovada uma Emenda Constitucional permitindo a entrada de capital estrangeiro no setor. Em seguida, um regime de concessões foi adotado em 1997 com a promulgação da Lei nº. 9478, que também instituiu a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Juntamente com o regime de concessões, foi adotado um sistema de leilões para oferecer ao mercado os contratos de concessões de exploração e produção de petróleo e gás natural nas

diversas áreas do país. Os leilões são conduzidos pela agência reguladora (ANP). O primeiro deles ocorreu em 1999 e, até o momento, já foram realizados 15 leilões no total.

Logo que o novo regime de concessões passou a valer no país, outras empresas começaram ou a se associar com a Petrobras ou a atuarem individualmente no país. No início da década de 2000, a Shell foi a primeira empresa privada a produzir petróleo na Bacia de Campos (MME, 2009). Fato é que mesmo com a entrada de novas empresas petrolíferas no país, a Petrobras manteve o seu papel de liderança na indústria ao longo dos anos.

Além disso, impulsionada pela necessidade de atender à crescente demanda interna, a empresa tem investido continuamente na busca por petróleo em águas profundas. Como resultado direto disso, uma nova província petrolífera foi descoberta no país recentemente.

Em dezembro de 2004, um navio-sonda foi enviado à Bacia de Santos para perfurar poços pioneiros no bloco exploratório BMS-10, em uma área chamada Parati. Em julho de 2005, sinais de petróleo foram encontrados na área, em águas profundas, abaixo da camada de sal (MME, 2009; Sauer, 2011).

As evidências indicavam a existência de um reservatório promissor. No entanto, mais pesquisas eram necessárias e a Petrobras decidiu levar adiante as atividades exploratórias na região. Como resultado, em julho de 2006, a Petrobras anunciou publicamente a descoberta de uma nova província petrolífera, após descoberta de óleo no bloco BM-S-11, em uma área chamada de Tupi (que foi rebatizada de "Lula", em 2010), também na Bacia de Santos. A existência de grande volume de óleo leve nessa área foi confirmada logo depois pela empresa, em um comunicado em outubro de 2006 (MME, 2009; Petrobras, 2006a, 2006b; Sauer, 2011). Em 2007, novas acumulações de petróleo foram encontradas, tanto na Bacia de Santos, como na Bacia de Campos, dando origem aos campos de Caxaréu, Pirambu, Carioca e Caramba. Também, um segundo poço em Tupi indicou volumes recuperáveis nessa área entre 5 e 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural (MME, 2009; Sauer, 2011).

Em 2008, ocorreram novas descobertas dando origem aos campos de Júpiter, Bem-Te-Vi, Guará, Iara, Baleia Franca, Baleia Azul, Jubarte e Cachalote e a Petrobras iniciou a produção no campo de Jubarte (MME, 2009; Sauer, 2011).

Nos anos seguintes, também foram anunciadas várias descobertas. Dentre elas, os campos de Libra, Franco, Florim, Tupi Nordeste, Cernambi, Sapinhoá, Pau-Brasil, Peroba e Guará Sul.

Além das descobertas, a existência de petróleo começou a ser confirmada e os volumes a serem estimados. Algumas estimativas indicaram reservas potenciais de aproximadamente 100 bilhões de barris (EIA, 2014; Sauer, 2011). Atualmente, diversos campos já estão

produzindo e a produção no pré-sal, considerando óleo e gás natural, já ultrapassou 1 milhão de barris de óleo equivalente por dia, o que é cerca de um terço da produção total do Brasil (ANP, 2016a).

A confirmação da província do pré-sal revelou não apenas recursos importantes, mas também a capacidade técnica da Petrobras na exploração em águas ultra-profundas. No entanto, as descobertas no pré-sal também trouxeram novos desafios, tanto para a empresa, em termos de capacidade de investimento, como para a política regulatória do país.

Logo após a confirmação das grandes descobertas na área do pré-sal, o governo brasileiro começou a conceber um novo regime regulatório, considerando que os novos recursos petrolíferos poderiam ser uma importante fonte de renda adicional para o país. Assim, em uma tentativa de aumentar a participação governamental na produção dos recursos petrolíferos, apresentou-se um novo regime baseado em contratos de partilha de produção.

A partir de então, o debate em torno dos recursos do pré-sal e sobre a melhor forma de distribuir suas receitas ganhou relevância no país. Alguns grupos apoiaram a manutenção do regime de concessão, em vigor no país desde a década de 1990. Outros grupos advogavam que as novas descobertas deveriam ser exploradas exclusivamente pela Petrobras. Ao mesmo tempo, havia uma pressão por parte do governo para a adoção do recém concebido regime de partilha de produção.

O plano concebido pelo governo brasileiro consistia em adotar o regime de partilha de produção apenas para as áreas do pré-sal e áreas consideradas estratégicas, mantendo o regime de concessões no resto do país.

A ideia por trás da adoção do regime de partilha era que assim o país teria maior ganhos econômicos do que com a manutenção do regime de concessões, pois com o regime de partilha se garantiria uma maior participação governamental na produção. Além disso, a Petrobras teria pelo menos 30% de participação em todos os campos do pré-sal, o que também aumentaria a participação do governo nas receitas petrolíferas.

Enquanto o país debatia sobre o melhor regime a ser adotado, alguns campos na região do pré-sal acabaram sendo leiloados sob o regime de concessões então vigente. Hoje esses campos continuam seguindo as regras do regime de concessões.

Em 2010, o regime de partilha de produção entrou em vigor no país a partir da promulgação da Lei nº 12.351, válida para a área (polígono) do pré-sal e para o que a lei definiu como "áreas estratégicas", ainda que essa última não tenha uma definição geográfica específica.

Além disso, seis campos do pré-sal foram transferidos à Petrobras por meio de um contrato de cessão onerosa. Para as outras regiões do país, o regime de concessões continua em vigor.

O novo regime de partilha trouxe duas opções de contratação dos campos. De acordo com a Lei 12.351/2010, é possível ou realizar licitação por leilões para oferecer as áreas ao mercado ou transferir as áreas diretamente e exclusivamente à Petrobras.

O cálculo da participação governamental no regime de partilha de produção também é diferente daquela aplicada pelo regime de concessões. Os *royalties* incidentes sobre o valor da produção são de 15% e, além deles, o governo tem direito a uma parcela do óleo produzido, parcela esta que é definida no processo de licitação ou no contrato do campo.

Além de diferenças na participação governamental, os regimes de concessão e de partilha de produção apresentam diferenças em relação às regras de custos e retorno do investimento. Sob o regime de concessão, as empresas realizam o retorno do investimento livremente, sem limitação, desde que paguem a participação governamental definida por lei. Já no regime de partilha de produção, o retorno do investimento é feito por meio do chamado "óleo custo".

No caso do campo de Libra, por exemplo, o "óleo custo" é uma quantidade limitada a 50% da receita bruta nos três primeiros anos do projeto e a 30% nos anos restantes. O sistema é assim definido para garantir que nem todo o óleo produzido nos primeiros anos seja utilizado para arrotizar os investimentos do projeto, deixando assim uma parcela em óleo disponível para ser partilhada com o governo.

Em 2013, quando o regime de partilha de produção já estava em vigor por três anos, o governo anunciou o primeiro leilão para um campo do pré-sal sob as novas regras. O campo leilado foi o de Libra, a maior descoberta de petróleo no país até o momento, com cerca de 10 bilhões de barris recuperáveis (Lima, 2013a).

O anúncio do leilão levantou discussões permeadas por pontos de vista divergentes sobre o assunto. Por um lado, o governo brasileiro defendeu a importância de que a produção fosse iniciada o quanto antes, para que o país pudesse se beneficiar dos recursos econômicos. Por outro lado, grupos da sociedade civil, incluindo um segmento significativo da opinião pública, argumentaram que o país não deveria oferecer uma reserva de petróleo tão importante para ser explorada por empresas estrangeiras ao invés de ser destinada exclusivamente à empresa nacional, a Petrobras.

De todo o modo, o leilão foi realizado em 21 de outubro de 2013 com apenas uma oferta, que foi a vencedora e que foi apresentada por um consórcio formado 40% pela Petrobras, 20%

pela anglo-holandesa Shell, 20% pela francesa Total, 10% pela chinesa CNPC e 10% pela chinesa CNOOC.

Paralelamente ao processo do leilão e, principalmente após seu resultado, com apenas uma oferta, fortaleceu-se também uma discussão sobre a viabilidade financeira das reservas do pré-sal. Diversas matérias e entrevistas com especialistas do setor foram e tem sido divulgadas com números acerca dos patamares de preços do barril no mercado internacional em que a produção no pré-sal seria viável. A maior parte desses materiais indicava que a produção nessa área não seria viável em cenários de preços do barril mais baixos. No entanto, estudos analisando a temática não estão disponíveis publicamente, tornando a discussão um embate entre discursos.

De fato, após o leilão do campo de Libra, dado o resultado do processo e dado os movimentos de oposição ao mesmo, o debate em torno das possibilidades de receitas e do regime regulatório mais adequado para as áreas do pré-sal continua relevante no país.

Além de discussões sobre as atuais regras do regime de partilha de produção, existem grupos advogando pela adoção do regime de concessão também para as áreas do pré-sal. Outros grupos vêm defendendo a adoção de contratos de serviço, pelos quais o governo brasileiro teria maior controle sobre as reservas e poderia contratar a Petrobras para realizar as atividades de exploração e produção.

O regime de contrato de serviços é um dos regimes contratuais que regulamentam as atividades de petróleo e gás. Normalmente, os contratos de serviços são firmados entre um governo e empresas petrolíferas dispostas a desempenhar as atividades de exploração e produção como prestadoras de serviços, sem direito ou controle sobre as reservas (Ghandi e Lin, 2014; Mommer, 1999).

Esse regime é adotado principalmente em países com grandes reservas de petróleo e gás, como, por exemplo, nos membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Esses contratos tornaram-se uma opção para os países que não desejam perder controle sobre suas reservas ou sobre o petróleo produzido, mas que precisam ou estão dispostos a aproveitar a experiência de empresas do setor. É comum que cada país tenha sua própria versão do contrato de serviços e, algumas vezes, mais de uma versão (Ghandi e Lin, 2014; Mommer, 1999, 2003; Vargas, 2007).

Atualmente, os regimes regulatórios vigentes no Brasil não incorporam os contratos de serviços. No entanto, de acordo com a Constituição Federal, o Estado brasileiro tem a

prerrogativa das atividades de exploração e produção de petróleo e gás, bem como de contratação de empresas para realizá-las (Lima, 2013b).

Como mencionado anteriormente, a lei de partilha de produção permite que os campos do pré-sal sejam ou oferecidos ao mercado, por meio de leilões, ou contratados direta e exclusivamente pela Petrobras. Além disso, uma nova empresa pública foi criada, a Petróleo S.A. (PPSA), para gerenciar a parcela que cabe ao governo no petróleo produzido nos campos de pré-sal.

Considerando o disposto na Constituição Federal, a possibilidade trazida pela lei da partilha de contratação direta da Petrobras nos campos do pré-sal e também a existência da empresa PPSA, seria possível conceber um regime de contrato de serviços em que a PPSA, em nome do governo brasileiro, pudesse contratar a Petrobras como uma prestadora de serviços na área do pré-sal.

A adoção desse sistema implicaria que a propriedade do óleo do pré-sal seria inteiramente do Estado brasileiro. Todas as negociações que existem hoje no regime de partilha em torno da porcentagem que cabe ao governo no óleo produzido deixariam de existir. Ao invés disso, a remuneração devida à Petrobras pelos seus serviços prestados é que seria negociada.

Como explicado por Lima (2013b), tal possibilidade foi trazida pelo Projeto de Lei (PL) 5.194 de 2013, que esteve em tramitação no Congresso Nacional até o início do ano de 2015, quando foi arquivado por falta de manifestações ao projeto.

De fato, as descobertas do pré-sal delinearam um novo cenário para a indústria petrolífera brasileira e impulsionaram uma discussão que, até recentemente – apesar do progresso histórico do setor –, não havia conquistado a devida relevância no país: as novas descobertas do pré-sal poderiam impulsionar o desenvolvimento socioeconômico do Brasil?

No seu sentido mais amplo, essa não é uma discussão nova. Muitos estudos já investigaram a renda dos recursos naturais (Davis e Tilton, 2005; Gunton, 2004; Phillips, 2008), e também a relação entre a existência de recursos e o impulso ou não ao desenvolvimento econômico, passando também pela questão da chamada "maldição dos recursos" ou "*resource curse*" em inglês (Boschini, Pettersson e Roine, 2013; Davis e Tilton, 2005; Gylfason, 2001; Ross, 1999; Sachs e Warner, 1999, 2001; Stevens e Dietsche, 2008; Williams, 2011).

Vários estudos também se debruçaram em análises específicas sobre os recursos petrolíferos, discutindo a distribuição da renda gerada, a gestão das receitas e os efeitos sobre as economias. Podem ser citados os estudos elaborados por: Alvarez (1988, 1993, 2011), Auty (2007), Basedau e Lacher (2006), Bina (1989, 1992), Holden (2013), Lima (2011), Massarrat

(1980, 2001, 2006), Mommer (1988, 2003), Paulani (2012), Phillips (2008), Pistonese (1993), Sauer (2011), Sauer, Amado e Mercedes (2011), Sauer e Seger (2011), Sauer, Seger e Rico (2010), Suárez (2012) e Verbruggen (2008).

De fato, em países com grande produção de petróleo a discussão sobre a renda petrolífera já foi abordada em muitos aspectos, mas foi apenas recentemente que a temática ganhou força no Brasil, ainda que os questionamentos sobre o assunto tenham existido há mais tempo.

Os estudos abordando a questão da renda petrolífera no Brasil ainda são escassos. Eles estão concentrados principalmente em torno da análise das políticas nacionais já adotadas para o petróleo (Hernandez-Perez, 2011; Lima, 2011, 2013a; Sauer, 2011; Sauer e Seger, 2011) e do desenvolvimento dessa indústria no país (Lucchesi, 1998; Surrey, 1987) e em torno dos *royalties* e sua aplicação pelos municípios (Caselli e Michaels, 2009; Costa e Santos, 2013; Postali, 2009; Postali e Nishijima, 2011, 2013). Ainda, alguns estudos já começaram a abordar o tema com alguma indicação quantitativa (Lima, 2011, 2013a, 2013b; Sauer, 2011; Suárez, 2012).

Considerando essas contribuições já realizadas no campo de estudo da renda do petróleo no Brasil, a presente pesquisa pretende acrescentar um novo aporte ao tema, buscando dimensionar as receitas que podem ser esperadas com a exploração das reservas da área do pré-sal pelos diversos *stakeholders* (empresas e entes públicos). Além disso, analisa a viabilidade financeira da produção em cada campo.

Considerando que a região do pré-sal ainda é uma nova fronteira petrolífera, a análise assume grande importância, já que, até o momento, conforme mencionado, poucos trabalhos têm sido publicados no sentido de analisar os ganhos econômicos que podem ser esperados com a exploração desses recursos e de avaliar a viabilidade econômica dessas reservas.

Nesse sentido, o presente trabalho apresenta um estudo quantitativo, com simulações econômico-financeiras para os campos do pré-sal, para distintos cenários de preços do barril de petróleo, de investimentos em unidades de produção e de regimes regulatórios, possibilitando análises sobre as receitas que podem ser esperadas nesses campos, sobre o impacto regulatório sobre elas e sua distribuição e também sobre sua viabilidade financeira.

CAPÍTULO 2 - ELEMENTOS DA PESQUISA

2.1. OBJETIVOS

A presente pesquisa tem como objetivo principal compreender e mensurar a renda que pode ser obtida com a produção de petróleo nas reservas do pré-sal, criar cenários possíveis para essa renda no futuro e avaliar financeiramente os projetos dos diversos campos sob distintos arcabouços regulatórios e cenários de investimentos.

Tal objetivo foi definido a partir da seguinte hipótese, que guia as diferentes análises e discussões que são trazidas pelo presente trabalho: a produção do petróleo no Brasil, que, segundo a Constituição pertence à União e, portanto, a toda a sociedade, gera um grande excedente econômico, que é apropriado de maneira desigual entre os grupos sociais e é objeto de disputas políticas e sociais.

Para explorar essa hipótese, a presente pesquisa utiliza o referencial teórico da teoria marxista sobre a Renda. Também, analisa o desenvolvimento histórico do arcabouço regulatório brasileiro para a atividade de produção de petróleo e explora outras formas de regulação do setor, que são utilizadas ao redor do mundo. Por fim, o estudo parte para a mensuração quantitativa da renda da produção de petróleo no país a partir de um modelo determinístico de análise das receitas em todos os campos identificados com reservas na área do pré-sal.

Com isso, a presente pesquisa parte para as análises dos resultados e conclusões, com uma elucidação acerca da renda petrolífera do pré-sal e a possibilidade de geração de excedentes econômicos nas próximas três décadas.

2.2. MATERIAIS E MÉTODOS

A presente pesquisa pode ser dividida em duas partes, com distintos materiais e métodos empregados:

(1) o desenvolvimento da análise sobre a estrutura jurídica que circunda a produção de petróleo no Brasil e em outros países, que foi realizada a partir de uma pesquisa bibliográfica e também documental, com materiais primários, ou seja, leis, decretos, portarias, resoluções e quaisquer outros documentos julgados pertinentes e que tenham sido editados tanto pelas instâncias federais, estaduais e municipais, quanto por agências reguladoras ou outros órgãos;

(2) a construção de modelos determinísticos e cenários de análise da geração e distribuição de receitas com a produção de petróleo nas áreas do pré-sal, que é uma pesquisa quantitativa, que contou com a coleta e análise de dados da indústria do petróleo a partir de pesquisas bibliográficas, documentais e por meio de entrevistas com especialistas do setor. O detalhamento da metodologia para a construção dos modelos de análise é apresentado no Capítulo 4.

2.3. O ENFOQUE MARXISTA DA TEORIA DA RENDA APLICADO À PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

A presente pesquisa optou por utilizar como referencial teórico a Teoria da Renda de Karl Marx, que foi concebida para analisar as relações econômicas e sociais com a terra (renda da terra), mas que também pode ser utilizada para a compreensão das relações com outros recursos naturais, incluindo o petróleo.

Para compreender o enfoque marxista da Teoria da Renda, devemos nos voltar para a leitura da obra mestra de Marx, *O Capital*, Livro III, seção VI (Marx, 1894/1999) e também para outras obras do autor como os *Manuscritos Econômicos Filosóficos* (Marx, 1844/2005), os *Grundrisse* (Marx, 1857/1997) e a *Teorias da Mais-Valia* (Marx, 1863/1968).

Não obstante, para compreender a Teoria da Renda apresentada por Marx, temos que voltar aos autores que serviram como ponto de partida para o próprio Marx, como Adam Smith e sua obra “*A Riqueza das Nações*” (Smith, 1776/1996) e David Ricardo e sua obra “*Princípios de Tributação e Economia Política*” (Ricardo, 1817/1996). A partir do que foi exposto por esses autores, mas principalmente por Ricardo, é que Marx, em continuidade, desenvolveu seu próprio trabalho acerca da renda.

Outros autores também já se debruçaram sobre os escritos de Marx e de seus antecessores, tornando sua compreensão consideravelmente menos árdua aos que hoje se aventuram no

tema e trazendo a aplicação da teoria aos problemas atuais de nossa época. Dentre esses autores incluem-se, por exemplo, Alvarez (1988, 2000), Bina (1989, 1992), Harvey (1982), Massarrat (1980, 2001, 2006), Mommer (1988, 2003), Paulani (2012), Pistonesi (1993) e Sauer (2011).

Conforme mencionado, para a compreensão do enfoque marxista dado para a questão da renda, devemos voltar ao trabalho de Ricardo, ponto de partida para o próprio Marx.

David Ricardo desenvolveu uma teoria sobre a renda da terra, pela qual ficou conhecida a chamada renda diferencial. Para Ricardo, como no planeta existem terras que são naturalmente mais férteis e favoráveis à produção do que outras, aqueles com acesso a essas terras se apropriariam da diferença positiva de fertilidade na forma de um valor excedente, que seria a chamada renda da terra.

Para Ricardo, a renda da terra seria gerada sempre por uma diferença entre um preço de produção individual em determinada terra e o preço de mercado do produto, determinado pelas condições de produção na pior porção de terra que ainda se mantém no mercado e que, por ser a pior, não geraria renda alguma. Somente as demais, mais férteis, gerariam renda na proporção da diferença de sua produtividade individual em comparação com a produtividade média do mercado (Harvey, 1982, p. 335-336, 353-354; Paulani, 2012, p. 3).

A partir desse desenvolvimento de Ricardo, Marx dá continuidade à Teoria da Renda. Ele considera a tese da renda diferencial, discordando de Ricardo em alguns pontos e, posteriormente, acrescenta outros conceitos à teoria.

Para Marx, em discordância ao colocado por Ricardo, a renda diferencial não é gerada apenas por diferenças naturais de fertilidade do solo, mas também por diferenças de fertilidade que podem ser social e historicamente produzidas.

Ou seja, para Marx, ao se aplicar capital sobre a terra, pode-se elevar sua produtividade, igualando-a a uma porção de terra que tenha originalmente e naturalmente boa fertilidade. Assim, ambas teriam as mesmas condições de produtividade e geração de excedentes econômicos. O excedente gerado na terra onde foi aplicado capital será apropriado como uma renda diferencial artificialmente produzida (Harvey, 1982, p. 337, 354-356; Marx, 1894, p. 442; Paulani, 2012, p. 6-7).

Outro ponto importante colocado por Marx, em discordância com Ricardo, é que para Marx, apesar de existir diferenças de produtividade (fertilidade) entre as porções de terra, o que gera a renda diferencial não são propriamente essas diferenças, mas sim o fato de existir uma propriedade privada sobre a terra.

Ou seja, com o advento da propriedade privada, que configura um monopólio de acesso à terra, os proprietários podem exigir um pagamento por esse acesso. Assim, aqueles que tem o monopólio do acesso às terras mais férteis conquistam um pagamento superior ao da média das propriedades e isso sim é apropriado como renda (Harvey, 1982, pp. 335-336; Marx, 1894, pp. 440-441; Paulani, 2012, p. 5).

Nesse momento, surge a figura do proprietário de terras, que recebe um valor que não é fruto de seu trabalho. Ele recebe parte do valor excedente que está nas mãos do capitalista sem fazer nada mais do que possuir a terra (Harvey, 1982, p. 347, 367). Surge o rentista de ontem, que permanece até os dias atuais, não mais somente pela propriedade de terras, mas nos mais diversos setores da economia.

Outro ponto sobre o qual Marx discorda da tese de Ricardo é aquele que diz que a pior porção de terra presente no mercado não geraria renda alguma, apenas aquelas com produtividade superior a ela.

Segundo Marx, com o advento da propriedade privada, até o proprietário da pior terra precisa ser remunerado para dar acesso ao produtor. Assim, sempre haverá um mínimo de remuneração pelo acesso à terra, pagamento esse que ele chamou de renda absoluta (Harvey, 1982, p. 350-353; Paulani, 2012, p. 8-9).

Como a renda absoluta é paga por todos os produtores, seu valor está embutido no preço de todos os bens produzidos. Assim, o valor dos bens nunca poderá diminuir até chegar ao seu preço de produção (Harvey, 1982, p. 350-353; Paulani, 2012, p. 8-9).

Marx também desenvolve em seus trabalhos o caso da renda de monopólio. Conforme ele aponta, há determinados produtos que não tem seu preço de venda determinado pelo preço de produção, mas sim pela disposição de pagar de seus consumidores. Isso ocorre em casos de produtos muito especiais. Nesses casos, a renda apropriada depende do valor máximo de venda do produto, já que será a diferença entre o preço de produção e esse valor de venda (Harvey, 1982, p. 350; Paulani, 2012, p. 9-10).

Um resumo dos diferentes tipos de renda que podem ser apreendidos da Teoria da Renda em Marx é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Tipos de Rendas Identificadas na Teoria da Renda de Marx

Renda diferencial por diferenças naturais de produtividade	Aqui as diferenças de produtividade ocorrem pelas diferentes dotações naturais que cada terra possui. Em uma terra mais fértil o valor excedente é superior à média dos valores das demais terras e essa diferença é apropriada como renda. Essa renda não está vinculada ao processo produtivo propriamente, mas sim à propriedade de terras com dotações naturais mais favoráveis à produção.
Renda diferencial por diferenças de produtividade artificialmente obtidas	Para Marx as diferenças de produtividade nas diferentes terras não eram apenas um resultado natural, mas podiam também ser obtidas com a aplicação de capital, ou seja, poderiam ser social e historicamente construídas. A aplicação de capital em porções dadas de terra pode levá-las ao mesmo patamar de produtividade daquelas consideradas mais favoráveis. Nesse ponto elas se igualam às terras mais favoráveis e também permitem a produção de um valor excedente que é apropriado como renda. No entanto, é difícil separar no excedente gerado o que é decorrente do capital aplicado e o que é a renda da terra propriamente.
Renda absoluta	Esse caso é o pagamento de uma renda simplesmente para ter acesso a terra. Como o proprietário tem o monopólio do acesso a terra, o produtor que desejar esse acesso deverá pagar um valor mínimo, mesmo que seja para a pior das terras. Esse valor é a renda absoluta. Ela estará embutida no preço dos bens produzidos, por isso os preços nunca conseguirão descer até o preço de produção, pois sempre estarão adicionados da renda absoluta.
Renda de monopólio	A renda de monopólio é gerada no caso de bens muito especiais, quando seu preço de venda é determinado não pelo preço de produção, mas pela disposição dos compradores. A renda apropriada será a diferença entre o valor pago pelos compradores e o preço real de produção do bem.

Fonte: Elaboração própria com base em Harvey, 1982 e Paulani, 2012.

Esses conceitos presentes na Teoria da Renda de Marx e brevemente aqui colocados, são utilizados neste trabalho como pano de fundo para a compreensão da apropriação das receitas petrolíferas no país e, de modo particular, nas reservas do pré-sal.

Conforme anteriormente mencionado, diversos autores já aplicaram a Teoria da Renda de Marx para a compreensão das rendas petrolíferas, como Alvarez (1988, 2000), Bina (1989, 1992), Massarrat (1980, 2001, 2006), Mommer (1988, 2003) e Sauer (2011). O próprio Marx reconhece em seu trabalho que a Teoria da Renda se aplica a outros recursos naturais, como no caso das atividades de mineração ou a água, por exemplo (Marx, 1894, p. 440).

O que é de particular importância nesse caso, e que será largamente adotado ao longo do presente trabalho, é a compreensão do conceito de propriedade sobre os recursos petrolíferos, ou uma transposição do que Marx classificou como “proprietário de terra” para um atual “proprietário do petróleo”, e as implicações que isso traz em termos de geração de receitas para este proprietário e para os demais socialmente e economicamente envolvidos na relação de produção.

Conforme será apresentado no Capítulo 3, que discorre sobre a formação das estruturas jurídicas para exploração e produção de petróleo e gás natural no país, o atual proprietário do petróleo é União, ou seja, o Estado brasileiro e sua sociedade.

No entanto, ao longo do tempo, por meio de distintos regimes regulatórios, o Estado tem transferido a propriedade do óleo às empresas, públicas ou privadas. Essa transferência tem se dado por meio de pagamentos ao Estado, que podem ser entendidos como pagamento de renda pelo capitalista ao proprietário do recurso.

Como será observado ao longo do presente trabalho, as leis definidas pelo próprio Estado (proprietário do petróleo) para que ele receba um pagamento pelo acesso ao seu recurso, nem sempre lhe favorecem.

Ou seja, vê-se uma dinâmica de interferência nos interesses públicos, possibilitada pelo poder conferido à figura do capitalista (empresas petrolíferas), que age em interesse próprio e em detrimento dos interesses do proprietário do recurso, que em última instância deveria ter a prerrogativa de monopólio do acesso aos recursos, mas que se vê enfraquecido ao negociar o que Marx classificou como renda absoluta, ou o pagamento mínimo de remuneração pelo acesso à terra (petróleo).

Essa dinâmica, de negociação do pagamento da renda entre proprietários e capitalistas também foi analisada por Marx em seu trabalho, com exemplos de como essa dinâmica pode, em certos casos, influenciar negativamente o desenvolvimento de todo um setor econômico em um país (Marx, 1894, pp. 447-448).

De fato, a compreensão dos conceitos de monopólio da propriedade e de negociação de pagamento pelo acesso à propriedade é fundamental para a análise dos arcabouços regulatórios para a exploração e produção das reservas de petróleo e gás natural no país e, principalmente, para a avaliação da posição em que é colocado o Estado brasileiro e sua sociedade frente aos interesses das empresas interessadas no acesso aos recursos.

No Capítulo 3, essa discussão ganha mais clareza com a apresentação dos regimes regulatórios instaurados no país para definir os pagamentos que são feitos ao Estado na sua qualidade de proprietário do recurso. No Capítulo 5, essa discussão pode ser analisada quantitativamente, com a identificação das receitas ao Estado que são trazidas por cada regime regulatório, possibilitando uma análise crítica sobre a motivação que levou a adoção deles no país.

CAPÍTULO 3 - ESTRUTURAS JURÍDICAS PARA A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

3.1. REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO PELO MUNDO: MONOPÓLIO ESTATAL, CONCESSÕES, PARTILHA DE PRODUÇÃO, *JOINT VENTURE* E CONTRATO DE SERVIÇOS

Distintas estruturas jurídicas já foram e são adotadas no setor de petróleo ao redor do mundo. A compreensão dessas estruturas é de extrema importância, já que as mesmas definem e institucionalizam a maneira como se dá a apropriação e a distribuição da renda gerada pela produção petrolífera.

Atualmente, os principais regimes regulatórios (ou regimes fiscais) que circundam a exploração e produção de petróleo podem ser encaixados nas seguintes categorias: monopólio estatal, concessões, partilha de produção, *joint venture* e serviços.

As principais características desses regimes, bem como os países que adotam cada um deles, são apresentadas na tabela abaixo. Uma descrição mais detalhada é apresentada a seguir.

Tabela 2 - Principais Regimes Fiscais para a Produção de Petróleo no Mundo

Regime Fiscal	Principais características	Países que adotam o modelo ¹
Monopólio Estatal	Empresa pública operadora, que realiza todas as atividades de exploração e produção, assumindo todos os riscos e mantendo a propriedade estatal sobre o petróleo.	Arábia Saudita, Omã.
Concessão	O Estado cede a uma empresa o direito de explorar e produzir em determinada área. A empresa assume os riscos e também a propriedade do petróleo extraído. O Estado recebe remunerações financeiras.	Brasil, Argentina, EUA, Peru, Portugal.
Partilha	É firmado um contrato entre o Estado e uma empresa, garantindo a esta o direito de explorar e produzir em determinada área. A empresa assume os riscos e a produção é partilhada entre ela e o Estado. O Estado também pode receber outras remunerações financeiras.	Brasil, Angola, Líbia, Tanzânia, Bolívia, Moçambique, Turquia, Colômbia, Nigéria, Venezuela, Equador, Paquistão, China, Índia, Senegal, Malásia.
Joint Venture	O Estado ou empresa pública firmam um contrato com uma empresa para exercer as atividades de exploração e produção. Os riscos e a produção são compartilhados.	Noruega, Venezuela, Cazaquistão, Nigéria.
Prestação de Serviços	O Estado contrata os serviços de uma empresa, que recebe uma remuneração financeira por suas atividades na exploração e produção. O Estado mantém a propriedade integral sobre as reservas e o petróleo extraído. Os riscos podem ser partilhados ou não.	Irã, Venezuela.

Fonte: Elaboração própria com base em IPEA, 2010; Lima, 2011 e Radon, 2005.

Conforme mencionado brevemente na Tabela 2, o regime de concessões consiste na cessão de áreas para exploração e produção petrolífera às empresas, o que pode ocorrer por meio de licitações ou não. A empresa contratada, denominada concessionária, assume a propriedade do petróleo após sua extração durante o período do contrato (IPEA, 2010).

Geralmente, esse regime é adotado em países com maiores riscos geológicos, já que, por meio dele, todos os riscos são transferidos à empresa concessionária, incluindo os riscos de exploração, que pode ou não ser exitosa (IPEA, 2010; Lima, 2011).

Em contrapartida à cessão da propriedade do petróleo, exige-se da empresa concessionária o pagamento de participações governamentais (bônus de assinatura, *royalties*, etc.) e tributos, além de outras obrigações, como, por exemplo, ações exploratórias mínimas, que garantam ao menos algum grau de conhecimento sobre a área concedida (IPEA, 2010; Lima, 2011).

¹ Vale notar que cada país adota seu próprio modelo com regras específicas e às vezes uma combinação de regimes.

Já o regime de partilha de produção consiste na repartição do óleo extraído entre o Estado e a empresa que esteja exercendo a atividade de produção. Normalmente, esse regime é adotado em países com menor risco geológico e os riscos recaem sobre a empresa que exerce as atividades de exploração e produção (IPEA, 2010; Lima, 2011).

Além de prever a partilha da propriedade do óleo extraído, o regime de partilha pode incluir a exigência de pagamento de participações governamentais, assim como ocorre no modelo de concessões (IPEA, 2010; Lima, 2011).

O regime de *joint venture* consiste em um contrato entre duas partes, sem critérios comuns com relação à propriedade do óleo e repartição de riscos como ocorre nos demais regimes apresentados (Lima, 2011).

Normalmente, o regime é adotado em países com baixo risco geológico e é firmado entre uma empresa pública e uma empresa petrolífera para as atividades de exploração e produção, com os custos e riscos compartilhados entre as duas. Nesse caso, o Estado possui controle elevado sobre a produção petrolífera do país (Lima, 2011).

O modelo de contrato de serviços consiste na contratação de uma empresa por parte do Estado para realizar as atividades de exploração e produção petrolífera em troca de uma compensação financeira. Nesse caso, o Estado mantém integralmente a propriedade sobre o petróleo e apenas ressarcе financeiramente a empresa pelos serviços prestados (IPEA, 2010; Sauer, Seger e Rico, 2010, p. 24).

Os contratos de serviços podem ser do tipo sem risco, quando a empresa é contratada para explorar ou produzir em um determinado campo em troca de uma remuneração pré-definida, como uma simples prestação de serviços. Nesse caso, tanto os investimentos como os riscos ficam por conta do Estado (IPEA, 2010; Lima, 2011).

Os contratos de serviços também podem ser do tipo com risco, quando a empresa contratada se responsabiliza pelos investimentos, sem remuneração garantida. A remuneração é realizada pela própria produção do campo em que está atuando, ou seja, de acordo com seu desempenho (IPEA, 2010; Lima, 2011).

Normalmente, esse modelo é adotado em países com grandes reservas e baixo risco geológico e está intimamente ligado com a possibilidade de controle da renda petrolífera, já que todo o recurso permanece no controle estatal (Ernst & Young, 2012; IPEA, 2010; Lima, 2011, 2013a; Sauer, 2011; Sauer, Seger e Rico, 2010).

3.2. REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL

Conforme já mencionado, os regimes fiscais são adotados ao redor do mundo seguindo geralmente as categorias apresentadas, mas com regras específicas em cada país. O presente trabalho não pretende analisar as especificidades desses regimes, nem realizar estudos comparativos. O propósito da breve introdução sobre os distintos regimes regulatórios serve de contextualização à análise detalhada que é feita sobre o regime jurídico brasileiro.

Para analisar a evolução da estrutura jurídica em torno da exploração e produção de petróleo no Brasil, o presente estudo revisitou os principais instrumentos que foram promulgados no país ao longo dos anos. Isso auxilia no entendimento dos resultados da análise econômica que se faz nos capítulos seguintes. Os principais instrumentos jurídicos promulgados no país são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Principais Instrumentos Jurídicos do Setor de Petróleo no Brasil

Ano	Instrumento	Assunto
1927	-	Proposta legislação específica para o setor petrolífero, reservando a propriedade do subsolo e a exploração do petróleo somente a brasileiros natos.
1937	Nova Constituição do País	Estabelece que as concessões para exploração das riquezas minerais só poderiam ser estendidas "a brasileiros, ou empresas constituídas por acionistas brasileiros".
1938	Decreto-Lei nº 366	Acrescenta novo título ao Código de Minas, instituindo o regime legal de jazidas de petróleo e gases naturais.
1938	Decreto-Lei nº 395	Cria o Conselho Nacional do Petróleo (CNP).
1941	Decreto-Lei nº 3.236	Resguarda à União a propriedade de todas as jazidas de petróleo e gases naturais encontradas em território nacional.
1945	-	O CNP defende a presença de capitais estrangeiros na indústria do petróleo e aprova a participação de companhias privadas de capital nacional no refino do petróleo importado.
1951	-	Presidente Getúlio Vargas envia ao Congresso projeto de criação da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras.
1953	Lei nº 2.004	Dipõe sobre a Política Nacional do Petróleo, instituindo o regime de monopólio, define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo e institui a Petrobras.
1957	Lei nº 3.257	Altera a idenização sobre a produção de óleo e gás.
1969	Decreto-Lei nº 523	Altera a idenização sobre a produção de óleo e gás.
1971	Lei nº 5.665	Dispõe sobre a atuação internacional da Petrobras.
1973	Decreto-Lei nº 1.288	Altera a idenização sobre a produção de óleo e gás.
1985	Lei nº 7.453	Altera a idenização sobre a produção de óleo e gás.
1986	Lei nº 7.525	Altera a idenização sobre a produção de óleo e gás.
1988	Constituição Federal	Define como monopólio da União as atividades de exploração, produção, refino, importação e exportação e transporte de petróleo e gás.
1989	Lei nº 7.990	Institui compensação financeira para os estados e municípios pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural.
1991	Decreto nº 1	Regulamenta o pagamento da compensação financeira instituída pela Lei nº 7.990/1989.
1995	Emenda Constitucional nº 9	Dá nova redação ao Art. 177 da Constituição Federal, definindo que a União pode contratar com empresas estatais ou privadas as atividades de exploração e produção, retirando a Petrobrás como executora única do monopólio.
1997	Lei nº 9.478	Extingue o monopólio no setor petrolífero e instaura o regime de concessões. Cria o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).
1998	Decreto nº 2.705	Define os critérios para o cálculo e a cobrança das participações governamentais definidas pela Lei nº 9.478/1997.
2001	Lei nº 10.261	Desvincula nos anos de 2001 e 2002 a aplicação dos recursos pertencentes à União a partir de <i>royalties</i> e participações especiais.
2004	Lei nº 10.848	Estabelece áreas de aplicação da parcela de participação especial recebida pelo Ministério de Minas e Energia definida na Lei nº 9.478/1997.
2005	Lei nº 11.097	Altera a redação da área de aplicação da parcela de <i>royalties</i> recebida pelo Ministério da Ciência e Tecnologia definidos na Lei nº 9.478/1997.
2007	Lei nº 11.540	Altera a redação da área de aplicação da parcela de <i>royalties</i> recebida pelo Ministério da Ciência e Tecnologia definidos na Lei nº 9.478/1997.
2009	Lei nº 11.921	Altera a redação da área de aplicação da parcela de <i>royalties</i> recebida pelo Ministério da Ciência e Tecnologia definidos na Lei nº 9.478/1997.
2009	Lei nº 12.114	Altera a redação da área de aplicação da parcela de participação especial recebida pelo Ministério do Meio Ambiente definidos na Lei nº 9.478/1997.
2010	Lei nº 12.276	Estabeleceu o modelo de capitalização da Petrobras.
2010	Lei nº 12.304	Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA).

Ano	Instrumento	Assunto
2010	Lei nº 12.351	Lei sobre o regime de partilha de produção em áreas do pré-Sal e em áreas estratégicas e de criação do Fundo Social.
2010	Decreto nº 7.403	Estabelece regras para a destinação das parcelas de <i>royalties</i> e de participação especial devidas à administração direta da União em áreas do pré-sal contratadas sob o regime de concessão.
2011	Decreto nº 7.657	Estabelece regras para a destinação das parcelas de <i>royalties</i> e de participação especial devidas à administração direta da União em áreas do pré-sal contratadas sob o regime de concessão.
2012	Lei nº 12.734	Estabelece regras para a divisão dos <i>royalties</i> e da participação especial (Vigência suspensa).
2012	Medida Provisória nº 592	Estabelece a divisão dos <i>royalties</i> e da participação especial e destina os recursos para a área de educação (Vigência encerrada).
2013	Decreto 8.063	Instituição da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA).
2013	Lei nº 12.858	Estabelece a destinação dos <i>royalties</i> para as áreas de educação e saúde.
2016	Lei nº 13.365	Altera a Lei 12.351/2010 para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% nos consórcios formados no regime de partilha de produção.

Fonte: Elaboração própria com base nos instrumentos jurídicos citados e em MME, 2009.

Nas próximas seções do presente capítulo são analisados os instrumentos jurídicos pertinentes à indústria petrolífera brasileira promulgados a partir da década de 1950, que foi quando o setor começou a se desenvolver efetivamente no país com a criação da Petrobras e a instauração de um regime de monopólio estatal operacionalizado pela empresa.

No entanto, o desenvolvimento e a institucionalidade do setor de petróleo e gás no Brasil ocorreram muito antes, ainda que de forma incipiente, já a partir da segunda metade do século XIX, com iniciativas privadas de pequena escala (Lucchesi, 1998; MME, 2009; Surrey, 1987).

3.2.1. MONOPÓLIO ESTATAL

O regime de monopólio foi estabelecido no Brasil com a promulgação da Lei 2.004 de 3 de outubro de 1953.

A Lei 2.004/1953 dispõe sobre a política nacional para o petróleo, define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) e institui a Petrobras.

O instrumento definiu em seu primeiro artigo que União detém o monopólio da pesquisa e da lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros existentes no território nacional, além das atividades de refino e transporte marítimo e dutoviário. Tal definição seria mais tarde novamente colocada pela Constituição Federal de 1988.

Lei 2.004/1953

Art. 1º Constituem monopólio da União:

I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros, existentes no território nacional;

II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no País, e bem assim o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem (BRASIL, 1953).

Em seu segundo artigo, a Lei 2.004/1953 definiu que o monopólio estatal seria exercido por meio do Conselho Nacional do Petróleo, como órgão de orientação e fiscalização e também por meio da Petrobras e de suas subsidiárias, como órgão de execução, empresa estabelecida pelo mesmo instrumento.

De acordo com o instrumento, o Conselho Nacional do Petróleo seria um órgão autônomo diretamente subordinado à Presidência da República com o papel de superintender as medidas para o abastecimento nacional de petróleo.

Com relação à Petrobras, a Lei 2.004/1953 constituiu a empresa, definindo em seu objetivo a pesquisa, a lavra, o refino, o comércio e o transporte de petróleo no país. Os planos de pesquisa e lavra seriam elaborados pela própria empresa e submetidos à aprovação do CNP.

Também, a Lei 2.004/1953 previa que a Petrobras, desde que com autorização do Presidente da República e ouvido o CNP, poderia associar-se a outras empresas para a exploração de petróleo fora do território nacional.

Mais tarde, a Lei 5.665/1971, alterou a Lei 2004/1953, estabelecendo que a Petrobras pode exercer todas as suas atividades (pesquisa, lavra, refino, comércio e transporte) fora do território nacional de modo direto ou em associação com outras empresas.

Logo depois, em 1972, foi criada a Braspetro e sua primeira operação foi a aquisição de 50% das ações da empresa Tennecol, na Colômbia, que passou a se chamar Colbras. No mesmo ano, também foram assinados acordos para a exploração de petróleo no Iraque, no Egito e em Madagascar (Petrobras, 2015a).

3.2.1.1. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Durante o regime de monopólio estatal também havia, como hoje, a indenização em valores monetários por parte da empresa realizando a produção de petróleo ou gás aos distintos entes públicos.

Inicialmente, a Lei 2.004/1953 estabeleceu uma remuneração, definida como indenização, da Petrobras aos Estados e Municípios onde ocorresse a produção de hidrocarbonetos.

De acordo com o Art. 27, a Petrobras deveria pagar trimestralmente aos Estados e Territórios onde ocorresse a lavra de petróleo, xisto betuminoso e extração de gás, uma indenização correspondente a 5% sobre o valor da produção, que seria definido pelo CNP. Os Estados e Territórios deveriam distribuir 20% do que recebessem da Petrobras aos Municípios, proporcionalmente à produção de óleo de cada um deles.

Posteriormente, as Leis 3.257/1957 e 7.453/1985 alteraram a forma de indenização da Petrobras a esses entes. Ficou estabelecido que a Petrobras pagaria indenização correspondente a 4% aos Estados e Territórios e 1% aos municípios sobre o valor da produção de óleo, xisto betuminoso ou gás onde ocorresse a lavra e extração.

Com relação à aplicação do recurso, as Leis 2.004/1953 e Lei 3.257/1957 definiram que os Estados, Territórios e Municípios deveriam aplicar o recurso recebido da Petrobras preferencialmente na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias.

O Decreto-Lei 523/1969 definiu que quando a lavra ocorresse na plataforma continental (até então não se fazia distinção entre lavra em terra e no mar), a indenização de 5% sobre o valor da produção seria destinado em partes iguais, ao Departamento Nacional da Produção Mineral, do Ministério das Minas e Energia, para constituição do Fundo Nacional de Mineração e ao Ministério da Educação e Cultura, para o incremento da pesquisa e do ensino de nível superior no campo das geociências.

Em 1973, o Decreto-Lei 1.288 estabeleceu que quando a lavra ocorresse na plataforma continental a indenização de 5% seria destinada ao CNP, para formação de estoques de combustíveis para garantir a segurança e a regularidade de geração de energia elétrica.

Mais tarde, a Lei 7.453/1985 mudou a indenização devida sobre a lavra na plataforma continental. De acordo com a Lei 7.453/1985 a lavra na plataforma continental implicaria indenização de 5% sobre o valor da produção aos Estados, Territórios e Municípios confrontantes, sendo 1,5% aos Estados e Territórios, 1,5% aos Municípios, 1% ao Ministério da Marinha, para fiscalização e proteção das atividades na plataforma continental e 1% para a constituição de um Fundo Especial a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios do país.

A Lei 7.453/1985 também definiu que os recursos deveriam ser aplicados, preferencialmente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio-ambiente e saneamento básico.

Em 1986, a Lei 7.525 definiu que os recursos, com exceção dos destinados ao Ministério da Marinha, deveriam ser aplicados, nas mesmas áreas definidas pela Lei 7.453/1985, mas em caráter exclusivo e não mais apenas preferencial.

Em 1988, foi promulgada a Constituição Federal, definindo como bem da União os recursos minerais, inclusive os do subsolo e os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva. Além disso, a Constituição define, conforme já vinha sendo colocado pelas leis anteriores aqui citadas, que os Estados, Municípios e órgãos de administração direta da União tem direito a participação no resultado da exploração de petróleo e gás natural.

Constituição Federal

[...]

Art. 20. São bens da União:

[...]

V - os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva;

[...]

IX - os recursos minerais, inclusive os do subsolo;

[...]

§ 1º - É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração (BRASIL, 1988).

A Constituição também estabeleceu em seu Art. 177 o monopólio da União sobre as atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, bem como sobre as atividades de refino, importação e exportação de derivados e o transporte.

Inicialmente, a Constituição dispunha que era vedado à União ceder ou conceder qualquer tipo de participação na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural. Mais tarde, em 1995, a Emenda Constitucional nº 9 alterou essa disposição e estabeleceu que a União pode contratar a realização dessas atividades com empresas estatais ou privadas.

Constituição Federal

[...]

Art. 177. Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

[...]

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei. (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995)

§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:

I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;

II - as condições de contratação;

III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União (BRASIL, 1988).

Em 1989, a Lei 7.990 alterou toda a distribuição do sistema de indenização definido pelas leis anteriores. De acordo com esse instrumento ficou estabelecido que a Petrobras e suas subsidiárias deveriam pagar uma compensação financeira (o termo “indenização” deixou de ser empregado) aos Estados, Distrito federal e Municípios, correspondente a 5% sobre o valor do óleo bruto, xisto betuminoso e do gás extraídos de seus territórios onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque de óleo bruto ou gás natural.

O instrumento definiu que esses 5% seriam divididos em 70% para os Estados produtores, 20% aos Municípios produtores e 10% aos Municípios onde se localizarem as instalações marítimas ou terrestres.

Além disso, a Lei 7.990/1989 alterou a distribuição da compensação financeira devida sobre a lavra na plataforma continental. Ela definiu que dos 5% sobre o valor da produção devido aos Estados, Distrito Federal e Municípios, 1,5% iriam para os Estados e Distrito Federal, 0,5% iria para os Municípios com instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque, 1,5% iriam para os Municípios produtores, 1% iria para o Ministério da Marinha e 0,5% seria destinado para constituir o Fundo Especial, distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios do país.

Por fim, também ficou definido que a compensação financeira seria paga mensalmente, ao invés de trimestralmente.

Tabela 4 - Distribuição e Aplicação da Idenização / Compensação Financeira Devida pela Petrobras no Montante de 5% sobre o Valor da Produção

Instrumento	Lavra em Terra	Plataforma Continental	Aplicação dos Recursos
Lei 2.004/1953	5% Estados e Territórios 20% dos 5% Municípios produtores.	-	Preferencialmente na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias.
Lei 3.257/1957	4% Estados e Territórios 1% Municípios		Preferencialmente na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias.
Decreto-Lei 523/1969	4% Estados e Territórios 1% Municípios	Partes iguais ao Fundo Nacional de Mineração e ao Ministério da Educação e Cultura	-
Decreto-Lei 1.288/1973	4% Estados e Territórios 1% Municípios	Ao CNP, para formação de estoques de combustíveis para geração de energia elétrica	-
Lei 7.453/1985	4% Estados e Territórios 1% Municípios	1,5% Estados e Territórios confrontantes 1,5% Municípios confrontantes 1% Ministério da Marinha 1% Fundo Especial	Preferencialmente em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio-ambiente e saneamento básico.
Lei 7.525/1986	-	-	Exclusivamente em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio-ambiente e saneamento básico.
Lei 7.990/1989	70% Estados produtores 20% Municípios produtores 10% Municípios com instalações marítimas ou terrestres	1,5% Estados e Distrito Federal 0,5% Municípios com instalações marítimas ou terrestres 1,5% Municípios produtores 1% Ministério da Marinha 0,5% Fundo Especial	-

Fonte: Elaboração própria com base nos instrumentos jurídicos citados.

O modelo de monopólio exercido pela Petrobras perdurou por mais de quarenta anos, até 1997, quando foi promulgada a Lei nº 9.478, que abriu o setor para a iniciativa privada.

3.2.1.2. DISCUSSÕES ATUAIS SOBRE O REGIME DE MONOPÓLIO ESTATAL

Atualmente, depois de já instituído o regime de concessões e também um segundo regime, o de partilha de produção, voltou-se a discutir a viabilidade da retomada do monopólio estatal para os campos do pré-sal, dada sua importância econômica e estratégica para o país.

A discussão sobre a retomada do monopólio estatal está ancorada juridicamente no fato de que, de acordo com a Constituição Federal, Art. 177, a União detém o monopólio sobre as atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, conforme mencionado anteriormente.

Constituição Federal

[...]

Art. 177. Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

[...]

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei (BRASIL, 1988).

Atualmente, a discussão em torno dessa possibilidade de retorno do monopólio estatal para áreas do pré-sal foi formalizada por meio do Projeto de Lei (PL) 5.194 de 2013, que esteve em tramitação no Congresso Nacional até o início de 2015, quando foi arquivado por falta de manifestações.

O PL 5.194/2013 autorizaria a União a celebrar contratos de prestação de serviços com a Petrobras para realizar as atividades de pesquisa e lavra de petróleo nas áreas do pré-sal e áreas estratégicas, deixando para a União a propriedade sobre o óleo.

PL 5.194/2013

Art. 1º Fica a União autorizada a celebrar contratos de prestação de serviços com a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, dispensada a licitação, para exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, em áreas localizadas no pré-sal e em áreas estratégicas.

§ 1º A União terá a titularidade do petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos produzidos nos termos do contrato que formalizar a contratação da prestação de serviços de que trata o caput (BRASIL, 2013a).

De acordo com o projeto de lei, a União poderia pagar a Petrobras pelos seus serviços prestados tanto por meio de óleo, como em moeda nacional ou ainda em títulos da dívida pública.

O projeto também previa que os contratos firmados entre a União e a Petrobras seriam submetidos à apreciação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e que seriam gerenciados pela Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA).

A PPSA ficaria responsável pela comercialização do petróleo e os recursos financeiros advindos dessa comercialização e também dos acordos de individualização da produção

envolvendo as áreas sob o regime de prestação de serviços seriam distribuídos em 30% para órgãos da administração direta da União; 30% para a constituição de um Fundo Especial, que seria distribuído entre os Estados; 30% para a constituição de um Fundo Especial, que seria distribuído entre os Municípios; 5% para os Estados afetados pelas atividades petrolíferas e 5% para os Municípios afetados pelas atividades petrolíferas. O projeto também previa que cada um dos entes federativos deveria aplicar os recursos exclusivamente nas áreas de educação, ciência e tecnologia.

3.2.2. REGIME DE CONCESSÕES

No final da década de 1990, o regime de monopólio estatal foi substituído por um regime de concessões, com a participação de empresas privadas e estrangeiras.

Em 1995 foi aprovada a Emenda Constitucional nº 9, que permitiu a entrada de capital estrangeiro no setor. Dois anos depois, o regime de concessões foi estabelecido no país pela Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como a Lei do Petróleo.

A Lei 9.478/1997 também instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP) (hoje intitulada Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis²).

Logo que o novo regime entrou em vigência no país outras empresas começaram suas atividades ou em associação com a Petrobras ou individualmente. No início da década de 2000, a Shell foi a primeira empresa privada a produzir petróleo na Bacia de Campos (MME, 2009).

No que diz respeito às regras do regime de concessões em si, a Lei 9.478/1997, recuperando o que já consta na Constituição Federal, define como pertencentes à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos. Também define que a União possui o monopólio das atividades de pesquisa e lavra das jazidas, dentre outras, que podem ser exercidas por empresas mediante concessão ou autorização³.

² Alteração dada pela Lei nº 11.097, de 2005.

³ A Lei nº 12.351, de 2010, alterou o Art. 5º da Lei 9.478/1997, incluindo na sua redação a opção de contratação sob o regime de partilha de produção. Essa alteração será analisada na seção 4.3.

Lei 9.478/1997

[...]

Art. 3º Pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.

Art. 4º Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:

I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Art. 5º⁴ As atividades econômicas de que trata o artigo anterior serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País (BRASIL, 1997).

Além disso, é estabelecido que as atividades de exploração, desenvolvimento e produção devem ser exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de um processo de licitação (leilões)⁵, para oferecer ao mercado os contratos nas diversas áreas do país, cabendo à ANP a definição dos blocos oferecidos (Art. 23 da Lei 9.478/1997).

O edital para os leilões deve conter a minuta do contrato de concessão e também informações como o bloco objeto da concessão, o prazo estimado para a fase de exploração, os investimentos e programas exploratórios mínimos, as participações governamentais mínimas, dentre outros, que também devem estar presentes nas cláusulas do contrato final de outorga da concessão (Art. 37 da Lei 9.478/1997).

Após a adoção do regime de concessões, a primeira rodada de licitação para a oferta de áreas ocorreu em 1999 e, até o momento, já foram realizados 12 leilões no total⁶ e 947 áreas já foram concedidas no país (Brasil-Rounds, 2016).

Pelo regime de concessões, a empresa que obtem a outorga de um contrato (cessionário), tem a obrigação de realizar as atividades de exploração por sua conta e risco e, caso seja exitosa, de produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, com a garantia da

⁴ Alterado posteriormente pela Lei nº 12.351, de 2010.

⁵ A Lei 12.351/2010 inclui na redação do Art. 23 o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas, inclusão que será analisada na seção 4.3.

⁶ Até o momento, a última rodada de licitação realizada foi a de número 13, no entanto, a rodada número 8 foi cancelada à época por uma decisão do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética).

propriedade sobre esses recursos após sua extração, mediante o pagamento de tributos e participações legais ou contratuais correspondentes (Art. 26 da Lei 9.478/1997).

Quando identificado êxito nas atividades de exploração o concessionário deve submeter à ANP seus planos e projetos para a produção, cabendo à agência avaliá-los e emitir parecer sobre sua aprovação (Art. 26 da Lei 9.478/1997).

Conforme previsto na Lei, as concessões outorgadas são válidas até o término de seu prazo contratual ou até o término da fase de exploração, caso não tenham sido feitas descobertas comerciais ou ainda durante a fase de exploração, caso o concessionário opte por desistência e devolução das áreas, caso julgue que elas não justificam seus investimentos ou ainda por acordo entre as partes (Art. 28 da Lei 9.478/1997).

Com a promulgação da Lei 9.478/1997, ficou definido que a Petrobras manteria seus direitos sobre os campos que já estivessem em produção antes da entrada em vigor do instrumento e também sobre as atividades de exploração já em curso por mais três anos e sendo elas exitosas, sobre a produção correspondente.

Com relação às instituições que foram criadas juntamente com o regime de concessões, a Lei 9.478/1997 instituiu a já mencionada ANP, que é um órgão regulador vinculado ao Ministério de Minas e Energia e que tem como objetivo promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis (Art. 7º e 8º da Lei 9.478/1997).

Nesse sentido, é responsabilidade da ANP, por exemplo, promover os estudos para a delimitação dos blocos para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção e elaborar os editais e promover as licitações (leilões) para a concessão dessas atividades (Art. 8º da Lei 9.478/1997).

A ANP também é responsável por convocar e dirigir audiências públicas sempre que houver iniciativas de projetos de lei ou de alteração de normas administrativas que afetem os direitos dos agentes econômicos ou dos consumidores e usuários de bens e serviços das indústrias de petróleo, de gás natural ou de biocombustíveis (Art. 19 da Lei 9.478/1997).

A Lei 9.478/1997 também instituiu o CNPE, que é vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Minas e Energia e que tem como atribuição propor à Presidência as políticas nacionais e medidas específicas destinadas ao setor energético do país (Art. 2º da Lei 9.478/1997).

Quando da promulgação da Lei 9.478/1997 dentre as áreas especificadas como sendo de atribuição do CNPE a proposição de políticas constava em relação ao petróleo apenas o

estabelecimento de diretrizes para a importação e exportação, de modo a atender às necessidades do consumo interno.

Mais tarde, com a promulgação da Lei 12.351/2010 (Lei da Partilha), foram incluídas outras áreas específicas à indústria do petróleo dentre as áreas de atribuição do CNPE para a proposição de políticas, conforme será apresentado na seção 3.2.3.3. Instituições no Regime de Partilha de Produção: CNPE, MME, PPSA e Fundo Social.

3.2.2.1. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

De acordo com a regulação vigente (Art. 45 da Lei 9.478/1997 e Decreto 2.705/1998), todos os concessionários de exploração e produção de petróleo devem fazer o pagamento da chamada participação governamental, que é disposta no contrato de concessão.

A participação governamental inclui os pagamentos de: bônus de assinaturas, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Além desses, há também o pagamento aos proprietários de terra, que não é classificado como uma participação governamental, mas é uma participação equivalente aos proprietários de terras onde se dão áreas de concessão.

Uma breve descrição de cada uma das participações governamentais é apresentada na Tabela 5. A Tabela 6 apresenta uma esquematização dos principais artigos da Lei 9.478/1997 que tratam do pagamento de participações governamentais, bem como sua distribuição entre os diferentes beneficiários.

Definições importantes sobre as participações governamentais no regime de concessões também são trazidas pelo Decreto 2.705/1998 e serão oportunadamente mencionadas.

Tabela 5 - Participações Governamentais e Outras

Bônus de assinatura	O bônus de assinatura corresponde a um montante mínimo definido no edital de licitação para o contrato de concessão e é pago pela empresa vencedora no ato de assinatura do contrato.
Royalties	Os <i>royalties</i> constituem uma compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural e são pagos mensalmente para cada campo.
Participação especial	A participação especial constitui uma 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. Ela é paga para cada campo trimestralmente.
Ocupação ou retenção de área	Esse é um pagamento feito anualmente e é fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco.
Pagamento aos proprietários de terras	Esse é um pagamento devido aos proprietários de terras onde existem contratos de concessão. É uma compensação a um ente que pode ser privado e não governamental. Seu pagamento varia entre 0,5% e 1% da produção.

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 9.478/1997.

Tabela 6 - Artigos da Lei 9.478/1997 sobre Participações Governamentais e Outras

Art. 45	Define as participações governamentais aplicáveis no regime de concessões.
Art. 46	Dispõe sobre o bônus de assinatura.
Art. 47	Dispõe sobre os <i>royalties</i> no regime de concessões, definindo-os em 10% sobre o valor da produção, podendo ser diminuídos a no mínimo 5%.
Art. 48	Dispõe sobre a distribuição dos <i>royalties</i> cobrados em montante correspondente a 5% da produção.
Art. 49	Dispõe sobre a distribuição dos <i>royalties</i> cobrados em montante superior a 5% da produção.
Art. 50	Dispõe sobre o pagamento de participação especial nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade e também sobre sua distribuição.
Art. 51	Dispõe sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área.
Art. 52	Dispõe sobre o pagamento aos proprietários da terra para blocos localizados em terra.

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 9.478/1997.

Conforme será apresentado nas seções a seguir, nos últimos anos a distribuição das participações governamentais no regime de concessões foi objeto de diversos instrumentos jurídicos que inseriram alterações em suas regras.

3.2.2.1.1. ROYALTIES

Os *royalties* constituem uma das parcelas da participação governamental ligada à produção de petróleo. Seu pagamento representa uma compensação financeira ao Estado brasileiro pela

exploração de seus recursos naturais não renováveis (ANP, 2016b). Ou seja, é uma remuneração à sociedade pelo seu recurso que não estará disponível futuramente.

Os *royalties* são pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a 10% da produção de petróleo ou gás natural (Art. 47 da Lei 9.478/1997).

A alíquota pode ser revista pela ANP, de acordo com os riscos geológicos de cada área a no mínimo 5% da produção (Art. 47 da Lei 9.478/1997).

O cálculo dos *royalties* devidos mensalmente para a produção de cada campo no país é realizado conforme a Equação 1 abaixo.

Equação 1 - Cálculo dos *Royalties*

$$\text{Royalties (R\$)} = \text{Alíquota \%} \times \text{Volume da Produção (m}^3\text{)} \times \text{Preço de referência (R\$/m}^3\text{)}$$

Fonte: Elaboração própria com base no Decreto 2.705/1998.

O volume da produção de petróleo ou gás natural é apurado em metros cúbicos. Já o preço de referência para cálculo do valor dos *royalties* é definido e publicado mensalmente para cada campo produtor do país (Art. 7º e 8º do Decreto 2.705/1998).

Após o cálculo do montante devido em caráter de *royalties* ele é pago à Secretaria do Tesouro Nacional e depois distribuído por ela entre os vários beneficiários (Art. 20º do Decreto 2.705/1998).

Com relação à distribuição dos *royalties* entre os diversos beneficiários, ela se dá atualmente conforme indicado na Tabela 7 abaixo.

Tabela 7 - Distribuição dos Royalties no Regime de Concessões por Beneficiários (Válida atualmente)

Quando a alíquota dos royalties é 5%		Quando a alíquota dos royalties é superior a 5%	
Lavra em terra			
70%	Estados produtores	52,5%	Estados produtores
20%	Municípios produtores	25%	Ministério da Ciência e Tecnologia
10%	Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	15%	Municípios produtores
		7,5%	Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural
Lavra na plataforma continental (mar)			
30%	Estados confrontantes com poços	25%	Ministério da Ciência e Tecnologia
30%	Municípios confrontantes com poços e respectivas áreas geoeconômicas	22,5%	Estados produtores confrontantes com os campos
20%	Comando da Marinha	22,5%	Municípios produtores confrontantes com os campos
10%	Fundo Especial	15%	Ministério da Marinha
10%	Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	7,5%	Fundo Especial, distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios
		7,5%	Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 7.990/1989, Lei 9.478/1997 e Lei 11.921/2009⁷.

É importante mencionar que nos anos recentes alguns instrumentos jurídicos foram promulgados para inserir mudanças nas regras relativas à distribuição dos *royalties*. No entanto, nem todas as novas regras publicadas estão vigentes hoje, permanecendo a distribuição indicada na Tabela 7 acima⁸.

A inserção de mudanças nas regras de distribuição dos *royalties* começou com a promulgação da Lei 12.351/2010 (Lei da Partilha), que alterou a redação do Art. 49 da Lei 9.478/1997, que define a distribuição dos *royalties* com alíquota de 10% sobre a produção.

A Lei 12.351/2010 definiu que nas áreas localizadas no pré-sal, mas contratadas sob o regime de concessões, a parcela dos *royalties* que cabia à administração direta da União deveria ser

⁷ Define a utilização dos recursos destinados ao Ministério de Ciências e Tecnologia (MCT) para a prevenção e a recuperação de danos causados ao meio ambiente pela indústria do petróleo.

⁸ Além da distribuição indicada na Tabela 7, também são válidas as regras do Decreto 7.657/2011, que destina ao Fundo Social os recursos dos órgãos de administração direta da União oriundos da produção em áreas do pré-sal, mas contratadas sob o regime de concessões.

destinada ao Fundo Social e não mais distribuída aos órgãos específicos sob sua administração (os Ministérios) conforme mostrado pela Tabela 7.

A partir da definição de que os recursos deveriam ir para o Fundo Social, foi publicado o Decreto 7.403/2010 que estabeleceu uma regra de transição, ou uma espécie de “período de adaptação”, para que os *royalties* devidos à União, por conta da produção em áreas do pré-sal contratadas sob o regime de concessões, passassem progressivamente para o Fundo Social. Para os demais beneficiários de *royalties* a distribuição continuou a mesma, sem nenhuma mudança.

Assim, a regra de transição foi estabelecida para os recursos de *royalties* recebidos pelo Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e pelo Ministério da Marinha (MM), estando válida até 31 de dezembro de 2011. Após essa data, todo o recurso de *royalty* que antes iria para os Ministérios já passaria diretamente para o Fundo Social.

Em 2011, essa regra foi alterada pelo Decreto 7.657/2011, que definiu que a transição seria aplicada somente em relação aos *royalties* dos campos que iniciaram sua produção até 31 de dezembro de 2009.

Ou seja, por meio do novo Decreto, somente os recursos advindos de produção iniciada até o fim de 2009 e destinados ao MCT e ao MM teriam um período de “adaptação”, válido até 31 de dezembro de 2015, antes de serem destinados diretamente ao Fundo Social. Os campos com início de produção no ano de 2010 já passariam esses recursos diretamente ao Fundo Social, sem transição. Essa regra permanece válida atualmente.

No ano seguinte, em 30 de novembro de 2012, foi promulgada a Lei 12.734 alterando substancialmente as regras de distribuição dos *royalties* (tanto no regime de concessões como no regime de partilha) e da participação especial entre os diversos beneficiários.

A promulgação dessa lei provocou um grande debate nacional e em decorrência disso muitos pontos foram vetados logo após sua promulgação (Artigos 3º e 4º da Lei 12.734/2012).

Os pontos vetados se referiam aos *royalties* vinculados à produção em mar, definindo uma nova distribuição única para esses *royalties*, tanto para aqueles cobrados com alíquota de 5% como para aqueles cobrados com alíquota de 10%. Já os *royalties* da produção em terra não sofreriam nenhuma alteração.

A nova distribuição para os *royalties* da produção em mar diminuía os recursos alocados para a União, para os municípios confrontantes, para os Estados confrontantes e para os municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque e alocava esses recursos em maior

medida para a constituição de Fundos Especiais a serem distribuídos entre todos os Estados e Municípios do país⁹.

A nova distribuição foi definida conforme apontado na Tabela 8 abaixo, no entanto, foi vetada logo após a promulgação da lei.

Tabela 8 - Distribuição dos Royalties para Produção em Mar Proposta pela Lei 12.374/2012 e Vetada			
Quando a alíquota dos royalties é 5%		Quando a alíquota dos royalties é superior a 5%	
Lavra na plataforma continental (mar)			
20%	Estados confrontantes	20%	Estados confrontantes
17%	Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas	17%	Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas
3%	Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP	3%	Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP
20%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal	20%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal
20%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios	20%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios
20%	Fundo Social (deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União)	20%	Fundo Social (deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União)

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 12.734/2012.

Pouco depois, no dia 3 de dezembro de 2012, foi editada a Medida Provisória nº 592, que também modificou a Lei 9.478/1997, alterando a redação dos artigos 48 e 49 e definindo uma nova regra para distribuição para os *royalties* oriundos de lavra em mar em todos os contratos de concessão firmados a partir de 3 de dezembro de 2012 (Artigo 2º da MP 592/2012).

Para os contratos firmados antes da edição da Medida, seria mantida a distribuição de *royalties* anterior, conforme mostrado pela Tabela 7, respeitando a definição de que todos os recursos destinados à União, oriundos de produção em área do pré-sal contratada sob o regime de concessões, seriam alocados para o Fundo Social.

De acordo com a MP 592/2012, a nova distribuição dos royalties, que seria aplicada de maneira progressiva até o ano de 2020 e seria igual tanto para os *royalties* cobrados com alíquota de 5% como de 10%, seria aquela apontada na Tabela 9.

⁹ Conforme artigo 159 da Constituição Federal.

Tabela 9 - Distribuição dos Royalties com Alíquota de 5% e com Alíquota de 10%, com Lavra em Mar e em Contratos Firmados A Partir de 03/12/2012 de Acordo com a MP 592/2012 (Vigência Encerrada)

	Ano 2013	Ano 2014	Ano 2015	Ano 2016	Ano 2017	Ano 2018	Ano 2019	A partir de 2020
Estados produtores confrontantes	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Municípios produtores confrontantes	15%	13%	11%	9%	7%	5%	4%	4%
Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%
Fundo Especial, a ser distribuído entre os Estados	21%	22%	23%	24%	25,5%	26,5%	27%	27%
Fundo Especial, a ser distribuído entre os municípios	21%	22%	23%	24%	25,5%	26,5%	27%	27%
União	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%

Fonte: Elaboração própria com base no Anexo I e II da Lei 9.478/1997 com redação dada pela Medida Provisória nº 592/2012.

Outro ponto trazido pela MP 592/2012 foi a definição de que as receitas provenientes de *royalties* e de participação especial em contratos de concessão firmados a partir de 3 de dezembro de 2012 deveriam ser destinados exclusivamente (100%) para a área de educação (Art. 50-B da MP 592/2012).

Essa definição em particular também provocou um grande debate nacional acerca da utilização desses recursos, que se estenderia por todo o ano de 2013.

Tanto essa, como as definições acerca da distribuição dos *royalties* trazidas pela MP 592/2012 não são mais válidas, já que a MP teve seu prazo de vigência encerrado no dia 12 de maio de 2013, pouco mais de cinco meses após sua edição.

Em 14 de março de 2013 – antes da MP 592/2012 ter sido encerrada – a presidência promulgou algumas das partes que haviam sido vetadas da Lei 12.734/2012. Com o cancelamento dos vetos seriam introduzidas novas mudanças na distribuição dos *royalties*, conforme a Lei havia previsto no ano de 2012.

No entanto, mesmo sem os vetos, os efeitos da Lei permanecem atualmente suspensos por uma ação do Supremo Tribunal Federal (STF).

De todo modo, de acordo com o texto promulgado da Lei 12.734/2012 a distribuição dos *royalties* não mudaria para a lavra em terra, mas seria alterada para a lavra em mar. Nesse caso, a distribuição dos *royalties* seria a mesma tanto para aqueles cobrados com alíquota de 5% sobre a produção, como para aqueles cobrados com alíquota de 10%.

A nova distribuição dos *royalties* que seria trazida com o cancelamento dos vetos à Lei 12.734/2012 é apresentada na Tabela 10 abaixo.

Tabela 10 - Distribuição dos Royalties no Regime de Concessões por Beneficiários Definida pela Lei 12.734/2012 (Suspensa)

12/15/2012 (Sábado)

Quando a alíquota dos royalties é 5%		Quando a alíquota dos royalties é superior a 5%	
Lavra em terra			
70%	Estados onde ocorrer a produção	52,5%	Estados onde ocorrer a produção
20%	Municípios onde ocorrer a produção	15%	Municípios onde ocorrer a produção
10%	Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, conforme estabelecido pela ANP	7,5%	Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, conforme estabelecido pela ANP
		25%	União, a ser destinado ao Fundo Social
Lavra na plataforma continental (mar)			
20%	Estados confrontantes	20%	Estados confrontantes
17%	Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas	17%	Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas
3%	Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP	3%	Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP
20%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal	20%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal
20%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios	20%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios
20%	Fundo Social (deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União)	20%	Fundo Social (deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União)

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 9.478/1997 e Lei 12.734/2012.

Além dessa mudança, com o cancelamento dos vetos a Lei 12.734/2012 adicionaria à Lei 9.478/1997 os artigos 49-A, 49-B, 49-C, 50-A, 50-B, 50-C, 50-D, 50-E e 50-F.

As adições ao Artigo 49 tratam de uma alteração progressiva na distribuição dos *royalties* provenientes da lavra em mar no regime de concessão, alterando os valores apresentados na Tabela 10 e definindo uma nova alocação conforme apresentado na Tabela 11.

Já as adições ao Artigo 50 tratam de uma alteração progressiva na distribuição da participação especial entre os beneficiários e serão analisados na próxima seção.

Tabela 11 - Alteração Progressiva na Distribuição dos Royalties com Alíquotas de 5% ou 10% e com Lavra em Mar Definida pela Lei 12.734/2012 (Suspensa)

Beneficiário	Ano 2013	Ano 2014	Ano 2015	Ano 2016	Ano 2017	Ano 2018	Ano 2019	A partir de 2020
Estados confrontantes	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas	15%	13%	11%	9%	7%	5%	4%	4%
Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal	21%	22%	23%	24%	25,5%	26,5%	27%	27%
Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios	21%	22%	23%	24%	25,5%	26,5%	27%	27%
Fundo Social (deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União)	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Total	100%	100%	100%	100%	101%	101%	101%	101%

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 9.478/1997 e Lei 12.734/2012.

Conforme pode ser visto na Tabela 11, seriam introduzidas mudanças progressivas, já a partir do ano de 2013, com relação à distribuição do valor devido aos municípios confrontantes e aos Fundos Especiais distribuídos entre os Estados e os municípios.

Basicamente, a porcentagem de alocação de recursos de *royalties* vinculados à produção em mar seria reduzida para os municípios confrontantes e repassada à constituição dos Fundos Especiais.

Vale ressaltar, no entanto, que pela redação da Lei 12.374/2012 foi introduzido um erro na distribuição dos *royalties*, já que a partir de 2017 a soma dos percentuais é 101% ao invés de 100%¹⁰.

Com relação à alocação dos recursos para o Fundo Especial a ser distribuído entre os Estados¹¹, seria definido, entre outras coisas, que os recursos seriam distribuídos somente para os Estados que não tenham recebido recursos em decorrência: (i) da distribuição de *royalties* de contratos de partilha de produção alocados para Estados produtores ou confrontantes; (ii) da distribuição de *royalties* de contratos de concessão alocados para Estados confrontantes

¹⁰ A Lei 12.734/2012 ainda não teve seu texto revisado até o presente momento.

¹¹ Sempre que mencionado “Estados” inclui-se também o Distrito Federal.

(produção em mar apenas); (iii) da distribuição de participação especial de contratos de concessão alocada para Estados produtores ou confrontantes¹² (Art. 49 da Lei 9.478/1997, incluído pela Lei 12.73/2012).

De acordo com o disposto na Lei 12.734/2012, o rateio dos recursos desse Fundo Especial obedeceria às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE), conforme definido no Art. 159 da Constituição Federal.

Ainda, as mesmas regras criadas para os recursos do Fundo Especial a ser distribuído entre os estados seriam válidas para os recursos do Fundo Especial a ser distribuído entre os municípios. Assim, municípios produtores, confrontantes e afetados que recebam *royalties* de contratos de partilha de produção; municípios confrontantes e afetados que recebam *royalties* de contratos de concessão; e municípios produtores e confrontantes que recebam participação especial de contratos de concessão, não poderiam receber os recursos do Fundo Especial¹³ (Art. 49 da Lei 9.478/1997, incluído pela Lei 12.73/2012).

Aqui também o rateio dos recursos do Fundo Especial obedeceria às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Municípios (FPM), conforme definido no art. 159 da Constituição Federal.

A Lei 12.734/2012 também alteraria a Lei 9.478/1997 definindo limites máximos de recebimento de recursos para os municípios. Seria estabelecido que a soma dos valores devido aos municípios referente a *royalties* recebidos por contratos de partilha, por contratos de concessão (no que diz respeito aos valores alocados para municípios confrontantes e afetados) e por participação especial, não poderia ser superior ao valor que o Município recebeu a título de *royalties* e participação especial em 2011 ou a duas vezes o valor per capita distribuído pelo FPM, calculado em nível nacional, multiplicado pela população do município. Todo o valor excedente a este limite seria transferido ao Fundo Especial para os municípios (§1º e §2º do Art. 48 da Lei 9.478/1997, incluído pela Lei 12.73/2012).

Ainda, seria estabelecido que os recursos alocados para a constituição dos Fundos Especiais a serem distribuídos entre os Estados e os Municípios, fossem destinados para as seguintes áreas: educação, infraestrutura social e econômica, saúde, segurança, programas de erradicação da miséria e da pobreza, cultura, esporte, pesquisa, ciência e tecnologia, defesa

¹² Caso os Estados produtores ou confrontantes abdicuem do recebimento dos recursos mencionados nos itens i, ii e iii, podem optar por receber os recursos do Fundo Especial.

¹³ Caso os Municípios produtores ou confrontantes abdicuem do recebimento dos recursos mencionados podem optar por receber os recursos do Fundo Especial.

civil, meio ambiente, em programas voltados para a mitigação e adaptação às mudanças climáticas, e para o tratamento e reinserção social dos dependentes químicos (Art. 50-F da Lei 9.478/1997, introduzido pela Lei 12.734/2012).

Além dessas alterações, com a promulgação dos vetos da Lei 12.734/2012 também seria alterada novamente a regra que definia que os recursos de *royalties* devidos à União seriam alocados inteiramente para ao Fundo Social (§ 3º do Art. 49 da Lei 9.478/1997, introduzido pela Lei 12.351/2010 e revogado pela Lei 12.73/2012).

Conforme indicado na Tabela 10, seria introduzida uma nova regra estabelecendo que o recurso destinado à União fosse destinado ao Fundo Social depois de deduzidas as parcelas para os Ministérios.

Conforme mencionado, a Lei 12.734/2012 está atualmente suspensa. Logo após a promulgação de seus vetos, trazendo as modificações apresentadas acima, foram apresentadas diversas ações de inconstitucionalidade (ADI) com o intuito de suspender a validade da Lei¹⁴ (STF, 2013).

Um dessas ações, a ADI nº 4917 MC/DF, foi ajuizada no Supremo Tribunal Federal (STF) pelo Governador do Estado do Rio de Janeiro, estado que é o maior produtor de petróleo do país, com cerca de 68% da produção nacional¹⁵ (ANP, 2016a; STF, 2013).

A ADI nº 4917 MC/DF teve como relatora a Ministra Carmen Lucia, que decidiu por uma medida cautelar suspendendo os efeitos dos arts. 42-B; 42-C; 48, II; 49, II; 49-A; 49-B; 49-C; 50, § 2º; 50-A; 50-B; 50-C; 50-D; e 50-E da Lei n. 9.478/97, que haviam sido alterados pela Lei 12.734/2012 e que tratavam da distribuição dos royalties e da participação especial (STF, 2013).

A medida cautelar foi decidida sem a realização de audiência com os órgãos e autoridades responsáveis pelas normas questionadas pela ADI, em razão da urgência do mérito. As alterações trazidas pela Lei 12.734/2012 permanecem suspensas até que o mérito da ação seja avaliado pelo plenário do STF (STF, 2013).

Assim, todas as alterações trazidas no que tange à distribuição dos *royalties* tanto pela Lei 12.734/2012, como pela MP 592/2012 não estão válidas. Hoje permanecem válidas, portanto, as regras de distribuição anteriores às mudanças trazidas por esses instrumentos, que são

¹⁴ Foram apresentadas no dia 15 de março de 2013, dia seguinte ao cancelamento dos vetos da Lei 12.374/2012, as ADIs 4916, 4917, 4918 e 4920.

¹⁵ Em novembro de 2015, o Rio de Janeiro contabilizou 68% do petróleo produzido no país, com a produção de 1,6 milhões de barris por dia (ANP, 2016a).

aquelas definidas pela Lei 9.478/1997 – apresentadas na Tabela 7 –, com as alterações trazidas pelo Decreto 7.657/2011 no que tange à destinação dos *royalties* da União para o Fundo Social, quando oriundos de campos localizados em áreas do pré-sal.

Quadro 1 - Resumo Sobre a Distribuição dos *Royalties* no Regime de Concessões

A distribuição dos royalties no regime de concessões entre os diversos beneficiários é definida pela Lei 9.478/1997.

Em 2012, a Lei 12.734 traria alterações na distribuição dos royalties. No entanto, logo após sua aprovação, os artigos contendo as alterações foram vetados. Em 2013, os vetos foram cancelados e as alterações entrariam em vigência, mas os efeitos da lei foram suspensos por uma Ação de Inconstitucionalidade no STF.

Em 2012, foi editada a MP 592 também trazendo alterações na distribuição dos royalties. No entanto, a MP teve sua vigência encerrada em 12 de maio de 2013.

Além dos instrumentos promulgados para introduzir modificações na distribuição dos *royalties*, foi publicada a Lei 12.858, em 9 de setembro de 2013, definindo a alocação de recursos para as áreas de educação e saúde.

De acordo com a Lei 12.858/2013, os recursos destinados à educação pública e à saúde são aqueles provenientes de *royalties*, de participação especial, de acordos de individualização da produção e também parte dos recursos destinados ao Fundo Social. A regra é válida para os contratos tanto sob o regime de concessão, como de cessão onerosa e partilha de produção (Art. 2º da Lei 12.858/2013).

Com relação aos recursos provenientes apenas de *royalties* e de participação especial, estes devem ser destinados na proporção de 25% para a saúde e de 75% para a educação e são aqueles recebidos (Art. 2º da Lei 12.858/2013):

- I) pelos órgãos de administração direta da União, decorrentes da lavra em mar e de áreas cuja declaração de comercialidade tenha ocorrido a partir de 3 de dezembro de 2012.
- II) pelos Estados e Municípios, decorrentes da lavra em mar e relativos a contratos assinados a partir de 3 de dezembro de 2012.

Além disso, também são destinados à saúde e a educação os recursos recebidos pela União em decorrência de acordos de individualização da produção e 50% dos recursos destinados ao Fundo Social até que sejam cumpridas as metas estabelecidas no Plano Nacional de Educação. Nesses dois casos, não é definida a proporção de distribuição dos recursos entre as áreas da saúde e da educação.

De acordo com a Lei 12.858/2013, esses recursos devem ser destinados para as áreas de educação e saúde além do mínimo obrigatório previsto na Constituição Federal e é vedada sua utilização para o pagamento de dívidas com a União e para o custeio de despesas com manutenção e desenvolvimento do ensino, incluindo o pagamento de salários e outras remunerações profissionais (Art. 4º e 5º da Lei 12.858/2013).

A Lei 12.858/2013 ainda definiu que os recursos de *royalties* e participação especial destinados à União e provenientes de campos sob o regime de concessão, cuja declaração de comercialidade tenha ocorrido antes de 3 de dezembro de 2012, mas localizados no horizonte geológico do pré-sal e dentro do polígono do pré-sal legal, serão integralmente destinados ao Fundo Social (Art. 3º da Lei 12.858/2013).

3.2.2.1.2. PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

A participação especial é um pagamento devido ao Estado brasileiro nos casos de grande volume de produção ou grande rentabilidade (Art. 50 da Lei 9.478/1997).

O cálculo da participação especial é definido pelo Decreto 2.705/1998, que estabelece uma alíquota progressiva aplicada sobre a receita líquida da produção de cada campo trimestralmente, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção (Art. 22 do Decreto 2.705/1998).

De acordo com o Decreto 2.705/1998, o cálculo da participação especial é diferente para quatro períodos distintos da produção: o primeiro ano de produção, o segundo ano, o terceiro ano e para a produção a partir do quarto ano. Além disso, nesses quatro períodos há um cálculo diferenciado para quando a produção ocorre em terra ou em mar.

A forma de cálculo da participação especial nesses diferentes casos é apresentada nas Tabela 12, Tabela 13, Tabela 14 e Tabela 15, onde RLP representa Receita Líquida da Produção¹⁶ e VPF representa Valor da Produção Fiscalizada trimestralmente.

Tabela 12 - Cálculo da Participação Especial no Primeiro Ano de Produção

Volume de Produção Trimestral (10 ³ m ³ de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)	Alíquota (%)
Lavra em Terra		
Até 450	-	Isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40
Lavra em Mar (Até 400m)		
Até 900	-	Isento
Acima de 900 até 1.350	$900 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.350 até 1.800	$1.125 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.800 até 2.250	$1.350 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.250 até 2.700	$517,5 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.700	$1.631,25 \times RLP \div VPF$	40
Lavra em Mar (>400m)		
Até 1.350	-	Isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 \times RLP \div VPF$	40

Fonte: Elaboração própria com base no Artigo 22 do Decreto 2.705/1998.

¹⁶ O Decreto 2.705/1998 define a Receita Líquida da Produção como sendo a Receita Bruta da Produção deduzida do pagamento de *royalties*, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo (Art. 3º do Decreto 2.705/1998). Já a Receita Bruta da Produção é definida como o valor comercial total do volume de produção de cada campo, calculado conforme os preços de referência do petróleo (Art. 3º do Decreto 2.705/1998).

Tabela 13 - Cálculo da Participação Especial no Segundo Ano de Produção

Volume de Produção Trimestral (10 ³ m ³ de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)	Alíquota (%)
Lavra em Terra		
Até 350	-	Isento
Acima de 350 até 800	$350 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 800 até 1.250	$575 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.250 até 1.700	$800 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.700 até 2.150	$325 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.150	$1.081,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40
Lavra em Mar (Até 400m)		
Até 750	-	Isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40
Lavra em Mar (>400m)		
Até 1.050	-	Isento
Acima de 1.050 até 1.500	$1.050 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.850	$1.781,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

Fonte: Elaboração própria com base no Artigo 22 do Decreto 2.705/1998.

Tabela 14 - Cálculo da Participação Especial no Terceiro Ano de Produção

Volume de Produção Trimestral (10 ³ m ³ de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)	Alíquota (%)
Lavra em Terra		
Até 250	-	Isento
Acima de 250 até 700	$250 \times \text{RIP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 700 até 1.150	$475 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.150 até 1.600	$700 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.600 até 2.050	$290 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.050	$981,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40
Lavra em Mar (Até 400m)		
Até 500	-	Isento
Acima de 500 até 950	$500 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 950 até 1.400	$775 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.400 até 1.850	$950 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.850 até 2.300	$377,5 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.300	$1.231,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40
Lavra em Mar (>400m)		
Até 750	-	Isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

Fonte: Elaboração própria com base no Artigo 22 do Decreto 2.705/1998.

Tabela 15 - Cálculo da Participação Especial A Partir do Quarto Ano de Produção

Volume de Produção Trimestral (10 ³ m ³ de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)	Alíquota (%)
Lavra em Terra		
Até 150	-	Isento
Acima de 150 até 600	$150 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 600 até 1.050	$375 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.050 até 1.500	$600 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.500 até 1.950	$255 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 1.950	$881,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40
Lavra em Mar (Até 400m)		
Até 300	-	Isento
Acima de 300 até 750	$300 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 750 até 1.200	$525 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.200 até 1.650	$750 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.650 até 2.100	$307,5 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.100	$1.031,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40
Lavra em Mar (>400m)		
Até 450	-	Isento
Acima de 450 até 900	$450 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.250	$1.181,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

Fonte: Elaboração própria com base no Artigo 22 do Decreto 2.705/1998.

Conforme apresentado nas tabelas acima, apenas os campos que registram volume de produção a partir de determinado nível estão sujeitos ao pagamento da participação especial. A alíquota máxima é definida em 40% sobre a receita líquida, mas é calculada progressivamente, de acordo com o volume de produção de cada campo e sua receita.

Quanto mais recente é a produção, maior deve ser o volume de óleo produzido para incidir a participação especial, já que nos primeiros anos a produção dos campos é maior. A partir do quarto ano, por exemplo, ela já é incidente para um volume de óleo produzido menor.

Além disso, o volume de produção a partir do qual começa a incidir a participação especial é menor quando a lavra ocorre em terra e maior quando ocorre em mar e em águas profundas, já que nesses últimos casos a produção dos campos tende a ser maior.

Após a apuração da participação especial em cada campo, o valor arrecadado é alocado entre diversos beneficiários conforme definido pela Lei 9.478/1997.

Do mesmo modo como ocorreu com relação aos *royalties*, a distribuição da participação governamental também foi objeto de alterações com a promulgação da Lei 12.734/2012 e com a edição da MP 592/2012.

Atualmente, as alterações trazidas por esses dois instrumentos não são válidas, já que a Lei 12.734/2012 está suspensa por uma medida cautelar do STF e a MP 592/2012 já teve seu período de vigência encerrado.

Assim, a distribuição do valor arrecadado em participação especial se dá hoje conforme definido na Lei 9.478/1997 e apontada na Tabela 16.

Tabela 16 - Distribuição dos Recursos da Participação Especial Válida Atualmente

Parcela	Beneficiário
40%	Ministério de Minas e Energia
10%	Ministério do Meio Ambiente
40%	Estado onde ocorrer a produção em terra ou estado confrontante com a plataforma continental quando a produção ocorrer em mar
10%	Município onde ocorrer a produção em terra ou município confrontante com a plataforma continental quando a produção ocorrer em mar

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 9.478/1997.

Em 2012, a promulgação da Lei 12.734 traria mudanças significativas na distribuição dos recursos de participação especial, caso não tivesse sido vetada. Em 2013, os vetos à lei foram cancelados, mas conforme mencionado, a lei foi suspensa por uma medida do STF.

Caso tivesse entrado em vigor, a Lei 12.734/2012 definiria a nova distribuição dos recursos de participação especial conforme indicado na Tabela 17.

Tabela 17 - Distribuição dos Recursos da Participação Especial de Acordo com a Lei 12.734 (Suspensa)

Parcela	Beneficiário
42%	União, sendo destinado ao Fundo Social, deduzidas as parcelas dos órgãos específicos da Administração Direta da União
34%	Estado onde ocorrer a produção em terra ou estado confrontante com a plataforma continental quando a produção ocorrer em mar
5%	Município onde ocorrer a produção em terra ou município confrontante com a plataforma continental quando a produção ocorrer em mar
9,5%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Estados e o Distrito Federal
9,5%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 9.478/1997 e Lei 12.734/2012.

Além de trazer uma nova regra para a distribuição da participação especial, conforme aponta a tabela acima, a Lei 12.734/2012 também definiria uma alteração progressiva nessa distribuição, com uma nova alocação anual por beneficiários, conforme apresentado na Tabela 18 abaixo. Essas mudanças se deram com a adição dos artigos 50-A, 50-B, 50-C, 50-D e 50-E à Lei 9.478/1997.

Tabela 18 - Alteração Progressiva na Distribuição da Participação Especial de Acordo com a Lei 12.734 (Suspensa)

Beneficiário	Ano 2013	Ano 2014	Ano 2015	Ano 2016	Ano 2017	Ano 2018	Ano 2019	A partir de 2020
Fundo Social, deduzidas as parcelas dos órgãos específicos da Administração Direta da União	43%	44%	45%	46%	46%	46%	46%	46%
Estado onde ocorrer a produção em terra ou estado confrontante com a plataforma continental quando a produção ocorrer em mar	32%	29%	26%	24%	22%	20%	20%	20%
Município onde ocorrer a produção em terra ou município confrontante com a plataforma continental quando a produção ocorrer em mar	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%
Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Estados e o Distrito Federal	10%	11%	12%	12,5%	13,5%	14,5%	15%	15%
Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios	10%	11%	12%	12,5%	13,5%	14,5%	15%	15%

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 9.478/1997 e Lei 12.734/2012.

Ainda, a Lei 12.734/2012 estabeleceria que os mesmos critérios válidos para os Fundos Especiais a serem distribuídos entre estados e municípios no que tange os recursos recebidos de *royalties*, são válidos para aqueles recebidos por meio de participação especial.

Por fim, estabeleceria, que os recursos, tanto de *royalties*, como de participação especial, alocados para esses Fundos Especiais fossem destinados para as seguintes áreas: educação, infraestrutura social e econômica, saúde, segurança, programas de erradicação da miséria e da pobreza, cultura, esporte, pesquisa, ciência e tecnologia, defesa civil, meio ambiente, em programas voltados para a mitigação e adaptação às mudanças climáticas, e para o tratamento e reinserção social dos dependentes químicos (Art. 50-F da Lei 9.478/1997, introduzido pela Lei 12.734/2012).

No ano de 2012 também foi editada a MP 592, que também traria uma nova regra de distribuição para os recursos da participação especial.

A MP 592/2012 introduziu mudanças no Art. 50 da Lei 9.478/1997, definindo que as receitas provenientes de *royalties* e de participação especial em contratos de concessão firmados a partir de 3 de dezembro de 2012 deveriam ser destinados exclusivamente (100%) para a área de educação (Art. 50-B da MP 592/2012).

Além disso, a MP 592/2012 definiu que os recursos de *royalties* e de participação especial em contratos de concessão em áreas do pré-sal devidos à União deveriam ser integralmente destinados para o Fundo Social (Art. 50-A da MP 592/2012) e que os recursos de participação especial de contratos firmados a partir de 3 de dezembro de 2012 deveriam seguir uma nova distribuição, conforme aponta a Tabela 19 abaixo (§ 5º do Art. 50 da MP 592/2012)¹⁷.

Tabela 19 - Distribuição da Participação Especial em Contratos Firmados A Partir de 03/12/2012 de Acordo com a MP 592 (Vigência Encerrada)

	Ano 2013	Ano 2014	Ano 2015	Ano 2016	Ano 2017	Ano 2018	Ano 2019	A partir de 2020
Estados produtores confrontantes	32%	29%	26%	24%	22%	20%	20%	20%
Municípios produtores confrontantes	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%
Fundo Especial, a ser distribuído entre os Estados e o Distrito Federal	10%	11%	12%	12,5%	13,5%	14,5%	15%	15%
Fundo Especial, a ser distribuído entre os municípios	10%	11%	12%	12,5%	13,5%	14,5%	15%	15%
União	43%	44%	45%	46%	46%	46%	46%	46%

Fonte: Elaboração própria com base no Anexo III da Lei 9.478/1997 com redação dada pela Medida Provisória nº 592/2012.

A MP 592/2012, bem como todas as alterações trazidas por ela, não estão mais válidas. Sua vigência foi encerrada em 13 de maio de 2013.

Em 9 de setembro de 2013, com a promulgação da Lei 12.858, ficou definido que os recursos de participação especial recebidos pela União, Estados e Municípios, além de 50% do Fundo Especial, fossem destinados à saúde e à educação, quando decorrentes da lavra em mar e de campos com declaração de comercialidade a partir de 3 de dezembro de 2012.

Os detalhamentos trazidos pela Lei 12.858/2013, que se aplicam tanto aos recursos de *royalties* como de participação especial, foram apresentados na seção anterior.

¹⁷ A MP 592/2012 também definiu uma nova distribuição para os recursos provenientes de *royalties*, conforme apresentado na seção anterior.

Quadro 2 - Resumo da Distribuição da Participação Especial no Regime de Concessões

A distribuição da participação especial no regime de concessões entre os diversos beneficiários é definida pela Lei 9.478/1997.

Em 2012, a Lei 12.734 traria alterações na distribuição da participação especial. No entanto, logo após sua aprovação, os artigos contendo as alterações foram vetados. Em 2013, os vetos foram cancelados e as alterações entrariam em vigência, mas os efeitos da lei foram suspensos por uma Ação de Inconstitucionalidade no STF.

Em 2012, foi editada a MP 592 também trazendo alterações na distribuição da participação especial. No entanto, a MP teve sua vigência encerrada em 12 de maio de 2013.

3.2.2.1.3. BÔNUS DE ASSINATURA, PAGAMENTO PELA OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREA E PAGAMENTO AOS PROPRIETÁRIOS DE TERRAS

O bônus de assinatura é um valor mínimo, que precisa ser pago em parcela única para a obtenção da outorga do contrato de concessão. Esse valor mínimo é definido no edital de licitação de áreas ofertadas para concessão e deve ser pago pela empresa vencedora do processo no ato da assinatura do contrato (Art. 46 da Lei 9.478/1997 e Art. 9º do Decreto 2.705/1998).

Já o pagamento pela ocupação ou retenção de área é feito anualmente. Seu valor é definido pela ANP em reais por quilômetro quadrado ou por fração da superfície do bloco¹⁸, levando em conta as características geológicas e a localização da Bacia Sedimentar da área em concessão e respeitando as faixas de valores apresentada na Tabela 20 (Art. 51 da Lei 9.478/1997 e Art. 28 do Decreto 2.705/1998).

¹⁸ De acordo com o Decreto 2.705/1998, esses valores são reajustados anualmente, a partir da assinatura do contrato de concessão, pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna - IGP - DI, da Fundação Getúlio Vargas.

Tabela 20 - Faixas de Valores para Definição do Pagamento por Ocupação ou Retenção de Área

Fase de Exploração	De R\$10,00 a R\$500,00 / km ² ou fração
Prorrogação da Fase de Exploração	200% do valor fixado para a fase de exploração
Período de Desenvolvimento da Fase de Produção	De R\$20,00 a R\$1.000,00 / km ² ou fração
Fase de Produção	De R\$100,00 a R\$5.000,00 / km ² ou fração

Fonte: Elaboração própria com base no Decreto 2.705/1998.

Os recursos provenientes do pagamento pela ocupação ou retenção de área são utilizados para o financiamento das despesas da ANP (Art. 16 da Lei 9.478/1997 e Art. 28 do Decreto 2.705/1998).

Por fim, o pagamento aos proprietários de terras – que não é considerado uma participação governamental, mas uma participação equivalente – é feito aos proprietários quando o bloco do contrato de concessão se localiza em suas terras. Seu pagamento é dado por uma percentual variável entre 0,5% e 1% da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP (Art. 52 da Lei 9.478/1997).

Quando há mais de uma propriedade na área em concessão, a participação é distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades demarcadas na superfície do bloco (Art. 52 da Lei 9.478/1997).

3.2.3. REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

O regime de partilha de produção foi estabelecido no Brasil para as áreas do pré-sal e áreas estratégicas por meio da Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010, conhecida como a Lei da Partilha.

O principal aspecto desse regime, que o diferencia do regime de concessões, é que a União (Estado brasileiro) e a empresa ou consórcio contratado repartem (ou partilham) a produção de óleo e gás natural.

Atualmente, coexistem no país o regime de partilha de produção, para as áreas (polígono) do pré-sal e áreas estratégicas, o regime de cessão onerosa, que diz respeito a contratos para campos específicos e com volumes de produção determinados, e o regime de concessões, válido para todas as outras áreas do país.

A seguir é apresentado o regime de partilha de produção, a partir do processo de sua instituição no país, seguido de suas principais regras e definições.

3.2.3.1. FORMAÇÃO DE UM NOVO MARCO REGULATÓRIO: OS PROJETOS DE LEI

Conforme mencionado na introdução do presente estudo, a adoção do regime de partilha de produção ocorreu após um grande debate nacional – ainda não encerrado – acerca das possibilidades de apropriação das receitas petrolíferas pelo Estado e pela sociedade brasileira, que foi suscitado com o anúncio de descobertas de grandes volumes de petróleo e gás natural em águas profundas, após a camada de sal, na área denominada pré-sal.

Em meio às discussões em torno do modelo regulatório ideal para a exploração e produção dessas reservas e apropriação de suas receitas, o Poder Executivo apresentou um conjunto de projetos de lei para mudar o marco regulatório do setor, que então estava definido sob as regras do modelo de concessões, apresentado na seção anterior.

Em 1 de setembro de 2009, o Poder Executivo¹⁹ apresentou ao Congresso Nacional os Projetos de Lei nº 5938, 5939, 5940 e 5941, com as regras para a introdução do novo regime de partilha de produção no país.

O PL 5938/2009²⁰ trouxe a proposta para um novo regime regulatório para as atividades na área do pré-sal, propondo a alteração da Lei do Petróleo (Lei 9.478/1997) e introduzindo regras fundamentais para delinear um regime de partilha de produção.

Pelo seu teor e alterações substanciais que trazia para o modo de operar do setor de petróleo e gás no Brasil, esse foi o projeto de lei, do conjunto apresentado pelo Poder Executivo, que suscitou o maior debate em torno de sua tramitação. Após dois anos de sua apresentação, o projeto acabou sendo arquivado no Senado e as regras do regime de partilha foram introduzidas por outro projeto de lei.

Basicamente, o PL 5938/2009 trazia em seu texto a estrutura da Lei da Partilha (Lei 12.351/2010) válida atualmente. O projeto trazia as definições do que seria o regime de partilha de produção, definia geograficamente a área do pré-sal (polígono), definia a forma de

¹⁹ Representado pelos Ministros à época Edson Lobão, Paulo Bernardo Silva, Guido Mantega, Miguel Jorge e Dilma Rousseff.

²⁰ Ver tramitação completa do PL 5938/2009 na Câmara dos Deputados aqui: <<http://www2.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=447934>>. Ver tramitação completa do PL 5938/2009 no Senado (PLC 16/2010) aqui: <<http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/95997>>.

contratação para a realização das atividades de exploração e produção, definia a partilha do óleo entre a União e o contratado, definia as participações governamentais e sua distribuição, entre outros.

Em sua tramitação na Câmara dos Deputados, o PL 5938/2009 recebeu emendas e foi debatido em diversas sessões do plenário durante os meses de novembro e dezembro de 2009, até que em março de 2010 foi aprovado na Câmara e seguiu para o Senado.

No Senado, o PL 5938/2009 iniciou a tramitação em regime de urgência e sendo avaliado por uma Comissão Especial. Foram apresentadas 54 emendas ao projeto e foram adicionados a ele outros projetos para tramitação em conjunto. Em outubro de 2011, o Senado decidiu pelo arquivamento do PL 5938/2009. Seus pontos fundamentais, com exceção da questão dos *royalties*, foram passados ao PL 5940/2009.

O PL 5940/2009²¹ foi aquele que propôs a criação do Fundo Social, com a finalidade de constituir uma fonte regular de recursos para projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental.

Em sua tramitação na Câmara dos Deputados foram aprovadas diversas emendas e em fevereiro de 2010 foi aprovada sua redação final, que seguiu para o Senado. Durante a tramitação no Senado, foram apresentadas 12 emendas ao PL 5940/2009, propondo basicamente áreas específicas para a aplicação do Fundo Social. Após esse processo, em 26 de abril de 2012, a Comissão de Assuntos Econômicos apresentou um texto substitutivo ao projeto, incluindo nele as principais regras do regime de partilha de produção – que constavam inicialmente no PL 5938/2009 –, mas sem as definições específicas sobre os *royalties*, como sua alíquota e distribuição entre beneficiários.

Em 9 de junho de 2010, o PL 5940/2009, já com o novo texto versando sobre o Fundo Social e sobre o regime de partilha de produção, foi aprovado no plenário do Senado e voltou para a Câmara dos Deputados.

²¹ Ver tramitação completa do PL 5940/2009 na Câmara dos Deputados aqui: <<http://www2.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=447936>>. Ver tramitação completa do PL 5940/2009 no Senado (PLC 7/2010) aqui: <<http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/95866>>.

No dia 1 de dezembro de 2010, o projeto foi aprovado no plenário da Câmara e encaminhado para sanção presidencial. Por fim, em 22 de dezembro de 2010, o projeto foi transformado na Lei 12.351, com vetos parciais²².

Um dos vetos retirou a obrigatoriedade de que 50% da receita do Fundo Social fosse direcionada para a área da educação, com a justificativa de que não seria adequado fixar previamente as áreas a serem priorizadas, dentre aquelas já contempladas para aplicação do Fundo.

O segundo veto foi com relação a um artigo que se encontrava nas disposições finais da Lei (Art. 64 da Lei 12.351/2010) e que versava sobre a distribuição dos *royalties*.

O artigo colocava que, quando a lavra ocorresse em mar, ressalvadas a participação da União e a participação dos municípios afetados por operações de embarque e desembarque, a parcela restante dos *royalties* e da participação especial, oriunda de contratos de partilha ou concessão, deveria ter metade destinada à constituição de um Fundo Especial para todos os Estados e metade destinada à constituição de um Fundo Especial para todos os municípios.

O veto a essa disposição foi justificado no fato de que o artigo não estabelecia fórmula ou alíquota para o cálculo dos *royalties* e tão pouco estabelecia um critério para a compensação dos beneficiários, nem definia o percentual correspondente à participação da União, dos Estados e dos Municípios.

Além disso, o texto não deixava claro se as regras para a divisão dos recursos se aplicavam a contratos futuros ou também incluindo aqueles já em vigor.

Um terceiro projeto de lei proposto pelo Poder Executivo com relação ao regime de partilha foi o PL 5939/2009²³, que propunha a criação de uma nova empresa pública, denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - PETRO-SAL, para gerenciar, em nome do governo, os contratos na área do pré-sal sob o modelo de partilha.

A tramitação do PL 5939/2009 na Câmara dos Deputados se deu em regime de urgência e por meio de uma Comissão Especial e o projeto foi aprovado no plenário da Câmara no dia 18 de novembro de 2009.

²² Mensagem de veto: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Msg/VEP-707-10.htm>.

²³ Ver tramitação completa do PL 5939/2009 na Câmara dos Deputados aqui: <<http://www2.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=447935>>. Ver tramitação completa no Senado aqui (PLC 309/2009): <<http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/94362>>.

Em seguida, o projeto seguiu para o Senado, onde foi apreciado por um conjunto de comissões e aprovado no plenário no dia 7 de julho de 2010 e, por fim, transformado na Lei nº 12.304 em 2 de agosto de 2010.

Já o PL 5941/2009²⁴, último do conjunto apresentado pelo Poder Executivo, foi aquele que possibilitou a capitalização da Petrobras, propondo que a União fosse autorizada a ceder onerosamente à Petrobras as atividades de exploração e produção em áreas do pré-sal, limitadas ao volume máximo de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo.

O PL 5941/2009 foi avaliado na Câmara dos Deputados por meio de uma Comissão Especial. Durante a tramitação foram apresentadas emendas ao projeto e sua redação final foi aprovada no plenário da Câmara no dia 3 de março de 2010.

O projeto seguiu para o Senado, onde foi apreciado por um conjunto de comissões. Houve a proposição de cinco emendas, que foram rejeitadas e o PL foi aprovado no plenário sem alterações no dia 9 de junho de 2010.

Por fim, o projeto foi transformado na Lei nº 12.276, em 30 de junho de 2010, com um veto parcial, impedindo que o pagamento devido pela Petrobras à União, por conta de cessão onerosa de campos, fosse realizado por meio da devolução de campos em terra já em desenvolvimento ou em produção²⁵.

Em agosto de 2011, com o regime de partilha de produção já em vigor no país, foi apresentado no Senado o PLS 448/2011, propondo a modificação da Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo) e da Lei 12.351/2010 (Lei da Partilha), para determinar novas regras de distribuição dos *royalties* e da participação especial²⁶.

Em 19 de outubro de 2011, foi aprovado no Plenário do Senado um texto substitutivo ao projeto original do PLS 448/2011 – implicado no arquivamento do PL 5938/2009, que havia sido o projeto do Poder Executivo que introduziu originariamente as regras do regime de partilha de produção.

²⁴ Ver tramitação completa do PL 5941/2009 na Câmara dos Deputados aqui: <<http://www2.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=447937>>. Ver tramitação completa no Senado (PLC 8/2010) aqui: <<http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/95916>>.

²⁵ Mensagem de veto: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Msg/VEP-366-10.htm>.

²⁶ Ver tramitação completa do PLS 448/2011 no Senado aqui: <<http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/101405>>.

Após a aprovação no Senado, o PLS 448/2011 seguiu para a Câmara dos Deputados, onde passou a tramitar como PL 2565/2011²⁷. Para sua avaliação foi designada uma comissão especial. Também, foram apensados a ele outros projetos.

No dia 6 de novembro de 2012, o PL 2565/2011 entrou na pauta de discussões do Plenário da Câmara. Na ocasião, a comissão especial apresentou um texto substitutivo à versão original recebida do Senado. O novo texto foi aprovado, os outros projetos que tramitavam em conjunto foram desanexados e arquivados e o texto do PL 2565/2011 seguiu para sanção presidencial.

Por fim, o PL 2565/2011 foi transformado na Lei nº 12.734 em 30 de novembro de 2012 – já comentada na seção sobre o regime de concessões e novamente tratada nesta seção mais adiante –, mas com veto parcial²⁸, que cancelava a nova regra de distribuição dos *royalties*.

Foram vetados os dispositivos que tratavam das condições do rateio do Fundo Especial dos Estados e do Fundo Especial dos Municípios. As condições foram consideradas inconstitucionais, pois previam que os Estados e Municípios renunciassem do direito de participar da distribuição do Fundo Especial destinado a todos os entes. Além disso, impunham limites máximos para o recebimento de valores referentes aos *royalties*.

Também foi vetado o artigo que considera os pontos de entrega às concessionárias de gás natural como instalações de embarque e desembarque, para fins de pagamento de *royalties* aos municípios afetados por essas operações. De acordo com o veto, esses pontos de entrega não poderiam ser considerados como instalações de impacto nos municípios.

Além disso, foram vetados os artigos que introduziam uma nova regra de distribuição dos *royalties* e da participação especial entre os diversos beneficiários. De acordo com o veto, a nova regra não deixava claro que sua aplicação seria ressalvada nos contratos já em vigor.

Por fim, no dia 14 de março de 2013, o veto parcial à Lei 12.734/2012 foi rejeitado e as partes antes vetadas foram todas promulgadas, sem alterações.

No entanto, diversas ações de inconstitucionalidade foram abertas no Supremo Tribunal Federal (ADIs 4916, 4917, 4918 e 5030) (Júnior e Guedes, 2013) e atualmente a Lei 12.734/2012 está suspensa, conforme será comentado na seção dedicada às participações governamentais no regime de partilha de produção.

²⁷ Ver tramitação completa do PL 2565/2011 na Câmara dos Deputados aqui: <<http://www2.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=524645>>.

²⁸ Mensagem de veto: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/Msg/VEP-522.htm>.

Outro projeto de lei importante, que também foi transformado em norma jurídica, foi o PL 323²⁹, apresentado em 7 de março de 2007, que propunha a utilização dos *royalties* em áreas específicas, como a saúde e a educação.

O texto original do PL 323/2007 propunha uma alteração na Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo), definindo que a parcela dos *royalties* cobrada em alíquota superior a 5% e destinada aos Estados e Municípios deveria ser aplicada obedecendo a proporção de 30% em educação, 30% em ações ambientais e 40% em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação e em saneamento básico.

Na tramitação na Câmara dos Deputados, entre os anos de 2007 e 2013, foram anexados ao PL 323/2007 diversos outros projetos, que tratavam da aplicação dos *royalties* e da participação especial, para tramitação em conjunto.

Em junho de 2013, o projeto foi levado ao Plenário e recebeu diversas emendas. A Comissão Especial, responsável por sua avaliação, apresentou então uma subemenda substitutiva, definindo a obrigatoriedade da aplicação dos *royalties* e da participação especial em montante de 75% em educação e 25% em saúde.

A submemenda foi aprovada no Plenário no dia 25 de junho de 2013, quando também foi aprovada a redação final do projeto, que foi encaminhado ao Senado.

No Senado, o PL 323/2007 tramitou em regime de urgência e foi discutido no plenário no dia 2 de julho de 2013. Foram apresentadas diversas emendas ao projeto e foi aprovado um texto substitutivo, que foi então enviado à Câmara dos Deputados.

O texto do Senado colocava que, no caso dos *royalties* e da participação especial dos estados e municípios estes seriam destinados à educação e à saúde quando oriundos de contratos celebrados a partir de 3 de dezembro de 2012, enquanto que o texto anteriormente aprovado pela Câmara colocava que a aplicação era válida quando os recursos fossem oriundos de áreas cuja declaração de comercialidade ocorresse a partir de 3 de dezembro de 2012.

Também, o texto do Senado colocava que 50% dos recursos recebidos pelo Fundo Social seriam aplicados nas áreas de educação e saúde, enquanto que o texto aprovado anteriormente pela Câmara colocava que essa destinação ocorreria até que fossem cumpridas as metas do

²⁹ Ver tramitação na Câmara dos Deputados aqui: <<http://www2.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=524645>>. Ver tramitação completa no Senado (PLC 41/2013) aqui: <<http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/113372>>.

Plano Nacional de Educação. Além disso, o texto do Senado definia que os recursos poderiam ser aplicados no custeio de despesas, incluindo o pagamento de salários dos professores.

Também o texto do Senado estabelecia que os recursos destinados à União provenientes de contratos de concessão, com declaração de comercialidade anterior a 3 de dezembro de 2012, mas com produção localizada na área do pré-sal, deveriam ser destinados em montante de 50% para a educação pública, até que cumpridas as metas do Plano Nacional de Educação e o restante para o Fundo Social.

Por fim, o texto do Senado suprimia o artigo 6º que constava na redação da Câmara, que dizia respeito à lei da partilha e estabelecia que o percentual mínimo de participação da União no óleo excedente produzido sob o regime de partilha não poderia ser inferior a 60%.

Novamente na Câmara, o PL 323/2007, com o texto substitutivo proposto pelo Senado, tramitou em regime de urgência e entrou na pauta de discussão do plenário logo no dia 10 de julho de 2013.

O texto substitutivo proposto pelo Senado foi rejeitado, com exceção do ponto (inciso II do Art. 2º) que estabelecia que os recursos dos estados e municípios fossem destinados à educação e à saúde quando oriundos de contratos celebrados a partir de 3 de dezembro de 2012 e não quando oriundos de áreas com declaração de comercialidade a partir de 3 de dezembro de 2012.

Em nova discussão no plenário da Câmara, no dia 14 de agosto de 2013, foram votados diversos artigos do texto original da Câmara e também do substitutivo apresentado pelo Senado, até que se chegou à aprovação da redação final do projeto, que, basicamente, com uma nova redação, mantinha as regras que haviam sido estabelecidas no texto original da Câmara, com exceção do inciso II do Art. 2º – mencionado acima.

Por fim, o PL 323/2007 foi encaminhado para sanção presidencial e foi transformado na Lei nº 12.858, em 9 de setembro de 2013, cujo teor e regras estabelecidas serão apresentadas com detalhamento mais adiante.

Os projetos de lei mencionados na presente seção são apresentados na Tabela 21 abaixo.

Tabela 21 - Projetos de Lei Que Delinearam o Regime de Partilha de Produção no Brasil

Apresentação	Número	Ementa/Explicação	Situação
01/09/2009	PL 5938	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, altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências.	Arquivado pelo Senado, por conta da aprovação de um substitutivo do PLS 488/2011, que tramitava em conjunto e o prejudicou.
01/09/2009	PL 5941	Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências.	Transformado na Lei 12.276 em 30/6/2010
01/09/2009	PL 5939	Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - PETRO-SAL e dá outras providências.	Transformado na Lei 12.304 em 2/8/2010
01/09/2009	PL 5940	Projeto do pré-sal que cria o Fundo Social - FS com a finalidade de constituir fonte regular de recursos para a realização de projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental.	Transformado na Lei 12.351 em 22/12/2010
24/10/2011	PLS 488	Dispõe sobre royalties e participação especial devidos em função da produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de concessão no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental, e sobre royalties devidos sob o regime de partilha de produção, instituído pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.	Transformado na Lei 12.734 em 30/11/2012
07/03/2007	PL 323	Dispõe sobre a destinação para as áreas de educação e saúde de parcela da participação no resultado ou da compensação financeira pela exploração de petróleo e gás natural, com a finalidade de cumprimento da meta prevista no inciso VI do caput do art. 214 e no art. 196 da Constituição Federal; altera a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989; e dá outras providências.	Transformado na Lei 12.858 em 9/9/2013

Fonte: Elaboração própria com base nos PL citados e em informações sobre a tramitação na Câmara dos Deputados e no Senado.

Conforme já mencionado, o debate nacional em torno da apropriação dos recursos petrolíferos, que ganhou força no país com as descobertas do pré-sal, ainda não está encerrado.

Apesar da legislação estabelecida para gerir e distribuir as receitas petrolíferas, uma série de proposições legislativas está em tramitação no Congresso Nacional com o intuito de trazer alguma modificação às regras vigentes.

3.2.3.2. REGRAS DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Em 22 de dezembro de 2010 foi promulgada a Lei 12.351 (Lei da Partilha), estabelecendo o regime de partilha de produção para a exploração e a produção de petróleo e gás natural nas áreas do pré-sal (polígono) e em áreas estratégicas do país, alterando diversos dispositivos da Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo), além de criar o Fundo Social.

De acordo com a lei a área do pré-sal foi definida como sendo uma *“região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei”* (Inciso IV do Art. 2º da Lei 12.351/2010).

Conforme pode ser visto na Figura 1, o polígono definido para o pré-sal está inserido nas Bacias de Santos e de Campos e se estende pela costa dos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo.

De acordo com a Lei 12.351/2010, outras regiões podem ser delimitadas dentro do polígono do pré-sal, de acordo com a evolução do conhecimento geológico e definição do Poder Executivo, por meio de proposta do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) (Art. 2º e 9º da Lei 12.351/2010).

Figura 1 - Polígono do Pré-Sal e Regimes Regulatórios

Fonte: Petrobras, 2014a.

Já as áreas estratégicas são definidas como regiões de interesse para o desenvolvimento nacional, com baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo e gás e são delimitadas pelo Poder Executivo (Art. 2º da Lei 12.351/2010). Até o momento, ainda não foi definida nenhuma área estratégica no país.

A Lei 12.351/2010 também instituiu o Fundo Social, que é um fundo de natureza contábil e financeira com a finalidade de aplicar recursos para o desenvolvimento social e regional, a partir de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas (Art. 47 da Lei 12.351/2010).

Com relação às regras do regime de partilha de produção, a Lei 12.351/2010 definiu que a União irá contratar toda a exploração e produção de petróleo e gás na área do pré-sal e em áreas estratégicas, não lhe cabendo assumir nenhum risco decorrente dessas atividades (Art. 3º e 5º da Lei 12.351/2010).

Nesse sentido, a lei coloca que os custos e os investimentos necessários são de inteira responsabilidade do contratado, que, em caso de descoberta comercial, tem direito a uma restituição (óleo custo), conforme será apresentado mais adiante (Art. 6º da Lei 12.351/2010).

No entanto, a Lei 12.351/2010 estabelece a possibilidade de que a União, por meio do Fundo Social, possa participar de investimentos nas atividades de exploração e produção nas áreas do pré-sal e áreas estratégicas, situação em que assume os riscos decorrentes de sua participação nessas atividades (Art. 6º da Lei 12.351/2010).

Os contratos de partilha de produção, celebrados entre a União e o contratado, podem ser firmados direta e exclusivamente com a Petrobras, sem a necessidade de um processo licitatório, ou mediante a realização de uma licitação, com o leilão de áreas (Art. 8º da Lei 12.351/2010).

No caso da contratação direta da Petrobras, o CNPE é quem faz a proposição à Presidência e estabelece os parâmetros (Art. 12º da Lei 12.351/2010). Já no caso de licitações, a Petrobras também pode participar do processo com oferta única ou em consórcio com outras empresas (Art. 10 e 13 da Lei 12.351/2010).

Inicialmente, de acordo com o texto da Lei 12.351/2010 (Art. 4º e 10º), a Petrobras era operadora única e teria obrigatoriamente participação mínima de 30% em todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção. Esse critério foi modificado recentemente. De acordo com a Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016, a Petrobras possui agora o direito de preferência com relação à operação única e à participação mínima nos consórcios, mas não mais a obrigatoriedade.

De todo modo, as regras e definições específicas a cada licitação são definidas no edital, que é acompanhado da minuta do contrato de partilha de produção. O edital inclui, obrigatoriamente, o bloco objeto do contrato, o percentual mínimo do excedente em óleo da União, os critérios para definição do excedente em óleo do contratado, além das condições para o cálculo do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos, entre outros (Art. 15 da Lei 12.351/2010).

A licitação julgará como vencedora a proposta que seja mais vantajosa de acordo com o critério de oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo proposto pelo MME ao CNPE (Art. 10 e 18 da Lei 12.351/2010).

Com relação à formação de consórcios para o processo de licitação, não é permitido que uma mesma empresa participe conjunta ou isoladamente em mais de uma proposta para um mesmo bloco (Art. 16 da Lei 12.351/2010).

Além disso, a empresa ou consórcio vencedor deve formar um consórcio com a empresa pública (PPSA), que representará no contrato os interesses da União (Art. 19, 20 e 21 da Lei 12.351/2010).

Todo o petróleo destinado à União é comercializado dispensado de licitação, seguindo as políticas definidas pelo CNPE e suas receitas são destinadas ao Fundo Social. A PPSA como representante da União pode contratar diretamente a Petrobras como comercializadora sem licitação (Art. 45 e 46 da Lei 12.351/2010).

Ainda, conforme definido pela lei e reproduzido no trecho abaixo, no regime de partilha de produção a empresa contratada para exercer as atividades de exploração e produção de petróleo e gás, adquire a propriedade de uma parcela da produção, sendo o restante de propriedade da União.

Lei 12.351/2010

[...]

Art. 2º [...]

I - partilha de produção: regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato (BRASIL, 2010b).

A parcela do óleo produzido que é de propriedade definitiva da empresa contratada é a soma do custo em óleo e de parcela do óleo excedente. O volume de produção correspondente aos *royalties* devidos é de propriedade da empresa, mas depois é pago por ela como participação governamental e distribuído entre os diversos beneficiários.

De acordo com as definições trazidas pela lei, o custo em óleo é uma parcela da produção correspondente aos custos e aos investimentos realizados pela empresa na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato e que só pode ser exigida pela empresa quando há descoberta comercial (Art. 2º da Lei 12.351/2010).

Lei 12.351/2010

[...]

Art. 2º [...]

[...]

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

É por meio da parcela de custo em óleo que a empresa ou consórcio contratado realiza a recuperação dos investimentos e custos incorridos no projeto.

De acordo com a minuta do Contrato de Partilha de Produção (ANP, 2013a) publicada para o primeiro leilão sob o regime de partilha de produção no Brasil, realizado em outubro de 2013, as seguintes regras se aplicam à recuperação do “custo em óleo”:

[...]

CLÁUSULA QUINTA - RECUPERAÇÃO DO CUSTO EM ÓLEO

Direito ao Custo em Óleo

5.1 Exclusivamente em caso de Descoberta Comercial, o Contratado terá direito a receber, como Custo em Óleo, uma parcela da Produção de Petróleo e Gás Natural produzidos, dentro dos prazos, critérios e condições estabelecidas no Anexo VII – Procedimentos para Apuração do Custo e do Excedente em Óleo.

Cálculo do Custo em Óleo

[...]

5.4 O Contratado, a cada mês, poderá recuperar o Custo em Óleo a que se refere o parágrafo 5.3, respeitando o limite de 50% (cinquenta por cento) do Valor Bruto da Produção nos dois primeiros anos de Produção e de 30% (trinta por cento) do Valor Bruto da Produção nos anos seguintes.

5.4.1 Após o início da Produção, caso os gastos registrados como Custo em Óleo não sejam recuperados no prazo de 2 (dois) anos a contar da data do seu reconhecimento como crédito para o Contratado, o limite de que trata o caput será aumentado, no período seguinte, para até 50% (cinquenta por cento), a critério da Gestora, até que os respectivos gastos sejam recuperados (ANP, 2013a).

Já o excedente em óleo corresponde ao volume total da produção, deduzido do custo em óleo, do volume de produção correspondente aos *royalties* e, se a lavra ocorrer em terra, do pagamento aos proprietários da terra. O excedente em óleo é a parcela da produção que é repartida entre a União e a empresa contratada, de acordo com os critérios definidos em contrato (Art. 2º da Lei 12.351/2010).

Lei 12.351/2010

[...]

Art. 2º [...]

[...]

III - 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).

Um esquema simplificado sobre a distribuição do óleo produzido no regime de partilha de produção pode ser visualizado na Figura 2.

Figura 2 - Distribuição do Volume de Óleo Produzido no Regime de Partilha de Produção

** Somente quando a lavra ocorre em terra, no caso de áreas estratégicas.*

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 12.351/2010.

3.2.3.3. INSTITUIÇÕES NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO: CNPE, MME, PPSA E FUNDO SOCIAL

Com relação ao papel das instituições no regime de partilha de produção a Lei 12.351/2010 trouxe novas áreas específicas onde compete a proposição de políticas e medidas pelo CNPE.

A Lei 12.351/2010 definiu que cabe ao CNPE propor à Presidência da República os blocos que serão destinados à contratação direta com a Petrobras e os blocos que serão objeto de leilão, bem como o ritmo de contratação dos blocos.

A Lei 12.351/2010 também trouxe inclusões à Lei 9.478/1997, definindo que cabe ao CNPE propor políticas e medidas destinadas à definição dos blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção; à definição da estratégia e da política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria do petróleo e do gás natural e à indução do aumento dos índices de conteúdo local de bens e serviços em contratos de concessão e de partilha de produção (Art. 2º da Lei 9.478/1997).

Além disso, também compete ao CNPE definir os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção, delimitar outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, definir as políticas de comercialização de petróleo e gás destinados à União pelos contratos de partilha (Art. 9º da Lei 12.351/2010).

Já ao MME fica a incumbência de propor ao CNPE a definição dos blocos que serão objeto ou de concessão ou de partilha de produção, bem como os parâmetros técnicos e econômicos dos

contratos de partilha, como os critérios para definição do excedente em óleo da União, o percentual mínimo do excedente em óleo da União, a participação mínima da Petrobras nos consórcios formados (que não pode ser inferior a 30%), os critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos, o conteúdo local mínimo, o valor do bônus de assinatura, entre outros (Art. 10º da Lei 12.351/2010).

Também é por meio do MME que a União celebra os contratos de partilha de produção, que são então gerenciados pela nova empresa pública, a PPSA (Art. 8º da Lei 12.351/2010).

A criação da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) foi autorizada com a Lei 12.304/2010, de 2 de agosto de 2010 e sua instituição se deu de fato com a promulgação do Decreto 8.063, em 1 de agosto de 2013.

A PPSA é uma empresa pública, vinculada ao MME, responsável pela gestão dos contratos de partilha de produção e dos contratos para a comercialização de petróleo e gás da União, não estando envolvida na execução das atividades de exploração e produção (Art. 1º e 2º da Lei 12.304/2010).

Nesse sentido, cabe à PPSA representar a União nos consórcios formados para a execução dos contratos de partilha de produção, fazer a avaliação técnica e econômica dos planos de exploração e produção, monitorar a execução dos projetos, monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados aos contratos, celebrar os contratos com agentes comercializadores representando a União, entre outros (Art. 4º da Lei 12.304/2010).

Os recursos para manter a PPSA são provenientes da remuneração pela gestão dos contratos e também de parcela do bônus de assinatura, de aplicações financeiras, entre outras fontes (Art. 7º da Lei 12.304/2010).

A direção da PPSA se dá por um Conselho de Administração e uma Diretoria Executiva, cujos membros são nomeados pelo Presidente da República. A empresa também conta com um Conselho Fiscal, com membros eleitos por uma assembleia geral (Art. 9º ao 12 da Lei 12.304/2010).

Já o Fundo Social, instituído pela Lei 12.351/2010, é um fundo de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República e com a finalidade de constituir uma fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, a partir de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas (Art. 47 da Lei 12.351/2010).

O Fundo Social tem por objetivos constituir uma poupança pública de longo prazo com base nas receitas da União para oferecer uma fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, nas áreas previstas e mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não renováveis (Art. 48 da Lei 12.351/2010).

Os recursos destinados ao fundo são provenientes de parcela do bônus de assinatura destinada ao Fundo Social pelos contratos de partilha; de parcela dos *royalties* destinada à União (deduzida as receitas destinadas aos seus órgãos específicos); da comercialização de petróleo e gás natural da União; dos *royalties* e da participação especial das áreas do pré-sal contratadas sob o regime de concessão e destinados à União; dos resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades e de outros recursos destinados ao Fundo Social por lei (Art. 49 da Lei 12.351/2010).

Conforme definido na Lei 12.351/2010, o Fundo Social tem uma política de investimentos que busca a rentabilidade, a segurança e a liquidez de suas aplicações, para assegurar sua sustentabilidade econômica e financeira para a aplicação em programas e projetos nas áreas definidas. Nesse sentido, os investimentos e aplicações do Fundo são destinados preferencialmente à ativos no exterior, para mitigar a volatilidade de renda e de preços na economia nacional (Art. 50 da Lei 12.351/2010).

Os recursos para aplicação nos programas e projetos são aqueles resultantes do retorno sobre o capital e não o principal do Fundo. No entanto, caso definido pelo Poder Executivo, na forma de lei, pode ser utilizado percentual do principal para a aplicação, desde que garantida a sustentabilidade econômica e financeira do Fundo (Art. 51 da Lei 12.351/2010).

A política de investimentos do Fundo Social é definida pelo Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social (Art. 52 da Lei 12.351/2010). No comitê é assegurada as participações do Ministro da Fazenda, do Ministro de Planejamento, Orçamento e Gestão e do Presidente do Banco Central (Art. 52 da Lei 12.351/2010).

O comitê é responsável por definir o montante a ser resgatado anualmente do Fundo; a rentabilidade mínima esperada; o tipo e o nível de risco que poderão ser assumidos na realização dos investimentos; os percentuais de recursos a serem investidos no exterior e no Brasil; a capitalização mínima a ser atingida antes de qualquer transferência para os programas e projetos nas áreas definidas (Art. 53 da Lei 12.351/2010).

A Lei 12.351/2010 também define que a União, a critério do Comitê, pode contratar instituições financeiras federais para atuarem como agentes operadores do Fundo, com direito à remuneração pelos serviços prestados (Art. 54 da Lei 12.351/2010).

Também, a própria União pode participar com recursos do Fundo, como cotista única, em fundos de investimento específicos, desde que constituídos por instituição financeira federal (Art. 55 da Lei 12.351/2010). O fundo de investimento deve ter natureza privada e patrimônio próprio separado do patrimônio do cotista e do administrador. Ele deve ter por finalidade a aplicação em ativos no Brasil e no exterior (Art. 56 da Lei 12.351/2010).

A Lei 12.351/2010 também instituiu o Conselho Deliberativo do Fundo Social para propor ao Poder Executivo a prioridade e a destinação dos recursos resgatados do Fundo para os programas e projetos das áreas de aplicação definidas (Art. 58 da Lei 12.351/2010).

Cabe ao Conselho definir como prioritários programas e projetos para a destinação de recursos, condicionados ao estabelecimento de metas, prazo de execução e planos de avaliação e observando critérios de redução das desigualdades regionais. O Conselho deve submeter os programas e projetos a uma criteriosa avaliação quantitativa e qualitativa, durante todas as suas fases de execução, monitorando os impactos efetivos sobre a população e nas regiões de intervenção, com o apoio de instituições públicas e universitárias de pesquisa (Art. 58 da Lei 12.351/2010).

Cabe ao Poder Executivo encaminhar trimestralmente ao Congresso Nacional um relatório de desempenho do Fundo Social (Art. 60 da Lei 12.351/2010).

3.2.3.4. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

No regime de partilha de produção as participações governamentais – chamadas formalmente pela Lei de ‘receitas governamentais’ – são definidas em *royalties* e bônus de assinatura (Art. 42 da Lei 12.351/2010).

A parcela do excedente em óleo que é de direito da União não é considerada na Lei 12.351/2010 como uma participação governamental, já que não é uma compensação financeira, mas sim uma parcela da produção que é de propriedade do Estado.

No entanto, como a parcela do excedente em óleo é também uma receita positiva para o goveno, ela é considerada nesse estudo junto com a análise dos *royalties* e do bônus de assinatura.

Ainda, no regime de partilha de produção, quando a produção ocorrer em terra, pode haver o pagamento devido aos proprietários de terras, que podem ser entes privados e, portanto, essa compensação financeira não é considerada como uma participação governamental (Art. 43 da Lei 12.351/2010).

A Tabela 22 apresenta uma esquematização dos principais artigos da Lei 12.351/2010 que tratam do pagamento de participações governamentais e outras compensações ou receitas.

Tabela 22 - Artigos da Lei 12.351/2010 sobre Participações Governamentais e Outras Compensações e Receitas

Art. 42	Define as participações governamentais aplicáveis no regime de partilha de produção, define a alíquota dos <i>royalties</i> em 15% e dá sua distribuição entre os beneficiários.
Art. 43	Dispõe sobre o pagamento aos proprietários de terras (que não é uma compensação governamental, mas sim privada).
Art. 44	Define que o Art. 50 da Lei 9.478/1997, que dispõe sobre a participação especial, não sei aplica ao regime de partilha de produção.
Art. 2º Inciso III	Define o que é o excedente em óleo da União.

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 12.351/2010.

3.2.3.4.1. ROYALTIES

No regime de partilha de produção, à semelhança do que ocorre no regime de concessões, há o pagamento de *royalties*, que são uma compensação financeira viunculada à produção de petróleo e gás natural devida aos estados, municípios e à União. Ainda, conforme definido pela Lei 12.351/2010 (Art. 2º e 42), é vedada sua inclusão no cálculo do custo em óleo:

Lei 12.351/2010

[...]

Art. 2º

[...]

XIII - *royalties*: compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do § 1º do art. 20 da Constituição Federal.

[...]

Art. 42. O regime de partilha de produção terá as seguintes receitas governamentais:

I - *royalties*; e

II - bônus de assinatura.

§ 1º Os royalties correspondem à compensação financeira pela exploração de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, vedada sua inclusão no cálculo do custo em óleo (BRASIL, 2010b).

Atualmente, as regras que dizem respeito à alíquota para a cobrança de *royalties* no regime de partilha de produção, bem como as regras para sua distribuição entre os diversos beneficiários não estão válidas, pois foram introduzidas no país por uma lei que está suspensa.

Essas duas definições não foram dadas pela redação da Lei 12.351/2010 (Lei da Partilha) e vieram apenas mais tarde com a promulgação da Lei 12.734/2012, que, conforme já apresentado nas seções anteriores, foi vetada após sua promulgação, posteriormente teve os vetos cancelados, mas encontra-se hoje suspensa pelo STF.

De acordo com a Lei 12.734/2012, seria dada nova redação ao Art. 42 da Lei 12.351/2010, alterando seus § 1º e § 2º e incluindo os artigos 42-A, 42-B e 42-C.

A alteração no § 1º definiria que os *royalties* seriam cobrados com alíquota de 15% sobre a produção e reforçaria que o valor pago em caráter de *royalties* não poderia de forma alguma ser ressarcido à empresa ou consórcio contratado, sendo vedada sua inclusão no cálculo do custo em óleo.

Lei 12.351/2010

[...]

Art. 42. O regime de partilha de produção terá as seguintes receitas governamentais:

[...]

§ 1º Os royalties, com alíquota de 15% (quinze por cento) do valor da produção, correspondem à compensação financeira pela exploração do petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos líquidos de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, sendo vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado e sua inclusão no cálculo do custo em óleo [nova redação dada pela Lei nº 12.734/2012 que está suspensa] (BRASIL, 2010b).

A alteração no § 2º do Art. 42 se referia ao bônus de assinatura, cuja inclusão no custo em óleo também é vetada. Já a adição do art. 42-A dizia respeito à ao pagamento de forma mensal para o montante devido em caráter de royalties, entre outros.

Seria com a inclusão do art. 42-B que a Lei 12.734/2012 definiria uma nova distribuição do valor arrecadado em *royalties* entre os diversos beneficiários no regime de partilha de produção, conforme indica a Tabela 23.

Tabela 23 - Distribuição dos Royalties no Regime de Partilha de Produção de Acordo com a Lei 12.734/2012 (Suspensa)

Quando a produção ocorrer em terra		Quando a produção ocorrer na plataforma continental (mar)	
20%	Estados ou Distrito Federal produtores	22%	Estados confrontantes
10%	Municípios produtores	5%	Municípios confrontantes
5%	Municípios afetados por operações de embarque e desembarque	2%	Municípios afetados por operações de embarque e desembarque
25%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, se for o caso.	24,5%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, se for o caso.
25%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios.	24,5%	Constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios.
15%	Para a União, a ser destinado ao Fundo Social, deduzidas as parcelas dos órgãos específicos da Administração Direta da União.	22%	Para a União, a ser destinado ao Fundo Social, deduzidas as parcelas dos órgãos específicos da Administração Direta da União.

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 12.351/2010 e Lei 12.734/2012.

Por fim, a Lei 12.734/2012 faria a inclusão do art. 42-C, que definiria que os recursos destinados aos fundos especiais para os estados e municípios teriam destinação conforme previsto no novo art. 50-E da Lei 9.478/1997, também incluído pela Lei 12.734/2012.

No entanto, o novo art. 50-E da Lei 9.478/1997 não diz respeito à destinação dos recursos dos fundos especiais. Apenas o novo art. 50-F, também incluído pela Lei 12.734/2012, é que faz referência aos fundos especiais, definindo que seus recursos fossem destinados para: educação, infraestrutura social e econômica, saúde, segurança, programas de erradicação da miséria e da pobreza, cultura, esporte, pesquisa, ciência e tecnologia, defesa civil, meio ambiente, em programas voltados para a mitigação e adaptação às mudanças climáticas, e para o tratamento e reinserção social dos dependentes químicos.

Ainda em 2012 seria editada a MP 592 também fazendo uma modificação na Lei 12.351/2010. A MP 592/2012 alteraria a distribuição indicada na Tabela 23, colocando que para os royalties oriundos da produção em mar 22% seriam da União e destinados ao Fundo Social, sem a dedução das parcelas específicas dos órgãos de administração direta da União. A MP 592/2012 está com a vigência encerrada e suas regras não tem mais validade.

Atualmente, com a suspensão da Lei 12.734/2012 pelo STF, não existe uma distribuição para os *royalties* oriundos de produção sob contratos de partilha de produção.

Conforme já mencionado, o mérito aguarda avaliação do plenário do STF desde o ano de 2013 e ainda não tem data definida para ocorrer.

Hoje, o único contrato de partilha de produção no país é o contrato para o campo de Libra, cuja produção comercial está estimada para o ano de 2019, quando deve iniciar a cobrança de participações governamentais em caráter de *royalties*.

3.2.3.4.2. BÔNUS DE ASSINATURA E PAGAMENTO AOS PROPRIETÁRIOS DE TERRAS

Também à semelhança do regime de concessões, no regime de partilha de produção há o pagamento de bônus de assinatura, que é um valor fixo devido à União pela empresa contratada, a ser pago no ato da celebração do contrato de partilha de produção (Art. 2º e 42 da Lei 12.351/2010).

Da mesma forma como ocorre no caso dos *royalties*, o bônus de assinatura não integra o custo em óleo e não pode, em qualquer hipótese, ter seu valor ressarcido à empresa ou consórcio contratado.

Essa definição já constava na Lei 12.351/2010 quando promulgada, mas teria seu texto reforçado com a Lei 12.374/2012 (§ 2º do Art. 42 da Lei 12.351/2010, com redação dada pela Lei 12.734/2012).

Nos contratos de partilha de produção, quando o bloco se localiza em terra, há o pagamento devido aos proprietários de terras, que deve ser equivalente a até 1% do valor da produção. A distribuição desse valor se dá na proporção da produção realizada nas propriedades demarcadas na superfície do bloco e também é vedada sua inclusão no cálculo do custo em óleo (Art. 43 da Lei 12.351/2010).

3.2.3.4.3. PARCELA DO EXCEDENTE EM ÓLEO

A parcela do excedente em óleo é a receita governamental característica do regime de partilha de produção, já que é por meio dela que o óleo produzido em determinada área é repartido entre a empresa que exerce as atividades de exploração e produção e o Estado.

Conforme já mencionado, no regime de partilha de produção o volume total produzido em um determinado campo é dividido entre (i) custo em óleo, (ii) excedente em óleo, (iii) *royalties* e (iv) pagamento por retenção de área, caso a lavra ocorra em terra.

O excedente em óleo é calculado conforme aponta a Equação 2 abaixo e ilustrado na Figura 2.

Equação 2 - Cálculo do Excedente em Óleo no Regime de Partilha de Produção

$$\text{Excedente em Óleo} = \text{Volume Total da Produção} - \text{Volume do Custo em Óleo} - \text{Volume Correspondente aos } \textit{Royalties} - \text{Volume do Pagamento aos Proprietários de Terra}$$

No regime de partilha de produção vigente no Brasil, a parcela do excedente em óleo devida à União é definida na Lei 12.351/2010 e suas condições e detalhes são dados no contrato de partilha de produção.

De acordo com a Lei 12.351/2012 cabe ao MME propor ao CNPE tanto os critérios para definição do excedente em óleo da União, como seu percentual mínimo (Art. 10º da Lei 12.351/2012).

A parcela mínima de excedente em óleo é apresentada no processo de licitação de áreas e o julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União, sempre respeitado o percentual mínimo (Art. 18 da Lei 12.351/2010).

Após esse processo, o excedente em óleo da União é definido no contrato de partilha de produção, com o detalhamento de suas condições, que deve conter as regras e os prazos para a repartição do excedente em óleo, podendo incluir critérios relacionados à eficiência econômica, à rentabilidade, ao volume de produção e à variação do preço do petróleo e do gás natural, observado o percentual estabelecido (Art. 29 da Lei 12.351/2010).

No caso do contrato assinado para o campo de Libra – único campo contratado atualmente sob as regras da partilha –, a parcela do excedente em óleo foi apresentada na licitação da área na forma de uma alíquota mínima que seria aplicada sobre o montante total do excedente em óleo. Nesse caso, a alíquota foi estabelecida de modo a variar conforme os preços do petróleo e conforme a produção média diária dos poços, conforme apresentado na Figura 3.

			Média da produção diária de petróleo dos poços produtores (bbl/d)											
	De		0	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	> 24.001
		até	4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000	
Preço Brent (US\$/bbl)	0	60,00	=OF-31,72%	=OF-15,85%	=OF-9,62%	=OF-6,33%	=OF-4,26%	=OF-2,56%	=OF-1,48%	=OF-0,86%	=OF-0,29%	=OF+0,23%	=OF+0,69%	=OF+1,11%
	60,01	80,00	=OF-26,45%	=OF-12,85%	=OF-7,51%	=OF-4,70%	=OF-2,92%	=OF-1,46%	=OF-0,54%	=OF-0,00%	=OF+0,48%	=OF+0,92%	=OF+1,32%	=OF+1,68%
	80,01	100,00	=OF-19,44%	=OF-8,86%	=OF-4,71%	=OF-2,52%	=OF-1,14%	=OF-0,00%	=OF+0,71%	=OF+1,13%	=OF+1,51%	=OF+1,85%	=OF+2,16%	=OF+2,44%
	100,01	120,00	=OF-14,98%	=OF-6,32%	=OF-2,92%	=OF-1,13%	OF	=OF+0,93%	=OF+1,51%	=OF+1,86%	=OF+2,17%	=OF+2,45%	=OF+2,70%	=OF+2,93%
	120,01	140,00	=OF-11,89%	=OF-4,56%	=OF-1,69%	=OF-0,17%	=OF+0,79%	=OF+1,57%	=OF+2,07%	=OF+2,36%	=OF+2,62%	=OF+2,86%	=OF+3,07%	=OF+3,26%
	140,01	160,00	=OF-9,62%	=OF-3,27%	=OF-0,78%	=OF+0,53%	=OF+1,36%	=OF+2,04%	=OF+2,47%	=OF+2,72%	=OF+2,95%	=OF+3,16%	=OF+3,34%	=OF+3,51%
	> 160,01		=OF-5,94%	=OF-1,18%	=OF+0,69%	=OF+1,68%	=OF+2,30%	=OF+2,81%	=OF+3,13%	=OF+3,32%	=OF+3,49%	=OF+3,65%	=OF+3,73%	=OF+3,91%

Figura 3 - Tabela de Definição do Porcentual de Participação da União no Excedente em Óleo para o Campo de Libra

Fonte: ANP, 2013b.

*OF = alíquota ofertada.

Vale notar que, diferentemente do regime de concessões, que além das respectivas leis conta com a instituição de políticas públicas por meio de decretos definindo as formas de cálculo das participações governamentais, no regime de partilha não há uma política pública que direcione de maneira clara os recursos financeiros devidos ao poder público. A participação da União no excedente em óleo, por exemplo, é definida caso a caso por meio dos editais licitatórios e não por uma política pública com critérios e objetivos claros estabelecidos. Por isso, ainda há grande incerteza com relação à arrecadação do poder público no regime de partilha de produção, como será verificado mais adiante nos resultados do presente estudo.

3.2.4. REGIME DE CESSÃO ONEROSA

A Lei 12.276 de 30 de junho de 2010 autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras, sem a realização de licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas específicas, ainda não concedidas, dentro da área do pré-sal (Art. 1º da Lei 12.276/2010).

A partir da promulgação dessa lei foi criado no Brasil o que pode ser entendido como um terceiro modelo de exploração e produção de petróleo e gás natural.

De acordo com a Lei 12.276/2010, a exploração e a produção nessas áreas são realizadas por conta e risco da Petrobras. O óleo e gás produzidos também são de inteira propriedade da

Petrobras, sendo limitados a no máximo cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo (Art. 1º e 4º da Lei 12.276/2010).

O Contrato de Cessão Onerosa firmado entre a União e a Petrobras é quem define e delimita geograficamente as áreas concedidas e os respectivos volumes de barris equivalente de petróleo em cada uma das áreas, para que o total extraído seja limitado aos 5 bilhões de barris equivalentes (Art. 2º da Lei 12.276/2010).

Com relação aos volumes de petróleo e gás em cada uma das áreas e seus valores econômicos, cabe à ANP obter o laudo técnico de avaliação para subsidiar as negociações entre a União e a Petrobras (Art. 3º da Lei 12.276/2010).

O Contrato de Cessão Onerosa é intransferível e também define o valor e as condições do pagamento devido pela Petrobras à União pela cessão das áreas. A esse respeito, a Lei 12.276/2010 autoriza a União a subscrever ações do capital social da Petrobras e integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal para a realização do pagamento devido (Art. 2º e 9º da Lei 12.276/2010).

Com relação às participações governamentais, de acordo com a Lei 12.276/2010 sobre a produção dessas áreas cedidas à Petrobras devem ser pagos *royalties*, da mesma maneira como são cobrados os *royalties* sobre a produção em áreas sob concessão. A distribuição dos *royalties* também ocorre da mesma maneira, conforme disposto na Lei 9.478/1997 (inciso II do Art. 49).

O contrato de Cessão Onerosa especificamente define o pagamento de *royalties* em alíquota de 10% sobre a produção (Lima, 2011). Essa é a única participação governamental incidente, já que no regime de cessão onerosa não é aplicada participação especial ou outras.

A Lei 12.276/2010 também prevê a capitalização da Petrobras definindo que o Fundo Mútuo de Privatização (criado pela Lei 8.036/1990, Art. 20) pode subscrever ações em sociedades controladas pela União, onde o Fundo já tenha participação acionária. Para os cotistas que já tem ações da Petrobras, é permitido transferir até 30% de seu FGTS (Fundo de Garantia do Tempo de Serviço) para subscrever novas ações para o aumento de capital da Petrobras (Art. 10 da Lei 12.276/2010).

Após todas essas definições trazidas pela Lei 12.276/2010, o Contrato de Cessão Onerosa foi firmado entre a União e a Petrobras em 3 de setembro de 2010 (União, Petrobras e ANP, 2010).

Por meio desse contrato foi definida a cessão por parte da União à Petrobras de sete áreas no pré-sal, cujos volumes estimados somavam cinco bilhões de barris equivalentes recuperáveis.

As áreas definidas no contrato e seus respectivos volumes estimados são apresentados na Tabela 24 abaixo.

Tabela 24 - Áreas do Contrato de Cessão Onerosa: Volumes, Valor do Barril e Valor de Cada Área

Nome da Área	Volume do Contrato em Mil Barris Equivalentes de Petróleo	Valor do Barril (US\$)	Valor da Cessão (Mil US\$)
Búzios (antigo Franco)	3.056.000	9,04	27.644.320
Sépia (antigo NE Tupi)	427.784	8,54	3.653.275
Itapu (antigo Florim)	466.968	9,01	4.207.380
Atapu (antigo Entorno de Iara)	599.560	5,82	3.489.437
Sul de Tupi	128.051	7,85	1.005.197
Sul de Guará	319.107	7,94	2.533.711
Peroba ³⁰	Área contingente.		

Fonte: Elaboração própria com base em Lima, 2011; MME, 2014; União, Petrobras e ANP, 2010.

O Contrato de Cessão Onerosa foi firmado com um período vigente de 40 anos, podendo ser estendido por mais cinco. Ele pode ser revisado pelas partes e, caso sejam obtidas novas informações, pode ser renegociado o valor do contrato, o volume máximo de óleo equivalente, o prazo de vigência e os percentuais mínimos de conteúdo local (Lima, 2011; União, Petrobras e ANP, 2010).

De fato, após o início das atividades de exploração nessas áreas, sob controle da Petrobras, foram identificados volumes de óleo equivalente superiores ao limite de 5 bilhões de barris definidos na Lei 12.276/2010 e no Contrato de Cessão Onerosa.

A partir de então, iniciaram-se novas negociações entre a União³¹ e a Petrobras para a contratação dos volumes excedentes aos já previstos no Contrato de Cessão Onerosa. Os volumes excedentes serão contratados sob o regime de partilha de produção com contratação direta da Petrobras. Assim, nesses campos, valerão as regras da Cessão Onerosa até os volumes estabelecidos no contrato e as regras do regime de partilha de produção para os volumes excedentes.

Os contratos de partilha de produção para os volumes excedentes já estão em negociação para quatro áreas: Búzios, Itapu, Sépia e Atapu. Eles eram previstos ainda para o ano de 2014 (MME, 2014), mas não foram firmados até o momento e, por decisão do Tribunal de Contas

³⁰ O Contrato de Cessão Onerosa também incluiu a área de Peroba, como área contingente, em caso de necessidade de complementação dos volumes de óleo para atingir os cinco bilhões de barris.

³¹ Nesse caso, já esteve envolvida a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), como representante da União.

da União (TCU), somente serão após reacordados os volumes estabelecidos no contrato de Cessão Onerosa³².

Assim, para os campos apresentados na Tabela 24 estarão vigentes dois modelos distintos, o que aumenta a complexidade da análise dos efeitos dos regimes fiscais para o setor de óleo e gás no país.

No capítulo de resultados deste trabalho, a análise econômico-financeira dos campos de Búzios, Itapu, Sépia e Atapu considera as regras do regime de cessão onerosa até os volumes estabelecidos no contrato de cessão onerosa e as regras do regime de partilha de produção para os volumes excedentes. Ou seja, há uma análise híbrida nesses casos.

No caso da cobrança de *royalties*, por exemplo, será aplicada uma alíquota de 10% até o volume produzido conforme definido no Contrato de Cessão Onerosa e uma alíquota de 15% para a produção excedente, conforme definido pelo regime de partilha de produção³³.

Os volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa que estão sendo negociados com a Petrobras e que se enquadrarão dentro das regras do regime de partilha de produção apresentam os volumes estimados apontados na Tabela 25.

Tabela 25 - Volumes Estimados Excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa

Campos	Potencial Mínimo (bilhões de boe)	Potencial Máximo (bilhões de boe)
Búzios (antigo Franco)	6,408	10,064
Sépia (antigo NE Tupi)	0,534	0,544
Itapu (antigo Florim)	0,356	0,544
Atapu (antigo Entorno de Iara)	2,492	4,080

Fonte: Elaboração própria com dados de MME, 2014 e Petrobras, 2014b.

Para os campos de Sul de Lula, Sul de Sapinhoá e Peroba as simulações financeiras consideram as regras do regime de cessão onerosa apenas.

³² Informação de Paulo César Riberio Lima durante sua participação na comissão avaliadora da presente tese.

³³ Vale lembrar que as regras relativas aos *royalties* no regime de partilha de produção introduzidas pela Lei 12.734/2012 encontram-se suspensas por uma ação do STF.

CAPÍTULO 4 - MODELO PARA ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DOS CAMPOS DO PRÉ-SAL

Conforme já mencionado, a descoberta do horizonte geológico do pré-sal revelou grandes acumulações petrolíferas no país que podem chegar a cerca de 100 bilhões de barris, colocando o Brasil dentre os países com maiores reservas no mundo (EIA, 2014; Lima, 2011). Com essas descobertas foi iniciada uma nova fase para o setor de petróleo e gás no Brasil, com mudanças nos regimes regulatórios na tentativa de modificar a estrutura de geração e distribuição das rendas petrolíferas no país.

Alguns dos campos localizados no polígono do pré-sal foram concedidos antes da promulgação da Lei da Partilha (Lei nº 12.351/2010) e estão hoje sob o regime de concessões. Dentre esses campos, estão Lula e Sapinhoá, que hoje, com estágio de produção mais avançado, já apresentam poços com elevada produção média diária. A Figura 4 mostra o polígono do pré-sal de acordo com a legislação e também o regime regulatório vigente atualmente para cada um dos campos.

Tabela: Resolução CNPE nº 1, 24/06/2014

Figura 4 - Polígono do Pré-Sal e Regimes Regulatórios Vigentes

Fonte: Petrobras, 2014c.

No presente capítulo é apresentada a metodologia de construção de um modelo para análise dos resultados econômico-financeiros que podem ser esperados com a produção em campos do pré-sal, incluindo suas principais premissas, dados e referências.

O modelo, denominado CAMPOS, é composto por dois módulos: i) um módulo que simula a produção de petróleo em campos com reservatórios no pré-sal ao longo do tempo; ii) e um módulo que simula os resultados econômico-financeiros advindos dessa produção, dados distintos arranjos regulatórios e de preços a partir de cenários determinísticos.

Ambos os módulos, bem como seus principais elementos de referência, são explicados nas próximas seções. Uma representação parcial da tela de início do modelo, onde são inseridos pelo usuário os dados de entrada para o cálculo dos resultados é apresentada na Figura 5.

Modelo Campos		
Modelo de Avaliação Econômica e Financeira de Campos de Petróleo no Pré-Sal		
O usuário deve inserir os dados solicitados nas células amarelas abaixo.		
Identificação		
Nome do Campo	Libra	Ver Resultados
Bacia	Santos	
Módulo 1 - Produção de Petróleo		
Tamanho da reserva (bbl)	10.000.000.000	Gráficos Resultados
		Gráficos Investimentos
Módulo 2 - Avaliação Econômica-Financeira		
Preço do Barril de Petróleo (US\$/bbl)	\$ 100,00	Gráficos Produção
Taxa de Desconto (% a.a.)	10%	Imprimir Pasta Completa
Bônus de Assinatura	\$ 6.944.444.444,44	

Figura 5 - Tela Inicial do Modelo CAMPOS para Inserção dos Dados de Entrada para os Cálculos
Fonte: Elaboração própria.

4.1. SIMULAÇÃO DA PRODUÇÃO

A simulação da produção de petróleo em reservatórios do pré-sal foi construída dentro do modelo CAMPOS a partir da adoção de uma reserva de referência.

A reserva de referência escolhida foi a do campo de Libra, motivada pelo fato desta ter sido, até o momento, a maior descoberta do país e considerando que a análise deste campo se fez interessante no período de elaboração do presente estudo, período este em que o campo foi objeto da primeira licitação sob o regime de partilha de produção no país, em outubro de 2013.

Uma análise preliminar dos ganhos econômicos apenas para o campo de Libra e cuja metodologia e parâmetros se assemelha ao que foi desenvolvido no presente estudo pode ser consultada em Rodrigues e Sauer (2015).

Para a definição do comportamento médio padrão da produção do campo de referência foram utilizados os dados de localização do campo, tamanho da reserva no pré-sal, produção média diária de poços na área do pré-sal e parâmetros comuns à indústria do petróleo, como unidades de produção típicas e horizontes temporais.

O comportamento padrão da produção do campo de referência foi replicado para as simulações dos demais campos analisados, respeitando a proporção entre o tamanho das reservas e também a produção média diária dos poços, que é diferente para campos

localizados na Bacia de Santos e na Bacia de Campos, conforme será apresentado mais adiante.

Conforme o tamanho da reserva estimada para cada campo, o modelo elaborado considera uma infraestrutura de produção proporcionalmente maior ou menor do que aquela necessária para o campo de Libra.

Para a simulação da produção foram considerados como premissas e parâmetros aqueles indicados na Tabela 26 referentes ou ao campo de Libra ou às práticas comuns da indústria petrolífera brasileira. Alguns dos parâmetros são explicados com maior detalhamento a seguir.

Tabela 26 - Premissas e Parâmetros Utilizados na Simulação da Produção de Campos no Pré-Sal

Reserva de Referência	É considerada uma reserva recuperável de 10 bilhões de barris de óleo equivalente, que é inteiramente extraída. A extração total é considerada para efeitos de análise, para que se tenha a dimensão econômica de todo o campo. Ainda é incerto o volume exato de óleo recuperável no campo de Libra e a simulação da produção não incorpora riscos de investimento e outras incertezas ³⁴ .
Tempo de Vida do Projeto	São considerados 5 anos para a fase de exploração e desenvolvimento e 30 anos para a fase de produção, de acordo com a média de anos das fases de exploração e produção estabelecida nos contratos do país. O período total de 35 anos também está em linha com o contrato de partilha de produção assinado para o campo de Libra (ANP, 2013a).
Produção diária média dos poços	A produção diária média dos poços foi estabelecida de acordo com os dados da ANP para poços já em produção no pré-sal. Há uma diferença na produção entre poços do pré-sal localizados na Bacia de Santos e na Bacia de Campos. Para poços na Bacia de Santos foi considerada uma produção inicial e máxima de 39.000 barris por dia e para poços na Bacia de Campos de 20.000 barris por dia. Além disso, é considerada uma diminuição linear na produção de cada poço de modo que ao final do 30º ano de produção o nível de água em cada um deles seja de cerca de 80%. Para os poços na Bacia de Santos, a produção declina em 0,677% ao mês e para os poços na Bacia de Campos o declínio é de 0,693% ao mês. Com isso, os poços em ambas as bacias atingem aproximadamente 86% de água ao final do período de produção, como é observado na prática da indústria.
Unidades de Produção	As unidades de produção típicas consideradas compreendem: plataformas do tipo FPSO (<i>Floating, Production, Storage and Offloading</i>), poços produtores e injetores, sistemas submarinos (de <i>risers</i> , umbilicais, árvores de natal) e sistemas de escoamento da produção (com navios aliviadores). Para explorar toda a reserva de referência (Libra) ao longo dos 30 anos de produção, são necessárias 13 unidades de produção, que somam 13 FPSOs, com um total de 65 poços produtores e 52 poços injetores ³⁵ . O modelo emprega para os demais campos a mesma unidade de produção típica, em escala maior ou menor, em proporção ao tamanho da reserva. Ainda de acordo com a reserva, a última plataforma necessária no modelo pode operar com um número reduzido de poços produtores e injetores.
Cronograma das Unidades de Produção	As unidades de produção são inseridas gradualmente na simulação, até que se complete a produção do total da reserva. O período é aquele verificado na prática da indústria. Cada FPSO entra em operação a cada 3 meses e cada um de seus poços produtores entra em operação a cada 8 meses.
Produção dos Poços e Capacidade de Processamento das FPSOs	As plataformas consideradas no modelo possuem capacidade de processamento de 180.000 barris por dia (máxima disponível hoje no país). Quando a reserva está na Bacia de Santos, cada FPSO tem a capacidade para operar com 5 poços produtores. O nível de produção máxima de cada poço nessa bacia é de 39.000 barris por dia, no entanto, como cada um deles entra em operação a cada 8 meses e, como todos sofrem um declínio linear mensal em sua produção, quando operam simultaneamente sua produção chega ao máximo de cerca de 175 mil barris por dia, não ultrapassando, por tanto, a capacidade total de processamento da plataforma. Além dos poços produtores são considerados poços injetores, na proporção de 4 injetores para cada 5 produtores. Quando a reserva está localizada na Bacia de Campos, cada unidade FPSO opera no modelo com 10 poços produtores e 8 poços injetores e os poços operando simultaneamente chegam a uma produção máxima de cerca de 169 mil barris por dia.

Fonte: Elaboração própria.

³⁴ A premissa de que a reserva será inteiramente explorada não reflete totalmente a realidade, pois se sabe que a produção está vinculada às condições econômicas de se produzir sob determinada condição física da reserva em dado período. De todo modo, para a análise econômica proposta, é necessário assumir algum patamar de produção no campo e optou-se por analisar os resultados que podem ser esperados caso todo o campo fosse produzido, pois qualquer outra suposição não faria sentido ou seria justificável.

³⁵ O número de 13 unidades de produção também é consistente com o número de unidades já anunciadas para o projeto do campo de Libra (MME, 2015).

[illegible]

Figura 6 - Imagem Parcial do Modelo CAMPOS para Campos na Bacia de Santos
Fonte: Elaboração própria.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	
1	Módulo 1 - Produção de Petróleo																													
2			10.000.000.000 Reserva Base																											
3			10.000.000.000 Reserva Espelho																											
4																														
5																														
6																														
7																														
8																														
9																														
10																														
11																														
12																														
13																														
14																														
15																														
16																														
17																														
18																														
19																														
20																														
21																														
22																														
23																														
24																														
25																														
26																														
27																														
28																														
29																														
30																														
31																														
32																														
33																														
34																														
35																														
36																														
37																														
38																														
39																														
40																														
41																														

Figura 7 - Imagem Parcial do Modelo CAMPOS para Campos na Bacia de Campos
Fonte: Elaboração própria.

A simulação soma, mês a mês, a produção de cada poço produtor inserido no modelo e considera a produção média diária de cada poço, que varia ao longo do tempo, saindo de um patamar inicial que representa seu máximo e declinando linearmente até o fim da vida do projeto.

Conforme descrito na Tabela 26, considerando a produção inicial e máxima de cada poço em cada bacia (39 mil bpd na Bacia de Santos e 20 mil bpd na Bacia de Campos) e considerando o objetivo de produzir o total das reservas estimadas de cada campo analisado, a produção média inicial de cada poço declina mês a mês em 0,676992125700004% na Bacia de Santos e 0,6933666628600% na Bacia de Campos. Esses foram valores calculados com base no campo de referência (Libra) que possibilitam a exploração total da reserva ao final de 30 anos. Esses parâmetros aplicados aos demais campos analisados no presente estudo, resultam em valores de barris produzidos ligeiramente mais elevados do que as reservas estimadas para cada um deles, conforme é apresentado caso a caso na descrição dos resultados. Essa é uma limitação estatística do modelo de produção construído.

De fato, a simulação, por ser uma tentativa de aproximação da realidade e uma tentativa de generalização de comportamentos padrões de campos petrolíferos, apresenta algumas limitações inerentes aos métodos de simulação e de cenários, mas que não inviabiliza seus objetivos, que são o de exprimir ordens de grandeza comparáveis para a avaliação de políticas públicas. Dentre essas limitações incluem-se:

- De modo geral, o modelo construído em Excel é simplificado em comparação aos modelos reais de simulação da produção empregados pela indústria.
- Conforme já mencionado, para os demais campos analisados que não o campo de referência (Libra), o resultado da simulação do total de barris de óleo produzidos ao final do período de 30 anos pode ser entre 0,00163% e 0,79762% maior do que a reserva estimada para cada campo. A média dessa diferença é de 0,08122%.
- A simulação considera apenas a produção de barris equivalentes de petróleo em cada campo. O gás natural não é considerado e é sabido que a forma de gerenciamento do gás natural em determinado campo pode alterar seu fator de recuperação e comportamento da produção.
- A simulação considera que a totalidade dos barris de óleo equivalente da reserva é explorada, conforme justificado na Tabela 26.
- A simulação considera igualmente para cada campo o início da produção hoje (T0) e o fim da produção após 30 anos (T30). Não considera, por tanto, o escalonamento dos projetos, que entram em operação em momentos diferentes, de acordo com critérios técnicos, econômicos e estratégicos.

Tais limitações não invalidam o objetivo da simulação proposta, que é de dar uma aproximação da realidade e fornecer ordens de grandeza para a produção esperada e

comportamentos padrões para a discussão de políticas públicas. Podem ainda servir de indicações para desenvolvimentos acadêmicos futuros.

4.1.1. CAMPOS ANALISADOS

No presente estudo o campo adotado como referência para a análise é o campo de Libra, que foi o primeiro campo do pré-sal a ser leilado sob o regime de partilha de produção e cuja reserva é a maior já descoberta no país até o momento.

Os demais campos analisados são aqueles inseridos no polígono do pré-sal, conforme definido pela Lei 12.351/2010 e com reservatórios na porção geológica do pré-sal. A localização da maioria desses campos pode ser visualizada na Figura 4³⁶ (no início do capítulo) e os dados sobre as reservas são apresentados na Tabela 27 abaixo.

³⁶ A Figura 4, de julho de 2014, não indica a localização de alguns dos campos ou áreas que foram definidos após julho de 2014, como é o caso dos poços de Pão de Açúcar, Seat e Gávea ou dos campos de Carcará, Biguá e Lagosta.

Tabela 27 - Campos Pesquisados e suas Reservas Estimadas em Reservatórios no Horizonte Geológico do Pré-Sal dentro do Polígono

Campo	Bacia	Regime	Estimativa Volume <i>in place</i> (MM Boe)	Estimativa Volume Recuperável (MM Boe)
Abalone	Campos	Concessão	-	-
Albacora	Campos	Concessão	-	350
Albacora Leste	Campos	Concessão	-	-
Argonauta	Campos	Concessão	-	-
Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu (antigo Entorno de Iara)	Santos	Cessão Onerosa	-	600
Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu (antigo Entorno de Iara)	Santos	Partilha	-	2.500 a 4.000
Barracuda/Caratinga/Carimbé	Campos	Concessão	-	360
Bem-te-vi*	Santos	Concessão	-	-
Berbigão, Sururu, Oeste de Atapu (antigo Iara)	Santos	Concessão	-	1.000
Biguá*	Santos	Concessão	-	-
Bonito	Campos	Concessão	-	-
Búzios (antigo Franco)	Santos	Cessão Onerosa	-	3.056
Búzios (antigo Franco)	Santos	Partilha	-	6.500 a 10.000
Caramba*	Santos	Concessão	-	-
Carapiá*	Santos	Concessão	-	-
Carataí*	Campos	Concessão	-	-
Carcará	Santos	Concessão	-	5.000
Catuá	Campos	Concessão	-	-
Espadarte	Campos	Concessão	-	-
Itapu (antigo Florim)	Santos	Cessão Onerosa	-	467
Itapu (antigo Florim)	Santos	Partilha	-	300 a 500
Frade	Campos	Concessão	-	-
Guaiamá*	Santos	Concessão	-	-
Guarani*	Santos	Concessão	-	-
Júpiter	Santos	Concessão	-	-
Entorno de Júpiter	Santos	Concessão	-	335
Lagosta**	Santos	Concessão	-	-
Lapa (antigo Carioca)	Santos	Concessão	-	459
Lebre	Santos	Concessão	-	-
Libra	Santos	Partilha	-	8.000 a 12.000
Lula (antigo Tupi) e Cernambi (antigo Iracema)	Santos	Concessão	-	8.300
Mangangá	Campos	Concessão	-	-
Marlim/Voador/Brava	Campos	Concessão	-	380
Marlim Leste/Tracajá	Campos	Concessão	-	-
Marlim Sul	Campos	Concessão	-	-
Maromba	Campos	Concessão	-	-
Merluza**	Santos	Concessão	-	-
Mexilhão**	Santos	Concessão	-	-
Nautilus	Campos	Concessão	-	-
Ostra	Campos	Concessão	-	-
Pampo/Trilha/Linguado/Badejo	Campos	Concessão	-	-
Pão de Açúcar / Seat / Gávea	Campos	Concessão	-	1.245

Campo	Bacia	Regime	Estimativa Volume in place (MM Boe)	Estimativa Volume Recuperável (MM Boe)
Parati*	Santos	Concessão	-	-
Parque das Baleias (Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte, Pirambu)	Campos	Concessão	-	1.500 a 2.000
Pau-Brasil	Santos	Partilha	-	2.500
Peroba	Santos	Partilha	-	364
Pirapitanga	Santos	Concessão	-	-
Roncador	Campos	Concessão	-	-
Sagitário	Santos	Concessão	-	-
Sapinhoá (antigo Guará)	Santos	Concessão	-	2.100
Sépia (antigo Nordeste de Tupi)	Santos	Cessão Onerosa	-	428
Sépia (antigo Nordeste de Tupi)	Santos	Partilha	-	500 a 700
Sépia Leste	Santos	Concessão	-	130
Sul de Lula (antigo Sul de Tupi)	Santos	Cessão Onerosa	-	128
Sul de Sapinhoá (antigo Sul de Guará)	Santos	Cessão Onerosa	-	319
Tambaú**	Santos	Concessão	-	-
Tambuatá	Santos	Concessão	-	-
Tartaruga Verde e Mestiça	Campos	Concessão	-	-
Uruguá	Santos	Concessão	467	-
Xerelete	Campos	Concessão	1.400	-
TOTAL			1.867	55.771

Fonte: Elaboração própria com base em ANP, 2015a; ANP, 2015b; ANP, 2016a; Gaffney, Cline & Associates, 2010; Isto É Dinheiro, 2016; Lima, 2011, p. 5, 71, 92; Luna, 2013; MME, 2014; Nogueira, 2014; Nunes, 2014; Pamplona, 2011; Petrobras, 2005a, 2005b, 2007a, 2007b, 2008, 2010a, 2010b, 2010c, 2010d, 2011a, 2011b, 2012a, 2012b, 2013a, 2013b, 2013c, 2013d, 2014a, 2014b, 2014c, 2014d, 2014e, 2015b, 2015c; Pita, 2014; Polito, 2015; Ramalho, 2015; Repsol Sinopec Brasil, 2014; Reuters, 2014, 2015; Rosa, 2015; Valle, 2013.

*Os campos Bem-Te-Vi, Biguá, Caramba, Carapiá, Carataí, Guaíamã, Guaraní, Parati foram devolvidos à ANP. ** Campos majoritariamente de gás natural. Obs.: Para os campos cujas reservas estimadas são dadas em forma de um intervalo, foi considerado o valor médio.

Alguns dos campos analisados e apresentados na Tabela 27 já possuem produção em andamento em reservatórios localizados no pós-sal. Os volumes dessas reservas no pós-sal não são considerados. São considerados apenas os volumes estimados para reservatórios no horizonte geológico do pré-sal, em todos os campos dentro do polígono estabelecido pela Lei 12.351/2010. Do mesmo modo, não são considerados na análise campos que estão localizados geograficamente dentro do polígono do pré-sal legal, mas cujos reservatórios são apenas no pós-sal, como é o caso dos campos de Tartaruga Verde e Trataruga Mestiça.

Os volumes de reserva indicados na Tabela 27 são em sua maioria correspondentes às estimativas de volumes recuperáveis de cada campo. Em alguns casos as estimativas são para petróleo *in situ*, que é o total estimado para um determinado campo, mas que ainda depende de maior avaliação técnica para a definição dos volumes recuperáveis (Petrobras, 2005b).

Nos casos em que há a indicação de um limite inferior e um limite superior para as reservas, a análise considera o valor médio. Para alguns dos campos não foram encontradas informações sobre as estimativas de reservas.

Nem todos os campos indicados na tabela acima estão contratados. Alguns ainda esperam entrar em rodadas de licitação.

4.1.2. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DOS POÇOS

De acordo com o período de referência dos dados coletados para o presente trabalho, a produção na área do pré-sal tem sido realizada por meio de 53 poços produtores, que somam 820 mil barris por dia³⁷ e que estão localizados em 11 campos, nas bacias de Santos e de Campos. As Tabela 28 e Tabela 29 mostram a produção média diária dos 15 poços com maior produção localizados no pré-sal na Bacia de Santos e na Bacia de Campos.

Tabela 28 - Produção Média Diária dos 15 Poços com Maior Produção no Pré-Sal na Bacia de Santos

Poço	Campo	Produção Média Diária de Petróleo (Bbl/dia)	Produção Média Diária de Gás (Mm³/dia)	Produção Média Total (Boe/dia)
7SPH7DSPA	Sapinhoá	38.785	1.305	46.992
7LL27RJS	Lula	33.918	1.695	44.582
9LL20DRJS	Lula	30.612	1.526	40.209
4BRSA711RJS	Lula	30.411	1.531	40.044
7LL36ARJS	Lula	28.662	1.407	37.515
9LL2RJS	Lula	27.505	1.392	36.262
7SPH8SPA	Sapinhoá	28.245	982	34.424
7LL41DRJS	Lula	25.014	1.492	34.398
7LL28DRJS	Lula	27.129	1.075	33.892
7LL3DRJS	Lula	27.835	945	33.781
7SPH1SPA	Sapinhoá	27.366	921	33.156
7SPH5SPA	Sapinhoá	26.880	898	32.529
7LL22DRJS	Lula	25.714	1.021	32.139
7LL31DRJS	Lula	24.114	1.187	31.579
9BRSA716RJS	Lula	20.350	1.617	30.524

Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2016a).

³⁷ Os dados acerca de poços produtores e produção diária no pré-sal tem mudado constantemente. Nesse trabalho, o último dado de referência utilizado foi aquele publicado pela ANP em janeiro de 2016, com referência ao mês de novembro de 2015.

Tabela 29 - Produção Média Diária dos 15 Poços com Maior Produção no Pré-Sal na Bacia de Campos

Poço	Campo	Produção Média Diária de Petróleo (Bbl/dia)	Produção Média Diária de Gás (Mm³/dia)	Produção Média Total (Boc/dia)
7JUB34HESS	Jubarte	34.042	1.156	41.315
7JUB57DPAESS	Jubarte	20.550	703	24.972
7JUB58DPAESS	Jubarte	18.511	592	22.234
7BAZ8ESS	Baleia Azul	17.191	561	20.720
7BFR7ESS	Baleia Franca	15.620	516	18.863
7BFR12PAESS	Baleia Franca	14.873	525	18.177
6BRSA639ESS	Jubarte	13.845	585	17.526
6BRSA631DBESS	Baleia Azul	13.898	445	16.694
7MLL73DRJS	Marlim Leste	13.881	297	15.746
6BRSA817RJS	Marlim Leste	12.137	290	13.959
7BAZ6ESS	Baleia Azul	9.371	349	11.566
8JUB39ESS	Jubarte	9.267	297	11.135
6BRSA806RJS	Barracuda/Caratinga	9.085	131	9.906
7MLL72RJS	Marlim Leste	7.771	167	8.821
7JUB45ESS	Jubarte	6.947	249	8.511

Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2016a).

Conforme indicado nas tabelas acima, a produção média diária dos poços localizados no pré-sal da Bacia de Santos e da Bacia de Campos são distintas. Por conta dessa variação, as simulações de produção das reservas do pré-sal foram elaboradas com produção média diária diferente para as reservas localizadas nessas bacias.

Para as simulações de produção para campos na Bacia de Santos foi considerada uma produção média diária inicial por poço de 39.000 barris por dia. Esse patamar é o mesmo daquele verificado no poço 7SPH7DSPS do campo de Sapinhoá, que foi o poço com maior produção média no mês de referência dos dados, com produção de 38.785 barris por dia.

Já para as simulações da Bacia de Campos, foi considerada uma produção média diária inicial por poço de 20.000 barris por dia, com base na produção registrada no poço 7JUB57DPAESS, do campo de Jubarte, segundo poço com maior produção média diária registrada na bacia.

Os valores adotados são arredondamentos e também garantem que na simulação da produção simultânea dos poços sua produção se mantenha dentro do limite de processamento da plataforma de referência adotada, que tem capacidade de processamento de 180 mil barris por dia. Com esse nível de produção média diária máxima dos poços são considerados 5 poços produtores por plataforma na Bacia de Santos e 11 poços produtores na Bacia de Campos.

Para o cálculo da média da produção média diária inicial dos poços não foi considerado um número maior de poços, já que a média tenderia a ser mais baixa, dado que estes podem ou

ser poços mais antigos, já com certo declínio na produção ou poços com alguma restrição na produção.

Por conta disso foi considerado como referência os valores mais elevados, ao invés da média do total, já que os poços com maior produção tendem a ser poços com operação mais recente, ainda apresentando elevada produção média, ao contrário de poços mais antigos, que tendem a apresentar declínio de produção.

Além disso, a simulação considera que, ao longo dos anos, há uma diminuição natural na produção dos poços. Essa queda natural ocorre já que, na medida em que a produção avança e em razão da injeção de água, o nível de água no reservatório aumenta e progressivamente o teor de água aumenta no fluido, chegando a 80% do total do fluido em aproximadamente 25 anos de produção (restando somente 20% de óleo) e chegando a até 90% nos anos seguintes de produção (restando somente 10% de óleo) (MARQUES *apud* SAUER, 13.10.2013; Petrobras, 2012a).

Assim, nas simulações de produção, tem-se, nos primeiros anos, um determinado número de poços entrando em operação, dependendo do tamanho da reserva, com produção diária inicial média de 39.000 ou 20.000 barris por dia, dependendo da localização do campo. Essa produção sofre uma redução linear ao longo dos anos e é diminuída a cerca de 80% ao final do 25º ano de produção e a cerca de 90% no 30º ano de produção e nos demais até o encerramento do período de produção considerado.

Na simulação, o declíneo linear na produção média diária é de 0,676992125700004% nos poços da Bacia de Santos e de 0,6933666628600% nos poços da Bacia de Campos. Esse declíneo garante que o resultado da simulação seja a produção do total da reserva estimada para cada campo, ainda que no resultado final do total de barris produzidos haja uma diferença de até 0,8% para mais, por razões estatísticas, conforme já mencionado.

4.2. SIMULAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DETERMINÍSTICA

A partir dos resultados da simulação da produção para cada um dos campos analisados, conforme descrito na seção anterior, é realizada uma análise econômico-financeira de cada um deles. A análise se dá a partir de um modelo determinístico, construído para obter

resultados para distintos cenários de preços do barril de petróleo e distintos cenários de regimes regulatórios.

O modelo econômico-financeiro utiliza como dado de entrada a simulação da produção de cada campo e considera uma estimativa de investimento para as unidades de produção necessárias, uma estimativa de custos operacionais e as regras aplicáveis nos distintos regimes regulatórios, tanto em relação à recuperação de investimentos, como à impostos e participações governamentais.

Um resumo das principais premissas e parâmetros utilizados no modelo de simulação, bem como dos principais resultados é apresentado na Tabela 30. Alguns dos parâmetros são explicados com maior detalhamento a seguir.

Tabela 30 - Premissas e Parâmetros Utilizados na Simulação Econômico-Financeira e Resultados

Método	É utilizado o método de fluxo de caixa descontado. Ele permite demonstrar de maneira objetiva e direta se determinado projeto apresenta resultado financeiro positivo ou negativo e também como esse resultado varia em função das regras que regem o fluxo de caixa. Os resultados são todos apresentados em Valores Presentes Líquidos (VPL) e são analisados na seção de Resultados e de Conclusão. Eles também permitem uma análise econômica mais ampla, como a avaliação da distribuição de custos e benefícios do projeto entre os diferentes <i>stakeholders</i> . É importante mencionar que as simulações não avaliam decisões de investimento e não abarcam seus riscos e incertezas, mas avaliam qual seria o retorno de um projeto específico sob diferentes ambientes regulatórios.
Regimes Regulatórios	As simulações consideram as regras dos seguintes regimes regulatórios: (i) concessões; (ii) partilha de produção; (iii) contrato de serviços, com o pagamento pelo serviço prestado sendo de 10% da receita líquida; (iv) contrato de serviços com incentivos, no qual, além do pagamento de 10% da receita líquida, há divisão da economia de custos atingida por barril entre contratante e contratado; (v) cessão onerosa, nos campos em que ela se aplica e (vi) um regime híbrido de cessão onerosa e partilha de produção, nos campos em que os dois casos ocorrem.
Preços do Barril	Todas as simulações utilizam três cenários de preços de barril de petróleo: US\$ 50 por barril, US\$ 75 por barril e US\$ 100 por barril.
Investimentos em Capital	Para todos os campos foi considerada uma estimativa de investimento em unidades de produção (FPSOs, poços produtores e injetores, sistemas submarinos e sistemas de escoamento), em outras infraestruturas de suporte e também para as etapas de exploração e desenvolvimento, de acordo com a estrutura de investimento verificada na indústria (ver seção 4.2.1). Primeiramente, foram estimados os investimentos em capital para cada item das unidades de produção, que juntos representam 70% da estrutura geral de investimentos em capital de cada campo. Outros 20% são investidos em exploração e desenvolvimento e 10% em outras infraestruturas de suporte. Os investimentos estimados para exploração e desenvolvimento e para infraestruturas de suporte foram calculados, portanto, em função do que se espera de investimento em unidades de produção para a simulação de cada campo analisado. Ainda, foi considerada a possibilidade de aproveitamento de infraestrutura existente em outros campos já em produção. Ver detalhamento na seção 4.2.1.
Taxa de Desconto	Todas as simulações utilizam uma taxa de desconto de 10%, que é uma taxa típica para projetos no setor de energia. Assim, todos os resultados são em valores presentes (VP).
Capital Próprio e Empréstimos	Todas as simulações consideram que 50% dos investimentos realizados no projeto tem origem no capital próprio do empreendedor e que 50% dos investimentos são realizados com financiamento do BNDES, por um período de 30 anos, com taxa de 5,5% ao ano, de acordo com as políticas de financiamento de longo prazo do banco (BNDES, 2015).
Despesas Financeiras	São consideradas no modelo como o pagamento de juros para o banco ao longo da vida do projeto, por conta do empréstimo de capital.
Custos Operacionais	Os custos operacionais variam de acordo com a produção de petróleo em cada mês e em cada campo. Seu cálculo está vinculado à estimativa de investimento de capital necessária em cada campo. O valor total do custo de operação, em valor nominal, representa 30% do valor nominal de investimento de capital calculado para cada campo. Essa proporção é aquela verificada na indústria (Petrobras, 2013e).
Receita Bruta	Representa a produção do campo em barris multiplicada pelo preço do barril.
Impostos ³⁸	Os impostos são definidos pela legislação. É aplicada uma alíquota total de 34% sobre a receita tributável. No regime de concessões e cessão onerosa, a receita tributável representa a receita bruta deduzida dos royalties, dos custos operacionais, da participação

³⁸ É importante mencionar que, apesar das alíquotas de impostos serem definidas pela legislação e, por tanto, terem sido utilizadas como referência para as simulações do presente estudo, os impostos não são integralmente pagos ao poder público, já que mecanismos de engenharia financeira permitem essa prática. Assim, as transferências de impostos estão sobredimensionadas, de modo que a parcela total do governo mensurada pelas simulações deve ser menor na prática. Mais sobre o assunto, especificamente sobre os casos da Petrobras e da Vale, pode ser consultado em Lima, 2013b.

	especial (quando aplicável), da depreciação e das despesas financeiras. No regime de partilha de produção, a receita tributável representa a receita bruta deduzida dos royalties, dos custos operacionais, da parcela da União sobre o óleo excedente, da depreciação e das despesas financeiras. No regime de serviços, a receita tributável representa o pagamento recebido pela empresa prestadora de serviços.
Depreciação	Os investimentos em capital são depreciados para efeitos de impostos.
Participações Governamentais	Incluem todas as parcelas que são participações do governo no projeto de acordo com as regras de cada regime regulatório e incluem bônus de assinatura, royalties, participação especial, participação da União no óleo excedente, participação da União na receita líquida no regime de serviços.
Bônus de Assinatura	É um pagamento feito pelo empreendedor ao ter acesso a uma área após o processo de licitação. O montante é definido pelo governo e, no caso do campo de Libra, o valor cobrado foi de R\$ 15 bilhões. O bônus de assinatura é considerado na simulação como uma receita para o governo no início do projeto (um valor positivo no ano “zero”). O bônus não se aplica no regime de serviços, nem na cessão onerosa.
Royalties	São aplicados mensalmente sobre a receita bruta do projeto. A alíquota é de 15% no regime de partilha de produção e de 10% no regime de concessões e cessão onerosa. Uma alíquota de 15% também é aplicada no regime de serviços concebido no presente estudo.
Participação Especial	É uma participação governamental que se aplica no regime de concessões para campos com alta produção. A alíquota é aplicada trimestralmente sobre a receita líquida (receita bruta menos royalties e menos custos de operação) e varia de acordo com o ano e o volume da produção, atingindo até no máximo 40%.
Participação da União no Excedente em Óleo	É uma participação governamental que se aplica no regime de partilha de produção. Ela é uma alíquota, definida no processo de licitação do campo ou em seu contrato, que é aplicada sobre a parcela da produção classificada como “excedente em óleo”. O “excedente em óleo” representa a receita bruta menos os royalties e o que é chamada de “custo em óleo”, que representa custos operacionais e com capital. No caso do campo de Libra, a alíquota de base definida em seu leilão foi de 41,65%, variando para mais ou para menos de acordo com os preços do barril de petróleo e a produção média dos poços. Em todas as simulações foi considerada essa alíquota base, variável conforme produção e preços do barril, com exceção dos casos de campos contratados e já em regime de cessão onerosa (Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Búzios, Itapu, Sépia), onde foi então aplicada a alíquota do contrato de cada campo.
Pagamento por Serviços (remuneração à empresa)	Esse pagamento se aplica no regime de contrato de serviços e é feito pelo Estado à empresa contratada. No presente estudo ele foi definido como sendo 10% da receita líquida. No caso de haver incentivos, eles se somam ao pagamento pelos serviços. Sobre o pagamento dos serviços também incidem impostos.
VPL Concessionário ou Contratado	É o valor presente líquido das receitas ou despesas da empresa concessionária/contratada como investidora no projeto.
VPL União	É o valor presente líquido das receitas ou despesas do Governo Brasileiro como investidor no projeto, no caso do regime de serviços.
TIR (Taxa Interna de Retorno)	Com base no VPL calculado para o empreendedor do projeto em cada cenário regulatório e de preços do barril de petróleo, é calculada a TIR do projeto a partir da função fórmula TIR do Microsoft Office Excel.
Preço de Equilíbrio	Para todos os campos é calculado o preço de equilíbrio do projeto para cada cenário de regime regulatório, sob as duas condições de investimentos consideradas. O preço de equilíbrio indica qual é o menor valor do preço do barril de petróleo que torna o VPL do empreendedor positivo.

Fonte: Elaboração própria.

No regime de partilha de produção, a União possui direito a uma parcela do excedente em óleo produzido, conforme descrito no Capítulo 3. Para as simulações dos campos sob as regras desse regime, foi considerada uma participação igual aquela definida para o campo de

Libra (campo de referência). Ou seja, foi considerada uma participação base de 41,65% do volume do excedente em óleo, que varia conforme os preços do petróleo e a produção média diária dos poços, conforme indicado na Figura 8, extraída do edital de licitação do campo de Libra.

			Média da produção diária de petróleo dos poços produtores (bbl/d)											
	De	até	0	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	> 24.001
			4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000	
Preço Brent (US\$/bbl)	0	60,00	=OF-31,72%	=OF-15,85%	=OF-9,62%	=OF-6,33%	=OF-4,26%	=OF-2,56%	=OF-1,48%	=OF-0,86%	=OF-0,29%	=OF+0,23%	=OF+0,69%	=OF+1,11%
	60,01	80,00	=OF-26,45%	=OF-12,85%	=OF-7,51%	=OF-4,70%	=OF-2,92%	=OF-1,46%	=OF-0,54%	=OF-0,00%	=OF+0,48%	=OF+0,92%	=OF+1,32%	=OF+1,68%
	80,01	100,00	=OF-19,44%	=OF-8,86%	=OF-4,71%	=OF-2,52%	=OF-1,14%	=OF-0,00%	=OF+0,71%	=OF+1,13%	=OF+1,51%	=OF+1,85%	=OF+2,16%	=OF+2,44%
	100,01	120,00	=OF-14,98%	=OF-6,32%	=OF-2,92%	=OF-1,13%	OF	=OF+0,93%	=OF+1,51%	=OF+1,86%	=OF+2,17%	=OF+2,45%	=OF+2,70%	=OF+2,93%
	120,01	140,00	=OF-11,89%	=OF-4,56%	=OF-1,69%	=OF-0,17%	=OF+0,79%	=OF+1,57%	=OF+2,07%	=OF+2,36%	=OF+2,62%	=OF+2,86%	=OF+3,07%	=OF+3,26%
	140,01	160,00	=OF-9,62%	=OF-3,27%	=OF-0,78%	=OF+0,53%	=OF+1,36%	=OF+2,04%	=OF+2,47%	=OF+2,72%	=OF+2,95%	=OF+3,16%	=OF+3,34%	=OF+3,51%
	> 160,01		=OF-5,94%	=OF-1,18%	=OF+0,69%	=OF+1,68%	=OF+2,30%	=OF+2,81%	=OF+3,13%	=OF+3,32%	=OF+3,49%	=OF+3,65%	=OF+3,73%	=OF+3,91%

Figura 8 - Tabela de Definição do Porcentual de Participação da União no Óleo excedente

Fonte: (ANP, 2013).

Exceções a essa metodologia foram aplicadas para os campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Itapu, Sépia e Búzios, que fazem parte do contrato de cessão onerosa assinado entre a União e a Petrobras. Para esses campos, também estão sendo atualmente negociados contratos de partilha de produção com a Petrobras, sem a realização de licitação, para a produção dos volumes excedentes aqueles já contratados na cessão onerosa. Para esses casos, apesar do contrato de partilha ainda não estar assinado³⁹, já foram definidas as alíquotas de participação da União no excedente em óleo. Essas alíquotas foram usadas nas simulações dos resultados econômico-financeiros tanto para o regime de partilha de produção como para o regime “híbrido”, que combina as regras da cessão onerosa para os volumes deste contrato e da partilha de produção para os volumes excedentes.

Tabela 31 - Participação da União no Excedente em Óleo Diferentes do Campo de Referência

Campo	%
Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu	48,53
Búzios	47,42
Itapu	46,53
Sépia	47,62

Fonte: Elaboração própria com base em Petrobras, 2014b.

³⁹ Informação de Paulo César Riberio Lima durante sua participação na comissão avaliadora da presente tese.

Assim, no caso desses campos, a simulação econômico-financeira, além de analisá-los sob as regras dos regimes regulatórios considerados no presente estudo (concessão, partilha de produção e regime de serviços), também avaliou os resultados esperados no caso do regime híbrido que se aplica sobre eles. Ou seja, até determinado volume de produção, definido no contrato de cessão onerosa, aplicam-se as regras desse regime e posteriormente, para a produção dos volumes excedentes até atingir o valor total da reserva estimada, aplicam-se as regras do regime de partilha de produção.

Ainda, com relação ao regime de cessão onerosa, a análise dos resultados sob suas regras foi aplicada somente nos campos em que contratos desta natureza já foram assinados, pois pela legislação atual essas regras não podem se aplicar aos demais campos descobertos até o momento.

Com relação ao regime de serviços, que também foi incluído nas análises, é importante mencionar que ele não se aplica de acordo com a legislação brasileira vigente. No entanto, considerando a existência desse regime em outros países, conforme descrito no Capítulo 3, e que as atuais regras do regime de partilha de produção preveem a possibilidade de contratação direta da Petrobras para campos no pré-sal, foram concebidas duas formas de regime de serviços para o presente trabalho.

Em ambas as formas concebidas, o Estado Brasileiro, representado por empresa pública, como a PPSA, torna-se o investidor no projeto e a Petrobras recebe um pagamento pelos serviços prestados para a produção, que para efeitos de análise foi definido em 10% sobre a receita líquida.

Esse regime implica que a propriedade de todo o óleo produzido é do Estado brasileiro e que o pagamento feito à Petrobras é negociável, ao contrário do que acontece com as atuais regras do regime de partilha de produção, em que a porcentagem de óleo da União é que se torna objeto de negociação.

Na segunda forma do regime de serviços concebida para este trabalho, que é um regime de serviços com incentivos, além da Petrobras receber um pagamento pelo serviço prestado, toda a redução de custos que se consegue na etapa de produção é dividida igualmente como uma receita entre a Petrobras e o Estado brasileiro, conforme verificado na prática de outros países (Ghandi & Lin, 2014).

Uma representação parcial do modelo de análise econômico-financeira para cada regime regulatório é apresentada nas Figura 9, Figura 10, Figura 11, Figura 12, Figura 13, Figura 14 e Figura 15 abaixo.

4 - Módulo Concessão						
PRODUÇÃO DE LIBRA	FASE EXPLORAÇÃO 5 ANOS	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5
	T0	2019	2020	2021	2022	2023
Produção no Período (bbl)	0	39.969.391	156.881.033	344.705.848	558.778.509	684.764.536
Produção Acumulada (bbl)	0	39.969.391	196.850.424	541.556.272	1.100.334.781	1.785.099.317
Produção Diária Campo - Média (bbl/d)	0	111.026	435.781	957.516	1.552.163	1.902.124
Produção Média dos Poços (bbl/dia)	0	38.248	37.173	36.186	35.052	33.444
INVESTIMENTOS, CUSTOS E RECUPERAÇÃO						
Custo de Operação (\$/bbl) (abatido da receita bruta)	USD 0	USD 120.887.016	USD 474.485.082	USD 1.042.559.321	USD 1.690.019.898	USD 2.071.063.352
Investimento	USD 64.640.789.837					
Bônus de Assinatura	USD 11.184.097.222					
Juros Financiamento	USD 34.394.126.090					
Capital Próprio	USD 32.320.394.918					
Capital Financiado	USD 32.320.394.918					
Valor Pago ao Final do Financiamento	USD 66.714.521.008					
Parcela Financiamento	USD 2.223.817.367					
Payback	USD 0	USD 5.317.854.410	USD 10.124.076.922	USD 16.593.195.962	USD 23.966.351.191	USD 28.305.599.993
Saldo a Recuperar	USD 110.219.013.149	USD 104.901.158.738	USD 94.777.081.817	USD 78.183.885.855	USD 54.217.534.664	USD 25.911.934.670
Preço do Barril	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00
A - Receita Bruta	USD 0	USD 3.996.939.126	USD 15.688.103.254	USD 34.470.584.844	USD 55.877.850.886	USD 68.476.453.608
B - Royalties (10%)	USD 0	-USD 399.693.913	-USD 1.568.810.325	-USD 3.447.058.484	-USD 5.587.785.089	-USD 6.847.645.361
C - Custo de Operação	USD 0	-USD 120.887.016	-USD 474.485.082	-USD 1.042.559.321	-USD 1.690.019.898	-USD 2.071.063.352
D - Receita Líquida	USD 0	USD 3.476.358.198	USD 13.644.807.846	USD 29.980.967.039	USD 48.600.045.900	USD 59.557.744.895
E - Participação Especial (40% de D)	USD 0	-USD 1.390.543.279	-USD 5.457.923.139	-USD 11.992.386.815	-USD 19.440.018.360	-USD 23.823.097.958
F - Receita Líquida Após Participação Especial	USD 0	USD 2.085.814.919	USD 8.186.884.708	USD 17.988.580.223	USD 29.160.027.540	USD 35.734.646.937
G - Depreciação (-)	USD 0	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492
H - Despesas Financeiras (-)	USD 0	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870
I - Receita Tributável	USD 0	-USD 2.292.695.443	USD 3.808.374.346	USD 13.610.069.862	USD 24.781.517.178	USD 31.356.136.575
J - Impostos (IR + CSS = 34%)	USD 0	USD 0	-USD 1.294.847.278	-USD 4.627.423.753	-USD 8.425.715.841	-USD 10.661.086.436
K - Depreciação (+)	USD 0	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492
L - Resultado do Concessionário	-USD 110.219.013.149	USD 5.317.854.410	USD 10.124.076.922	USD 16.593.195.962	USD 23.966.351.191	USD 28.305.599.993
M - Participações Governamentais (B + E)	USD 11.184.097.222	USD 1.790.237.192	USD 7.026.733.464	USD 15.439.445.300	USD 25.027.803.448	USD 30.670.743.319
N - Total Parcela do Governo (N + J)	USD 11.184.097.222	USD 1.790.237.192	USD 8.321.580.742	USD 20.066.869.053	USD 33.453.519.289	USD 41.331.829.754

Figura 9 - Representação Parcial do Módulo de Simulação Econômico-Financeira para o Campo de Referência (Libra) no Regime de Concessões

Fonte: Elaboração própria.

	Soma Simples	VPL Fórmula
A - Receita Bruta	\$ 1.000.000.000.019	377.153
B - Royalties (10%)	\$ 100.000.000.002	37.715
C - Custo de Operação	\$ 30.244.897.960	11.407
D - Receita Líquida	\$ 869.755.102.057	328.031
E - Participação Especial (40% de D)	\$ 347.902.040.823	131.212
F - Receita Líquida Após Participação Especial	\$ 521.853.061.234	196.819
G - Depreciação (-)	\$ 64.640.789.837	27.516
H - Despesas Financeiras (-)	\$ 34.394.126.090	10.808
I - Receita Tributável	\$ 422.818.145.308	158.495
J - Impostos (IR + CSS = 34%)	\$ 144.537.685.855	54.597
K - Depreciação (+)	\$ 64.640.789.837	27.516
L - Resultado do Concessionário	\$ 331.737.152.067	59.519
M - Participações Governamentais (B + E)	\$ 459.086.138.047	180.112
N - Total Parcela do Governo (N + J)	\$ 603.623.823.902	234.709
O - TIR - Concessionário		16,4%

Figura 10 - Representação Parcial do Módulo de Simulação Econômico-Financeira para o Campo de Referência (Libra) no Regime de Concessões com Resumo dos Resultados em Valores Nominais e em VPL

Fonte: Elaboração própria.

5 - Módulo Partilha							
PRODUÇÃO DE LIBRA	FASE EXPLORAÇÃO 5 ANOS	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	
	T0	2019	2020	2021	2022	2023	
Produção no Período (bbl)	0	39.969.391	156.881.033	344.705.848	558.778.509	684.764.536	
Produção Acumulada (bbl)	0	39.969.391	196.850.424	541.556.272	1.100.334.781	1.785.099.317	
Produção Diária Campo - Média (bbl/d)	0	111.026	435.781	957.516	1.552.163	1.902.124	
Produção Média dos Poços (bbl/dia)	0	38.248	37.173	36.186	35.052	33.444	
INVESTIMENTOS, CUSTOS E RECUPERAÇÃO							
Custo de Operação (\$/bbl)	USD 0	USD 120.887.016	USD 474.485.082	USD 1.042.559.321	USD 1.690.019.898	USD 2.071.063.352	
Investimento	USD 64.640.789.837						
Bônus de Assinatura	USD 11.184.097.222						
Juros	USD 34.394.126.090						
Capital Próprio	USD 32.320.394.918						
Capital Financiado	USD 32.320.394.918						
Valor Pago ao Final do Financiamento	USD 66.714.521.008						
Parcela Financiamento	USD 2.223.817.367						
Saldo a Recuperar (CAPEX+OPEX)	USD 64.640.789.837	USD 64.761.676.853	USD 63.237.692.371	USD 56.436.200.066	USD 47.785.044.511	USD 33.092.752.597	
Limite de Recuperação (30% ou 50% de A)	USD 0	USD 1.998.469.563	USD 7.844.051.627	USD 10.341.175.453	USD 16.763.355.266	USD 20.542.936.082	
Custo em Óleo	USD 0	USD 1.998.469.563	USD 7.844.051.627	USD 10.341.175.453	USD 16.763.355.266	USD 20.542.936.082	
Payback CAPEX	USD 64.640.789.837	USD 62.763.207.289	USD 55.393.640.745	USD 46.095.024.613	USD 31.021.689.245	USD 12.549.816.515	
Preço do Barril	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	
Participação da União no Excedente em Óleo (%)	0,00	44,09	44,09	44,09	44,09	44,09	
A - Receita Bruta	USD 0	USD 3.996.939.126	USD 15.688.103.254	USD 34.470.584.844	USD 55.877.850.886	USD 68.476.453.608	
B - Royalties (15%)	USD 0	-USD 599.540.869	-USD 2.353.215.488	-USD 5.170.587.727	-USD 8.381.677.633	-USD 10.271.468.041	
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	USD 0	USD 1.998.469.563	USD 7.844.051.627	USD 10.341.175.453	USD 16.763.355.266	USD 20.542.936.082	
D - Custo em Óleo OPEX (-)	USD 0	-USD 120.887.016	-USD 474.485.082	-USD 1.042.559.321	-USD 1.690.019.898	-USD 2.071.063.352	
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	USD 0	USD 1.877.582.547	USD 7.369.566.545	USD 9.298.616.132	USD 15.073.335.368	USD 18.471.872.730	
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	USD 0	USD 1.398.928.694	USD 5.490.836.139	USD 18.958.821.664	USD 30.732.817.988	USD 37.662.049.484	
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	USD 0	-USD 616.787.661	-USD 2.420.909.654	-USD 8.358.944.472	-USD 13.550.099.451	-USD 16.605.197.618	
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	USD 0	USD 782.141.033	USD 3.069.926.485	USD 10.599.877.192	USD 17.182.718.537	USD 21.056.851.867	
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	USD 0	USD 2.659.723.580	USD 10.439.493.030	USD 19.898.493.325	USD 32.256.053.905	USD 39.528.724.597	
J - Depreciação (-)	USD 0	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	
K - Despesas Financeiras (-)	USD 0	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	
L - Receita Tributável (F - G - H)	USD 0	-USD 1.718.786.781	USD 6.060.982.668	USD 15.519.982.963	USD 27.877.543.543	USD 35.150.214.235	
M - Impostos (IR + CSS = 34%)	USD 0	USD 0	-USD 2.060.734.107	-USD 5.276.794.207	-USD 9.478.364.805	-USD 11.951.072.840	
N - Depreciação (+)	USD 0	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	
O - Resultado do Contratado (N + O)	-USD 110.219.013.149	USD 5.891.763.072	USD 11.610.798.415	USD 17.853.738.609	USD 26.009.728.592	USD 30.809.691.249	
P - Participações Governamentais (B + G)	USD 11.184.097.222	USD 1.216.328.530	USD 4.774.125.142	USD 13.529.532.198	USD 21.931.777.084	USD 26.876.665.659	
Q - Total Parcela Governo (Q + M)	USD 11.184.097.222	USD 1.216.328.530	USD 6.834.859.249	USD 18.806.326.406	USD 31.410.141.888	USD 38.827.738.499	

Figura 11 - Representação Parcial do Módulo de Simulação Econômico-Financeira para o Campo de Referência (Libra) no Regime de Partilha de Produção
Fonte: Elaboração própria.

6 - Módulo Serviços I							
PRODUÇÃO DE LIBRA	FASE EXPLORAÇÃO 5 ANOS	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	
	T0	2019	2020	2021	2022	2023	
Produção no Período (bbl)	0	39.969.391	156.881.033	344.705.848	558.778.509	684.764.536	
Produção Acumulada (bbl)	0	39.969.391	196.850.424	541.556.272	1.100.334.781	1.785.099.317	
Produção Diária Campo - Média (bbl/d)	0	111.026	435.781	957.516	1.552.163	1.902.124	
Produção Média dos Poços (bbl/dia)	0	38.248	37.173	36.186	35.052	33.444	
INVESTIMENTOS, CUSTOS E RECUPERAÇÃO							
Custo de Operação (\$/bbl)	USD 0	USD 120.887.016	USD 474.485.082	USD 1.042.559.321	USD 1.690.019.898	USD 2.071.063.352	
Investimento	USD 64.640.789.837						
Juros	USD 34.394.126.090						
Bônus de Assinatura (não há bônus)	USD 0						
Saldo a recuperar	USD 99.034.915.927	USD 99.034.915.927	USD 96.086.055.809	USD 84.511.693.394	USD 59.079.999.377	USD 17.854.461.358	
Receita do Período	USD 0	USD 2.948.860.117	USD 11.574.362.415	USD 25.431.694.017	USD 41.225.538.020	USD 50.520.529.993	
Payback	USD 0	USD 2.948.860.117	USD 11.574.362.415	USD 25.431.694.017	USD 41.225.538.020	USD 17.854.461.358	
Preço do Barril	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	
A - Receita Bruta	USD 0	USD 3.996.939.126	USD 15.688.103.254	USD 34.470.584.844	USD 55.877.850.886	USD 68.476.453.608	
B - Royalties (15% de A)	USD 0	-USD 599.540.869	-USD 2.353.215.488	-USD 5.170.587.727	-USD 8.381.677.633	-USD 10.271.468.041	
C - Custo de Operação	USD 0	-USD 120.887.016	-USD 474.485.082	-USD 1.042.559.321	-USD 1.690.019.898	-USD 2.071.063.352	
D - Receita Líquida	USD 0	USD 3.276.511.241	USD 12.860.402.684	USD 28.257.437.796	USD 45.806.153.355	USD 56.133.922.215	
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	USD 0	USD 327.651.124	USD 1.286.040.268	USD 2.825.743.780	USD 4.580.615.336	USD 5.613.392.221	
F - Remuneração União (90% de D)	USD 0	USD 2.948.860.117	USD 11.574.362.415	USD 25.431.694.017	USD 41.225.538.020	USD 50.520.529.993	
G - Receita da Petrobras	USD 0	USD 327.651.124	USD 1.286.040.268	USD 2.825.743.780	USD 4.580.615.336	USD 5.613.392.221	
H - Impostos (IR + CSS - 34% de L)	USD 0	-USD 111.401.382	-USD 437.253.691	-USD 960.752.885	-USD 1.557.409.214	-USD 1.908.553.355	
I - Lucro Petrobras Após Impostos	USD 0	USD 216.249.742	USD 848.786.577	USD 1.864.990.895	USD 3.023.206.121	USD 3.704.838.866	
J - Participações Governamentais (B + F + H)	USD 0	USD 3.659.802.368	USD 14.364.831.595	USD 31.563.034.628	USD 51.164.624.867	USD 62.700.551.390	
K - Resultado da União (como investidora)	-USD 99.034.915.927	USD 3.659.802.368	USD 14.364.831.595	USD 31.563.034.628	USD 51.164.624.867	USD 62.700.551.390	

Figura 12 - Representação Parcial do Módulo de Simulação Econômico-Financeira para o Campo de Referência (Libra) no Regime de Serviços
Fonte: Elaboração própria.

7 - Módulo Serviços com Incentivos						
PRODUÇÃO DE LIBRA	FASE EXPLORAÇÃO 5 ANOS	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5
		2019	2020	2021	2022	2023
Produção no Período (bbl)	0	39.969.391	156.881.033	344.705.848	558.778.509	684.764.536
Produção Acumulada (bbl)	0	39.969.391	196.850.424	541.556.272	1.100.334.781	1.785.099.317
Produção Diária Campo - Média (bbl/d)	0	111.026	435.781	957.516	1.552.163	1.902.124
Produção Média dos Poços (bbl/dia)	0	38.248	37.173	36.186	35.052	33.444
INVESTIMENTOS, CUSTOS E RECUPERAÇÃO						
Custo de Operação (\$/bbl)	USD 0	USD 120.887.016	USD 474.485.082	USD 1.042.559.321	USD 1.690.019.898	USD 2.071.063.352
Investimento	USD 64.640.789.837					
Juros	USD 23.349.937.788					
Bônus de Assinatura (não há bônus)	USD 0					
Saldo a recuperar	USD 87.990.727.624	USD 87.990.727.624	USD 85.019.796.033	USD 73.358.802.434	USD 47.736.758.603	USD 6.202.657.829
Receita do Período		USD 2.970.931.591	USD 11.660.993.598	USD 25.622.043.832	USD 41.534.100.773	USD 50.898.663.417
Payback	USD 0	USD 2.970.931.591	USD 11.660.993.598	USD 25.622.043.832	USD 41.534.100.773	USD 6.202.657.829
Preço do Barril	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00
A - Receita Bruta	USD 0	USD 3.996.939.126	USD 15.688.103.254	USD 34.470.584.844	USD 55.877.850.886	USD 68.476.453.608
B - Royalties (15% de A)	USD 0	-USD 599.540.869	-USD 2.353.215.488	-USD 5.170.587.727	-USD 8.381.677.633	-USD 10.271.468.041
C - Custo de Operação	USD 0	-USD 120.887.016	-USD 474.485.082	-USD 1.042.559.321	-USD 1.690.019.898	-USD 2.071.063.352
D - Receita Líquida	USD 0	USD 3.276.511.241	USD 12.860.402.684	USD 28.257.437.796	USD 45.806.153.355	USD 56.133.922.215
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	USD 0	USD 327.651.124	USD 1.286.040.268	USD 2.825.743.780	USD 4.580.615.336	USD 5.613.392.221
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	USD 0	USD 22.071.474	USD 86.631.183	USD 190.349.815	USD 308.562.754	USD 378.133.424
G - Remuneração total da Petrobras	USD 0	USD 349.722.598	USD 1.372.671.452	USD 3.016.093.595	USD 4.889.178.089	USD 5.991.525.645
H - Remuneração da União (% restante de D)	USD 0	USD 2.948.860.117	USD 11.574.362.415	USD 25.431.694.017	USD 41.225.538.020	USD 50.520.529.993
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	USD 0	USD 22.071.474	USD 86.631.183	USD 190.349.815	USD 308.562.754	USD 378.133.424
J - Remuneração Total da União	USD 0	USD 2.970.931.591	USD 11.660.993.598	USD 25.622.043.832	USD 41.534.100.773	USD 50.898.663.417
K - Receita da Petrobras	USD 0	USD 349.722.598	USD 1.372.671.452	USD 3.016.093.595	USD 4.889.178.089	USD 5.991.525.645
L - Impostos (IR + CSS - 34% de L)	USD 0	-USD 118.905.683	-USD 466.708.294	-USD 1.025.471.832	-USD 1.662.320.550	-USD 2.037.118.719
M - Lucro Petrobras Após Impostos	USD 0	USD 230.816.915	USD 905.963.158	USD 1.990.621.772	USD 3.226.857.539	USD 3.954.406.926
N - Participações Governamentais (B + J + L)	USD 0	USD 3.689.378.144	USD 14.480.917.380	USD 31.818.103.380	USD 51.578.098.957	USD 63.207.250.178
O - Resultado da União como investidora	-USD 87.990.727.624	USD 3.689.378.144	USD 14.480.917.380	USD 31.818.103.380	USD 51.578.098.957	USD 63.207.250.178

Figura 13 - Representação Parcial do Módulo de Simulação Econômico-Financeira para o Campo de Referência (Libra) no Regime de Serviços com Incentivos
Fonte: Elaboração própria.

8 - Módulo Cessão Onerosa						
PRODUÇÃO DE LIBRA	FASE EXPLORAÇÃO 5 ANOS	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5
		2019	2020	2021	2022	2023
Produção no Período (bbl)	0	39.969.391	156.881.033	344.705.848	558.778.509	684.764.536
Produção Acumulada (bbl)	0	39.969.391	196.850.424	541.556.272	1.100.334.781	1.785.099.317
Produção Diária Campo - Média (bbl/d)	0	111.026	435.781	957.516	1.552.163	1.902.124
Produção Média dos Poços (bbl/dia)	0	38.248	37.173	36.186	35.052	33.444
INVESTIMENTOS, CUSTOS E RECUPERAÇÃO						
Custo de Operação (\$/bbl) (abatido da receita bruta)	USD 0	USD 120.887.016	USD 474.485.082	USD 1.042.559.321	USD 1.690.019.898	USD 2.071.063.352
Investimento	USD 64.640.789.837					
Bônus de Assinatura	USD 11.184.097.222					
Juros Financiamento	USD 34.394.126.090					
Capital Próprio	USD 32.320.394.918					
Capital Financiado	USD 32.320.394.918					
Valor Pago ao Final do Financiamento	USD 66.714.521.008					
Parcela Financiamento	USD 2.223.817.367					
Payback	USD 0	USD 6.708.397.689	USD 13.726.306.193	USD 24.508.171.260	USD 36.796.763.308	USD 28.479.374.697
Saldo a Recuperar	USD 110.219.013.149	USD 103.510.615.459	USD 89.784.309.266	USD 65.276.138.006	USD 28.479.374.697	USD 0
Preço do Barril	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00
A - Receita Bruta	USD 0	USD 3.996.939.126	USD 15.688.103.254	USD 34.470.584.844	USD 55.877.850.886	USD 68.476.453.608
B - Royalties (10%)	USD 0	-USD 399.693.913	-USD 1.568.810.325	-USD 3.447.058.484	-USD 5.587.785.089	-USD 6.847.645.361
C - Custo de Operação	USD 0	-USD 120.887.016	-USD 474.485.082	-USD 1.042.559.321	-USD 1.690.019.898	-USD 2.071.063.352
D - Receita Líquida	USD 0	USD 3.476.358.198	USD 13.644.807.846	USD 29.980.967.039	USD 48.600.045.900	USD 59.557.744.895
E - Participação Especial (40% de D)	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
D - Receita Líquida	USD 0	USD 3.476.358.198	USD 13.644.807.846	USD 29.980.967.039	USD 48.600.045.900	USD 59.557.744.895
E - Depreciação (-)	USD 0	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492
F - Despesas Financeiras (-)	USD 0	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870
G - Receita Tributável	USD 0	-USD 902.152.164	USD 9.266.297.485	USD 25.602.456.677	USD 44.221.535.538	USD 55.179.234.533
H - Impostos (IR + CSS = 34%)	USD 0	USD 0	-USD 3.150.541.145	-USD 8.704.835.270	-USD 15.035.322.083	-USD 18.760.939.741
I - Depreciação (+)	USD 0	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492
J - Resultado do Concessionário	-USD 110.219.013.149	USD 6.708.397.689	USD 13.726.306.193	USD 24.508.171.260	USD 36.796.763.308	USD 44.028.844.645
K - Participações Governamentais (B + E)	USD 11.184.097.222	USD 399.693.913	USD 1.568.810.325	USD 3.447.058.484	USD 5.587.785.089	USD 6.847.645.361
L - Total Parcela do Governo (N + J)	USD 11.184.097.222	USD 399.693.913	USD 4.719.351.470	USD 12.151.893.755	USD 20.623.107.172	USD 25.608.585.102

Figura 14 - Representação Parcial do Módulo de Simulação Econômico-Financeira para o Campo de Referência (Libra) no Regime de Cessão Onerosa
Fonte: Elaboração própria.

9 - Módulo Híbrido						
PRODUÇÃO DE LIBRA	FASE EXPLORAÇÃO 5 ANOS					
	T0	ANO 1 2019	ANO 2 2020	ANO 3 2021	ANO 4 2022	ANO 5 2023
Produção no Período (bbl)	0	39.969.391	156.881.033	344.705.848	558.778.509	684.764.536
Produção Acumulada (bbl)	0	39.969.391	196.850.424	541.556.272	1.100.334.781	1.785.099.317
Produção Diária Campo - Média (bbl/d)	0	111.026	435.781	957.516	1.552.163	1.902.124
Produção Média dos Poços (bbl/dia)	0	38.248	37.173	36.186	35.052	33.444
INVESTIMENTOS, CUSTOS E RECUPERAÇÃO						
Custo de Operação (\$/bbl)	USD 0	USD 120.887.016	USD 474.485.082	USD 1.042.559.321	USD 1.690.019.898	USD 2.071.063.352
Investimento	USD 64.640.789.837					
Bônus de Assinatura	USD 11.184.097.222					
Juros	USD 34.394.126.090					
Capital Próprio	USD 32.320.394.918					
Capital Financiado	USD 32.320.394.918					
Valor Pago ao Final do Financiamento	USD 66.714.521.008					
Parcela Financiamento	USD 2.223.817.367					
Saldo a Recuperar (CAPEX+OPEX)	USD 64.640.789.837	USD 64.761.676.853	USD 61.239.222.808	USD 46.593.678.876	USD 37.942.523.321	USD 23.250.231.407
Limite de Recuperação (30% ou 50% de A)	USD 0	USD 3.996.939.126	USD 15.688.103.254	USD 10.341.175.453	USD 16.763.355.266	USD 20.542.936.082
Custo em Óleo	USD 0	USD 3.996.939.126	USD 15.688.103.254	USD 10.341.175.453	USD 16.763.355.266	USD 20.542.936.082
Payback CAPEX	USD 64.640.789.837	USD 60.764.737.726	USD 45.551.119.555	USD 36.252.503.423	USD 21.179.168.055	USD 2.707.295.325
Preço do Barril	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00	USD 100,00
Participação da União no Excedente em Óleo (%)	0,00	0,00	0,00	47,62	47,62	47,62
A - Receita Bruta	USD 0	USD 3.996.939.126	USD 15.688.103.254	USD 34.470.584.844	USD 55.877.850.886	USD 68.476.453.608
B - Royalties (10% ou 15%)	USD 0	-USD 399.693.913	-USD 1.568.810.325	-USD 5.170.587.727	-USD 8.381.677.633	-USD 10.271.468.041
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	USD 0	USD 3.996.939.126	USD 15.688.103.254	USD 10.341.175.453	USD 16.763.355.266	USD 20.542.936.082
D - Custo em Óleo OPEX (-)	USD 0	-USD 120.887.016	-USD 474.485.082	-USD 1.042.559.321	-USD 1.690.019.898	-USD 2.071.063.352
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	USD 0	USD 3.876.052.110	USD 15.213.618.172	USD 9.298.616.132	USD 15.073.335.368	USD 18.471.872.730
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	USD 0	-USD 399.693.913	-USD 1.568.810.325	USD 18.958.821.664	USD 30.732.817.988	USD 37.662.049.484
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	USD 0	USD 0	USD 0	-USD 9.028.190.877	#####	#####
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	USD 0	-USD 399.693.913	-USD 1.568.810.325	USD 9.930.630.788	USD 16.097.850.062	USD 19.727.381.520
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	USD 0	USD 3.476.358.198	USD 13.644.807.846	USD 19.229.246.920	USD 31.171.185.430	USD 38.199.254.250
J - Depreciação (-)	USD 0	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492	-USD 3.232.039.492
K - Despesas Financeiras (-)	USD 0	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870	-USD 1.146.470.870
L - Receita Tributável (F - G - H)	USD 0	-USD 902.162.164	USD 9.266.297.485	USD 14.850.736.558	USD 26.792.675.068	USD 33.820.743.889
M - Impostos (IR + CSS = 34%)	USD 0	USD 0	-USD 3.160.541.145	-USD 5.049.250.430	-USD 9.109.509.523	-USD 11.499.052.922
N - Depreciação (+)	USD 0	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492	USD 3.232.039.492
O - Resultado do Contratado (N + O)	-USD 110.219.013.149	USD 6.708.397.689	USD 13.726.306.193	USD 17.412.035.982	USD 25.293.715.398	USD 29.932.240.820
P - Participações Governamentais (B + G)	USD 11.184.097.222	USD 399.693.913	USD 1.568.810.325	USD 14.198.778.603	USD 23.016.645.559	USD 28.206.136.006
Q - Total Parcela Governo (Q + M)	USD 11.184.097.222	USD 399.693.913	USD 4.719.351.470	USD 19.248.029.033	USD 32.126.155.082	USD 39.705.188.928

Figura 15 - Representação Parcial do Módulo de Simulação Econômico-Financeira para o Campo de Referência (Libra) no Regime Híbrido (Cessão Onerosa e Partilha de Produção)

Fonte: Elaboração própria.

Assim como a simulação da produção em campos petrolíferos apresenta limitações, por se tratar de uma simplificação e generalização de comportamentos, a simulação econômico-financeira dessa produção também apresenta limitações, dentre elas:

- A simulação econômico-financeira analisa o resultado de cada campo em termos de VPL considerando para todos eles o mesmo período inicial e final do projeto. Ou seja, a análise não considera o escalonamento dos projetos ao longo do tempo. Esse escalonamento, que representaria a realidade, é importante não apenas em termos de capacidade técnica, de infraestrutura e financeira, como também é estratégica ao país, pois pelo correto escalonamento dos projetos, à despeito de seus resultados financeiros, pode-se programar e manter um determinado nível de produção nacional, o que tem direta influência no controle da oferta e de preços do petróleo.
- As simulações são baseadas em distintos cenários de preços do barril de petróleo e, portanto, não consideram uma projeção desses preços ao longo do tempo.
- A análise não inclui os riscos associados aos projetos e nem a sensibilidade do VPL frente a esses riscos.

- As simulações calculam o preço de equilíbrio para cada campo, mas, ao não utilizar projeções de preços para o barril de petróleo, não calcula a probabilidade desses preços estarem acima ou abaixo do patamar de equilíbrio.
- Os preços de equilíbrio, apesar de serem um indicador financeiro, tendem a ser usados como indicativo de priorização de projetos, mas não medem a importância estratégica da produção em determinados campos e sua influência na manutenção dos níveis de produção nacional e suas consequências na determinação de preços.
- Há dificuldade na obtenção dos dados de investimentos, que são fundamentais para as simulações econômico-financeiras. Assim, optou-se por utilizar dados de referências oficiais ou reconhecidas, mas que podem ser considerados conservadores.

4.2.1. ESTIMATIVA DE INVESTIMENTOS

Aqui são apresentadas as estimativas de investimentos adotadas para a análise dos diferentes campos. Primeiramente são considerados os investimentos em capital, ou seja, os valores de CAPEX (*Capital Expenditure*) e depois é apresentada a estimativa realizada para o cálculo do custo operacional ou OPEX (*Operational Expenditure*).

Para a fase da produção os investimentos em capital foram estimados para cada componente básico de uma unidade de produção. Esses dados são de difícil obtenção e há incertezas quanto à acuracidade. Por conta disso, foram realizadas entrevistas com especialistas da área que auxiliaram no balizamento dos dados adotados para as simulações.

Os dados sobre as estimativas de investimentos na fase de produção são apresentados na tabela abaixo, que indica os valores mínimos e máximos e também a média de todos os valores encontrados em fontes bibliográficas e a partir da consulta à especialistas do setor. Os valores são dados em bilhões de US\$ e por unidade.

Tabela 32 - Valores Mínimos, Máximos e Médios das Estimativas de Investimentos

Valores em Bilhões de US\$	Mínimo	Máximo	Média
1 FPSO	1,0	2,5	1,55
1 Poço	0,07	0,15	0,098
1 Sistema Submarino	0,5	1,0	0,750
1 Sistema de Exportação / Escoamento	0,5	1,0	0,750

Fonte: Elaboração própria.

As estimativas de investimentos para as unidades FPSOs contaram tanto com estimativas gerais para unidades desse tipo utilizadas no pré-sal (EnergyBoardroom, 2014; Rouchinol, 2016; Silva, 2016), como valores específicos de investimentos encontrados para as plataformas P-51, P-55, P-58, P-62, com capacidade de processamento de até 180 mil bpd (Diverio e Witter, 2011; Moraes, 2013, p. 201; Portos e Mercados, 2011; SINAVAL, 2010) e para a plataforma P-63, com capacidade de processamento de até 140 mil bpd (Diverio e Witter, 2011; SINAVAL, 2010).

As fontes para estimativas gerais de investimentos em FPSOs indicaram valores máximos da ordem de US\$ 2,5 bilhões por unidade e também faixas de investimentos médios variando de US\$ 1 bilhão a US\$ 1,5 bilhões e de US\$ 1,5 a US\$ 1,8 bilhões.

Já as fontes para estimativas de investimentos em plataformas específicas indicaram os valores de US\$ 1 bilhão para a P-51; entre US\$ 1,3 e 1,65 bilhões para a P-55; US\$ 1,34 bilhões para a P-58; US\$ 1 bilhão para a P-62 e US\$ 1,3 bilhões para a P-63.

Para os poços foram encontradas estimativas de investimentos que englobam a perfuração e a completação em águas profundas, já na área do pré-sal. No entanto, algumas das fontes não possuem detalhamento, por isso a informação com relação ao que exatamente está incluso na estimativa do investimento é imprecisa.

Dentre as fontes consultadas para investimentos em poços na área do pré-sal o valor máximo indicado foi da ordem de US\$ 150 milhões por unidade (Silva, 2016). Algumas fontes apontaram para investimentos da ordem de US\$ 80 milhões (Moraes, 2013), US\$ 100 milhões (Jungman, 2009) e US\$ 113 milhões por poço (O Globo, 2008). Houve também a indicação de faixas de investimentos médios variando de US\$ 75 milhões a US\$ 100 milhões (Rouchinol, 2016) e de US\$ 70 milhões a US\$ 80 milhões (EnergyBoardroom, 2014).

Há estimativas de investimentos mais altas para poços exploratórios. No entanto, esse custo não entra na fase de produção, mas sim nos custos estimados para a fase de exploração. Foram encontrados valores para poços exploratórios que variam entre US\$ 150 e US\$ 240 milhões na área do pré-sal (Durham, 2009) e valores similares para poços exploratórios em águas profundas no Golfo do México (Reuters, 2016) e também no Mar do Norte (Rouchinol, 2016).

Para os sistemas de conexão submarinos, que incluem os *risers*, umbilicais e árvores de natal, e também para os sistema de escoamento da produção, os valores de estimativas de investimentos foram obtidos a partir da consulta à especialistas do setor.

Para os sistemas submarinos foi indicado o valor máximo de US\$ 1 bilhão para cada módulo (Silva, 2016) e também uma faixa média de investimento entre US\$ 500 milhões e US\$ 750 milhões para cada módulo (Rouchinol, 2016). Para o sistema de escoamento da produção foi indicado o valor de US\$ 1 bilhão para cada módulo (Silva, 2016).

Também foram coletados dados de investimentos oficiais do PAC (Programa de Aceleração do Crescimento) do Governo Federal para alguns projetos.

Esses projetos, bem como o detalhamento de seus componentes, a estimativa de investimento em reais e a estimativa de investimento em dólar, de acordo com a taxa média do dólar no ano de referência do dado, são apresentados na Tabela 33.

Tabela 33 - Investimentos do PAC em Projetos Selecionados

Projeto	Componentes	Investimento em Bilhões de R\$	Ano de Ref.	Investimento em Bilhões de US\$
Plataforma P-58 - Parque das Baleias	Desenvolvimento dos campos de Baleia Franca, Cachalote, Jubarte, Baleia Azul e Baleia Anã totalizando 20 poços. Construção e instalação de UEP do tipo FPSO e um gasoduto de escoamento interligando a P-58 ao gasoduto Sul-Norte Capixaba, com meta de 180 mil bpd.	11,582	2014	4,929
Plataforma P-66 - Campo de Lula	Perfuração, completção e interligação de 18 poços e na interligação de 1 poço (10 produtores e 9 injetores), com a construção e instalação de uma plataforma do tipo FPSO (P-66), o primeiro dos 8 FPSOs replicantes, com meta de 150 mil bpd.	12,5	2014	5,319
Campo de Lula - Piloto 2 de Produção	Perfuração e completção de 13 poços e interligação de 14 poços (8 produtores, 5 injetores WAG e 1 injetor de gás) ao FPSO Cidade de Paraty, com meta de 120 mil bpd.	8,2	2014	3,489
Sapinhoá - Piloto de Produção	Perfuração, completção e interligação de 13 poços (8 produtores e 5 injetores) ao FPSO Cidade de São Paulo, com meta de 120 mil bpd.	9,014	2014	3,836

Fonte: Elaboração própria com dados de PAC, 2011a, 2011b, 2012a, 2012b, 2014 e Banco Central do Brasil, 2016.

De acordo com os dados de investimentos apresentados na tabela acima, a perfuração, completção e interligação de poços no projeto do Piloto 2 do campo de Lula exigiram US\$ 268 milhões por cada poço e no projeto Piloto de Sapinhoá exigiram US\$ 295 milhões por cada poço.

No projeto do Parque das Baleias, que também inclui a construção da Plataforma P-58, se considerado um investimento de cerca de US\$ 1,5 bilhões para a plataforma, a perfuração,

completação e interligação de poços exige um investimento de US\$ 171,45 milhões por poço (desconsiderando o gasoduto).

Já no projeto no campo de Lula, que também inclui a construção de uma plataforma, a P-66, se também considerado um investimento de US\$ 1,5 bilhões na plataforma, somente a perfuração, completção e interligação dos poços exige um investimento de US\$ 201 milhões por poço.

Por tanto, combinando: (i) os dados de investimentos do PAC para os poços (perfuração, completção e interligação submarina) do projeto no campo de Lula para a Bacia de Santos e do projeto do Parque das Baleias para a Bacia de Campos; (ii) com os dados de investimentos médios encontrados para plataformas do tipo FPSO com capacidade de processamento de 180 mil bpd; (iii) com os dados de investimentos estimados por especialistas do setor para o sistema de escoamento da produção na Bacia de Santos e considerando a metade deste investimento para sistemas de escoamento na Bacia de Campos (que já conta com outras infraestruturas), temos a seguinte estimativa de investimento para cada componente de uma unidade de produção típica para o pré-sal:

Tabela 34 - Estimativas de Investimento Adotadas para a Produção

Componente	Estimativa de Investimento em Bilhões de US\$
FPSO	1,5
Poço (perfuração, completção e interligação submarina) Bacia de Santos	0,2
Poço (perfuração, completção e interligação submarina) Bacia de Campos	0,17
Sistema de Escoamento da Produção Bacia de Santos	1,0
Sistema de Escoamento da Produção Bacia de Campos	0,5

O valor unitário dos componentes apresentados na Tabela 34 é utilizado na composição dos investimentos necessários para o desenvolvimento da produção de cada campo analisado. O valor total de investimento dependerá da quantidade de FPSOs, poços e sistemas de escoamento requeridos para a produção de cada campo, conforme simulado pelo modelo para análise da produção de cada campo.

Para a estimativa de investimentos para a etapa de exploração e também para outras infraestruturas e apoio logístico foram considerados os dados dos planos de negócios da Petrobras e também de outras fontes.

De acordo com os dados, os investimentos no desenvolvimento da produção representam cerca de 70% dos investimentos totais da área de Exploração e Produção, sendo que destes

cerca de 50% são dedicados apenas aos poços (Brun, Aerts e Jerkø, 2015; EY, 2013; Gomes, 2013; Petrobras, 2011c, 2013e).

Já a área de exploração, junto com a área de infraestrutura e apoio logístico, representam cerca de 30% dos investimentos totais da área de Exploração e Produção (EY, 2013; Gomes, 2013; Petrobras, 2011c, 2013e).

Assim, foi considerado, para cada campo analisado, que o somatório da estimativa de investimento em capital para os sistemas de produção (FPSOs, poços e sistemas de escoamento) representam 70% do total do investimento em capital em cada campo. A partir desse valor, foi considerado que os 30% restantes são referentes às atividades de exploração e também para infraestrutura e apoio logístico.

Já os custos operacionais (OPEX) representam cerca de 30% dos investimentos totais (Petrobras, 2011c, 2013e). Assim, foi considerado que todo o custo estimado para dispêndios em capital (CAPEX) representam 70% do investimento total e os 30% restantes são referentes aos custos operacionais.

As estimativas de investimentos adotadas, de acordo com os dados e premissas acima descritos, são exemplificadas na tabela abaixo, que mostra a adoção dessas estimativas para um campo específico, no caso o campo adotado como referência para o presente estudo, que é o campo de Libra, na bacia de Santos. Os valores apresentados são nominais.

Tabela 35 - Estimativas de Investimento para o Campo de Libra (valores nominais)

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSO	13	19.500
Poços produtores	65	13.000
Poços injetores	52	10.400
Sistemas de escoamento	13	6.500
Total Desenvolvimento da Produção	-	49.400
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	21.171
CAPEX	-	70.571
OPEX	-	30.245
Investimento Total	-	100.816

Fonte: Elaboração própria.

Após a determinação do valor nominal de investimento para cada projeto, conforme as estimativas apresentadas, a análise econômico-financeira considera esses valores ao longo do tempo, de modo que a se tenha no ano zero de cada projeto o Valor Presente Líquido dos investimentos, a partir da adoção de uma taxa de desconto de 10%.

Os investimento referentes às atividades de exploração e infraestrutura e apoio logístico são considerados nos primeiros 5 anos, antes do início da produção (antes do ano zero do projeto).

Já os investimentos no desenvolvimento da produção são considerados a partir do ano zero e terminam na entrada em operação do último poço do projeto.

Os custos operacionais são considerados a partir do ano zero e terminam apenas aos final do projeto, após 30 anos das atividades de produção.

Além disso, para o investimento total no projeto há dispêndios financeiros, como o pagamento de juros, já que, conforme indicado na Tabela 30, foi considerado que metade do capital requerido no projeto tem origem em empréstimos do BNDES.

Além das estimativas de investimento para a alocação de nova infraestrutura para a produção dos campos analisados, também foi considerada a situação de reaproveitamento de infraestruturas que estão ou ociosas ou em operação em outros campos e que podem ser realocadas para a produção no pré-sal.

Esta é prática comum na indústria de petróleo e gás e sua consideração nas simulações implicam em menores custos de investimentos e assim em melhores resultados financeiros para os projetos.

Para essa situação foi considerado ao invés do investimento em novas FPSOs apenas um investimento em adaptação de infraestrutura, considerado em US\$ 500 milhões. Para os sistemas de escoamento, não foi considerada a necessidade de adaptação, apenas sua realocação e, por tanto, sem custos de novos investimentos.

Os valores de investimentos para os poços e sistemas submarinos permanecem os mesmos. Também são mantidos os mesmos valores estimados inicialmente para investimentos na área de exploração, infraestrutura de suporte e custos operacionais.

Conforme já explicado, os investimentos em exploração, em infraestrutura de suporte e os custos operacionais foram originalmente estimados em função dos investimentos nas unidades de produção. Nessa nova situação, de reaproveitamento de infraestruturas existentes, eles são mantidos e não recalculados em função do novo investimento total estimado para unidades de produção, que é mais baixo.

CAPÍTULO 5 - RESULTADOS

Neste capítulo são analisados os resultados econômicos que podem ser esperados com a produção em campos do pré-sal sob distintos regimes regulatórios, a fim de comparar as diferenças nos potenciais resultados e implicações em termos de distribuição e destinação de renda e discutir as opções em termos de políticas públicas no país para a apropriação dos excedentes econômicos.

Os cenários são elaborados considerando tanto o regime regulatório vigente para o campo analisado, como também outros regimes, com o intuito de analisar a diferença na geração e distribuição de renda em cada um deles.

Também são considerados distintos cenários de preços do barril de petróleo e é feita uma análise do preço de equilíbrio para cada campo em cada um dos regimes regulatórios analisados e em cada situação de investimento em infraestrutura de produção.

Esses cenários permitem realizar uma análise do potencial de geração de renda das reservas do pré-sal, bem como avaliar e discutir, sob a perspectiva de garantir os interesses públicos, as políticas públicas para sua exploração.

5.1. CAMPO DE LIBRA - PARTILHA DE PRODUÇÃO

O campo de Libra está localizado na Bacia de Santos e possui reservas recuperáveis estimadas em torno de 10 bilhões de barris (vide Tabela 27). O campo foi o primeiro a ser leiloadado sob as regras do regime de partilha de produção, em outubro de 2013.

Conforme já mencionado, a reserva do campo de Libra foi considerada como referência para o desenvolvimento das simulações da produção e dos resultados econômico-financeiros de campos localizados na área do pré-sal. Assim, muitos dos parâmetros e valores utilizados em sua análise são utilizados como referência para os demais campos, de acordo com a proporção do tamanho das reservas.

Para a simulação de sua produção foram considerados os valores indicados na Tabela 36 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 37.

Tabela 36 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Libra

Reserva (milhões de barris)	10.000
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 37 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Libra

	Quantidade
FPSOs	13
Poços produtores	65
Poços injetores	52
Sistemas de escoamento da produção	13

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para o campo de Libra e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas, a produção do campo deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 1 - Curva de Produção: Campo de Libra (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 2 - Produção Acumulada: Campo de Libra (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 3 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Libra (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 10.000.000.000,19 barris de óleo equivalente.

5.1.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção do campo de Libra, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 38, caso a infraestrutura necessária para a produção do campo fosse inteiramente encomendada.

Tabela 38 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Libra

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	13	19.500
Poços produtores	65	13.000
Poços injetores	52	10.400
Sistemas de escoamento da produção	13	6.500
Total Desenvolvimento da Produção	-	49.400
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	21.171
CAPEX	-	70.571
OPEX	-	30.245
Investimento Total	-	100.816

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários para a produção do campo, foram realizadas 12 simulações para seus resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 39, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 39 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Libra

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	6.944
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	11.184
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	32.320
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	66.715
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	99.035
OPEX (US\$ milhões VP)	11.407
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	110.442
CAPEX por Barril (US\$)	9,90
OPEX por Barril (US\$)	1,14
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	11,04

Fonte: Elaboração própria.

Considerando a produção estimada para o campo de Libra ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros em valores presentes líquidos (VPL) para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 40 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Libra (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	188.577	282.865	377.153
B – Royalties	18.858	28.287	37.715
C - Custo de Operação	11.407	11.407	11.407
D - Receita Líquida	158.312	243.172	328.031
E - Participação Especial	63.325	97.269	131.212
F - Receita Líquida Após P.E.	94.987	145.903	196.819
G - Depreciação (-)	27.516	27.516	27.516
H - Despesas Financeiras	10.808	10.808	10.808
I - Receita Tributável	56.663	107.579	158.495
J – Impostos	20.428	37.452	54.597
K - Depreciação (+)	27.516	27.516	27.516
L - Resultado do Concessionário	-8.143	25.748	59.519
M - Participações Governamentais (B+E)	93.367	136.739	180.112
N - Total Parcela do Governo (M+J)	113.794	174.192	234.709
O - TIR do Concessionário (%)	9,0%	12,9%	16,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 41 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Libra (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	188.577	282.865	377.153
B – Royalties	28.287	42.430	56.573
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	47.086	52.425	55.040
D - Custo em Óleo OPEX (-)	11.407	11.407	11.407
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	35.679	41.018	43.633
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	113.204	188.010	265.541
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	46.916	79.473	114.985
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	66.288	108.537	150.555
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	101.967	149.555	194.188
J - Depreciação (-)	27.516	27.516	27.516
K - Despesas Financeiras	10.808	10.808	10.808
L - Receita Tributável	63.643	111.231	155.864
M – Impostos	22.597	38.562	53.525
O - Depreciação (+)	27.516	27.516	27.516
P - Resultado do Contratado	-3.333	28.290	57.960
Q - Participações Governamentais (B + G)	86.387	133.087	182.743
R - Total Parcela Governo (Q + M)	108.984	171.649	236.268
S - TIR do Contratado (%)	9,6%	13,3%	16,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 42 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Libra (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	188.577	282.865	377.153
B – Royalties	28.287	42.430	56.573
C - Custo de Operação	11.407	11.407	11.407
D - Receita Líquida	148.883	229.028	309.173
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	14.888	22.903	30.917
F - Remuneração União (90% de D)	133.995	206.126	278.256
G - Receita da Petrobras	14.888	22.903	30.917
H – Impostos	5.062	7.787	10.512
I - Lucro da Petrobras	9.826	15.116	20.405
J - Participações Governamentais (B + F + H)	167.343	256.342	345.341
K - Resultado da União (investidora)	68.309	157.307	246.306
L - TIR da União (%)	17,7%	25,5%	32,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 43 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Libra (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	188.577	282.865	377.153
B – Royalties	28.287	42.430	56.573
C - Custo de Operação	11.407	11.407	11.407
D - Receita Líquida	148.883	229.028	309.173
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	14.888	22.903	30.917
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	1.868	1.868	1.868
G - Remuneração total da Petrobras	16.756	24.770	32.785
H - Remuneração da União (% restante de D)	133.995	206.126	278.256
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	1.868	1.868	1.868
J - Remuneração Total da União	135.862	207.993	280.124
K - Receita da Petrobras	16.756	24.770	32.785
L – Impostos	5.697	8.422	11.147
M - Lucro da Petrobras	11.059	16.348	21.638
N - Participações Governamentais (B + J + L)	169.846	258.845	347.844
O - Resultado da União (investidora)	80.715	169.713	258.712
P - TIR da União (%)	19,7%	28,0%	34,8%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 44 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Libra para os diferentes regimes regulatórios analisados e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção do campo. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 44 - Preço de Equilíbrio: Campo de Libra

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	55,94
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	52,50
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	30,82
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	27,33

Fonte: Elaboração própria.

5.1.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção no campo de Libra, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados para o campo de Libra, poderia haver significativa diminuição do valor de investimento necessário para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômico-financeiros mais favoráveis para o empreendedor. Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 45 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para o campo de Libra e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 45 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Libra

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	13	6.500
Poços produtores	65	13.000
Poços injetores	52	10.400
Sistemas de escoamento da produção	13	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	29.900
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	21.171
CAPEX	-	51.071
OPEX	-	30.245
Investimento Total	-	81.316

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para o campo de Libra, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 46 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em valores presentes líquidos (VPL) nas tabelas a seguir.

Tabela 46 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Libra

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	6,9
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	11,2
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	25.175
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	51.965
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	77.139
OPEX (US\$ milhões VP)	11.407
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	88.546
CAPEX por Barril (US\$)	7,71
OPEX por Barril (US\$)	1,14
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	8,85

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 47 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Libra (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	188.577	282.865	377.153
B – Royalties	18.858	28.287	37.715
C - Custo de Operação	11.407	11.407	11.407
D - Receita Líquida	158.312	243.172	328.031
E - Participação Especial	63.325	97.269	131.212
F - Receita Líquida Após P.E.	94.987	145.903	196.819
G - Depreciação (-)	21.433	21.433	21.433
H - Despesas Financeiras	8.418	8.418	8.418
I - Receita Tributável	65.136	116.052	166.968
J – Impostos	22.889	40.034	57.179
K - Depreciação (+)	21.433	21.433	21.433
L - Resultado do Concessionário	5.207	38.978	72.749
M - Participações Governamentais (B+E)	93.367	136.739	180.112
N - Total Parcela do Governo (M+J)	116.256	176.773	237.290
O - TIR do Concessionário (%)	10,8%	15,3%	19,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 48 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Libra (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	188.577	282.865	377.153
B – Royalties	28.287	42.430	56.573
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	41.534	45.017	46.874
D - Custo em Óleo OPEX (-)	11.407	11.407	11.407
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	30.127	33.610	35.467
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	118.756	195.419	273.706
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	49.269	82.683	118.586
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	69.487	112.735	155.121
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	99.615	146.345	190.588
J - Depreciação (-)	21.433	21.433	21.433
K - Despesas Financeiras	8.418	8.418	8.418
L - Receita Tributável	69.764	116.494	160.737
M – Impostos	24.379	40.052	54.883
O - Depreciação (+)	21.433	21.433	21.433
P - Resultado do Contratado	8.345	39.402	68.814
Q - Participações Governamentais (B + G)	88.739	136.297	186.343
R - Total Parcela Governo (Q + M)	113.118	176.350	241.225
S - TIR do Contratado (%)	11,3%	15,5%	19,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 49 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Libra (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	188.577	282.865	377.153
B – Royalties	28.287	42.430	56.573
C - Custo de Operação	11.407	11.407	11.407
D - Receita Líquida	148.883	229.028	309.173
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	14.888	22.903	30.917
F - Remuneração União (90% de D)	133.995	206.126	278.256
G - Receita da Petrobras	14.888	22.903	30.917
H – Impostos	5.062	7.787	10.512
I - Lucro da Petrobras	9.826	15.116	20.405
J - Participações Governamentais (B + F + H)	167.343	256.342	345.341
K - Resultado da União (investidora)	90.204	179.203	268.202
L - TIR da União (%)	22,1%	31,0%	38,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 50 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Libra (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	188.577	282.865	377.153
B – Royalties	28.287	42.430	56.573
C - Custo de Operação	11.407	11.407	11.407
D - Receita Líquida	148.883	229.028	309.173
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	14.888	22.903	30.917
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	1.670	1.670	1.670
G - Remuneração total da Petrobras	16.558	24.573	32.587
H - Remuneração da União (% restante de D)	133.995	206.126	278.256
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	1.670	1.670	1.670
J - Remuneração Total da União	135.665	207.795	279.926
K - Receita da Petrobras	16.558	24.573	32.587
L – Impostos	5.630	8.355	11.080
M - Lucro da Petrobras	10.928	16.218	21.507
N - Participações Governamentais (B + J + L)	169.581	258.580	347.579
O - Resultado da União (investidora)	101.296	190.295	279.294
P - TIR da União (%)	24,7%	34,1%	41,9%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 51. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 17% e 21% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 51 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Libra

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	46,15
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	43,64
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	24,67
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	21,55

Fonte: Elaboração própria.

5.1.3. PARTICIPAÇÃO DA UNIÃO NO EXCEDENTE EM ÓLEO

Conforme já mencionado, o campo de Libra foi o primeiro campo a ser leilado sob o regime de partilha de produção. Nesse processo, foi definido que a alíquota de base para a participação da União no excedente em óleo que seria produzido seria de 41,65%.

No entanto, esse percentual é apenas uma alíquota de base, que é utilizada para o real cálculo da participação da União no óleo. A metodologia de cálculo foi definida pela ANP especificamente para o leilão do campo de Libra, não é sabido se a mesma metodologia será mantida para leilões futuros.

De todo modo, a metodologia estabelece que a alíquota de participação da União no óleo, aplicada a cada mês, é a alíquota de base com uma variação para mais ou para menos de acordo com a produção média diária dos poços e também com o preço do barril de petróleo. Essa metodologia foi utilizada em todas as simulações aqui realizada para o regime de partilha, com exceção dos campos que estão contratados atualmente sob um regime misto de cessão onerosa e partilha de produção para volumes excedentes, que apresentam alíquotas diferentes.

No caso do campo de Libra, a participação da União no excedente em óleo deve se comportar para o campo de Libra conforme indicado no Gráfico 4.

Gráfico 4 - Evolução da Participação da União no Óleo Excedente em Função da Produção Média dos Poços e dos Preços do Barril: Campo de Libra

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 52 é apresentado o percentual médio, máximo e mínimo de participação da União no excedente em óleo no caso do regime de partilha de produção, para cada cenário de preço do barril do petróleo e considerando as mesmas regras que foram estabelecidas para essa participação no leilão do campo de Libra (realizado em outubro de 2013).

Tabela 52 - Participação da União no Óleo Excedente para Distintos Cenários de Preços do Barril de Petróleo: Campo de Libra (%)

	50 US\$/Barril	75 US\$/Barril	100 US\$/Barril
Média da Participação da União no Óleo Excedente	37,52	38,84	40,60
Máxima Participação da União no Óleo Excedente	42,76	43,33	44,09
Mínima Participação da União no Óleo Excedente	25,80	28,80	32,79

Fonte: Elaboração própria.

No caso do leilão para a contratação do campo de Libra, a alíquota base definida de 41,65% era a mínima definida pela ANP para o certame. Ou seja, não houve negociação para que fosse ofertada à União uma participação maior no excedente em óleo. Para analisar os efeitos de uma outra situação de leilão para o campo de Libra, os resultados econômico-financeiros

do regime de partilha de produção para o campo são simulados também considerando uma alíquota base 20% superior à alíquota base de referência⁴⁰.

Os resultados na Tabela 53 indicam que os efeitos nas participações governamentais (*royalties* mais participação da União no excedente em óleo) decorrentes de uma alíquota base de 49,98%, ou seja, 20% superior à alíquota original definida para o campo, não são lineares. Um aumento de 20% na alíquota leva a participações governamentais 10,92%, 11,77% e 12,1% maiores do que aquelas verificadas na Tabela 41, para os cenários de preço do barril de petróleo de US\$ 50/barril, US\$ 75/barril e US\$ 100/barril, respectivamente.

Além disso, quando consideradas as receitas governamentais de modo geral, ou seja, incluindo também os impostos, o aumento da alíquota de participação da União no excedente em óleo em 20% causa um efeito menor, levando a receitas governamentais totais (impostos, *royalties* e participação no excedente em óleo) que são apenas 5,73%, 6,04%, 6,19% maiores do que as verificadas na Tabela 41, para os cenários de preço do barril de petróleo de US\$ 50/barril, US\$ 75/barril e US\$ 100/barril, respectivamente, pois os impostos coletados nessa situação são menores, já que o resultado do empreendedor também é menor.

É importante notar que, com uma alíquota de participação da União no excedente em óleo 20% maior do que a original definida para o campo de Libra, os resultados do regime de partilha de produção em termos de receitas governamentais ultrapassam aqueles do modelo de concessões, apresentados na Tabela 40. A participação governamental da partilha de produção nesse caso (*royalties* mais participação da União no excedente em óleo) é superior à participação governamental do regime de concessões (*royalties* mais participação especial) em 2,62%, 8,78% e 13,74%, para os cenários de preço do barril de petróleo de US\$ 50/barril, US\$ 75/barril e US\$ 100/barril, respectivamente.

⁴⁰ Nesse caso, os resultados são simulados apenas para a situação de investimento em nova infraestrutura e não para o cenário de reaproveitamento de infraestruturas, pois se quer apenas verificar a sensibilidade dos resultados finais frente à uma mudança na alíquota de participação da União no excedente em óleo, assim, a adoção de um ou outro cenário de investimento não afeta a análise.

Tabela 53 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Libra com Alíquota de Participação da União no Excedente em Óleo 20% Superior à Original (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	188.577	282.865	377.153
B – Royalties	28.287	42.430	56.573
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	47.086	52.425	55.040
D - Custo em Óleo OPEX (-)	11.407	11.407	11.407
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	35.679	41.018	43.633
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	113.204	188.010	265.541
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	56.346	95.135	137.105
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	56.858	92.876	128.436
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	92.537	133.894	172.068
J - Depreciação (-)	27.516	27.516	27.516
K - Despesas Financeiras	10.808	10.808	10.808
L - Receita Tributável	54.213	95.570	133.745
M – Impostos	19.409	33.264	46.040
O - Depreciação (+)	27.516	27.516	27.516
P - Resultado do Contratado	-9.574	17.926	43.325
Q - Participações Governamentais (B + G)	95.817	148.749	204.862
R - Total Parcela Governo (Q + M)	115.225	182.013	250.903
S - TIR do Contratado (%)	-	12,2%	15,0%

Fonte: Elaboração própria.

5.2. CAMPO DE ALBACORA - CONCESSÃO

O campo de Albacora está localizado na Bacia de Campos e possui sua produção vinculada à um contrato de concessão. O campo já produz na camada do pós-sal desde 1987 e é um dos campos que esteve na rodada zero de concessões (ANP, 2014a).

Nesta seção são simulados os resultados para o campo de Albacora somente em relação à reserva identificada no pré-sal.

Para a simulação de sua produção foram considerados os valores indicados na Tabela 54 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 55.

Tabela 54 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Albacora

Reserva (milhões de barris)	350
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	20.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 55 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Albacora

	Quantidade
FPSOs	1
Poços produtores	5
Poços injetores	4
Sistemas de escoamento da produção	1

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para o campo de Albacora e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas no pré-sal, a produção do campo deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 5 - Curva de Produção: Campo de Albacora (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 6 - Produção Acumulada: Campo de Albacora (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 7 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Albacora (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Campos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,69%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 350.162.891,45 barris de óleo equivalente.

5.2.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção das reservas no pré-sal do campo de Albacora, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 56, caso a infraestrutura necessária para a produção do campo fosse inteiramente encomendada.

Tabela 56 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Albacora		
	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	1.500
Poços produtores	5	850
Poços injetores	4	680
Sistemas de escoamento da produção	1	500
Total Desenvolvimento da Produção	-	3.530
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.513
CAPEX	-	5.043
OPEX	-	2.161
Investimento Total	-	7.204

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários para a produção do campo, foram realizadas 12 simulações para seus resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 57, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 57 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Albacora

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	2.492
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	5.143
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	7.634
OPEX (US\$ milhões VP)	986
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	8.620
CAPEX por Barril (US\$)	21,81
OPEX por Barril (US\$)	2,82
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	24,63

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Albacora não foi considerado nenhum valor para bônus de assinatura, já que, conforme mencionado, sua produção ocorre desde a década de 1980 e o campo fez parte da rodada zero de licitações, quando da instalação do regime de concessões no país e, portanto, não há bônus de assinatura vinculado.

Considerando a produção estimada para as reservas no pré-sal do campo de Albacora ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 58 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Albacora (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.982	11.973	15.964
B – Royalties	798	1.197	1.596
C - Custo de Operação	986	986	986
D - Receita Líquida	6.198	9.790	13.382
E - Participação Especial	2.479	3.916	5.353
F - Receita Líquida Após P.E.	3.719	5.874	8.029
G - Depreciação (-)	2.121	2.121	2.121
H - Despesas Financeiras	833	833	833
I - Receita Tributável	764	2.920	5.075
J – Impostos	386	1.012	1.727
K - Depreciação (+)	2.121	2.121	2.121
L - Resultado do Concessionário	-2.181	-651	789
M - Participações Governamentais (B+E)	3.277	5.113	6.949
N - Total Parcela do Governo (M+J)	3.664	6.125	8.676
O - TIR do Concessionário (%)	5,3%	8,7%	11,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 59 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Albacora (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.982	11.973	15.964
B – Royalties	1.197	1.796	2.395
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	2.626	3.790	4.303
D - Custo em Óleo OPEX (-)	986	986	986
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	1.641	2.805	3.317
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	4.158	6.387	9.266
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	494	1.076	2.167
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	3.664	5.311	7.100
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	5.304	8.116	10.417
J - Depreciação (-)	2.121	2.121	2.121
K - Despesas Financeiras	833	833	833
L - Receita Tributável	2.350	5.161	7.463
M – Impostos	846	1.757	2.537
O - Depreciação (+)	2.121	2.121	2.121
P - Resultado do Contratado	-1.055	845	2.366
Q - Participações Governamentais (B + G)	1.692	2.872	4.561
R - Total Parcela Governo (Q + M)	2.538	4.629	7.099
S - TIR do Contratado (%)	7,8%	11,7%	14,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 60 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Albacora (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.982	11.973	15.964
B – Royalties	1.197	1.796	2.395
C - Custo de Operação	986	986	986
D - Receita Líquida	5.799	9.191	12.584
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	580	919	1.258
F - Remuneração União (90% de D)	5.219	8.272	11.325
G - Receita da Petrobras	580	919	1.258
H – Impostos	197	313	428
I - Lucro da Petrobras	383	607	831
J - Participações Governamentais (B + F + H)	6.613	10.381	14.148
K - Resultado da União (investidora)	-1.021	2.746	6.513
L - TIR da União (%)	7,8%	15,6%	22,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 61 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Albacora (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.982	11.973	15.964
B – Royalties	1.197	1.796	2.395
C - Custo de Operação	986	986	986
D - Receita Líquida	5.799	9.191	12.584
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	580	919	1.258
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	7	7	7
G - Remuneração total da Petrobras	587	926	1.265
H - Remuneração da União (% restante de D)	5.219	8.272	11.325
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	7	7	7
J - Remuneração Total da União	5.226	8.279	11.332
K - Receita da Petrobras	587	926	1.265
L – Impostos	200	315	430
M - Lucro da Petrobras	387	611	835
N - Participações Governamentais (B + J + L)	6.623	10.390	14.157
O - Resultado da União (investidora)	-150	3.617	7.384
P - TIR da União (%)	9,6%	18,1%	25,7%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 62 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Albacora para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção no campo. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 62 - Preço de Equilíbrio: Campo de Albacora

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	86,25
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	64,36
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	56,78
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	51,00

Fonte: Elaboração própria.

5.2.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas no pré-sal do campo de Albacora, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 63 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para o campo de Albacora e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 63 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Albacora

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	500
Poços produtores	5	850
Poços injetores	4	680
Sistemas de escoamento da produção	1	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	2.030
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.513
CAPEX	-	3.543
OPEX	-	2.161
Investimento Total	-	5.704

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para o campo de Albacora, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 64 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 64 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Albacora

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	1.865
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	3.849
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	5.713
OPEX (US\$ milhões VP)	986
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	6.699
CAPEX por Barril (US\$)	16,32
OPEX por Barril (US\$)	2,82
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	19,14

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 65 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Albacora (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.982	11.973	15.964
B – Royalties	798	1.197	1.596
C - Custo de Operação	986	986	986
D - Receita Líquida	6.198	9.790	13.382
E - Participação Especial	2.479	3.916	5.353
F - Receita Líquida Após P.E.	3.719	5.874	8.029
G - Depreciação (-)	1.587	1.587	1.587
H - Despesas Financeiras	623	623	623
I - Receita Tributável	1.508	3.663	5.818
J – Impostos	552	1.247	1.978
K - Depreciação (+)	1.587	1.587	1.587
L - Resultado do Concessionário	-959	501	1.925
M - Participações Governamentais (B+E)	3.277	5.113	6.949
N - Total Parcela do Governo (M+J)	3.830	6.360	8.927
O - TIR do Concessionário (%)	7,3%	11,3%	15,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 66 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Albacora (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.982	11.973	15.964
B – Royalties	1.197	1.796	2.395
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	2.626	3.407	3.683
D - Custo em Óleo OPEX (-)	986	986	986
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	1.641	2.421	2.697
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	4.158	6.770	9.886
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	494	1.134	2.304
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	3.664	5.636	7.582
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	5.304	8.057	10.279
J - Depreciação (-)	1.587	1.587	1.587
K - Despesas Financeiras	623	623	623
L - Receita Tributável	3.094	5.847	8.068
M – Impostos	1.056	1.988	2.743
O - Depreciação (+)	1.587	1.587	1.587
P - Resultado do Contratado	123	1.944	3.410
Q - Participações Governamentais (B + G)	1.692	2.930	4.699
R - Total Parcela Governo (Q + M)	2.748	4.918	7.442
S - TIR do Contratado (%)	10,3%	15,1%	18,9%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 67 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Albacora (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.982	11.973	15.964
B – Royalties	1.197	1.796	2.395
C - Custo de Operação	986	986	986
D - Receita Líquida	5.799	9.191	12.584
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	580	919	1.258
F - Remuneração União (90% de D)	5.219	8.272	11.325
G - Receita da Petrobras	580	919	1.258
H – Impostos	197	313	428
I - Lucro da Petrobras	383	607	831
J - Participações Governamentais (B + F + H)	6.613	10.381	14.148
K - Resultado da União (investidora)	900	4.667	8.434
L - TIR da União (%)	12,5%	22,1%	30,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 68 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Albacora (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.982	11.973	15.964
B – Royalties	1.197	1.796	2.395
C - Custo de Operação	986	986	986
D - Receita Líquida	5.799	9.191	12.584
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	580	919	1.258
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	5	5	5
G - Remuneração total da Petrobras	585	924	1.264
H - Remuneração da União (% restante de D)	5.219	8.272	11.325
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	5	5	5
J - Remuneração Total da União	5.224	8.277	11.331
K - Receita da Petrobras	585	924	1.264
L – Impostos	199	314	430
M - Lucro da Petrobras	386	610	834
N - Participações Governamentais (B + J + L)	6.621	10.388	14.155
O - Resultado da União (investidora)	1.577	5.344	9.112
P - TIR da União (%)	14,9%	25,3%	34,4%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 69. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 22% e 25% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 69 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Albacora

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	66,27
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	48,54
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	44,03
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	39,54

Fonte: Elaboração própria.

5.3. CAMPOS DE ATAPU, NORTE DE BERBIGÃO, SUL DE BERBIGÃO, NORTE DE SURURU, SUL DE SURURU (ANTIGO ENTORNO DE IARA) - CESSÃO ONEROSA E PARTILHA DE PRODUÇÃO

Os campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu formam a antiga área denominada de Entorno de Iara e estão localizados na Bacia de Santos. Esses campos possuem sua produção vinculada a um contrato de cessão onerosa e posteriormente também estarão vinculados à partilha de produção.

O contrato de cessão onerosa, firmado entre a Petrobras e a União, prevê a produção de até 600 milhões de barris de óleo equivalente. A produção que excede esse volume deverá estar vinculada a um contrato de partilha de produção, que será assinado diretamente com a Petrobras, sem a realização de licitação, conforme previsto na Lei 12.351/2010.

A reserva excedente à cessão onerosa está estimada entre 2,5 e 4,0 bilhões de barris de óleo equivalente. Por tanto, para simular a produção dos campos foi considerada uma reserva total de 3,85 bilhões de barris de óleo equivalente, que é a soma dos 600 milhões de barris previstos na cessão onerosa e de 3,25 bilhões de barris estimados como volume excedente.

Os valores considerados para a simulação da produção são indicados na Tabela 70 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 71.

Tabela 70 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu

Reserva (milhões de barris)	3.850
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 71 - Resultado da Simulação da Produção: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu

	Quantidade
FPSOs	5
Poços produtores	25
Poços injetores	20
Sistemas de escoamento da produção	5

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação e considerando a infraestrutura calculada como necessária para a produção do total das reservas estimadas, a produção dos campos deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 8 - Curva de Produção: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 9 - Produção Acumulada: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 10 - Curvas de Produção por Poço: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da bacia de Santos sofre um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 3.850.062.728,48 barris de óleo equivalente.

5.3.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção dos campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 72, caso a infraestrutura necessária fosse inteiramente encomendada.

Tabela 72 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	5	7.500
Poços produtores	25	5.000
Poços injetores	20	4.000
Sistemas de escoamento da produção	5	2.500
Total Desenvolvimento da Produção	-	19.000
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	8.143
CAPEX	-	27.143
OPEX	-	11.633
Investimento Total	-	38.776

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado da simulação da produção e também considerando os investimentos necessários, foram realizadas simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para realizar a simulação econômico-financeira para os campos que hoje formam a antiga área de Entorno de Iara foram aplicadas as regras do regime de cessão onerosa até a produção dos 600 milhões de barris e, para além desse volume, foram aplicadas as regras do regime de partilha de produção, além da simulação dos resultados esperados em outros regimes.

Para a simulação dos campos nesse caso de um regime “híbrido” há diferenças com relação: às regras de recuperação de capital, que não possuem limitações até o volume da cessão onerosa; à cobrança de royalties, que é de 10% até o volume da cessão onerosa e depois passa a ser de 15% no caso da partilha de produção; e à participação da União no óleo excedente, que não existe até o volume da cessão onerosa e depois passa a ser de 48,53%, que foi o valor definido para o contrato de partilha de produção que será assinado para esses campos (Petrobras, 2014b). Outros parâmetros utilizados são indicados na Tabela 73, que também apresenta valores obtidos a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para os campos.

Tabela 73 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	221
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	356
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	13.066
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	26.971
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	40.037
OPEX (US\$ milhões VP)	4.803
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	44.839
CAPEX por Barril (US\$)	10,40
OPEX por Barril (US\$)	1,25
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	11,65

Fonte: Elaboração própria.

Para os campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu foi considerado um bônus de assinatura de US\$ 220.833.443,14, referente ao contrato de partilha de produção, já que no caso da cessão onerosa não há bônus de assinatura⁴¹.

Os contratos de partilha de produção para volumes excedentes à cessão onerosa serão assinados diretamente com a Petrobras para os campos de Búzios (antigo Franco), Florim (hoje Itapu), Nordeste de Tupi (hoje Sépia) e Entorno de Iara (hoje Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu), mediante o pagamento de um bônus de assinatura no valor total de R\$ 2 bilhões (ou cerca de US\$ 849 milhões considerando a taxa

⁴¹ No caso dos campos que fazem parte do contrato de cessão onerosa houve o pagamento pela Petrobras à União do valor da cessão (UNIÃO, PETROBRAS e ANP, 2010). O pagamento não se configura como bônus de assinatura, pois foi realizado por meio da capitalização da Petrobras e com o aumento da participação da União no capital social da empresa.

média do dólar em 2014, ano de pagamento do bônus) (Petrobras, 2014b). Para as simulações econômico-financeiras o valor total do bônus de assinatura foi dividido e alocado a cada um dos campos na proporção de suas reservas.

Os resultados econômico-financeiros em VPL para os campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 74 - Resultados Regime de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	79.474	119.211	158.948
B - Royalties	11.129	16.693	22.258
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	24.443	25.621	26.032
D - Custo em Óleo OPEX (-)	4.803	4.803	4.803
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	19.640	20.818	21.229
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	43.902	76.897	110.658
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	22.075	37.505	50.628
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	21.828	39.392	60.030
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	41.468	60.210	81.259
J - Depreciação (-)	11.124	11.124	11.124
K - Despesas Financeiras	4.369	4.369	4.369
L - Receita Tributável	25.974	44.717	65.766
M - Impostos	8.868	15.204	22.360
O - Depreciação (+)	11.124	11.124	11.124
P - Resultado do Contratado	3.331	15.738	29.630
Q - Participações Governamentais (B + G)	33.559	54.554	73.242
R - Total Parcela Governo (Q + M)	42.427	69.757	95.602
S - TIR do Contratado (%)	11,3%	15,8%	20,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 75 - Resultados Regime de Concessões: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	79.474	119.211	158.948
B – Royalties	7.947	11.921	15.895
C - Custo de Operação	4.803	4.803	4.803
D - Receita Líquida	66.724	102.487	138.250
E - Participação Especial	26.690	40.995	55.300
F - Receita Líquida Após P.E.	40.034	61.492	82.950
G - Depreciação (-)	11.124	11.124	11.124
H - Despesas Financeiras	4.369	4.369	4.369
I - Receita Tributável	24.541	45.999	67.457
J – Impostos	8.580	15.709	22.935
K - Depreciação (+)	11.124	11.124	11.124
L - Resultado do Concessionário	2.186	16.515	30.746
M - Participações Governamentais (B+E)	34.993	53.272	71.551
N - Total Parcela do Governo (M+J)	43.573	68.980	94.486
O - TIR do Concessionário (%)	10,8%	15,5%	19,8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 76 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	79.474	119.211	158.948
B – Royalties	11.921	17.882	23.842
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	20.712	23.052	24.153
D - Custo em Óleo OPEX (-)	4.803	4.803	4.803
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	15.909	18.250	19.351
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	46.841	78.277	110.952
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	22.732	37.988	53.845
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	24.109	40.289	57.107
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	40.018	58.539	76.458
J - Depreciação (-)	11.124	11.124	11.124
K - Despesas Financeiras	4.369	4.369	4.369
L - Receita Tributável	24.525	43.046	60.965
M – Impostos	8.511	14.635	20.728
O - Depreciação (+)	11.124	11.124	11.124
P - Resultado do Contratado	2.239	14.635	26.461
Q - Participações Governamentais (B + G)	35.009	56.225	78.043
R - Total Parcela Governo (Q + M)	43.520	70.861	98.771
S - TIR do Contratado (%)	10,8%	15,2%	19,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 77 - Resultados Regime de Serviços I: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	79.474	119.211	158.948
B – Royalties	11.921	17.882	23.842
C - Custo de Operação	4.803	4.803	4.803
D - Receita Líquida	62.750	96.527	130.303
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	6.275	9.653	13.030
F - Remuneração União (90% de D)	56.475	86.874	117.273
G - Receita da Petrobras	6.275	9.653	13.030
H – Impostos	2.134	3.282	4.430
I - Lucro da Petrobras	4.142	6.371	8.600
J - Participações Governamentais (B + F + H)	70.530	108.037	145.545
K - Resultado da União (investidora)	30.493	68.001	105.508
L - TIR da União (%)	19,7%	29,5%	38,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 78 - Resultados Regime de Serviços II: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	79.474	119.211	158.948
B – Royalties	11.921	17.882	23.842
C - Custo de Operação	4.803	4.803	4.803
D - Receita Líquida	62.750	96.527	130.303
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	6.275	9.653	13.030
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	356	356	356
G - Remuneração total da Petrobras	6.631	10.009	13.387
H - Remuneração da União (% restante de D)	56.475	86.874	117.273
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	356	356	356
J - Remuneração Total da União	56.832	87.230	117.629
K - Receita da Petrobras	6.631	10.009	13.387
L – Impostos	2.255	3.403	4.551
M - Lucro da Petrobras	4.377	6.606	8.835
N - Participações Governamentais (B + J + L)	71.007	108.515	146.023
O - Resultado da União (investidora)	35.454	72.962	110.470
P - TIR da União (%)	22,3%	32,8%	41,9%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 79 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para os campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção nos campos.

Tabela 79 - Preço de Equilíbrio: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção	43,45
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	46,19
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	45,72
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	29,68
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	26,37

Fonte: Elaboração própria.

5.3.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas dos campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 80, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para os campos e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 80 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	5	2.500
Poços produtores	25	5.000
Poços injetores	20	4.000
Sistemas de escoamento da produção	5	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	11.500
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	8.143
CAPEX	-	19.643
OPEX	-	11.633
Investimento Total	-	31.276

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 81 e realizada nova simulação econômico-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 81 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	221
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	356
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	10.067
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	20.780
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	30.847
OPEX (US\$ milhões VP)	4.803
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	35.650
CAPEX por Barril (US\$)	8,01
OPEX por Barril (US\$)	1,25
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	9,26

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 82 - Novos Resultados Regime de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	79.474	119.211	158.948
B – Royalties	11.129	16.693	22.258
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	20.611	21.114	21.525
D - Custo em Óleo OPEX (-)	4.803	4.803	4.803
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	15.808	16.311	16.723
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	47.734	81.404	115.165
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	23.934	37.505	50.628
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	23.800	43.899	64.536
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	39.608	60.210	81.259
J - Depreciação (-)	8.571	8.571	8.571
K - Despesas Financeiras	3.366	3.366	3.366
L - Receita Tributável	27.671	48.273	69.322
M – Impostos	9.408	16.413	23.569
O - Depreciação (+)	8.571	8.571	8.571
P - Resultado do Contratado	7.568	21.165	35.057
Q - Participações Governamentais (B + G)	35.419	54.554	73.242
R - Total Parcela Governo (Q + M)	44.827	70.967	96.811
S - TIR do Contratado (%)	13,7%	20,0%	26,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 83 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	79.474	119.211	158.948
B – Royalties	7.947	11.921	15.895
C - Custo de Operação	4.803	4.803	4.803
D - Receita Líquida	66.724	102.487	138.250
E - Participação Especial	26.690	40.995	55.300
F - Receita Líquida Após P.E.	40.034	61.492	82.950
G - Depreciação (-)	8.571	8.571	8.571
H - Despesas Financeiras	3.366	3.366	3.366
I - Receita Tributável	28.097	49.555	71.013
J – Impostos	9.663	16.849	24.144
K - Depreciação (+)	8.571	8.571	8.571
L - Resultado do Concessionário	7.739	22.011	36.174
M - Participações Governamentais (B+E)	34.993	53.272	71.551
N - Total Parcela do Governo (M+J)	44.656	70.120	95.695
O - TIR do Concessionário (%)	13,4%	19,1%	24,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 84 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	79.474	119.211	158.948
B – Royalties	11.921	17.882	23.842
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	18.143	19.582	20.303
D - Custo em Óleo OPEX (-)	4.803	4.803	4.803
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	13.341	14.780	15.501
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	49.410	81.747	114.802
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	23.978	39.672	55.713
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	25.431	42.075	59.089
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	38.772	56.855	74.590
J - Depreciação (-)	8.571	8.571	8.571
K - Despesas Financeiras	3.366	3.366	3.366
L - Receita Tributável	26.835	44.918	62.653
M – Impostos	9.163	15.272	21.302
O - Depreciação (+)	8.571	8.571	8.571
P - Resultado do Contratado	6.977	18.951	30.656
Q - Participações Governamentais (B + G)	36.255	57.909	79.911
R - Total Parcela Governo (Q + M)	45.418	73.181	101.213
S - TIR do Contratado (%)	13,3%	18,5%	23,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 85 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	79.474	119.211	158.948
B – Royalties	11.921	17.882	23.842
C - Custo de Operação	4.803	4.803	4.803
D - Receita Líquida	62.750	96.527	130.303
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	6.275	9.653	13.030
F - Remuneração União (90% de D)	56.475	86.874	117.273
G - Receita da Petrobras	6.275	9.653	13.030
H – Impostos	2.134	3.282	4.430
I - Lucro da Petrobras	4.142	6.371	8.600
J - Participações Governamentais (B + F + H)	70.530	108.037	145.545
K - Resultado da União (investidora)	39.683	77.190	114.698
L - TIR da União (%)	25,4%	36,8%	46,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 86 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	79.474	119.211	158.948
B – Royalties	11.921	17.882	23.842
C - Custo de Operação	4.803	4.803	4.803
D - Receita Líquida	62.750	96.527	130.303
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	6.275	9.653	13.030
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	283	283	283
G - Remuneração total da Petrobras	6.558	9.936	13.314
H - Remuneração da União (% restante de D)	56.475	86.874	117.273
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	283	283	283
J - Remuneração Total da União	56.759	87.157	117.556
K - Receita da Petrobras	6.558	9.936	13.314
L – Impostos	2.230	3.378	4.527
M - Lucro da Petrobras	4.329	6.558	8.787
N - Participações Governamentais (B + J + L)	70.909	108.417	145.925
O - Resultado da União (investidora)	43.627	81.135	118.643
P - TIR da União (%)	28,5%	40,8%	51,4%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 87. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 20% e 21% menores do que os valores encontrados quando são

considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção nos campos.

Tabela 87 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Cessão Onerosa e Partilha de Produção	34,47
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	36,50
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	36,35
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	23,56
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	20,93

Fonte: Elaboração própria.

5.4. CAMPOS DE BARRACUDA, CARATINGA E CARIMBÉ - CONCESSÃO

Os campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé estão localizados na Bacia de Campos e possuem sua produção vinculada a um contrato de concessão. Barracuda e Caratinga já produzem na camada do pós-sal desde 1997 (ANP, 2014b, 2014c) e fizeram parte da rodada zero de licitações, que inaugurou o regime de concessões no país (BRASIL-ROUNDS, 2016). Nesta seção são simulados os resultados para as áreas de Barracuda, Caratinga e Carimbé somente em relação à reserva identificada no pré-sal.

Para a simulação da produção foram considerados os valores indicados na Tabela 88 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 89.

Tabela 88 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé

Reserva (milhões de barris)	360
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	20.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 89 - Resultado da Simulação da Produção: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé

	Quantidade
FPSOs	1
Poços produtores	5
Poços injetores	4
Sistemas de escoamento da produção	1

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para os campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a

produção do total das reservas no pré-sal, a produção dos campos deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 11 - Curva de Produção: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 12 - Produção Acumulada: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 13 - Curvas de Produção por Poço: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Campos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,69%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 360.195.610,30 barris de óleo equivalente.

5.4.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção das reservas no pré-sal dos campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 90 caso a infraestrutura necessária para a produção fosse inteiramente encomendada.

Tabela 90 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	1.500
Poços produtores	5	850
Poços injetores	4	680
Sistemas de escoamento da produção	1	500
Total Desenvolvimento da Produção	-	3.530
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.513
CAPEX	-	5.043
OPEX	-	2.161
Investimento Total	-	7.204

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários, foram realizadas 12 simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 91, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para os campos.

Tabela 91 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	2.492
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	5.143
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	7.634
OPEX (US\$ milhões VP)	980
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	8.615
CAPEX por Barril (US\$)	21,21
OPEX por Barril (US\$)	2,72
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	23,93

Fonte: Elaboração própria.

Para os campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé não foi considerado nenhum valor para bônus de assinatura, já que, conforme mencionado, essas áreas fizeram parte da rodada zero de licitações, quando da instalação do regime de concessões no país e, portanto, não há bônus de assinatura vinculado (BRASIL-ROUNDS, 2016).

Considerando a produção estimada para as reservas no pré-sal dos campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros em VPL para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 92 - Resultados Regime de Concessões: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.165	12.248	16.330
B – Royalties	817	1.225	1.633
C - Custo de Operação	980	980	980
D - Receita Líquida	6.368	10.043	13.717
E - Participação Especial	2.547	4.017	5.487
F - Receita Líquida Após P.E.	3.821	6.026	8.230
G - Depreciação (-)	2.121	2.121	2.121
H - Despesas Financeiras	833	833	833
I - Receita Tributável	867	3.071	5.276
J – Impostos	412	1.063	1.795
K - Depreciação (+)	2.121	2.121	2.121
L - Resultado do Concessionário	-2.104	-551	922
M - Participações Governamentais (B+E)	3.364	5.242	7.120
N - Total Parcela do Governo (M+J)	3.776	6.305	8.915
O - TIR do Concessionário (%)	5,5%	8,9%	11,8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 93 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.165	12.248	16.330
B – Royalties	1.225	1.837	2.450
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	2.681	3.823	4.305
D - Custo em Óleo OPEX (-)	980	980	980
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	1.701	2.842	3.324
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	4.259	6.588	9.576
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	504	1.106	2.236
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	3.755	5.482	7.341
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	5.456	8.324	10.665
J - Depreciação (-)	2.121	2.121	2.121
K - Despesas Financeiras	833	833	833
L - Receita Tributável	2.501	5.370	7.711
M – Impostos	897	1.828	2.622
O - Depreciação (+)	2.121	2.121	2.121
P - Resultado do Contratado	-954	983	2.530
Q - Participações Governamentais (B + G)	1.729	2.943	4.685
R - Total Parcela Governo (Q + M)	2.626	4.771	7.307
S - TIR do Contratado (%)	8,0%	12,0%	15,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 94 - Resultados Regime de Serviços I: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.165	12.248	16.330
B – Royalties	1.225	1.837	2.450
C - Custo de Operação	980	980	980
D - Receita Líquida	5.960	9.430	12.901
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	596	943	1.290
F - Remuneração União (90% de D)	5.364	8.487	11.610
G - Receita da Petrobras	596	943	1.290
H – Impostos	203	321	439
I - Lucro da Petrobras	393	622	851
J - Participações Governamentais (B + F + H)	6.791	10.645	14.499
K - Resultado da União (investidora)	-843	3.011	6.864
L - TIR da União (%)	8,2%	16,0%	22,9%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 95 - Resultados Regime de Serviços II: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.165	12.248	16.330
B – Royalties	1.225	1.837	2.450
C - Custo de Operação	980	980	980
D - Receita Líquida	5.960	9.430	12.901
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	596	943	1.290
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	7	7	7
G - Remuneração total da Petrobras	603	950	1.297
H - Remuneração da União (% restante de D)	5.364	8.487	11.610
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	7	7	7
J - Remuneração Total da União	5.371	8.494	11.617
K - Receita da Petrobras	603	950	1.297
L – Impostos	205	323	441
M - Lucro da Petrobras	398	627	856
N - Participações Governamentais (B + J + L)	6.801	10.654	14.508
O - Resultado da União (investidora)	28	3.882	7.735
P - TIR da União (%)	10,1%	18,5%	26,0%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 96 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para os campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 96 - Preço de Equilíbrio: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	84,30
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	62,88
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	55,47
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	49,82

Fonte: Elaboração própria.

5.4.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas no pré-sal dos campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 97 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para os campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 97 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	500
Poços produtores	5	850
Poços injetores	4	680
Sistemas de escoamento da produção	1	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	2.030
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.513
CAPEX	-	3.543
OPEX	-	2.161
Investimento Total	-	5.704

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para os campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 98 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 98 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	1.865
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	3.849
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	5.713
OPEX (US\$ milhões VP)	980
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	6.694
CAPEX por Barril (US\$)	15,87
OPEX por Barril (US\$)	2,72
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	18,59

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 99 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.165	12.248	16.330
B – Royalties	817	1.225	1.633
C - Custo de Operação	980	980	980
D - Receita Líquida	6.368	10.043	13.717
E - Participação Especial	2.547	4.017	5.487
F - Receita Líquida Após P.E.	3.821	6.026	8.230
G - Depreciação (-)	1.587	1.587	1.587
H - Despesas Financeiras	623	623	623
I - Receita Tributável	1.610	3.815	6.019
J – Impostos	586	1.299	2.047
K - Depreciação (+)	1.587	1.587	1.587
L - Resultado do Concessionário	-891	601	2.058
M - Participações Governamentais (B+E)	3.364	5.242	7.120
N - Total Parcela do Governo (M+J)	3.950	6.540	9.166
O - TIR do Concessionário (%)	7,5%	11,6%	15,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 100 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.165	12.248	16.330
B – Royalties	1.225	1.837	2.450
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	2.681	3.409	3.681
D - Custo em Óleo OPEX (-)	980	980	980
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	1.701	2.429	2.700
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	4.259	7.002	10.200
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	504	1.169	2.374
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	3.755	5.833	7.826
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	5.456	8.261	10.526
J - Depreciação (-)	1.587	1.587	1.587
K - Despesas Financeiras	623	623	623
L - Receita Tributável	3.245	6.050	8.315
M – Impostos	1.107	2.057	2.827
O - Depreciação (+)	1.587	1.587	1.587
P - Resultado do Contratado	223	2.078	3.573
Q - Participações Governamentais (B + G)	1.729	3.006	4.824
R - Total Parcela Governo (Q + M)	2.836	5.063	7.651
S - TIR do Contratado (%)	10,6%	15,4%	19,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 101 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.165	12.248	16.330
B – Royalties	1.225	1.837	2.450
C - Custo de Operação	980	980	980
D - Receita Líquida	5.960	9.430	12.901
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	596	943	1.290
F - Remuneração União (90% de D)	5.364	8.487	11.610
G - Receita da Petrobras	596	943	1.290
H – Impostos	203	321	439
I - Lucro da Petrobras	393	622	851
J - Participações Governamentais (B + F + H)	6.791	10.645	14.499
K - Resultado da União (investidora)	1.078	4.932	8.785
L - TIR da União (%)	13,0%	22,5%	30,8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 102 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.165	12.248	16.330
B – Royalties	1.225	1.837	2.450
C - Custo de Operação	980	980	980
D - Receita Líquida	5.960	9.430	12.901
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	596	943	1.290
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	5	5	5
G - Remuneração total da Petrobras	601	948	1.296
H - Remuneração da União (% restante de D)	5.364	8.487	11.610
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	5	5	5
J - Remuneração Total da União	5.370	8.493	11.616
K - Receita da Petrobras	601	948	1.296
L – Impostos	205	322	440
M - Lucro da Petrobras	397	626	855
N - Participações Governamentais (B + J + L)	6.799	10.652	14.506
O - Resultado da União (investidora)	1.755	5.609	9.462
P - TIR da União (%)	15,3%	25,6%	34,7%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 103. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 22% e 25% menores do que os valores encontrados quando são

considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção nos campos.

Tabela 103 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos de Barracuda, Caratinga e Carimbé

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	64,77
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	47,41
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	43,01
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	38,62

Fonte: Elaboração própria.

5.5. CAMPOS DE BERBIGÃO, SURURU E OESTE DE ATAPU (ANTIGO IARA) - CONCESSÃO

Os campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu, que formavam a antiga área de Iara, estão localizados no pré-sal da Bacia de Santos e possuem sua produção vinculada à contratos de concessão (Petrobras, 2014e).

Esses campos estavam inseridos no bloco BM-S-11, que participou da segunda rodada de licitações da ANP, realizada em junho de 2000. O bloco foi arrematado por um consórcio formado pelas empresas Petrobras (65%), BG (25%) e Petrogal (10%) por um bônus de assinatura de R\$ 15.164.232,00 (BRASIL-ROUNDS, 2016; Petrobras, 2014e). Atualmente, além dos campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu, estão na área do bloco BM-S-11 com contratos de concessão os campos de Lula e Cernambi.

Nesta seção são simulados os resultados que podem ser esperados com a produção dos campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu. Para a simulação da produção foram considerados os valores indicados na Tabela 104 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 105.

Tabela 104 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu

Reserva (milhões de barris)	1.000
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 105 - Resultado da Simulação da Produção: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu

	Quantidade
FPSOs	2
Poços produtores	7
Poços injetores	6
Sistemas de escoamento da produção	2

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para os campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total das reservas no pré-sal, a produção dos campos deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 14 - Curva de Produção: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 15 - Produção Acumulada: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 16 - Curvas de Produção por Poço: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 1.000.338.127,11 barris de óleo equivalente.

5.5.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção das reservas dos campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 106 caso a infraestrutura necessária para a produção fosse inteiramente encomendada.

Tabela 106 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	2	3.000
Poços produtores	7	1.400
Poços injetores	6	1.200
Sistemas de escoamento da produção	2	1.000
Total Desenvolvimento da Produção	-	6.600
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	2.829
CAPEX	-	9.429
OPEX	-	4.041
Investimento Total	-	13.469

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários, foram realizadas 12 simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 107, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para os campos.

Tabela 107 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0,891
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	1.435
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	4.658
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	9.616
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	14.274
OPEX (US\$ milhões VP)	1.822
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	16.096
CAPEX por Barril (US\$)	14,27
OPEX por Barril (US\$)	1,82
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	16,10

Fonte: Elaboração própria.

Para os campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu foi considerado como bônus de assinatura o valor de US\$ 891.261,71.

Conforme já mencionado, para a concessão do bloco BM-S-11 foi pago o bônus de assinatura no valor total de R\$ 15.164.232,00 ou US\$ 8.288.733,88, considerando o dólar médio do ano 2000 (Banco Central do Brasil, 2016; BRASIL-ROUNDS, 2016). Para a simulação econômico-financeira, esse valor foi alocado aos campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu e também aos campos de Lula e Cernambi na proporção de suas reservas.

Considerando a produção estimada para as reservas dos campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros em VPL para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 108 - Resultados Regime de Concessões: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	22.541	33.812	45.082
B – Royalties	2.254	3.381	4.508
C - Custo de Operação	1.822	1.822	1.822
D - Receita Líquida	18.465	28.609	38.752
E - Participação Especial	7.386	11.444	15.501
F - Receita Líquida Após P.E.	11.079	17.165	23.251
G - Depreciação (-)	3.966	3.966	3.966
H - Despesas Financeiras	1.558	1.558	1.558
I - Receita Tributável	5.556	11.642	17.728
J – Impostos	1.911	3.958	6.027
K - Depreciação (+)	3.966	3.966	3.966
L - Resultado do Concessionário	-1.142	2.898	6.914
M - Participações Governamentais (B+E)	9.642	14.826	20.011
N - Total Parcela do Governo (M+J)	11.553	18.784	26.038
O - TIR do Concessionário (%)	8,7%	13,1%	17,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 109 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	22.541	33.812	45.082
B – Royalties	3.381	5.072	6.762
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	7.186	8.450	8.972
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.822	1.822	1.822
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	5.364	6.628	7.150
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	11.974	20.290	29.348
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	2.266	4.468	7.953
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	9.709	15.822	21.395
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	15.072	22.450	28.545
J - Depreciação (-)	3.966	3.966	3.966
K - Despesas Financeiras	1.558	1.558	1.558
L - Receita Tributável	9.549	16.927	23.021
M – Impostos	3.247	5.755	7.827
O - Depreciação (+)	3.966	3.966	3.966
P - Resultado do Contratado	1.516	6.386	10.408
Q - Participações Governamentais (B + G)	5.648	9.541	14.717
R - Total Parcela Governo (Q + M)	8.895	15.296	22.544
S - TIR do Contratado (%)	11,6%	16,6%	20,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 110 - Resultados Regime de Serviços I: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	22.541	33.812	45.082
B – Royalties	3.381	5.072	6.762
C - Custo de Operação	1.822	1.822	1.822
D - Receita Líquida	17.338	26.918	36.498
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	1.734	2.692	3.650
F - Remuneração União (90% de D)	15.604	24.226	32.848
G - Receita da Petrobras	1.734	2.692	3.650
H – Impostos	590	915	1.241
I - Lucro da Petrobras	1.144	1.777	2.409
J - Participações Governamentais (B + F + H)	19.575	30.213	40.852
K - Resultado da União (investidora)	5.301	15.939	26.578
L - TIR da União (%)	15,8%	26,4%	35,9%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 111 - Resultados Regime de Serviços II: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	22.541	33.812	45.082
B – Royalties	3.381	5.072	6.762
C - Custo de Operação	1.822	1.822	1.822
D - Receita Líquida	17.338	26.918	36.498
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	1.734	2.692	3.650
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	36	36	36
G - Remuneração total da Petrobras	1.770	2.728	3.686
H - Remuneração da União (% restante de D)	15.604	24.226	32.848
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	36	36	36
J - Remuneração Total da União	15.641	24.263	32.885
K - Receita da Petrobras	1.770	2.728	3.686
L – Impostos	602	928	1.253
M - Lucro da Petrobras	1.168	1.801	2.433
N - Participações Governamentais (B + J + L)	19.624	30.262	40.900
O - Resultado da União (investidora)	6.959	17.598	28.236
P - TIR da União (%)	18,5%	29,9%	40,3%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 112 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para os campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção. O preço

de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 112 - Preço de Equilíbrio: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	57,02
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	43,14
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	37,55
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	33,65

Fonte: Elaboração própria.

5.5.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas dos campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 113, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para os campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 113 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	2	1.000
Poços produtores	7	1.400
Poços injetores	6	1.200
Sistemas de escoamento da produção	2	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	3.600
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	2.829
CAPEX	-	6.429
OPEX	-	4.041
Investimento Total	-	10.469

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para os campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os

parâmetros e os valores indicados na Tabela 114 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 114 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	891
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	1.435
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	3404
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	7027
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	10432
OPEX (US\$ milhões VP)	1822
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	12253
CAPEX por Barril (US\$)	10,43
OPEX por Barril (US\$)	1,82
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	12,25

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 115 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	22.541	33.812	45.082
B – Royalties	2.254	3.381	4.508
C - Custo de Operação	1.822	1.822	1.822
D - Receita Líquida	18.465	28.609	38.752
E - Participação Especial	7.386	11.444	15.501
F - Receita Líquida Após P.E.	11.079	17.165	23.251
G - Depreciação (-)	2.898	2.898	2.898
H - Despesas Financeiras	1.138	1.138	1.138
I - Receita Tributável	7.042	13.129	19.215
J – Impostos	2.394	4.464	6.533
K - Depreciação (+)	2.898	2.898	2.898
L - Resultado do Concessionário	1.150	5.167	9.184
M - Participações Governamentais (B+E)	9.642	14.826	20.011
N - Total Parcela do Governo (M+J)	12.036	19.290	26.544
O - TIR do Concessionário (%)	11,7%	17,4%	22,8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 116 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	22.541	33.812	45.082
B – Royalties	3.381	5.072	6.762
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	6.386	7.037	7.321
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.822	1.822	1.822
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	4.565	5.215	5.499
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	12.774	21.703	30.999
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	2.345	4.683	8.429
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	10.428	17.021	22.570
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	14.993	22.235	28.069
J - Depreciação (-)	2.898	2.898	2.898
K - Despesas Financeiras	1.138	1.138	1.138
L - Receita Tributável	10.956	18.199	24.032
M – Impostos	3.725	6.188	8.171
O - Depreciação (+)	2.898	2.898	2.898
P - Resultado do Contratado	3.733	8.513	12.363
Q - Participações Governamentais (B + G)	5.728	9.756	15.193
R - Total Parcela Governo (Q + M)	9.453	15.944	23.364
S - TIR do Contratado (%)	15,2%	21,7%	26,9%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 117 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	22.541	33.812	45.082
B – Royalties	3.381	5.072	6.762
C - Custo de Operação	1.822	1.822	1.822
D - Receita Líquida	17.338	26.918	36.498
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	1.734	2.692	3.650
F - Remuneração União (90% de D)	15.604	24.226	32.848
G - Receita da Petrobras	1.734	2.692	3.650
H – Impostos	590	915	1.241
I - Lucro da Petrobras	1.144	1.777	2.409
J - Participações Governamentais (B + F + H)	19.575	30.213	40.852
K - Resultado da União (investidora)	9.144	19.782	30.420
L - TIR da União (%)	23,1%	36,3%	48,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 118 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	22.541	33.812	45.082
B – Royalties	3.381	5.072	6.762
C - Custo de Operação	1.822	1.822	1.822
D - Receita Líquida	17.338	26.918	36.498
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	1.734	2.692	3.650
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	28	28	28
G - Remuneração total da Petrobras	1.761	2.719	3.677
H - Remuneração da União (% restante de D)	15.604	24.226	32.848
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	28	28	28
J - Remuneração Total da União	15.632	24.254	32.876
K - Receita da Petrobras	1.761	2.719	3.677
L – Impostos	599	925	1.250
M - Lucro da Petrobras	1.163	1.795	2.427
N - Participações Governamentais (B + J + L)	19.612	30.250	40.889
O - Resultado da União (investidora)	10.406	21.044	31.682
P - TIR da União (%)	26,5%	41,0%	54,1%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 119. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 24% e 25% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção nos campos.

Tabela 119 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	42,88
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	32,97
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	28,52
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	25,55

Fonte: Elaboração própria.

5.6. CAMPO DE BÚZIOS (ANTIGO FRANCO) - CESSÃO ONEROSA E PARTILHA DE PRODUÇÃO

O campo de Búzios, antigamente denominado de Franco, está localizado na Bacia de Santos e possui sua produção vinculada a um contrato de cessão onerosa e posteriormente também estará vinculado a um contrato de partilha de produção.

O contrato de cessão onerosa, firmado entre a Petrobras e a União, prevê a produção de até 3,056 bilhões de barris de óleo equivalente. A produção que excede esse volume estará vinculada a um contrato de partilha de produção, que será assinado diretamente com a Petrobras, sem a realização de licitação, conforme previsto na Lei 12.351/2010. A reserva excedente à cessão onerosa está estimada entre 6,5 e 10 bilhões de barris de óleo equivalente. Por tanto, para simular a produção do campo foi considerada uma reserva total de 11,396 bilhões de barris de óleo equivalente, que é a soma dos 3,056 bilhões de barris previstos na cessão onerosa e de 8,25 bilhões de barris estimados como volume excedente.

Os valores considerados para a simulação da produção são indicados na Tabela 120 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 121.

Tabela 120 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Búzios

Reserva (milhões de barris)	11.396
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 121 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Búzios

	Quantidade
FPSOs	15
Poços produtores	75
Poços injetores	60
Sistemas de escoamento da produção	15

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação e considerando a infraestrutura calculada como necessária para a produção do total das reservas estimadas, a produção do campo deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 17 - Curva de Produção: Campo de Búzios (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 18 - Produção Acumulada: Campo de Búzios (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 19 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Búzios (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da bacia de Santos sofre um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 11.396.179.054,81 barris de óleo equivalente.

5.6.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção do campo de Búzios seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 122, caso a infraestrutura necessária fosse inteiramente encomendada.

Tabela 122 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Búzios

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	15	22.500
Poços produtores	75	15.000
Poços injetores	60	12.000
Sistemas de escoamento da produção	15	7.500
Total Desenvolvimento da Produção	-	57.000
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	24.429
CAPEX	-	81.429
OPEX	-	34.898
Investimento Total	-	116.327

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado da simulação da produção e também considerando os investimentos necessários, foram realizadas simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para realizar a simulação econômico-financeira para o campo de Búzios foram aplicadas as regras do regime de cessão onerosa até a produção dos 3.056 milhões de barris e, para além desse volume, foram aplicadas as regras do regime de partilha de produção, além da simulação dos resultados esperados em outros regimes.

Para a simulação do campo nesse caso de um regime “híbrido” há diferenças com relação: às regras de recuperação de capital, que não possuem limitações até o volume da cessão onerosa; à cobrança de royalties, que é de 10% até o volume da cessão onerosa e depois passa a ser de 15% no caso da partilha de produção; e à participação da União no óleo excedente, que não existe até o volume da cessão onerosa e depois passa a ser de 47,42%, que foi o valor definido para o contrato de partilha de produção que ainda será assinado para o campo de Búzios (Petrobras, 2014b). Outros parâmetros utilizados são indicados na Tabela 123, que também apresenta valores obtidos a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 123 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Búzios

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	561
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	903
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	37.293
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	76.978
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	114.271
OPEX (US\$ milhões VP)	12.949
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	127.220
CAPEX por Barril (US\$)	10,03
OPEX por Barril (US\$)	1,14
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	11,16

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Búzios foi considerado um bônus de assinatura de US\$ 560.577.201,82, referente ao contrato de partilha de produção, já que no caso da cessão onerosa não há bônus de assinatura⁴².

Os contratos de partilha de produção para volumes excedentes à cessão onerosa serão assinados diretamente com a Petrobras para os campos de Búzios (antigo Franco), Florim (hoje Itapu), Nordeste de Tupi (hoje Sépia) e Entorno de Iara (hoje Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu), mediante o pagamento de um bônus de assinatura no valor total de R\$ 2 bilhões (ou cerca de US\$ 849 milhões considerando a taxa média do dólar em 2014, ano de pagamento do bônus) (Petrobras, 2014b). Para as simulações econômico-financeiras o valor total do bônus de assinatura foi dividido e alocado a cada um dos campos na proporção de suas reservas.

Os resultados econômico-financeiros em VPL para o campo de Búzios para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

⁴² No caso dos campos que fazem parte do contrato de cessão onerosa houve o pagamento pela Petrobras à União do valor da cessão (UNIÃO, PETROBRAS e ANP, 2010). O pagamento não se configura como bônus de assinatura, pois foi realizado por meio da capitalização da Petrobras e com o aumento da participação da União no capital social da empresa.

Tabela 124 - Resultados Regime de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção: Campo de Búzios (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	211.429	317.143	422.857
B - Royalties	27.360	41.040	54.721
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	65.107	67.855	69.232
D - Custo em Óleo OPEX (-)	12.949	12.949	12.949
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	52.157	54.905	56.282
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	118.962	208.248	298.905
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	46.509	71.570	96.630
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	72.452	136.678	202.275
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	124.610	191.584	258.558
J - Depreciação (-)	31.749	31.749	31.749
K - Despesas Financeiras	12.470	12.470	12.470
L - Receita Tributável	80.390	147.364	214.338
M - Impostos	28.376	50.869	73.362
O - Depreciação (+)	31.749	31.749	31.749
P - Resultado do Contratado	12.809	57.290	101.771
Q - Participações Governamentais (B + G)	74.772	113.513	152.253
R - Total Parcela Governo (Q + M)	103.149	164.382	225.616
S - TIR do Contratado (%)	#NÚM!	16,6%	21,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 125 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Búzios (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	211.429	317.143	422.857
B – Royalties	21.143	31.714	42.286
C - Custo de Operação	12.949	12.949	12.949
D - Receita Líquida	177.337	272.480	367.623
E - Participação Especial	70.935	108.992	147.049
F - Receita Líquida Após P.E.	106.402	163.488	220.574
G - Depreciação (-)	31.749	31.749	31.749
H - Despesas Financeiras	12.470	12.470	12.470
I - Receita Tributável	62.182	119.268	176.354
J – Impostos	22.703	41.635	60.877
K - Depreciação (+)	31.749	31.749	31.749
L - Resultado do Concessionário	275	38.428	76.272
M - Participações Governamentais (B+E)	92.980	141.609	190.238
N - Total Parcela do Governo (M+J)	115.683	183.244	251.115
O - TIR do Concessionário (%)	10,0%	14,0%	17,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 126 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Búzios (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	211.429	317.143	422.857
B – Royalties	31.714	47.571	63.429
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	53.092	59.149	62.334
D - Custo em Óleo OPEX (-)	12.949	12.949	12.949
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	40.143	46.199	49.385
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	126.622	210.423	297.094
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	60.044	99.783	140.882
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	66.578	110.640	156.212
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	106.721	156.840	205.597
J - Depreciação (-)	31.749	31.749	31.749
K - Despesas Financeiras	12.470	12.470	12.470
L - Receita Tributável	62.501	112.620	161.378
M – Impostos	22.474	39.256	55.623
O - Depreciação (+)	31.749	31.749	31.749
P - Resultado do Contratado	822	34.159	66.550
Q - Participações Governamentais (B + G)	92.661	148.257	205.214
R - Total Parcela Governo (Q + M)	115.136	187.513	260.836
S - TIR do Contratado (%)	10,1%	13,8%	17,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 127 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Búzios (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	211.429	317.143	422.857
B – Royalties	31.714	47.571	63.429
C - Custo de Operação	12.949	12.949	12.949
D - Receita Líquida	166.765	256.622	346.480
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	16.677	25.662	34.648
F - Remuneração União (90% de D)	150.089	230.960	311.832
G - Receita da Petrobras	16.677	25.662	34.648
H – Impostos	5.670	8.725	11.780
I - Lucro da Petrobras	11.007	16.937	22.868
J - Participações Governamentais (B + F + H)	187.473	287.257	387.041
K - Resultado da União (investidora)	73.202	172.986	272.770
L - TIR da União (%)	17,0%	24,5%	30,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 128 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Búzios (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	211.429	317.143	422.857
B – Royalties	31.714	47.571	63.429
C - Custo de Operação	12.949	12.949	12.949
D - Receita Líquida	166.765	256.622	346.480
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	16.677	25.662	34.648
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	2.690	2.690	2.690
G - Remuneração total da Petrobras	19.366	28.352	37.338
H - Remuneração da União (% restante de D)	150.089	230.960	311.832
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	2.690	2.690	2.690
J - Remuneração Total da União	152.779	233.650	314.521
K - Receita da Petrobras	19.366	28.352	37.338
L – Impostos	6.585	9.640	12.695
M - Lucro da Petrobras	12.782	18.712	24.643
N - Participações Governamentais (B + J + L)	191.077	290.861	390.645
O - Resultado da União (investidora)	89.528	189.312	289.096
P - TIR da União (%)	19,3%	27,1%	33,6%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 129 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Búzios considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção nos campos.

Tabela 129 - Preço de Equilíbrio: Campo de Búzios

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção	42,81
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	49,83
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	49,42
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	31,66
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	27,57

Fonte: Elaboração própria.

5.6.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção da reserva estimada para o campo de Búzios, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, poderiam ser esperados

investimentos conforme indicado na Tabela 130, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para os campos e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 130 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Búzios

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	15	7.500
Poços produtores	75	15.000
Poços injetores	60	12.000
Sistemas de escoamento da produção	15	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	34.500
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	24.429
CAPEX	-	58.929
OPEX	-	34.898
Investimento Total	-	93.827

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 131 e realizada nova simulação econômico-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 131 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Búzios

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	561
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	903
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	29.048
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	59.959
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	89.007
OPEX (US\$ milhões VP)	12.949
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	101.956
CAPEX por Barril (US\$)	7,81
OPEX por Barril (US\$)	1,14
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	8,95

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 132 - Novos Resultados Regime de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção: Campo de Búzios (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	211.429	317.143	422.857
B – Royalties	27.360	41.040	54.721
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	54.868	56.592	57.969
D - Custo em Óleo OPEX (-)	12.949	12.949	12.949
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	41.918	43.642	45.019
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	129.201	219.511	310.168
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	46.509	71.570	96.630
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	82.692	147.941	213.538
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	124.610	191.584	258.558
J - Depreciação (-)	24.730	24.730	24.730
K - Despesas Financeiras	9.713	9.713	9.713
L - Receita Tributável	90.167	157.141	224.114
M – Impostos	31.355	53.848	76.341
O - Depreciação (+)	24.730	24.730	24.730
P - Resultado do Contratado	28.075	72.556	117.037
Q - Participações Governamentais (B + G)	74.772	113.513	152.253
R - Total Parcela Governo (Q + M)	106.127	167.361	228.595
S - TIR do Contratado (%)	14,3%	20,3%	25,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 133 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Búzios (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	211.429	317.143	422.857
B – Royalties	21.143	31.714	42.286
C - Custo de Operação	12.949	12.949	12.949
D - Receita Líquida	177.337	272.480	367.623
E - Participação Especial	70.935	108.992	147.049
F - Receita Líquida Após P.E.	106.402	163.488	220.574
G - Depreciação (-)	24.730	24.730	24.730
H - Despesas Financeiras	9.713	9.713	9.713
I - Receita Tributável	71.959	129.044	186.130
J – Impostos	25.371	44.614	63.856
K - Depreciação (+)	24.730	24.730	24.730
L - Resultado do Concessionário	15.851	53.694	91.538
M - Participações Governamentais (B+E)	92.980	141.609	190.238
N - Total Parcela do Governo (M+J)	118.352	186.223	254.094
O - TIR do Concessionário (%)	12,2%	16,8%	20,9%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 134 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Búzios (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	211.429	317.143	422.857
B – Royalties	31.714	47.571	63.429
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	46.872	50.871	53.026
D - Custo em Óleo OPEX (-)	12.949	12.949	12.949
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	33.923	37.922	40.077
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	132.843	218.700	306.403
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	62.994	103.708	145.296
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	69.849	114.993	161.107
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	103.771	152.915	201.184
J - Depreciação (-)	24.730	24.730	24.730
K - Despesas Financeiras	9.713	9.713	9.713
L - Receita Tributável	69.328	118.472	166.740
M – Impostos	24.403	40.901	57.101
O - Depreciação (+)	24.730	24.730	24.730
P - Resultado do Contratado	14.188	46.834	78.903
Q - Participações Governamentais (B + G)	95.611	152.182	209.628
R - Total Parcela Governo (Q + M)	120.014	193.083	266.728
S - TIR do Contratado (%)	12,1%	16,4%	20,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 135 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Búzios (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	211.429	317.143	422.857
B – Royalties	31.714	47.571	63.429
C - Custo de Operação	12.949	12.949	12.949
D - Receita Líquida	166.765	256.622	346.480
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	16.677	25.662	34.648
F - Remuneração União (90% de D)	150.089	230.960	311.832
G - Receita da Petrobras	16.677	25.662	34.648
H – Impostos	5.670	8.725	11.780
I - Lucro da Petrobras	11.007	16.937	22.868
J - Participações Governamentais (B + F + H)	187.473	287.257	387.041
K - Resultado da União (investidora)	98.466	198.250	298.034
L - TIR da União (%)	21,2%	29,7%	36,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 136 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Búzios (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	211.429	317.143	422.857
B – Royalties	31.714	47.571	63.429
C - Custo de Operação	12.949	12.949	12.949
D - Receita Líquida	166.765	256.622	346.480
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	16.677	25.662	34.648
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	2.156	2.156	2.156
G - Remuneração total da Petrobras	18.832	27.818	36.804
H - Remuneração da União (% restante de D)	150.089	230.960	311.832
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	2.156	2.156	2.156
J - Remuneração Total da União	152.244	233.116	313.987
K - Receita da Petrobras	18.832	27.818	36.804
L – Impostos	6.403	9.458	12.513
M - Lucro da Petrobras	12.429	18.360	24.290
N - Participações Governamentais (B + J + L)	190.362	290.145	389.929
O - Resultado da União (investidora)	111.550	211.334	311.118
P - TIR da União (%)	23,7%	32,6%	40,0%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 137. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são 20% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 137 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Búzios

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Cessão Onerosa e Partilha de Produção	34,23
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	39,69
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	39,56
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	25,34
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	22,06

Fonte: Elaboração própria.

5.7. CAMPO DE CARCARÁ - CONCESSÃO

O campo de Carcará está localizado na Bacia de Santos e possui sua produção vinculada à um contrato de concessão. O campo é parte do bloco BM-S-8, que foi concedido na 2º rodada de

concessões da ANP no ano 2000 (BRASIL-ROUNDS, 2016; Reuters, 2014). O bloco foi arrematado por um consórcio formado pelas empresas Petrobras (50%), Shell (40%) e Petrogal (10%) por um bônus de assinatura de R\$ 51.450.054,00 (BRASIL-ROUNDS, 2016). Para a simulação do campo de Carcará foram considerados os valores indicados na Tabela 138 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 139.

Tabela 138 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Carcará

Reserva (milhões de barris)	5.000
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 139 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Carcará

	Quantidade
FPSOs	7
Poços produtores	33
Poços injetores	27
Sistemas de escoamento da produção	7

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para o campo de Carcará e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas, a produção do campo deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 20 - Curva de Produção: Campo de Carcará (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 21 - Produção Acumulada: Campo de Carcará (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 22 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Carcará (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 5.000.677.746,7 barris de óleo equivalente.

5.7.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção das reservas no pré-sal do campo de Carcará, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 140, caso a infraestrutura necessária para a produção do campo fosse inteiramente encomendada.

Tabela 140 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Carcará

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	7	10.550
Poços produtores	33	6.600
Poços injetores	27	5.400
Sistemas de escoamento da produção	7	3.500
Total Desenvolvimento da Produção	-	26.000
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	11.143
CAPEX	-	37.143
OPEX	-	15.918
Investimento Total	-	53.061

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários para a produção do campo, foram realizadas 12 simulações para seus resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 141, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 141 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Carcará

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	28,122
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	45,291
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	17.785
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	36.711
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	54.497
OPEX (US\$ milhões VP)	6.488
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	60.985
CAPEX por Barril (US\$)	10,90
OPEX por Barril (US\$)	1,30
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	12,20

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Carcará foi considerado como bônus de assinatura US\$ 28.122.479,64, valor em dólar médio do ano 2000 equivalente aos R\$ 51.450.054 definidos para o bloco BM-S-8 na rodada de licitação realizada esse ano (BRASIL-ROUNDS, 2016)⁴³.

⁴³ O bloco BM-S-8 integra, além do campo de Carcará, o campo de Bem-Te-Vi. No entanto, parte da área de Bem-Te-Vi já foi adicionada à Carcará (maior do bloco) e não se tem mais informações sobre a reserva restante,

Considerando a produção estimada para as reservas do campo de Carcará ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 142 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Carcará (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	101.894	152.842	203.789
B – Royalties	10.189	15.284	20.379
C - Custo de Operação	6.488	6.488	6.488
D - Receita Líquida	85.217	131.069	176.922
E - Participação Especial	34.087	52.428	70.769
F - Receita Líquida Após P.E.	51.130	78.642	106.153
G - Depreciação (-)	15.142	15.142	15.142
H - Despesas Financeiras	5.947	5.947	5.947
I - Receita Tributável	30.041	57.553	85.064
J – Impostos	10.649	19.836	29.023
K - Depreciação (+)	15.142	15.142	15.142
L - Resultado do Concessionário	1.081	19.405	37.730
M - Participações Governamentais (B+E)	44.322	67.757	91.193
N - Total Parcela do Governo (M+J)	54.970	87.593	120.216
O - TIR do Concessionário (%)	10,3%	14,7%	18,8%

Fonte: Elaboração própria.

por isso o bônus de assinatura resultante do leilão do bloco BM-S-8 foi integralmente considerado na análise da área de Carcará.

Tabela 143 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Carcará (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	101.894	152.842	203.789
B – Royalties	15.284	22.926	30.568
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	27.272	30.609	32.210
D - Custo em Óleo OPEX (-)	6.488	6.488	6.488
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	20.784	24.121	25.722
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	59.339	99.306	141.010
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	22.102	38.350	57.125
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	37.237	60.956	83.886
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	58.020	85.077	109.608
J - Depreciação (-)	15.142	15.142	15.142
K - Despesas Financeiras	5.947	5.947	5.947
L - Receita Tributável	36.932	63.989	88.519
M – Impostos	12.908	21.893	30.096
O - Depreciação (+)	15.142	15.142	15.142
P - Resultado do Contratado	5.712	23.784	40.111
Q - Participações Governamentais (B + G)	37.431	61.322	87.738
R - Total Parcela Governo (Q + M)	50.340	83.215	117.835
S - TIR do Contratado (%)	11,4%	15,8%	19,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 144 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Carcará (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	101.894	152.842	203.789
B – Royalties	15.284	22.926	30.568
C - Custo de Operação	6.488	6.488	6.488
D - Receita Líquida	80.122	123.427	166.732
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	8.012	12.343	16.673
F - Remuneração União (90% de D)	72.110	111.085	150.059
G - Receita da Petrobras	8.012	12.343	16.673
H – Impostos	2.724	4.197	5.669
I - Lucro da Petrobras	5.288	8.146	11.004
J - Participações Governamentais (B + F + H)	90.118	138.207	186.296
K - Resultado da União (investidora)	35.622	83.711	131.800
L - TIR da União (%)	18,3%	27,5%	35,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 145 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Carcará (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	101.894	152.842	203.789
B – Royalties	15.284	22.926	30.568
C - Custo de Operação	6.488	6.488	6.488
D - Receita Líquida	80.122	123.427	166.732
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	8.012	12.343	16.673
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	621	621	621
G - Remuneração total da Petrobras	8.634	12.964	17.295
H - Remuneração da União (% restante de D)	72.110	111.085	150.059
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	621	621	621
J - Remuneração Total da União	72.731	111.706	150.681
K - Receita da Petrobras	8.634	12.964	17.295
L – Impostos	2.935	4.408	5.880
M - Lucro da Petrobras	5.698	8.556	11.414
N - Participações Governamentais (B + J + L)	90.951	139.040	187.129
O - Resultado da União (investidora)	42.553	90.642	138.731
P - TIR da União (%)	20,8%	30,6%	39,1%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 146 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Carcará para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção no campo. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 146 - Preço de Equilíbrio: Campo de Carcará

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	48,53
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	42,82
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	31,49
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	27,88

Fonte: Elaboração própria.

5.7.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas do campo de Carcará, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 147 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para o campo de Carcará e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 147 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Carcará

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	7	3.500
Poços produtores	33	6.600
Poços injetores	27	5.400
Sistemas de escoamento da produção	7	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	15.500
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	11.143
CAPEX	-	26.643
OPEX	-	15.918
Investimento Total	-	42.561

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para o campo de Carcará, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 148 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 148 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Carcará

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	28,122
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	45,292
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	13.625
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	28.124
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	41.748
OPEX (US\$ milhões VP)	6.488
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	48.236
CAPEX por Barril (US\$)	8,35
OPEX por Barril (US\$)	1,30
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	9,65

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 149 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Carcará (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	101.894	152.842	203.789
B – Royalties	10.189	15.284	20.379
C - Custo de Operação	6.488	6.488	6.488
D - Receita Líquida	85.217	131.069	176.922
E - Participação Especial	34.087	52.428	70.769
F - Receita Líquida Após P.E.	51.130	78.642	106.153
G - Depreciação (-)	11.599	11.599	11.599
H - Despesas Financeiras	4.556	4.556	4.556
I - Receita Tributável	34.975	62.486	89.998
J – Impostos	12.152	21.339	30.599
K - Depreciação (+)	11.599	11.599	11.599
L - Resultado do Concessionário	8.784	27.108	45.360
M - Participações Governamentais (B+E)	44.322	67.757	91.193
N - Total Parcela do Governo (M+J)	56.473	89.096	121.792
O - TIR do Concessionário (%)	12,9%	18,3%	23,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 150 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Carcará (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	101.894	152.842	203.789
B – Royalties	15.284	22.926	30.568
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	23.974	26.024	27.043
D - Custo em Óleo OPEX (-)	6.488	6.488	6.488
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	17.487	19.536	20.555
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	62.636	103.892	146.177
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	23.324	40.225	59.355
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	39.311	63.667	86.822
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	56.798	83.203	107.378
J - Depreciação (-)	11.599	11.599	11.599
K - Despesas Financeiras	4.556	4.556	4.556
L - Receita Tributável	40.642	67.047	91.222
M – Impostos	13.996	22.796	31.016
O - Depreciação (+)	11.599	11.599	11.599
P - Resultado do Contratado	12.608	30.212	46.168
Q - Participações Governamentais (B + G)	38.654	63.196	89.968
R - Total Parcela Governo (Q + M)	52.649	85.992	120.984
S - TIR do Contratado (%)	14,1%	19,3%	23,8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 151 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Carcará (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	101.894	152.842	203.789
B – Royalties	15.284	22.926	30.568
C - Custo de Operação	6.488	6.488	6.488
D - Receita Líquida	80.122	123.427	166.732
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	8.012	12.343	16.673
F - Remuneração União (90% de D)	72.110	111.085	150.059
G - Receita da Petrobras	8.012	12.343	16.673
H – Impostos	2.724	4.197	5.669
I - Lucro da Petrobras	5.288	8.146	11.004
J - Participações Governamentais (B + F + H)	90.118	138.207	186.296
K - Resultado da União (investidora)	48.370	96.459	144.548
L - TIR da União (%)	23,8%	34,5%	43,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 152 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Carcará (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	101.894	152.842	203.789
B – Royalties	15.284	22.926	30.568
C - Custo de Operação	6.488	6.488	6.488
D - Receita Líquida	80.122	123.427	166.732
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	8.012	12.343	16.673
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	492	492	492
G - Remuneração total da Petrobras	8.504	12.834	17.165
H - Remuneração da União (% restante de D)	72.110	111.085	150.059
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	492	492	492
J - Remuneração Total da União	72.602	111.576	150.551
K - Receita da Petrobras	8.504	12.834	17.165
L – Impostos	2.891	4.364	5.836
M - Lucro da Petrobras	5.612	8.471	11.329
N - Participações Governamentais (B + J + L)	90.777	138.866	186.955
O - Resultado da União (investidora)	53.852	101.941	150.030
P - TIR da União (%)	26,8%	38,2%	48,0%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 153. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 21% e 22% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 153 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Carcará

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	38,02
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	33,87
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	24,86
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	22,01

Fonte: Elaboração própria.

5.8. CAMPO DE ITAPU (ANTIGO FLORIM) - CESSÃO ONEROSA E PARTILHA DE PRODUÇÃO

O campo de Itapu (antigo campo de Florim) está localizado na Bacia de Santos e possui sua produção vinculada a um contrato de cessão onerosa e posteriormente também estará vinculado a um contrato de partilha de produção.

O contrato de cessão onerosa, firmado entre a Petrobras e a União, prevê a produção de até 467 milhões de barris de óleo equivalente. A produção que excede esse volume estará vinculada a um contrato de partilha de produção, que será assinado diretamente com a Petrobras, sem a realização de licitação, conforme previsto na Lei 12.351/2010. A reserva excedente à cessão onerosa está estimada entre 300 e 500 milhões de barris de óleo equivalente. Por tanto, para simular a produção do campo foi considerada uma reserva total de 867 milhões de barris de óleo equivalente, que é a soma dos 467 milhões de barris previstos na cessão onerosa e de 400 milhões de barris estimados como volume excedente.

Os valores considerados para a simulação da produção são indicados na Tabela 154 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 155.

Tabela 154 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Itapu

Reserva (milhões de barris)	867
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 155 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Itapu

	Quantidade
FPSOs	
Poços produtores	
Poços injetores	
Sistemas de escoamento da produção	

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação e considerando a infraestrutura calculada como necessária para a produção do total das reservas estimadas, a produção do campo deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 23 - Curva de Produção: Campo de Itapu (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 24 - Produção Acumulada: Campo de Itapu (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 25 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Itapu (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 867.335.844,98 barris de óleo equivalente.

5.8.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção das reservas vinculadas ao contrato de cessão onerosa do campo de Itapu seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 156, caso a infraestrutura necessária para a produção do campo fosse inteiramente encomendada.

Tabela 156 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Itapu

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	2	3.000
Poços produtores	6	1.200
Poços injetores	5	1.000
Sistemas de escoamento da produção	2	1.000
Total Desenvolvimento da Produção	-	6.200
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	2.657
CAPEX	-	8.857
OPEX	-	3.796
Investimento Total	-	12.653

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado da simulação da produção e também considerando os investimentos necessários, foram realizadas simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para realizar a simulação econômico-financeira para o campo de Itapu foram aplicadas as regras do regime de cessão onerosa até a produção dos 467 milhões de barris e, para além desse volume, foram aplicadas as regras do regime de partilha de produção, além da simulação dos resultados esperados em outros regimes.

Para a simulação do campo nesse caso de um regime “híbrido” há diferenças com relação: às regras de recuperação de capital, que não possuem limitações até o volume da cessão onerosa;

à cobrança de royalties, que é de 10% até o volume da cessão onerosa e depois passa a ser de 15% no caso da partilha de produção; e à participação da União no óleo excedente, que não existe até o volume da cessão onerosa e depois passa a ser de 46,53%, que foi o valor definido para o contrato de partilha de produção que será assinado para o campo de Itapu (Petrobras, 2014b). Outros parâmetros utilizados são indicados na Tabela 157, que também apresenta valores obtidos a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 157 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Itapu

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	27
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	44
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	4.376
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	9.033
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	13.409
OPEX (US\$ milhões VP)	1.715
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	15.124
CAPEX por Barril (US\$)	15,47
OPEX por Barril (US\$)	1,98
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	17,44

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Itapu foi considerado um bônus de assinatura de US\$ 27.179.500,69, referente ao contrato de partilha de produção, já que no caso da cessão onerosa não há bônus de assinatura⁴⁴.

Os contratos de partilha de produção para volumes excedentes à cessão onerosa serão assinados diretamente com a Petrobras para os campos de Búzios (antigo Franco), Florim (hoje Itapu), Nordeste de Tupi (hoje Sépia) e Entorno de Iara (hoje Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu), mediante o pagamento de um bônus de assinatura no valor total de R\$ 2 bilhões (ou cerca de US\$ 849 milhões considerando a taxa média do dólar em 2014, ano de pagamento do bônus) (Petrobras, 2014b). Para as simulações

⁴⁴ No caso dos campos que fazem parte do contrato de cessão onerosa houve o pagamento pela Petrobras à União do valor da cessão (UNIÃO, PETROBRAS e ANP, 2010). O pagamento não se configura como bônus de assinatura, pois foi realizado por meio da capitalização da Petrobras e com o aumento da participação da União no capital social da empresa.

econômico-financeiras o valor total do bônus de assinatura foi dividido e alocado a cada um dos campos na proporção de suas reservas.

Os resultados econômico-financeiros em VPL para o campo de Itapu para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 158 - Resultados Regime de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção: Campo de Itapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	19.585	29.378	39.171
B – Royalties	2.217	3.326	4.435
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	8.503	8.859	9.060
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.715	1.715	1.715
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	6.788	7.144	7.346
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	8.865	17.193	25.676
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	1.837	2.861	3.885
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	7.028	14.332	21.791
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	13.816	21.476	29.137
J - Depreciação (-)	3.726	3.726	3.726
K - Despesas Financeiras	1.463	1.463	1.463
L - Receita Tributável	8.627	16.287	23.948
M – Impostos	3.009	5.544	8.142
O - Depreciação (+)	3.726	3.726	3.726
P - Resultado do Contratado	1.080	6.205	11.267
Q - Participações Governamentais (B + G)	4.098	6.231	8.363
R - Total Parcela Governo (Q + M)	7.107	11.775	16.505
S - TIR do Contratado (%)	11,4%	17,7%	23,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 159 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Itapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	19.585	29.378	39.171
B – Royalties	1.959	2.938	3.917
C - Custo de Operação	1.715	1.715	1.715
D - Receita Líquida	15.912	24.725	33.539
E - Participação Especial	6.365	9.890	13.416
F - Receita Líquida Após P.E.	9.547	14.835	20.123
G - Depreciação (-)	3.726	3.726	3.726
H - Despesas Financeiras	1.463	1.463	1.463
I - Receita Tributável	4.358	9.646	14.934
J – Impostos	1.520	3.280	5.078
K - Depreciação (+)	3.726	3.726	3.726
L - Resultado do Concessionário	-1.700	1.828	5.318
M - Participações Governamentais (B+E)	8.367	12.872	17.376
N - Total Parcela do Governo (M+J)	9.887	16.151	22.454
O - TIR do Concessionário (%)	8,0%	12,1%	15,9%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 160 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Itapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	19.585	29.378	39.171
B – Royalties	2.938	4.407	5.876
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	6.403	7.731	8.293
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.715	1.715	1.715
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	4.688	6.016	6.578
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	10.245	17.241	25.002
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	4.767	8.022	11.633
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	5.478	9.219	13.368
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	10.166	15.234	19.947
J - Depreciação (-)	3.726	3.726	3.726
K - Despesas Financeiras	1.463	1.463	1.463
L - Receita Tributável	4.977	10.045	14.758
M - Impostos	1.726	3.422	5.018
O - Depreciação (+)	3.726	3.726	3.726
P - Resultado do Contratado	-1.288	2.085	5.202
Q - Participações Governamentais (B + G)	7.748	12.473	17.553
R - Total Parcela Governo (Q + M)	9.475	15.894	22.570
S - TIR do Contratado (%)	8,5%	12,5%	16,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 161 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Itapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	19.585	29.378	39.171
B – Royalties	2.938	4.407	5.876
C - Custo de Operação	1.715	1.715	1.715
D - Receita Líquida	14.933	23.256	31.580
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	1.493	2.326	3.158
F - Remuneração União (90% de D)	13.439	20.931	28.422
G - Receita da Petrobras	1.493	2.326	3.158
H - Impostos	508	791	1.074
I - Lucro da Petrobras	986	1.535	2.084
J - Participações Governamentais (B + F + H)	16.885	26.128	35.372
K - Resultado da União (investidora)	3.476	12.719	21.963
L - TIR da União (%)	14,1%	24,0%	32,9%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 162 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Itapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	19.585	29.378	39.171
B - Royalties	2.938	4.407	5.876
C - Custo de Operação	1.715	1.715	1.715
D - Receita Líquida	14.933	23.256	31.580
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	1.493	2.326	3.158
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	30	30	30
G - Remuneração total da Petrobras	1.523	2.355	3.188
H - Remuneração da União (% restante de D)	13.439	20.931	28.422
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	30	30	30
J - Remuneração Total da União	13.469	20.960	28.452
K - Receita da Petrobras	1.523	2.355	3.188
L - Impostos	518	801	1.084
M - Lucro da Petrobras	1.005	1.554	2.104
N - Participações Governamentais (B + J + L)	16.925	26.168	35.411
O - Resultado da União (investidora)	5.028	14.271	23.515
P - TIR da União (%)	16,5%	27,3%	37,0%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 163 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Itapu considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 163 - Preço de Equilíbrio: Campo de Itapu

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção	44,84
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	61,97
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	59,23
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	40,60
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	36,41

Fonte: Elaboração própria.

5.8.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas do campo de Itapu, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 164, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para o campo e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 164 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Itapu

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	2	1.000
Poços produtores	6	1.200
Poços injetores	5	1.000
Sistemas de escoamento da produção	2	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	3.200
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	2.657
CAPEX	-	5.857
OPEX	-	3.796
Investimento Total	-	9.653

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 165 e realizada nova simulação econômico-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 165 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Itapu

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	27
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	44
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	3.122
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	6.444
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	9.566
OPEX (US\$ milhões VP)	1.715
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	11.281
CAPEX por Barril (US\$)	11,03
OPEX por Barril (US\$)	1,98
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	13,01

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 166 - Novos Resultados Regime de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção: Campo de Itapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	19.585	29.378	39.171
B - Royalties	2.217	3.326	4.435
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	6.774	6.975	7.100
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.715	1.715	1.715
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	5.059	5.260	5.385
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	10.594	19.077	27.636
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	1.837	2.861	3.885
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	8.758	16.216	23.752
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	13.816	21.476	29.137
J - Depreciação (-)	2.658	2.658	2.658
K - Despesas Financeiras	1.044	1.044	1.044
L - Receita Tributável	10.114	17.774	25.435
M - Impostos	3.450	6.043	8.648
O - Depreciação (+)	2.658	2.658	2.658
P - Resultado do Contratado	3.414	8.481	13.537
Q - Participações Governamentais (B + G)	4.098	6.231	8.363
R - Total Parcela Governo (Q + M)	7.548	12.274	17.011
S - TIR do Contratado (%)	16,0%	24,5%	32,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 167 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Itapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	19.585	29.378	39.171
B – Royalties	1.959	2.938	3.917
C - Custo de Operação	1.715	1.715	1.715
D - Receita Líquida	15.912	24.725	33.539
E - Participação Especial	6.365	9.890	13.416
F - Receita Líquida Após P.E.	9.547	14.835	20.123
G - Depreciação (-)	2.658	2.658	2.658
H - Despesas Financeiras	1.044	1.044	1.044
I - Receita Tributável	5.845	11.133	16.421
J – Impostos	1.989	3.785	5.583
K - Depreciação (+)	2.658	2.658	2.658
L - Resultado do Concessionário	606	4.098	7.588
M - Participações Governamentais (B+E)	8.367	12.872	17.376
N - Total Parcela do Governo (M+J)	10.356	16.657	22.960
O - TIR do Concessionário (%)	11,0%	16,3%	21,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 168 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Itapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	19.585	29.378	39.171
B - Royalties	2.938	4.407	5.876
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	5.751	6.417	6.700
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.715	1.715	1.715
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	4.036	4.702	4.985
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	10.897	18.554	26.595
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	5.070	8.633	12.375
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	5.826	9.921	14.221
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	9.862	14.623	19.205
J - Depreciação (-)	2.658	2.658	2.658
K - Despesas Financeiras	1.044	1.044	1.044
L - Receita Tributável	6.160	10.921	15.503
M - Impostos	2.106	3.713	5.271
O - Depreciação (+)	2.658	2.658	2.658
P - Resultado do Contratado	804	3.958	6.982
Q - Participações Governamentais (B + G)	8.052	13.084	18.294
R - Total Parcela Governo (Q + M)	10.158	16.797	23.565
S - TIR do Contratado (%)	11,3%	16,6%	21,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 169 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Itapu (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	19.585	29.378	39.171
B – Royalties	2.938	4.407	5.876
C - Custo de Operação	1.715	1.715	1.715
D - Receita Líquida	14.933	23.256	31.580
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	1.493	2.326	3.158
F - Remuneração União (90% de D)	13.439	20.931	28.422
G - Receita da Petrobras	1.493	2.326	3.158
H – Impostos	508	791	1.074
I - Lucro da Petrobras	986	1.535	2.084
J - Participações Governamentais (B + F + H)	16.885	26.128	35.372
K - Resultado da União (investidora)	7.318	16.562	25.805
L - TIR da União (%)	21,5%	34,0%	45,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 170 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Itapu (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	19.585	29.378	39.171
B - Royalties	2.938	4.407	5.876
C - Custo de Operação	1.715	1.715	1.715
D - Receita Líquida	14.933	23.256	31.580
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	1.493	2.326	3.158
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	22	22	22
G - Remuneração total da Petrobras	1.515	2.348	3.180
H - Remuneração da União (% restante de D)	13.439	20.931	28.422
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	22	22	22
J - Remuneração Total da União	13.461	20.953	28.444
K - Receita da Petrobras	1.515	2.348	3.180
L - Impostos	515	798	1.081
M - Lucro da Petrobras	1.000	1.550	2.099
N - Participações Governamentais (B + J + L)	16.914	26.158	35.401
O - Resultado da União (investidora)	8.476	17.720	26.963
P - TIR da União (%)	24,7%	38,5%	50,9%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 171. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 25% e 26% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 171 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Itapu	
Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção	33,46
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	45,70
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	44,11
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	30,21
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	27,08

Fonte: Elaboração própria.

5.9. CAMPO ENTORNO DE JÚPITER - CONCESSÃO

O campo chamado de Entorno de Júpiter está localizado na Bacia de Santos e é o entorno da área de Júpiter, que está parcialmente contida no bloco BM-S-24⁴⁵, concedido na 3ª rodada de concessões da ANP no ano 2001 (BRASIL-ROUNDS, 2016). O bloco, que também integra o campo de Sépia Leste, foi arrematado pela Petrobras por um bônus de assinatura de R\$ 324.354,00 (BRASIL-ROUNDS, 2016). Ainda não há informações sobre os volumes da reserva apenas do campo de Júpiter, mas existem informações para o Entorno de Júpiter, que para efeitos de análise foi considerado dentro da área de concessão do bloco BM-S-24.

Para a simulação foram considerados os valores indicados na Tabela 172 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 173.

Tabela 172 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo Entorno de Júpiter	
Reserva (milhões de barris)	335
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 173 - Resultado da Simulação da Produção: Campo Entorno de Júpiter	
	Quantidade
FPSOs	1
Poços produtores	3
Poços injetores	3
Sistemas de escoamento da produção	1

Fonte: Elaboração própria.

⁴⁵ De acordo com Gaffney, Clie e Associates (2010) o campo de Júpiter está contido parcialmente (63%) no Bloco BM-S-24. Os 37% restantes de Júpiter estão fora da área de concessão. Não há informações específicas sobre a área do entorno de Júpiter, mas é considerado que também está parcialmente dentro da área de concessão e para a análise foi considerado o bônus de assinatura da concessão do bloco BM-S-24.

Também, como resultado da simulação para o campo Entorno de Júpiter e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas, a produção do campo deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 26 - Curva de Produção: Campo Entorno de Júpiter (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 27 - Produção Acumulada: Campo Entorno de Júpiter (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 28 - Curvas de Produção por Poço: Campo Entorno de Júpiter (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 335.773.173,57 barris de óleo equivalente.

5.9.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção do campo Entorno de Júpiter, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 174, caso a infraestrutura necessária para a produção do campo fosse inteiramente encomendada.

Tabela 174 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo Entorno de Júpiter

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	1.500
Poços produtores	3	600
Poços injetores	3	600
Sistemas de escoamento da produção	1	500
Total Desenvolvimento da Produção	-	3.200
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.371
CAPEX	-	4.571
OPEX	-	1.959
Investimento Total	-	6.531

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado da simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários para a produção do campo Entorno de Júpiter, foram realizadas simulações para seus resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 175, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 175 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo Entorno de Júpiter

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0,099
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0,160
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	2.337
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	4.823
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	7.160
OPEX (US\$ milhões VP)	952
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	8.112
CAPEX por Barril (US\$)	21,37
OPEX por Barril (US\$)	2,84
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	24,22

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo Entorno de Júpiter foi considerado como bônus de assinatura US\$ 99.342,21, valor expresso em dólar médio do ano 2001 equivalente à R\$ 233.674,39. Esse valor é uma parcela do total pago como bônus de assinatura pela concessão do bloco BM-S-24, que foi de R\$ 324.354,00 (BRASIL-ROUNDS, 2016). O bloco BM-S-24 também abarca o campo de Sépia Leste.

Considerando a produção estimada para as reservas do campo Entorno de Júpiter ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 176 - Resultados Regime de Concessões: Campo Entorno de Júpiter (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.143	12.215	16.287
B – Royalties	814	1.222	1.629
C - Custo de Operação	952	952	952
D - Receita Líquida	6.377	10.041	13.706
E - Participação Especial	2.551	4.016	5.482
F - Receita Líquida Após P.E.	3.826	6.025	8.223
G - Depreciação (-)	1.989	1.989	1.989
H - Despesas Financeiras	781	781	781
I - Receita Tributável	1.055	3.254	5.453
J – Impostos	439	1.123	1.855
K - Depreciação (+)	1.989	1.989	1.989
L - Resultado do Concessionário	-1.784	-269	1.198
M - Participações Governamentais (B+E)	3.365	5.238	7.111
N - Total Parcela do Governo (M+J)	3.804	6.361	8.966
O - TIR do Concessionário (%)	5,8%	9,4%	12,8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 177 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo Entorno de Júpiter (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.143	12.215	16.287
B – Royalties	1.222	1.832	2.443
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	2.896	4.045	4.517
D - Custo em Óleo OPEX (-)	952	952	952
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	1.943	3.092	3.565
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	4.026	6.338	9.326
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	620	1.246	2.365
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	3.406	5.092	6.962
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	5.350	8.184	10.527
J - Depreciação (-)	1.989	1.989	1.989
K - Despesas Financeiras	781	781	781
L - Receita Tributável	2.579	5.414	7.756
M – Impostos	901	1.842	2.637
O - Depreciação (+)	1.989	1.989	1.989
P - Resultado do Contratado	-722	1.171	2.719
Q - Participações Governamentais (B + G)	1.841	3.078	4.808
R - Total Parcela Governo (Q + M)	2.743	4.921	7.445
S - TIR do Contratado (%)	8,3%	12,7%	16,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 178 - Resultados Regime de Serviços I: Campo Entorno de Júpiter (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.143	12.215	16.287
B – Royalties	1.222	1.832	2.443
C - Custo de Operação	952	952	952
D - Receita Líquida	5.969	9.430	12.891
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	597	943	1.289
F - Remuneração União (90% de D)	5.372	8.487	11.602
G - Receita da Petrobras	597	943	1.289
H – Impostos	203	321	438
I - Lucro da Petrobras	394	622	851
J - Participações Governamentais (B + F + H)	6.797	10.640	14.483
K - Resultado da União (investidora)	-363	3.480	7.324
L - TIR da União (%)	9,1%	18,8%	28,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 179 - Resultados Regime de Serviços II: Campo Entorno de Júpiter (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.143	12.215	16.287
B – Royalties	1.222	1.832	2.443
C - Custo de Operação	952	952	952
D - Receita Líquida	5.969	9.430	12.891
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	597	943	1.289
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	7	7	7
G - Remuneração total da Petrobras	604	950	1.296
H - Remuneração da União (% restante de D)	5.372	8.487	11.602
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	7	7	7
J - Remuneração Total da União	5.379	8.494	11.609
K - Receita da Petrobras	604	950	1.296
L – Impostos	205	323	441
M - Lucro da Petrobras	398	627	855
N - Participações Governamentais (B + J + L)	6.806	10.649	14.492
O - Resultado da União (investidora)	457	4.300	8.144
P - TIR da União (%)	11,3%	22,3%	32,8%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 180 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo Entorno de Júpiter para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção no campo. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 180 - Preço de Equilíbrio: Campo Entorno de Júpiter

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	79,55
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	58,51
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	52,37
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	47,03

Fonte: Elaboração própria.

5.9.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas do campo Entorno de Júpiter, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 181 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para o campo Entorno de Júpiter e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 181 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo Entorno de Júpiter

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	500
Poços produtores	3	600
Poços injetores	3	600
Sistemas de escoamento da produção	1	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	1.700
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.371
CAPEX	-	3.071
OPEX	-	1.959
Investimento Total	-	5.031

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para o campo Entorno de Júpiter, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 182 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 182 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo Entorno de Júpiter

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0,099
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0,160
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	1.673
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	3.453
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	5.127
OPEX (US\$ milhões VP)	952
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	6.079
CAPEX por Barril (US\$)	15,30
OPEX por Barril (US\$)	2,84
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	18,15

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 183 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo Entorno de Júpiter (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.143	12.215	16.287
B – Royalties	814	1.222	1.629
C - Custo de Operação	952	952	952
D - Receita Líquida	6.377	10.041	13.706
E - Participação Especial	2.551	4.016	5.482
F - Receita Líquida Após P.E.	3.826	6.025	8.223
G - Depreciação (-)	1.424	1.424	1.424
H - Despesas Financeiras	559	559	559
I - Receita Tributável	1.842	4.041	6.239
J – Impostos	646	1.374	2.121
K - Depreciação (+)	1.424	1.424	1.424
L - Resultado do Concessionário	-523	948	2.400
M - Participações Governamentais (B+E)	3.365	5.238	7.111
N - Total Parcela do Governo (M+J)	4.011	6.612	9.232
O - TIR do Concessionário (%)	8,3%	13,1%	17,8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 184 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo Entorno de Júpiter (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.143	12.215	16.287
B – Royalties	1.222	1.832	2.443
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	2.874	3.496	3.698
D - Custo em Óleo OPEX (-)	952	952	952
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	1.921	2.543	2.745
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	4.048	6.887	10.146
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	622	1.330	2.547
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	3.426	5.557	7.599
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	5.347	8.101	10.345
J - Depreciação (-)	1.424	1.424	1.424
K - Despesas Financeiras	559	559	559
L - Receita Tributável	3.364	6.117	8.361
M – Impostos	1.145	2.080	2.843
O - Depreciação (+)	1.424	1.424	1.424
P - Resultado do Contratado	500	2.319	3.800
Q - Participações Governamentais (B + G)	1.844	3.162	4.990
R - Total Parcela Governo (Q + M)	2.989	5.242	7.832
S - TIR do Contratado (%)	11,6%	17,5%	22,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 185 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo Entorno de Júpiter (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.143	12.215	16.287
B – Royalties	1.222	1.832	2.443
C - Custo de Operação	952	952	952
D - Receita Líquida	5.969	9.430	12.891
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	597	943	1.289
F - Remuneração União (90% de D)	5.372	8.487	11.602
G - Receita da Petrobras	597	943	1.289
H – Impostos	203	321	438
I - Lucro da Petrobras	394	622	851
J - Participações Governamentais (B + F + H)	6.797	10.640	14.483
K - Resultado da União (investidora)	1.670	5.514	9.357
L - TIR da União (%)	16,0%	29,3%	42,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 186 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo Entorno de Júpiter (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.143	12.215	16.287
B – Royalties	1.222	1.832	2.443
C - Custo de Operação	952	952	952
D - Receita Líquida	5.969	9.430	12.891
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	597	943	1.289
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	5	5	5
G - Remuneração total da Petrobras	602	948	1.294
H - Remuneração da União (% restante de D)	5.372	8.487	11.602
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	5	5	5
J - Remuneração Total da União	5.377	8.492	11.607
K - Receita da Petrobras	602	948	1.294
L – Impostos	205	322	440
M - Lucro da Petrobras	397	626	854
N - Participações Governamentais (B + J + L)	6.804	10.647	14.490
O - Resultado da União (investidora)	2.285	6.128	9.971
P - TIR da União (%)	19,2%	34,1%	48,3%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 187. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 25% e 26% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 187 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo Entorno de Júpiter

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	58,81
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	44,04
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	39,14
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	35,14

Fonte: Elaboração própria.

5.10. CAMPO DE LAPA (ANTIGO CARIOCA) - CONCESSÃO

O campo de Lapa (antigo campo de Carioca) está localizado na Bacia de Santos e possui sua produção vinculada à um contrato de concessão. Lapa, junto com o campo de Sapinhoá (antigo Guará), é parte do bloco BM-S-9, que foi concedido na 2ª rodada de concessões da ANP no ano 2000 (BRASIL-ROUNDS, 2016; Reuters, 2014). O bloco foi arrematado por um consórcio formado pelas empresas Petrobras (45%), BG (35%) e YPF (25%) – essa última hoje substituída pela Repsol Sinopec – por um bônus de assinatura de R\$ 116.278.032,00 (BRASIL-ROUNDS, 2016).

Para a simulação do campo de Lapa foram considerados os valores indicados na Tabela 188 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 189.

Tabela 188 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Lapa

Reserva (milhões de barris)	459
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 189 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Lapa

	Quantidade
FPSOs	1
Poços produtores	3
Poços injetores	3
Sistemas de escoamento da produção	1

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para o campo de Lapa e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas, a produção do campo deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 29 - Curva de Produção: Campo de Lapa (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 30 - Produção Acumulada: Campo de Lapa (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 31 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Lapa (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 459.106.530,44 barris de óleo equivalente.

5.10.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção do campo de Lapa, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 190, caso a infraestrutura necessária para a produção do campo fosse inteiramente encomendada.

Tabela 190 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Lapa

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	1.500
Poços produtores	3	600
Poços injetores	3	600
Sistemas de escoamento da produção	1	500
Total Desenvolvimento da Produção	-	3.200
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.371
CAPEX	-	4.571
OPEX	-	1.959
Investimento Total	-	6.531

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários para a produção do campo, foram realizadas 12 simulações para seus resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 191, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 191 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Lapa

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	11
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	18
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	2.337
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	4.823
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	7.160
OPEX (US\$ milhões VP)	905
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	8.065
CAPEX por Barril (US\$)	15,60
OPEX por Barril (US\$)	1,97
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	17,57

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Lapa foi considerado como bônus de assinatura US\$ 11.400.078,67, valor em dólar médio do ano 2000 equivalente à R\$ 20.856.434,81, que é uma parcela do bônus de assinatura total do bloco BM-S-9, proporcional ao tamanho da reserva de Lapa dentro do bloco (BRASIL-ROUNDS, 2016).

Considerando a produção estimada para as reservas do campo de Lapa ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados

econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 192 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Lapa (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.603	15.905	21.206
B – Royalties	1.060	1.590	2.121
C - Custo de Operação	905	905	905
D - Receita Líquida	8.638	13.409	18.180
E - Participação Especial	3.455	5.364	7.272
F - Receita Líquida Após P.E.	5.183	8.045	10.908
G - Depreciação (-)	1.989	1.989	1.989
H - Despesas Financeiras	781	781	781
I - Receita Tributável	2.412	5.275	8.138
J – Impostos	836	1.793	2.767
K - Depreciação (+)	1.989	1.989	1.989
L - Resultado do Concessionário	-842	1.063	2.953
M - Participações Governamentais (B+E)	4.534	6.972	9.411
N - Total Parcela do Governo (M+J)	5.370	8.766	12.178
O - TIR do Concessionário (%)	8,1%	12,3%	16,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 193 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Lapa (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.603	15.905	21.206
B – Royalties	1.590	2.386	3.181
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	3.538	4.251	4.549
D - Custo em Óleo OPEX (-)	905	905	905
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	2.632	3.346	3.644
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	5.475	9.268	13.476
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	764	1.691	3.286
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	4.711	7.577	10.190
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	7.344	10.922	13.834
J - Depreciação (-)	1.989	1.989	1.989
K - Despesas Financeiras	781	781	781
L - Receita Tributável	4.573	8.152	11.063
M – Impostos	1.555	2.772	3.761
O - Depreciação (+)	1.989	1.989	1.989
P - Resultado do Contratado	600	2.962	4.883
Q - Participações Governamentais (B + G)	2.373	4.096	6.486
R - Total Parcela Governo (Q + M)	3.927	6.867	10.247
S - TIR do Contratado (%)	11,3%	16,3%	20,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 194 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Lapa (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.603	15.905	21.206
B – Royalties	1.590	2.386	3.181
C - Custo de Operação	905	905	905
D - Receita Líquida	8.107	12.614	17.120
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	811	1.261	1.712
F - Remuneração União (90% de D)	7.297	11.352	15.408
G - Receita da Petrobras	811	1.261	1.712
H – Impostos	276	429	582
I - Lucro da Petrobras	535	833	1.130
J - Participações Governamentais (B + F + H)	9.163	14.167	19.171
K - Resultado da União (investidora)	2.003	7.007	12.011
L - TIR da União (%)	14,6%	25,2%	35,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 195 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Lapa (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.603	15.905	21.206
B – Royalties	1.590	2.386	3.181
C - Custo de Operação	905	905	905
D - Receita Líquida	8.107	12.614	17.120
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	811	1.261	1.712
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	9	9	9
G - Remuneração total da Petrobras	819	1.270	1.721
H - Remuneração da União (% restante de D)	7.297	11.352	15.408
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	9	9	9
J - Remuneração Total da União	7.305	11.361	15.417
K - Receita da Petrobras	819	1.270	1.721
L – Impostos	279	432	585
M - Lucro da Petrobras	541	838	1.136
N - Participações Governamentais (B + J + L)	9.174	14.178	19.183
O - Resultado da União (investidora)	2.821	7.825	12.829
P - TIR da União (%)	17,1%	28,8%	39,6%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 196 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Lapa para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção no campo. O preço de equilíbrio indica o

valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 196 - Preço de Equilíbrio: Campo de Lapa

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	60,98
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	44,46
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	40,00
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	35,91

Fonte: Elaboração própria.

5.10.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas do campo de Lapa, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 197 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para o campo de Lapa e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 197 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Lapa

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	500
Poços produtores	3	600
Poços injetores	3	600
Sistemas de escoamento da produção	1	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	1.700
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.371
CAPEX	-	3.071
OPEX	-	1.959
Investimento Total	-	5.031

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para o campo de Lapa, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores

indicados na Tabela 198 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 198 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Lapa

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	11
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	18
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	1.673
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	3.453
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	5.127
OPEX (US\$ milhões VP)	905
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	6.032
CAPEX por Barril (US\$)	11,17
OPEX por Barril (US\$)	1,97
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	13,14

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 199 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Lapa (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.603	15.905	21.206
B – Royalties	1.060	1.590	2.121
C - Custo de Operação	905	905	905
D - Receita Líquida	8.638	13.409	18.180
E - Participação Especial	3.455	5.364	7.272
F - Receita Líquida Após P.E.	5.183	8.045	10.908
G - Depreciação (-)	1.424	1.424	1.424
H - Despesas Financeiras	559	559	559
I - Receita Tributável	3.199	6.062	8.924
J – Impostos	1.088	2.061	3.034
K - Depreciação (+)	1.424	1.424	1.424
L - Resultado do Concessionário	374	2.264	4.153
M - Participações Governamentais (B+E)	4.534	6.972	9.411
N - Total Parcela do Governo (M+J)	5.621	9.033	12.445
O - TIR do Concessionário (%)	11,1%	16,7%	22,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 200 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Lapa (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.603	15.905	21.206
B – Royalties	1.590	2.386	3.181
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	3.160	3.519	3.670
D - Custo em Óleo OPEX (-)	905	905	905
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	2.255	2.614	2.765
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	5.853	10.000	14.356
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	801	1.803	3.482
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	5.052	8.197	10.874
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	7.306	10.811	13.638
J - Depreciação (-)	1.424	1.424	1.424
K - Despesas Financeiras	559	559	559
L - Receita Tributável	5.322	8.827	11.655
M – Impostos	1.810	3.001	3.963
O - Depreciação (+)	1.424	1.424	1.424
P - Resultado do Contratado	1.776	4.089	5.955
Q - Participações Governamentais (B + G)	2.410	4.207	6.681
R - Total Parcela Governo (Q + M)	4.220	7.208	10.643
S - TIR do Contratado (%)	15,3%	22,0%	27,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 201 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Lapa (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.603	15.905	21.206
B – Royalties	1.590	2.386	3.181
C - Custo de Operação	905	905	905
D - Receita Líquida	8.107	12.614	17.120
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	811	1.261	1.712
F - Remuneração União (90% de D)	7.297	11.352	15.408
G - Receita da Petrobras	811	1.261	1.712
H – Impostos	276	429	582
I - Lucro da Petrobras	535	833	1.130
J - Participações Governamentais (B + F + H)	9.163	14.167	19.171
K - Resultado da União (investidora)	4.036	9.040	14.045
L - TIR da União (%)	22,4%	36,2%	49,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 202 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Lapa (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.603	15.905	21.206
B – Royalties	1.590	2.386	3.181
C - Custo de Operação	905	905	905
D - Receita Líquida	8.107	12.614	17.120
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	811	1.261	1.712
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	6	6	6
G - Remuneração total da Petrobras	817	1.268	1.718
H - Remuneração da União (% restante de D)	7.297	11.352	15.408
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	6	6	6
J - Remuneração Total da União	7.303	11.359	15.414
K - Receita da Petrobras	817	1.268	1.718
L – Impostos	278	431	584
M - Lucro da Petrobras	539	837	1.134
N - Participações Governamentais (B + J + L)	9.171	14.176	19.180
O - Resultado da União (investidora)	4.648	9.652	14.656
P - TIR da União (%)	25,9%	41,1%	55,3%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 203. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 25% e 26% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 203 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Lapa

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	45,08
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	33,44
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	29,84
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	26,78

Fonte: Elaboração própria.

5.11. CAMPOS DE LULA (ANTIGO TUPI) E CERNAMBI (ANTIGO IRACEMA) - CONCESSÃO

Os campos de Lula (antigo Tupi) e Cernambi (antigo Iracema) estão localizados na Bacia de Santos e possuem sua produção vinculada à um contrato de concessão. Os campos fazem parte do bloco BM-S-11, junto com os campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (antiga área de Iara), que foi concedido na 2ª rodada de concessões da ANP no ano 2000 (BRASIL-ROUNDS, 2016). O bloco foi arrematado por um consórcio formado pelas empresas Petrobras (65%), BG (25%) e Petrogal (10%) por um bônus de assinatura de R\$ 15.164.232,00 (BRASIL-ROUNDS, 2016).

Inicialmente, os campos de Lula e Cernambi eram tratados como campos distintos, mas hoje são considerados como um único campo, a despeito de ações judiciais da Petrobras contra à ANP para manter a separação (Polito, 2015).

Para a simulação dos campos de Lula e Cernambi foram considerados os valores indicados na Tabela 204 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 205.

Tabela 204 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campos de Lula e Cernambi

Reserva (milhões de barris)	8.300
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 205 - Resultado da Simulação da Produção: Campos de Lula e Cernambi

	Quantidade
FPSOs	11
Poços produtores	54
Poços injetores	44
Sistemas de escoamento da produção	11

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para os campos de Lula e Cernambi e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas, a produção desses campos deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 32 - Curva de Produção: Campos de Lula e Cernambi (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 33 - Produção Acumulada: Campos de Lula e Cernambi (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 34 - Curvas de Produção por Poço: Campos de Lula e Cernambi (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 8.300.318.124,98 barris de óleo equivalente.

5.11.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção das reservas dos campos de Lula e Cernambi, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 206, caso a infraestrutura necessária para a produção do campo fosse inteiramente encomendada.

Tabela 206 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campos de Lula e Cernambi

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	11	16.500
Poços produtores	54	10.800
Poços injetores	44	8.800
Sistemas de escoamento da produção	11	5.500
Total Desenvolvimento da Produção	-	41.600
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	17.829
CAPEX	-	59.429
OPEX	-	25.469
Investimento Total	-	84.898

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários para a produção dos campos, foram realizadas 12 simulações para seus resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 207, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para os campos.

Tabela 207 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campos de Lula e Cernambi

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	7
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	12
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	27.743
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	57.265
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	85.008
OPEX (US\$ milhões VP)	9.870
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	94.878
CAPEX por Barril (US\$)	10,24
OPEX por Barril (US\$)	1,19
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	11,43

Fonte: Elaboração própria.

Para os campos de Lula e Cernambi foi considerado como bônus de assinatura US\$ 7.397.472,17, valor em dólar médio do ano 2000 equivalente à R\$ 13.533.669,42, que é uma parcela do bônus de assinatura total do bloco BM-S-11, proporcional ao tamanho das reservas de Lula e Cernambi. Conforme descrito anteriormente, os campos fazem parte do bloco BM-S-11, junto com os campos de Lula, Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu, que foi concedido por um bônus de assinatura total de R\$ 15.164.232 (BRASIL-ROUNDS, 2016).

Considerando a produção estimada para as reservas dos campos de Lula e Cernambi ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 208 - Resultados Regime de Concessões: Campos de Lula e Cernambi (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	160.828	241.242	321.656
B – Royalties	16.083	24.124	32.166
C - Custo de Operação	9.870	9.870	9.870
D - Receita Líquida	134.875	207.247	279.620
E - Participação Especial	53.950	82.899	111.848
F - Receita Líquida Após P.E.	80.925	124.348	167.772
G - Depreciação (-)	23.619	23.619	23.619
H - Despesas Financeiras	9.277	9.277	9.277
I - Receita Tributável	48.029	91.453	134.876
J – Impostos	17.181	31.778	46.375
K - Depreciação (+)	23.619	23.619	23.619
L - Resultado do Concessionário	2.343	31.169	59.996
M - Participações Governamentais (B+E)	70.045	107.035	144.025
N - Total Parcela do Governo (M+J)	87.225	138.813	190.401
O - TIR do Concessionário (%)	10,4%	14,6%	18,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 209 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos de Lula e Cernambi (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	160.828	241.242	321.656
B – Royalties	24.124	36.186	48.248
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	41.007	45.747	48.066
D - Custo em Óleo OPEX (-)	9.870	9.870	9.870
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	31.137	35.877	38.196
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	95.697	159.309	225.341
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	38.947	66.298	96.469
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	56.750	93.011	128.872
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	87.887	128.887	167.068
J - Depreciação (-)	23.619	23.619	23.619
K - Despesas Financeiras	9.277	9.277	9.277
L - Receita Tributável	54.991	95.992	134.172
M – Impostos	19.464	33.190	45.959
O - Depreciação (+)	23.619	23.619	23.619
P - Resultado do Contratado	7.022	34.297	59.708
Q - Participações Governamentais (B + G)	63.083	102.496	144.729
R - Total Parcela Governo (Q + M)	82.547	135.686	190.688
S - TIR do Contratado (%)	11,1%	15,2%	18,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 210 - Resultados Regime de Serviços I: Campos de Lula e Cernambi (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	160.828	241.242	321.656
B – Royalties	24.124	36.186	48.248
C - Custo de Operação	9.870	9.870	9.870
D - Receita Líquida	126.833	195.185	263.537
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	12.683	19.519	26.354
F - Remuneração União (90% de D)	114.150	175.667	237.183
G - Receita da Petrobras	12.683	19.519	26.354
H – Impostos	4.312	6.636	8.960
I - Lucro da Petrobras	8.371	12.882	17.393
J - Participações Governamentais (B + F + H)	142.587	218.489	294.392
K - Resultado da União (investidora)	57.579	133.481	209.384
L - TIR da União (%)	17,8%	26,1%	33,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 211 - Resultados Regime de Serviços II: Campos de Lula e Cernambi (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	160.828	241.242	321.656
B – Royalties	24.124	36.186	48.248
C - Custo de Operação	9.870	9.870	9.870
D - Receita Líquida	126.833	195.185	263.537
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	12.683	19.519	26.354
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	1.526	1.526	1.526
G - Remuneração total da Petrobras	14.209	21.044	27.880
H - Remuneração da União (% restante de D)	114.150	175.667	237.183
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	1.526	1.526	1.526
J - Remuneração Total da União	115.676	177.193	238.709
K - Receita da Petrobras	14.209	21.044	27.880
L – Impostos	4.831	7.155	9.479
M - Lucro da Petrobras	9.378	13.889	18.401
N - Participações Governamentais (B + J + L)	144.631	220.534	296.437
O - Resultado da União (investidora)	69.111	145.014	220.917
P - TIR da União (%)	20,2%	28,9%	36,2%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 212 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para os campos de Lula e Cernambi para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção no campo. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 212 - Preço de Equilíbrio: Campos de Lula e Cernambi

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	47,97
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	44,02
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	31,04
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	27,24

Fonte: Elaboração própria.

5.11.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas dos campos de Lula e Cernambi, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 213 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para os campos de Lula e Cernambi e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 213 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campos de Lula e Cernambi

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	11	5.500
Poços produtores	54	10.800
Poços injetores	44	8.800
Sistemas de escoamento da produção	11	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	25.100
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	17.829
CAPEX	-	42.929
OPEX	-	25.469
Investimento Total	-	68.398

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para os campos de Lula e Cernambi, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 214 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 214 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos de Lula e Cernambi

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	7
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	12
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	21.488
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	44.354
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	65.842
OPEX (US\$ milhões VP)	9.870
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	75.713
CAPEX por Barril (US\$)	7,93
OPEX por Barril (US\$)	1,19
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	9,12

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 215 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campos de Lula e Cernambi (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	160.828	241.242	321.656
B – Royalties	16.083	24.124	32.166
C - Custo de Operação	9.870	9.870	9.870
D - Receita Líquida	134.875	207.247	279.620
E - Participação Especial	53.950	82.899	111.848
F - Receita Líquida Após P.E.	80.925	124.348	167.772
G - Depreciação (-)	18.294	18.294	18.294
H - Despesas Financeiras	7.185	7.185	7.185
I - Receita Tributável	55.446	98.869	142.293
J – Impostos	19.440	34.038	48.635
K - Depreciação (+)	18.294	18.294	18.294
L - Resultado do Concessionário	13.924	42.750	71.577
M - Participações Governamentais (B+E)	70.045	107.035	144.025
N - Total Parcela do Governo (M+J)	89.485	141.073	192.660
O - TIR do Concessionário (%)	12,7%	17,8%	22,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 216 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos de Lula e Cernambi (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	160.828	241.242	321.656
B – Royalties	24.124	36.186	48.248
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	36.123	39.121	40.675
D - Custo em Óleo OPEX (-)	9.870	9.870	9.870
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	26.253	29.251	30.805
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	100.581	165.934	232.732
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	40.970	69.153	99.728
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	59.611	96.781	133.005
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	85.863	126.032	163.809
J - Depreciação (-)	18.294	18.294	18.294
K - Despesas Financeiras	7.185	7.185	7.185
L - Receita Tributável	60.384	100.553	138.330
M – Impostos	21.036	34.479	47.111
O - Depreciação (+)	18.294	18.294	18.294
P - Resultado do Contratado	17.267	43.993	69.139
Q - Participações Governamentais (B + G)	65.106	105.351	147.988
R - Total Parcela Governo (Q + M)	86.142	139.830	195.098
S - TIR do Contratado (%)	13,4%	18,2%	22,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 217 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campos de Lula e Cernambi (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	160.828	241.242	321.656
B – Royalties	24.124	36.186	48.248
C - Custo de Operação	9.870	9.870	9.870
D - Receita Líquida	126.833	195.185	263.537
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	12.683	19.519	26.354
F - Remuneração União (90% de D)	114.150	175.667	237.183
G - Receita da Petrobras	12.683	19.519	26.354
H – Impostos	4.312	6.636	8.960
I - Lucro da Petrobras	8.371	12.882	17.393
J - Participações Governamentais (B + F + H)	142.587	218.489	294.392
K - Resultado da União (investidora)	76.744	152.647	228.550
L - TIR da União (%)	22,6%	32,0%	39,8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 218 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campos de Lula e Cernambi (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	160.828	241.242	321.656
B – Royalties	24.124	36.186	48.248
C - Custo de Operação	9.870	9.870	9.870
D - Receita Líquida	126.833	195.185	263.537
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	12.683	19.519	26.354
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	1.218	1.218	1.218
G - Remuneração total da Petrobras	13.901	20.736	27.571
H - Remuneração da União (% restante de D)	114.150	175.667	237.183
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	1.218	1.218	1.218
J - Remuneração Total da União	115.368	176.884	238.401
K - Receita da Petrobras	13.901	20.736	27.571
L – Impostos	4.726	7.050	9.374
M - Lucro da Petrobras	9.175	13.686	18.197
N - Participações Governamentais (B + J + L)	144.218	220.121	296.024
O - Resultado da União (investidora)	85.947	161.850	237.753
P - TIR da União (%)	25,3%	35,2%	43,5%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 219. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 20% e 21% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção nos campos.

Tabela 219 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos de Lula e Cernambi

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	37,93
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	35,05
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	24,73
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	21,70

Fonte: Elaboração própria.

5.12. CAMPOS DE MARLIM, VOADOR E BRAVA - CONCESSÃO

Os campos de Marlim, Voador e Brava estão localizados na Bacia de Campos e possuem sua produção vinculada à contratos de concessão, firmados com a Petrobras no âmbito da rodada zero de concessões da ANP. Marlim já produz na camada do pós-sal desde 1991 (ANP, 2016c), Voador desde 1992 (ANP, 2015c) e a área de Brava está localizada dentro da área de concessão de Marlim e foi o terceiro reservatório a produzir no pré-sal da Bacia de Campos, a partir de 2011 (Portal Brasil, 2011).

Nesta seção, são simulados os resultados para a área que engloba os campos de Marlim, Voador e Brava somente em relação às reservas identificadas no pré-sal. Para a simulação da produção foram considerados os valores indicados na Tabela 220 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 221.

Tabela 220 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campos de Marlim, Voador e Brava

Reserva (milhões de barris)	380
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	20.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 221 - Resultado da Simulação da Produção: Campos de Marlim, Voador e Brava

	Quantidade
FPSOs	1
Poços produtores	5
Poços injetores	4
Sistemas de escoamento da produção	1

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para os campos de Marlim, Voador e Brava e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a

produção do total das reservas no pré-sal, a produção dos campos deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 35 - Curva de Produção: Campos de Marlim, Voador e Brava (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 36 - Produção Acumulada: Campos de Marlim, Voador e Brava (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 37 - Curvas de Produção por Poço: Campos de Marlim, Voador e Brava (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Campos sofre um declínio mensal de cerca de 0,69%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 380.052.029,17 barris de óleo equivalente.

5.12.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção das reservas no pré-sal dos campos de Marlim, Voador e Brava, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 222, caso a infraestrutura necessária para a produção nos campos fosse inteiramente encomendada. Vale lembrar que no caso desses campos a produção no pós-sal já ocorre desde o final da década de 1980 e início dos anos 1990 e já há infraestrutura disponível. Por isso, a simulação desta seção, que considera todo o investimento em novas infraestruturas, não deve se aplicar a esse caso. A situação que mais se aproxima da realidade desses campos é apresentada na seção seguinte, onde são simulados os resultados econômicos considerando o aproveitamento de infraestruturas existentes.

Tabela 222 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campos de Marlim, Voador e Brava

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	1.500
Poços produtores	5	850
Poços injetores	4	680
Sistemas de escoamento da produção	1	500
Total Desenvolvimento da Produção	-	3.530
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.513
CAPEX	-	5.043
OPEX	-	2.161
Investimento Total	-	7.204

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários para a produção do campo, foram realizadas 12 simulações para seus resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 223, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 223 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campos de Marlim, Voador e Brava

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	2.492
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	5.143
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	7.634
OPEX (US\$ milhões VP)	955
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	8.590
CAPEX por Barril (US\$)	20,09
OPEX por Barril (US\$)	2,51
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	22,61

Fonte: Elaboração própria.

Para os campos de Marlim, Voador e Brava não foi considerado nenhum valor para bônus de assinatura, já que, conforme mencionado, os campos fizeram parte da rodada zero de licitações da ANP, quando da instalação do regime de concessões no país e, portanto, não há bônus de assinatura vinculado.

Considerando a produção estimada para as reservas no pré-sal nos campos de Marlim, Voador e Brava ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 224 - Resultados Regime de Concessões: Campos de Marlim, Voador e Brava (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.400	12.600	16.800
B – Royalties	840	1.260	1.680
C - Custo de Operação	955	955	955
D - Receita Líquida	6.604	10.384	14.164
E - Participação Especial	2.642	4.154	5.666
F - Receita Líquida Após P.E.	3.963	6.231	8.499
G - Depreciação (-)	2.121	2.121	2.121
H - Despesas Financeiras	833	833	833
I - Receita Tributável	1.008	3.276	5.544
J – Impostos	424	1.120	1.886
K - Depreciação (+)	2.121	2.121	2.121
L - Resultado do Concessionário	-1.974	-402	1.100
M - Participações Governamentais (B+E)	3.482	5.414	7.346
N - Total Parcela do Governo (M+J)	3.905	6.534	9.231
O - TIR do Concessionário (%)	5,9%	9,2%	12,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 225 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos de Marlim, Voador e Brava (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.400	12.600	16.800
B – Royalties	1.260	1.890	2.520
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	2.752	3.827	4.291
D - Custo em Óleo OPEX (-)	955	955	955
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	1.796	2.872	3.336
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	4.388	6.883	9.988
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	517	1.151	2.327
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	3.871	5.732	7.661
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	5.667	8.603	10.997
J - Depreciação (-)	2.121	2.121	2.121
K - Despesas Financeiras	833	833	833
L - Receita Tributável	2.713	5.649	8.043
M – Impostos	949	1.922	2.735
O - Depreciação (+)	2.121	2.121	2.121
P - Resultado do Contratado	-795	1.169	2.749
Q - Participações Governamentais (B + G)	1.777	3.041	4.847
R - Total Parcela Governo (Q + M)	2.726	4.963	7.582
S - TIR do Contratado (%)	8,4%	12,3%	15,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 226 - Resultados Regime de Serviços I: Campos de Marlim, Voador e Brava (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.400	12.600	16.800
B – Royalties	1.260	1.890	2.520
C - Custo de Operação	955	955	955
D - Receita Líquida	6.184	9.754	13.324
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	618	975	1.332
F - Remuneração União (90% de D)	5.566	8.779	11.992
G - Receita da Petrobras	618	975	1.332
H – Impostos	210	332	453
I - Lucro da Petrobras	408	644	879
J - Participações Governamentais (B + F + H)	7.036	11.001	14.965
K - Resultado da União (investidora)	-598	3.366	7.330
L - TIR da União (%)	8,8%	16,5%	23,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 227 - Resultados Regime de Serviços II: Campos de Marlim, Voador e Brava (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.400	12.600	16.800
B – Royalties	1.260	1.890	2.520
C - Custo de Operação	955	955	955
D - Receita Líquida	6.184	9.754	13.324
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	618	975	1.332
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	6	6	6
G - Remuneração total da Petrobras	625	982	1.339
H - Remuneração da União (% restante de D)	5.566	8.779	11.992
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	6	6	6
J - Remuneração Total da União	5.572	8.785	11.998
K - Receita da Petrobras	625	982	1.339
L – Impostos	212	334	455
M - Lucro da Petrobras	412	648	884
N - Participações Governamentais (B + J + L)	7.045	11.009	14.973
O - Resultado da União (investidora)	174	4.138	8.102
P - TIR da União (%)	10,4%	18,6%	26,0%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 228 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para a produção nos campos de Marlim, Voador e Brava para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção nessas

áreas. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 228 - Preço de Equilíbrio: Campos de Marlim, Voador e Brava

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	81,69
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	58,84
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	53,78
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	48,91

Fonte: Elaboração própria.

5.12.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas no pré-sal dos campos de Marlim, Voador e Brava, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Essa situação é a que já corre hoje nessas áreas, por isso, os resultados desta seção tendem a ser mais próximos da realidade do que aqueles simulados na seção anterior. No caso desses campos, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 229 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para os campos de Marlim, Voador e Brava e sistemas de escoamento já existentes.

Tabela 229 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campos de Marlim, Voador e Brava

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	500
Poços produtores	5	850
Poços injetores	4	680
Sistemas de escoamento da produção	1	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	2.030
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.513
CAPEX	-	3.543
OPEX	-	2.161
Investimento Total	-	5.704

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para os campos de Marlim, Voador e Brava, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 230 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 230 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos de Marlim, Voador e Brava

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	1.865
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	3.849
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	5.713
OPEX (US\$ milhões VP)	955
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	6.669
CAPEX por Barril (US\$)	15,03
OPEX por Barril (US\$)	2,51
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	17,55

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 231 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campos de Marlim, Voador e Brava (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.400	12.600	16.800
B – Royalties	840	1.260	1.680
C - Custo de Operação	955	955	955
D - Receita Líquida	6.604	10.384	14.164
E - Participação Especial	2.642	4.154	5.666
F - Receita Líquida Após P.E.	3.963	6.231	8.499
G - Depreciação (-)	1.587	1.587	1.587
H - Despesas Financeiras	623	623	623
I - Receita Tributável	1.752	4.020	6.288
J – Impostos	616	1.367	2.138
K - Depreciação (+)	1.587	1.587	1.587
L - Resultado do Concessionário	-779	737	2.235
M - Participações Governamentais (B+E)	3.482	5.414	7.346
N - Total Parcela do Governo (M+J)	4.098	6.781	9.484
O - TIR do Concessionário (%)	7,9%	11,9%	15,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 232 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos de Marlim, Voador e Brava (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.400	12.600	16.800
B – Royalties	1.260	1.890	2.520
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	2.747	3.397	3.661
D - Custo em Óleo OPEX (-)	955	955	955
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	1.791	2.441	2.706
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	4.393	7.313	10.618
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	518	1.216	2.467
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	3.876	6.097	8.151
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	5.667	8.538	10.857
J - Depreciação (-)	1.587	1.587	1.587
K - Despesas Financeiras	623	623	623
L - Receita Tributável	3.456	6.327	8.646
M – Impostos	1.177	2.151	2.940
O - Depreciação (+)	1.587	1.587	1.587
P - Resultado do Contratado	364	2.261	3.792
Q - Participações Governamentais (B + G)	1.778	3.106	4.987
R - Total Parcela Governo (Q + M)	2.954	5.258	7.927
S - TIR do Contratado (%)	10,9%	15,7%	19,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 233 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campos de Marlim, Voador e Brava (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.400	12.600	16.800
B – Royalties	1.260	1.890	2.520
C - Custo de Operação	955	955	955
D - Receita Líquida	6.184	9.754	13.324
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	618	975	1.332
F - Remuneração União (90% de D)	5.566	8.779	11.992
G - Receita da Petrobras	618	975	1.332
H – Impostos	210	332	453
I - Lucro da Petrobras	408	644	879
J - Participações Governamentais (B + F + H)	7.036	11.001	14.965
K - Resultado da União (investidora)	1.323	5.287	9.252
L - TIR da União (%)	13,5%	22,8%	31,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 234 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campos de Marlim, Voador e Brava (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	8.400	12.600	16.800
B – Royalties	1.260	1.890	2.520
C - Custo de Operação	955	955	955
D - Receita Líquida	6.184	9.754	13.324
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	618	975	1.332
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	5	5	5
G - Remuneração total da Petrobras	623	980	1.337
H - Remuneração da União (% restante de D)	5.566	8.779	11.992
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	5	5	5
J - Remuneração Total da União	5.571	8.784	11.997
K - Receita da Petrobras	623	980	1.337
L – Impostos	212	333	455
M - Lucro da Petrobras	411	647	883
N - Participações Governamentais (B + J + L)	7.043	11.007	14.971
O - Resultado da União (investidora)	1.901	5.865	9.829
P - TIR da União (%)	15,5%	25,5%	34,4%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 235. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 22% e 23% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 235 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos de Marlim, Voador e Brava

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	62,72
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	45,85
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	41,66
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	38,02

Fonte: Elaboração própria.

5.13. CAMPOS DE PÃO DE AÇÚCAR, SEAT E GÁVEA - CONCESSÃO

As áreas de Pão de Açúcar, Seat e Gávea estão localizadas na Bacia de Campos e possuem sua produção vinculada a um contrato de concessão. Essas áreas fazem parte do bloco BM-C-33 (Petrobras, 2012b) ou C-M-539, que foi concedido à Repsol (50%) e à Statoil (50%) na sétima rodada de licitações da ANP, em 2005, por um bônus de assinatura de R\$ 30.271.501,00 (BRASIL-ROUNDS, 2016).

Para a simulação da produção das áreas de Pão de Açúcar, Seat e Gávea foram considerados os valores indicados na Tabela 236 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 237.

Tabela 236 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea

Reserva (milhões de barris)	1.245
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	20.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 237 - Resultado da Simulação da Produção: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea

	Quantidade
FPSOs	2
Poços produtores	17
Poços injetores	14
Sistemas de escoamento da produção	2

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para as áreas de Pão de Açúcar, Seat e Gávea e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total das reservas, a produção dos campos deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 38 - Curva de Produção: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 39 - Produção Acumulada: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 40 - Curvas de Produção por Poço: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Campos sofre um declínio mensal de cerca de 0,69%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 1.245.024.426,43 barris de óleo equivalente.

5.13.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção das reservas nos campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 238, caso a infraestrutura necessária para a produção nos campos fosse inteiramente encomendada.

Tabela 238 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	2	3.000
Poços produtores	17	2.890
Poços injetores	14	2.380
Sistemas de escoamento da produção	2	1.000
Total Desenvolvimento da Produção	-	9.270
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	3.973
CAPEX	-	13.243
OPEX	-	5.676
Investimento Total	-	18.918

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários para a produção dos campos, foram realizadas 12 simulações para seus resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 239, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para os campos.

Tabela 239 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	12
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	20
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	5.923
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	12.226
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	18.149
OPEX (US\$ milhões VP)	2.192
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	20.341
CAPEX por Barril (US\$)	14,58
OPEX por Barril (US\$)	1,76
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	16,34

Fonte: Elaboração própria.

Para os campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea foi considerado um bônus de assinatura no valor de US\$ \$12.436.489,69, que é equivalente aos R\$ 30.271.501,00 pagos pela concessão da área, considerando o dólar médio do ano de 2005.

Considerando a produção estimada para esses campos ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados

econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 240 - Resultados Regime de Concessões: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	24.044	36.066	48.088
B – Royalties	2.404	3.607	4.809
C - Custo de Operação	2.192	2.192	2.192
D - Receita Líquida	19.448	30.268	41.087
E - Participação Especial	7.779	12.107	16.435
F - Receita Líquida Após P.E.	11.669	18.161	24.652
G - Depreciação (-)	5.043	5.043	5.043
H - Despesas Financeiras	1.981	1.981	1.981
I - Receita Tributável	4.645	11.137	17.629
J – Impostos	1.721	3.858	6.002
K - Depreciação (+)	5.043	5.043	5.043
L - Resultado do Concessionário	-3.178	1.176	5.524
M - Participações Governamentais (B+E)	10.203	15.734	21.264
N - Total Parcela do Governo (M+J)	11.924	19.591	27.266
O - TIR do Concessionário (%)	7,5%	10,9%	13,9%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 241 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	24.044	36.066	48.088
B – Royalties	3.607	5.410	7.213
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	7.485	9.138	9.920
D - Custo em Óleo OPEX (-)	2.192	2.192	2.192
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	5.293	6.946	7.728
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	12.953	21.518	30.955
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	1.864	4.014	7.646
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	11.088	17.505	23.309
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	16.381	24.450	31.037
J - Depreciação (-)	5.043	5.043	5.043
K - Despesas Financeiras	1.981	1.981	1.981
L - Receita Tributável	9.358	17.427	24.014
M – Impostos	3.285	5.947	8.165
O - Depreciação (+)	5.043	5.043	5.043
P - Resultado do Contratado	-31	5.377	9.746
Q - Participações Governamentais (B + G)	5.491	9.444	14.879
R - Total Parcela Governo (Q + M)	8.776	15.391	23.044
S - TIR do Contratado (%)	10,0%	13,8%	16,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 242 - Resultados Regime de Serviços I: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	24.044	36.066	48.088
B – Royalties	3.607	5.410	7.213
C - Custo de Operação	2.192	2.192	2.192
D - Receita Líquida	18.245	28.464	38.683
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	1.825	2.846	3.868
F - Remuneração União (90% de D)	16.421	25.618	34.815
G - Receita da Petrobras	1.825	2.846	3.868
H – Impostos	620	968	1.315
I - Lucro da Petrobras	1.204	1.879	2.553
J - Participações Governamentais (B + F + H)	20.648	31.996	43.343
K - Resultado da União (investidora)	2.499	13.847	25.194
L - TIR da União (%)	11,8%	18,9%	24,9%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 243 - Resultados Regime de Serviços II: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	24.044	36.066	48.088
B – Royalties	3.607	5.410	7.213
C - Custo de Operação	2.192	2.192	2.192
D - Receita Líquida	18.245	28.464	38.683
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	1.825	2.846	3.868
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	44	44	44
G - Remuneração total da Petrobras	1.868	2.890	3.912
H - Remuneração da União (% restante de D)	16.421	25.618	34.815
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	44	44	44
J - Remuneração Total da União	16.465	25.661	34.858
K - Receita da Petrobras	1.868	2.890	3.912
L – Impostos	635	983	1.330
M - Lucro da Petrobras	1.233	1.907	2.582
N - Participações Governamentais (B + J + L)	20.706	32.054	43.402
O - Resultado da União (investidora)	4.372	15.720	27.068
P - TIR da União (%)	13,4%	20,9%	27,3%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 244 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para a produção nos campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção nessas áreas. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 244 - Preço de Equilíbrio: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	68,24
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	50,13
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	44,50
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	40,37

Fonte: Elaboração própria.

5.13.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas dos campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 245 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para os campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea e sistemas de escoamento já existentes.

Tabela 245 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	2	1.000
Poços produtores	17	2.890
Poços injetores	14	2.380
Sistemas de escoamento da produção	2	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	6.270
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	3.973
CAPEX	-	10.243
OPEX	-	5.676
Investimento Total	-	15.918

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para os campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 246 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 246 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	12
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	20
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	4.870
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	10.052
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	14.921
OPEX (US\$ milhões VP)	2.192
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	17.113
CAPEX por Barril (US\$)	11,98
OPEX por Barril (US\$)	1,76
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	13,75

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 247 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	24.044	36.066	48.088
B – Royalties	2.404	3.607	4.809
C - Custo de Operação	2.192	2.192	2.192
D - Receita Líquida	19.448	30.268	41.087
E - Participação Especial	7.779	12.107	16.435
F - Receita Líquida Após P.E.	11.669	18.161	24.652
G - Depreciação (-)	4.146	4.146	4.146
H - Despesas Financeiras	1.628	1.628	1.628
I - Receita Tributável	5.895	12.386	18.878
J – Impostos	2.094	4.238	6.419
K - Depreciação (+)	4.146	4.146	4.146
L - Resultado do Concessionário	-1.221	3.127	7.438
M - Participações Governamentais (B+E)	10.203	15.734	21.264
N - Total Parcela do Governo (M+J)	12.298	19.972	27.682
O - TIR do Concessionário (%)	8,9%	12,7%	16,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 248 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	24.044	36.066	48.088
B – Royalties	3.607	5.410	7.213
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	7.114	8.290	8.869
D - Custo em Óleo OPEX (-)	2.192	2.192	2.192
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	4.922	6.097	6.676
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	13.324	22.367	32.007
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	1.901	4.143	7.879
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	11.423	18.224	24.127
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	16.344	24.322	30.804
J - Depreciação (-)	4.146	4.146	4.146
K - Despesas Financeiras	1.628	1.628	1.628
L - Receita Tributável	10.570	18.547	25.030
M – Impostos	3.653	6.306	8.510
O - Depreciação (+)	4.146	4.146	4.146
P - Resultado do Contratado	1.896	7.220	11.498
Q - Participações Governamentais (B + G)	5.528	9.573	15.113
R - Total Parcela Governo (Q + M)	9.181	15.879	23.623
S - TIR do Contratado (%)	11,7%	16,0%	19,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 249 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	24.044	36.066	48.088
B – Royalties	3.607	5.410	7.213
C - Custo de Operação	2.192	2.192	2.192
D - Receita Líquida	18.245	28.464	38.683
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	1.825	2.846	3.868
F - Remuneração União (90% de D)	16.421	25.618	34.815
G - Receita da Petrobras	1.825	2.846	3.868
H – Impostos	620	968	1.315
I - Lucro da Petrobras	1.204	1.879	2.553
J - Participações Governamentais (B + F + H)	20.648	31.996	43.343
K - Resultado da União (investidora)	5.727	17.074	28.422
L - TIR da União (%)	14,7%	22,6%	29,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 250 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	24.044	36.066	48.088
B – Royalties	3.607	5.410	7.213
C - Custo de Operação	2.192	2.192	2.192
D - Receita Líquida	18.245	28.464	38.683
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	1.825	2.846	3.868
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	36	36	36
G - Remuneração total da Petrobras	1.860	2.882	3.904
H - Remuneração da União (% restante de D)	16.421	25.618	34.815
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	36	36	36
J - Remuneração Total da União	16.457	25.654	34.851
K - Receita da Petrobras	1.860	2.882	3.904
L – Impostos	633	980	1.327
M - Lucro da Petrobras	1.228	1.902	2.577
N - Participações Governamentais (B + J + L)	20.696	32.044	43.391
O - Resultado da União (investidora)	7.267	18.615	29.962
P - TIR da União (%)	16,5%	24,9%	32,1%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 251. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são 16% menores do que os valores encontrados quando são considerados

investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção nos campos.

Tabela 251 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos de Pão de Açúcar, Seat e Gávea

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	57,03
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	42,26
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	37,39
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	34,00

Fonte: Elaboração própria.

5.14. CAMPOS DO PARQUE DAS BALEIAS - CONCESSÃO

A área do Parque das Baleias, na Bacia de Campos, inclui os campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte, e Pirambu. A área está contida no antigo bloco BC-60 (Petrobras, 2007a), que fez parte da rodada zero de concessões da ANP (BRASIL-ROUNDS, 2002) e já está em produção.

Para a simulação da produção apenas das reservas localizadas no pré-sal dos campos do Parque das Baleias foram considerados os valores indicados na Tabela 252 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 253.

Tabela 252 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campos do Parque das Baleias

Reserva (milhões de barris)	1.750
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	20.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 253 - Resultado da Simulação da Produção: Campos do Parque das Baleias

	Quantidade
FPSOs	3
Poços produtores	23
Poços injetores	19
Sistemas de escoamento da produção	3

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para os campos do Parque das Baleias e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas no pré-sal, a produção deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 41 - Curva de Produção: Campos do Parque das Baleias (barris/dia)
 Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 42 - Produção Acumulada: Campos do Parque das Baleias (barris)
 Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 43 - Curvas de Produção por Poço: Campos do Parque das Baleias (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Campos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,69%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 1.750.034.558,18 barris de óleo equivalente.

5.14.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para os campos do Parque das Baleias, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 254, caso a infraestrutura necessária para a produção fosse inteiramente encomendada.

Tabela 254 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campos do Parque das Baleias

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	3	4.500
Poços produtores	23	3.910
Poços injetores	19	3.230
Sistemas de escoamento da produção	3	1.500
Total Desenvolvimento da Produção	-	13.140
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	5.631
CAPEX	-	18.771
OPEX	-	8.045
Investimento Total	-	26.816

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários, foram realizadas 12 simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 255, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para os campos.

Tabela 255 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campos do Parque das Baleias

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	8.351
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	17.238
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	25.589
OPEX (US\$ milhões VP)	2.988
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	28.577
CAPEX por Barril (US\$)	14,62
OPEX por Barril (US\$)	1,71
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	16,33

Fonte: Elaboração própria.

Para os campos do Parque das Baleias não foi considerado nenhum valor para bônus de assinatura, já que, conforme mencionado, o campo fez parte da rodada zero de licitações da ANP, quando da instalação do regime de concessões no país e, portanto, não há bônus de assinatura vinculado.

Considerando a produção estimada para os campos do Parque das Baleias ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados

econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 256 - Resultados Regime de Concessões: Campos do Parque das Baleias (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	32.496	48.744	64.992
B – Royalties	3.250	4.874	6.499
C - Custo de Operação	2.988	2.988	2.988
D - Receita Líquida	26.259	40.882	55.505
E - Participação Especial	10.503	16.353	22.202
F - Receita Líquida Após P.E.	15.755	24.529	33.303
G - Depreciação (-)	7.110	7.110	7.110
H - Despesas Financeiras	2.793	2.793	2.793
I - Receita Tributável	5.853	14.627	23.401
J – Impostos	2.246	5.105	8.010
K - Depreciação (+)	7.110	7.110	7.110
L - Resultado do Concessionário	-4.970	945	6.814
M - Participações Governamentais (B+E)	13.753	21.227	28.701
N - Total Parcela do Governo (M+J)	15.999	26.332	36.711
O - TIR do Concessionário (%)	7,3%	10,5%	13,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 257 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos do Parque das Baleias (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	32.496	48.744	64.992
B – Royalties	4.874	7.312	9.749
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	10.076	12.312	13.403
D - Custo em Óleo OPEX (-)	2.988	2.988	2.988
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	7.089	9.325	10.416
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	17.545	29.120	41.840
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	2.732	5.699	10.612
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	14.813	23.422	31.228
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	21.902	32.746	41.643
J - Depreciação (-)	7.110	7.110	7.110
K - Despesas Financeiras	2.793	2.793	2.793
L - Receita Tributável	11.999	22.844	31.741
M – Impostos	4.252	7.839	10.792
O - Depreciação (+)	7.110	7.110	7.110
P - Resultado do Contratado	-830	6.428	12.372
Q - Participações Governamentais (B + G)	7.606	13.010	20.361
R - Total Parcela Governo (Q + M)	11.859	20.849	31.153
S - TIR do Contratado (%)	9,6%	13,1%	15,8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 258 - Resultados Regime de Serviços I: Campos do Parque das Baleias (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	32.496	48.744	64.992
B – Royalties	4.874	7.312	9.749
C - Custo de Operação	2.988	2.988	2.988
D - Receita Líquida	24.634	38.445	52.256
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	2.463	3.844	5.226
F - Remuneração União (90% de D)	22.170	34.600	47.030
G - Receita da Petrobras	2.463	3.844	5.226
H – Impostos	838	1.307	1.777
I - Lucro da Petrobras	1.626	2.537	3.449
J - Participações Governamentais (B + F + H)	27.882	43.219	58.555
K - Resultado da União (investidora)	2.293	17.630	32.966
L - TIR da União (%)	11,1%	17,6%	23,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 259 - Resultados Regime de Serviços II: Campos do Parque das Baleias (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	32.496	48.744	64.992
B – Royalties	4.874	7.312	9.749
C - Custo de Operação	2.988	2.988	2.988
D - Receita Líquida	24.634	38.445	52.256
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	2.463	3.844	5.226
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	83	83	83
G - Remuneração total da Petrobras	2.547	3.928	5.309
H - Remuneração da União (% restante de D)	22.170	34.600	47.030
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	83	83	83
J - Remuneração Total da União	22.254	34.683	47.113
K - Receita da Petrobras	2.547	3.928	5.309
L – Impostos	866	1.335	1.805
M - Lucro da Petrobras	1.681	2.592	3.504
N - Participações Governamentais (B + J + L)	27.994	43.330	58.667
O - Resultado da União (investidora)	4.963	20.300	35.636
P - TIR da União (%)	12,6%	19,4%	25,2%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 260 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o conjunto dos campos do Parque das Baleias para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 260 - Preço de Equilíbrio: Campos do Parque das Baleias

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	70,98
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	52,53
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	46,27
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	41,91

Fonte: Elaboração própria.

5.14.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas no pré-sal dos campos do Parque das Baleias, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 261 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 261 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campos do Parque das Baleias

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	3	1.500
Poços produtores	23	3.910
Poços injetores	19	3.230
Sistemas de escoamento da produção	3	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	8.640
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	5.631
CAPEX	-	14.271
OPEX	-	8.045
Investimento Total	-	22.316

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para os campos do Parque das Baleias, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 262 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 262 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos do Parque das Baleias

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	6.786
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	14.008
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	20.794
OPEX (US\$ milhões VP)	2.988
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	23.782
CAPEX por Barril (US\$)	11,88
OPEX por Barril (US\$)	1,71
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	13,59

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 263 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campos do Parque das Baleias (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	32.496	48.744	64.992
B – Royalties	3.250	4.874	6.499
C - Custo de Operação	2.988	2.988	2.988
D - Receita Líquida	26.259	40.882	55.505
E - Participação Especial	10.503	16.353	22.202
F - Receita Líquida Após P.E.	15.755	24.529	33.303
G - Depreciação (-)	5.778	5.778	5.778
H - Despesas Financeiras	2.269	2.269	2.269
I - Receita Tributável	7.708	16.482	25.256
J – Impostos	2.765	5.670	8.587
K - Depreciação (+)	5.778	5.778	5.778
L - Resultado do Concessionário	-2.027	3.842	9.699
M - Participações Governamentais (B+E)	13.753	21.227	28.701
N - Total Parcela do Governo (M+J)	16.518	26.897	37.288
O - TIR do Concessionário (%)	8,7%	12,3%	15,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 264 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campos do Parque das Baleias (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	32.496	48.744	64.992
B – Royalties	4.874	7.312	9.749
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	9.550	11.123	11.927
D - Custo em Óleo OPEX (-)	2.988	2.988	2.988
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	6.562	8.135	8.939
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	18.072	30.310	43.317
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	2.784	5.879	10.940
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	15.287	24.430	32.376
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	21.850	32.565	41.315
J - Depreciação (-)	5.778	5.778	5.778
K - Despesas Financeiras	2.269	2.269	2.269
L - Receita Tributável	13.803	24.518	33.268
M – Impostos	4.800	8.342	11.311
O - Depreciação (+)	5.778	5.778	5.778
P - Resultado do Contratado	2.033	9.206	14.987
Q - Participações Governamentais (B + G)	7.659	13.191	20.689
R - Total Parcela Governo (Q + M)	12.459	21.533	32.000
S - TIR do Contratado (%)	11,2%	15,3%	18,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 265 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campos do Parque das Baleias (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	32.496	48.744	64.992
B – Royalties	4.874	7.312	9.749
C - Custo de Operação	2.988	2.988	2.988
D - Receita Líquida	24.634	38.445	52.256
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	2.463	3.844	5.226
F - Remuneração União (90% de D)	22.170	34.600	47.030
G - Receita da Petrobras	2.463	3.844	5.226
H – Impostos	838	1.307	1.777
I - Lucro da Petrobras	1.626	2.537	3.449
J - Participações Governamentais (B + F + H)	27.882	43.219	58.555
K - Resultado da União (investidora)	7.088	22.424	37.761
L - TIR da União (%)	14,0%	21,2%	27,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 266 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campos do Parque das Baleias (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	32.496	48.744	64.992
B – Royalties	4.874	7.312	9.749
C - Custo de Operação	2.988	2.988	2.988
D - Receita Líquida	24.634	38.445	52.256
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	2.463	3.844	5.226
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	68	68	68
G - Remuneração total da Petrobras	2.531	3.912	5.293
H - Remuneração da União (% restante de D)	22.170	34.600	47.030
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	68	68	68
J - Remuneração Total da União	22.238	34.668	47.098
K - Receita da Petrobras	2.531	3.912	5.293
L – Impostos	861	1.330	1.800
M - Lucro da Petrobras	1.670	2.582	3.493
N - Participações Governamentais (B + J + L)	27.973	43.310	58.646
O - Resultado da União (investidora)	9.258	24.594	39.931
P - TIR da União (%)	15,6%	23,3%	29,7%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 267. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são 17% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 267 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campos do Parque das Baleias

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	58,64
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	43,79
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	38,45
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	34,91

Fonte: Elaboração própria.

5.15. CAMPO DE PAU-BRASIL - PARTILHA DE PRODUÇÃO

O campo de Pau-Brasil está localizado no pré-sal da Bacia de Santos e ainda não participou de licitação. O campo foi uma das áreas avaliadas pela ANP para ser licitada por meio do modelo de partilha de produção à época em que se decidiu leiloar o campo de Libra (Gaffney, Cline and Associates, 2010). Até o momento, não se tem estimativa de quando Pau-Brasil ou outros campos do pré-sal serão leiloados sob o modelo de partilha.

Para a simulação da produção do campo de Pau-Brasil foram considerados os valores indicados na Tabela 268 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 269.

Tabela 268 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Pau-Brasil

Reserva (milhões de barris)	2.500
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 269 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Pau-Brasil

	Quantidade
FPSOs	4
Poços produtores	17
Poços injetores	14
Sistemas de escoamento da produção	4

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para o campo de Pau Brasil e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas, a produção deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 44 - Curva de Produção: Campo de Pau-Brasil (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 45 - Produção Acumulada: Campo de Pau-Brasil (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 46 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Pau-Brasil (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 2.500.162.529,73 barris de óleo equivalente.

5.15.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para o campo de Pau-Brasil, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 270, caso a infraestrutura necessária para a produção fosse inteiramente encomendada.

Tabela 270 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Pau-Brasil

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	4	6.000
Poços produtores	17	3.400
Poços injetores	14	2.800
Sistemas de escoamento da produção	4	2.000
Total Desenvolvimento da Produção	-	14.200
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	6.086
CAPEX	-	20.286
OPEX	-	8.694
Investimento Total	-	28.980

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários, foram realizadas 12 simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 271, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 271 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Pau-Brasil

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	1.736
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	2.796
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	9.893
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	20.420
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	30.313
OPEX (US\$ milhões VP)	3.671
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	33.985
CAPEX por Barril (US\$)	12,13
OPEX por Barril (US\$)	1,47
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	13,59

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Pau-Brasil foi considerado como bônus de assinatura o valor de US\$ 1.736.111.111,00. Esse valor é uma estimativa baseada no bônus cobrado na licitação do campo de Libra e proporcional ao tamanho da reserva do campo de Pau-Brasil.

Considerando a produção estimada para Pau-Brasil ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 272 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Pau-Brasil (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	52.791	79.187	105.583
B – Royalties	5.279	7.919	10.558
C - Custo de Operação	3.672	3.672	3.672
D - Receita Líquida	43.841	67.597	91.353
E - Participação Especial	17.536	27.039	36.541
F - Receita Líquida Após P.E.	26.304	40.558	54.812
G - Depreciação (-)	8.422	8.422	8.422
H - Despesas Financeiras	3.308	3.308	3.308
I - Receita Tributável	14.574	28.828	43.081
J – Impostos	5.064	9.801	14.648
K - Depreciação (+)	8.422	8.422	8.422
L - Resultado do Concessionário	-3.446	6.070	15.477
M - Participações Governamentais (B+E)	25.611	37.753	49.895
N - Total Parcela do Governo (M+J)	30.675	47.555	64.543
O - TIR do Concessionário (%)	8,4%	12,6%	16,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 273 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Pau-Brasil (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	52.791	79.187	105.583
B – Royalties	7.919	11.878	15.837
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	15.296	17.468	18.472
D - Custo em Óleo OPEX (-)	3.672	3.672	3.672
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	11.624	13.796	14.801
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	29.577	49.841	71.273
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	8.598	15.603	24.847
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	20.979	34.238	46.427
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	32.603	48.035	61.227
J - Depreciação (-)	8.422	8.422	8.422
K - Despesas Financeiras	3.308	3.308	3.308
L - Receita Tributável	20.873	36.304	49.497
M – Impostos	7.121	12.343	16.829
O - Depreciação (+)	8.422	8.422	8.422
P - Resultado do Contratado	795	11.004	19.711
Q - Participações Governamentais (B + G)	19.313	30.277	43.480
R - Total Parcela Governo (Q + M)	26.434	42.620	60.309
S - TIR do Contratado (%)	10,3%	14,6%	18,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 274 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Pau-Brasil (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	52.791	79.187	105.583
B – Royalties	7.919	11.878	15.837
C - Custo de Operação	3.672	3.672	3.672
D - Receita Líquida	41.201	63.637	86.074
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	4.120	6.364	8.607
F - Remuneração União (90% de D)	37.081	57.274	77.466
G - Receita da Petrobras	4.120	6.364	8.607
H – Impostos	1.401	2.164	2.927
I - Lucro da Petrobras	2.719	4.200	5.681
J - Participações Governamentais (B + F + H)	46.400	71.315	96.230
K - Resultado da União (investidora)	16.087	41.002	65.917
L - TIR da União (%)	17,3%	27,1%	35,8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 275 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Pau-Brasil (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	52.791	79.187	105.583
B – Royalties	7.919	11.878	15.837
C - Custo de Operação	3.672	3.672	3.672
D - Receita Líquida	41.201	63.637	86.074
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	4.120	6.364	8.607
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	179	179	179
G - Remuneração total da Petrobras	4.300	6.543	8.787
H - Remuneração da União (% restante de D)	37.081	57.274	77.466
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	179	179	179
J - Remuneração Total da União	37.260	57.453	77.646
K - Receita da Petrobras	4.300	6.543	8.787
L – Impostos	1.462	2.225	2.988
M - Lucro da Petrobras	2.838	4.318	5.799
N - Participações Governamentais (B + J + L)	46.641	71.556	96.471
O - Resultado da União (investidora)	19.726	44.641	69.556
P - TIR da União (%)	19,9%	30,5%	39,8%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 276 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Pau-Brasil para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 276 - Preço de Equilíbrio: Campo de Pau-Brasil

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	59,00
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	48,33
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	33,86
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	30,21

Fonte: Elaboração própria.

5.15.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção do campo de Pau-Brasil, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 277 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 277 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Pau-Brasil

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	4	2.000
Poços produtores	17	3.400
Poços injetores	14	2.800
Sistemas de escoamento da produção	4	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	8.200
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	6.086
CAPEX	-	14.286
OPEX	-	8.694
Investimento Total	-	22.980

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para Pau-Brasil, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 278 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 278 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Pau-Brasil

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	1.736
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	2.796
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	7.440
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	15.357
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	22.796
OPEX (US\$ milhões VP)	3.672
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	26.468
CAPEX por Barril (US\$)	9,12
OPEX por Barril (US\$)	1,47
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	10,59

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 279 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Pau-Brasil (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	52.791	79.187	105.583
B – Royalties	5.279	7.919	10.558
C - Custo de Operação	3.672	3.672	3.672
D - Receita Líquida	43.841	67.597	91.353
E - Participação Especial	17.536	27.039	36.541
F - Receita Líquida Após P.E.	26.304	40.558	54.812
G - Depreciação (-)	6.334	6.334	6.334
H - Despesas Financeiras	2.488	2.488	2.488
I - Receita Tributável	17.483	31.737	45.990
J – Impostos	5.948	10.790	15.637
K - Depreciação (+)	6.334	6.334	6.334
L - Resultado do Concessionário	1.098	10.509	19.917
M - Participações Governamentais (B+E)	25.611	37.753	49.895
N - Total Parcela do Governo (M+J)	31.559	48.544	65.532
O - TIR do Concessionário (%)	10,6%	15,7%	20,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 280 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Pau-Brasil (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	52.791	79.187	105.583
B – Royalties	7.919	11.878	15.837
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	13.468	14.738	15.320
D - Custo em Óleo OPEX (-)	3.672	3.672	3.672
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	9.797	11.066	11.648
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	31.404	52.571	74.426
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	9.070	16.543	26.110
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	22.335	36.028	48.316
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	32.131	47.094	59.964
J - Depreciação (-)	6.334	6.334	6.334
K - Despesas Financeiras	2.488	2.488	2.488
L - Receita Tributável	23.310	38.272	51.143
M – Impostos	7.925	13.013	17.388
O - Depreciação (+)	6.334	6.334	6.334
P - Resultado do Contratado	4.948	14.823	23.317
Q - Participações Governamentais (B + G)	19.784	31.218	44.743
R - Total Parcela Governo (Q + M)	27.710	44.230	62.132
S - TIR do Contratado (%)	12,7%	17,8%	22,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 281 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Pau-Brasil (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	52.791	79.187	105.583
B – Royalties	7.919	11.878	15.837
C - Custo de Operação	3.672	3.672	3.672
D - Receita Líquida	41.201	63.637	86.074
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	4.120	6.364	8.607
F - Remuneração União (90% de D)	37.081	57.274	77.466
G - Receita da Petrobras	4.120	6.364	8.607
H – Impostos	1.401	2.164	2.927
I - Lucro da Petrobras	2.719	4.200	5.681
J - Participações Governamentais (B + F + H)	46.400	71.315	96.230
K - Resultado da União (investidora)	23.604	48.519	73.434
L - TIR da União (%)	23,5%	35,3%	45,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 282 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Pau-Brasil (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	52.791	79.187	105.583
B – Royalties	7.919	11.878	15.837
C - Custo de Operação	3.672	3.672	3.672
D - Receita Líquida	41.201	63.637	86.074
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	4.120	6.364	8.607
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	140	140	140
G - Remuneração total da Petrobras	4.260	6.503	8.747
H - Remuneração da União (% restante de D)	37.081	57.274	77.466
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	140	140	140
J - Remuneração Total da União	37.221	57.413	77.606
K - Receita da Petrobras	4.260	6.503	8.747
L – Impostos	1.448	2.211	2.974
M - Lucro da Petrobras	2.811	4.292	5.773
N - Participações Governamentais (B + J + L)	46.588	71.503	96.418
O - Resultado da União (investidora)	26.438	51.353	76.268
P - TIR da União (%)	26,7%	39,4%	50,7%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 283. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 19% e 22% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 283 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Pau-Brasil

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	47,14
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	39,01
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	26,32
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	23,48

Fonte: Elaboração própria.

5.15.3. PARTICIPAÇÃO DA UNIÃO NO EXCEDENTE EM ÓLEO

Conforme já mencionado, o campo de Pau-Brasil foi uma das áreas avaliadas pela ANP para ser licitada por meio do regime de partilha de produção à época em que se decidiu leiloar o

campo de Libra (Gaffney, Cline and Associates, 2010). Apesar de não se ter informações até o momento sobre quando outros campos serão ofertados sob o modelo de partilha, o campo de Pau-Brasil pode estar entre aqueles que serão leiloados proximamente.

Levando isso em consideração e também que no leilão para o campo de Libra não houve oferta para participação da União no excedente em óleo superior ao mínimo estabelecido pela ANP, o presente estudo realizou para o campo de Pau-Brasil simulações considerando diferentes situações de leilão, ou seja, considerando a alíquota base de referência e também uma alíquota 20% superior. Assim, tem-se uma estimativa dos resultados que podem ser esperados caso se estabeleça uma dinâmica de leilões que garanta melhor negociação da alíquota de participação da União no óleo produzido em áreas do pré-sal sob o regime de partilha de produção.

Os resultados na Tabela 284⁴⁶ indicam que os efeitos nas participações governamentais (*royalties* mais participação da União no excedente em óleo) decorrentes de uma alíquota base de 49,98%, ou seja, 20% superior à alíquota original (com referência ao campo de Libra), não são lineares. Um aumento de 20% na alíquota leva a participações governamentais 12,76%, 13,71% e 13,65% maiores do que aquelas verificadas na Tabela 273, para os cenários de preço do barril de petróleo de US\$ 50/barril, US\$ 75/barril e US\$ 100/barril, respectivamente. Quando consideradas as receitas governamentais de modo geral, ou seja, incluindo também os impostos, o aumento da alíquota de participação da União no excedente em óleo em 20% causa um efeito menor, levando a receitas governamentais totais (impostos, *royalties* e participação no excedente em óleo) que são apenas 6,22%, 6,43% e 6,50% maiores do que as verificadas na Tabela 273, para os cenários de preço do barril de petróleo de US\$ 50/barril, US\$ 75/barril e US\$ 100/barril, respectivamente, pois os impostos coletados nessa situação são menores, já que o resultado do empreendedor também é menor.

É importante notar que, com uma alíquota de participação da União no excedente em óleo 20% maior do que a original (com referência no campo de Libra), os resultados do regime de partilha de produção no campo de Pau-Brasil em termos de participações governamentais não ultrapassam aqueles do modelo de concessões, apresentados na Tabela 272. A participação governamental da partilha de produção nesse caso (*royalties* mais participação da União no

⁴⁶ Nesse caso, os resultados são simulados apenas para a situação de investimento em nova infraestrutura e não para o cenário de reaproveitamento de infraestruturas, pois se quer apenas verificar a sensibilidade dos resultados finais frente à uma mudança na alíquota de participação da União no excedente em óleo, assim, a adoção de um ou outro cenário de investimento não afeta a análise.

excedente em óleo) continua sendo inferior à participação governamental do regime de concessões (*royalties* mais participação especial) em -15%, -8,8% e -1%, para os cenários de preço do barril de petróleo de US\$ 50/barril, US\$ 75/barril e US\$ 100/barril, respectivamente.

Tabela 284 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Pau-Brasil com Alíquota de Participação da União no Excedente em Óleo 20% Superior à Original (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	52.791	79.187	105.583
B – Royalties	7.919	11.878	15.837
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	15.296	17.468	18.472
D - Custo em Óleo OPEX (-)	3.672	3.672	3.672
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	11.624	13.796	14.801
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	29.577	49.841	71.273
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	11.062	19.754	30.784
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	18.515	30.087	40.490
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	30.139	43.883	55.290
J - Depreciação (-)	8.422	8.422	8.422
K - Despesas Financeiras	3.308	3.308	3.308
L - Receita Tributável	18.409	32.153	43.560
M – Impostos	6.302	10.932	14.810
O - Depreciação (+)	8.422	8.422	8.422
P - Resultado do Contratado	-849	8.264	15.793
Q - Participações Governamentais (B + G)	21.777	34.429	49.417
R - Total Parcela Governo (Q + M)	28.078	45.360	64.227
S - TIR do Contratado (%)	9,6%	13,5%	16,7%

Fonte: Elaboração própria.

5.16. CAMPO DE PEROBA - PARTILHA DE PRODUÇÃO

O campo de Peroba está localizado no pré-sal da Bacia de Santos e ainda não participou de nenhuma rodada de licitação. O campo foi uma das áreas do pré-sal avaliadas pela ANP antes de se decidir pelo leilão do campo de Libra (Gaffney, Cline and Associates, 2010), único licitado pelo modelo de partilha de produção. Até o momento, não se tem estimativa de quando Peroba ou outros campos do pré-sal serão leiloados sob esse modelo.

Para a simulação da produção do campo de Peroba foram considerados os valores indicados na Tabela 285 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 286.

Tabela 285 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Peroba

Reserva (milhões de barris)	364
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 286 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Peroba

	Quantidade
FPSOs	1
Poços produtores	3
Poços injetores	3
Sistemas de escoamento da produção	1

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para o campo de Peroba e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas, a produção deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 47 - Curva de Produção: Campo de Peroba (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 48 - Produção Acumulada: Campo de Peroba (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 49 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Peroba (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 364.616.424,66 barris de óleo equivalente.

5.16.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para o campo de Peroba, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 287, caso a infraestrutura necessária para a produção fosse inteiramente encomendada.

Tabela 287 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Peroba		
	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	1.500
Poços produtores	3	600
Poços injetores	3	600
Sistemas de escoamento da produção	1	500
Total Desenvolvimento da Produção	-	3.200
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.371
CAPEX	-	4.571
OPEX	-	1.959
Investimento Total	-	6.531

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários, foram realizadas 12 simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 288, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 288 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Peroba

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	253
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	407
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	2.337
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	4.823
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	7.160
OPEX (US\$ milhões VP)	976
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	8.136
CAPEX por Barril (US\$)	19,67
OPEX por Barril (US\$)	2,68
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	22,35

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Peroba foi considerado como bônus de assinatura o valor de US\$ 252.777.777,78. Esse valor é uma estimativa baseada no bônus cobrado na licitação do campo de Libra e proporcional ao tamanho da reserva do campo de Peroba.

Considerando a produção estimada para Peroba ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 289 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Peroba (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	9.068	13.602	18.135
B – Royalties	907	1.360	1.814
C - Custo de Operação	976	976	976
D - Receita Líquida	7.185	11.265	15.346
E - Participação Especial	2.874	4.506	6.138
F - Receita Líquida Após P.E.	4.311	6.759	9.207
G - Depreciação (-)	1.989	1.989	1.989
H - Despesas Financeiras	781	781	781
I - Receita Tributável	1.540	3.989	6.437
J – Impostos	601	1.372	2.189
K - Depreciação (+)	1.989	1.989	1.989
L - Resultado do Concessionário	-1.868	-190	1.440
M - Participações Governamentais (B+E)	4.188	6.273	8.359
N - Total Parcela do Governo (M+J)	4.789	7.645	10.548
O - TIR do Concessionário (%)	5,7%	9,6%	13,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 290 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Peroba (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	9.068	13.602	18.135
B – Royalties	1.360	2.040	2.720
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	3.173	4.241	4.599
D - Custo em Óleo OPEX (-)	976	976	976
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	2.197	3.265	3.622
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	4.535	7.321	10.817
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	670	1.395	2.696
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	3.864	5.925	8.121
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	6.061	9.190	11.743
J - Depreciação (-)	1.989	1.989	1.989
K - Despesas Financeiras	781	781	781
L - Receita Tributável	3.290	6.419	8.973
M – Impostos	1.142	2.184	3.051
O - Depreciação (+)	1.989	1.989	1.989
P - Resultado do Contratado	-658	1.428	3.115
Q - Participações Governamentais (B + G)	2.438	3.843	5.823
R - Total Parcela Governo (Q + M)	3.579	6.027	8.874
S - TIR do Contratado (%)	8,5%	13,2%	17,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 291 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Peroba (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	9.068	13.602	18.135
B – Royalties	1.360	2.040	2.720
C - Custo de Operação	976	976	976
D - Receita Líquida	6.731	10.585	14.439
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	673	1.059	1.444
F - Remuneração União (90% de D)	6.058	9.527	12.995
G - Receita da Petrobras	673	1.059	1.444
H – Impostos	229	360	491
I - Lucro da Petrobras	444	699	953
J - Participações Governamentais (B + F + H)	7.647	11.927	16.206
K - Resultado da União (investidora)	487	4.767	9.047
L - TIR da União (%)	11,3%	22,1%	32,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 292 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Peroba (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	9.068	13.602	18.135
B – Royalties	1.360	2.040	2.720
C - Custo de Operação	976	976	976
D - Receita Líquida	6.731	10.585	14.439
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	673	1.059	1.444
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	7	7	7
G - Remuneração total da Petrobras	681	1.066	1.451
H - Remuneração da União (% restante de D)	6.058	9.527	12.995
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	7	7	7
J - Remuneração Total da União	6.066	9.534	13.003
K - Receita da Petrobras	681	1.066	1.451
L – Impostos	231	362	493
M - Lucro da Petrobras	449	703	958
N - Participações Governamentais (B + J + L)	7.657	11.937	16.216
O - Resultado da União (investidora)	1.311	5.590	9.870
P - TIR da União (%)	13,9%	25,9%	37,2%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 293 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Peroba para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 293 - Preço de Equilíbrio: Campo de Peroba

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	77,90
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	56,97
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	47,16
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	42,35

Fonte: Elaboração própria.

5.16.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção do campo de Peroba, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com

menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 294 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 294 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Peroba

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	500
Poços produtores	3	600
Poços injetores	3	600
Sistemas de escoamento da produção	1	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	1.700
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.371
CAPEX	-	3.071
OPEX	-	1.959
Investimento Total	-	5.031

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para Peroba, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 295 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 295 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Peroba

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	253
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	407
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	1.673
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	3.453
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	5.127
OPEX (US\$ milhões VP)	976
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	6.103
CAPEX por Barril (US\$)	14,08
OPEX por Barril (US\$)	2,68
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	16,77

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 296 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Peroba (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	9.068	13.602	18.135
B – Royalties	907	1.360	1.814
C - Custo de Operação	976	976	976
D - Receita Líquida	7.185	11.265	15.346
E - Participação Especial	2.874	4.506	6.138
F - Receita Líquida Após P.E.	4.311	6.759	9.207
G - Depreciação (-)	1.424	1.424	1.424
H - Despesas Financeiras	559	559	559
I - Receita Tributável	2.327	4.775	7.224
J – Impostos	810	1.624	2.456
K - Depreciação (+)	1.424	1.424	1.424
L - Resultado do Concessionário	-609	1.026	2.642
M - Participações Governamentais (B+E)	4.188	6.273	8.359
N - Total Parcela do Governo (M+J)	4.998	7.897	10.815
O - TIR do Concessionário (%)	8,1%	13,1%	18,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 297 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Peroba (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	9.068	13.602	18.135
B – Royalties	1.360	2.040	2.720
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	3.079	3.568	3.729
D - Custo em Óleo OPEX (-)	976	976	976
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	2.103	2.592	2.752
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	4.629	7.993	11.687
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	680	1.498	2.889
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	3.949	6.495	8.798
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	6.052	9.088	11.550
J - Depreciação (-)	1.424	1.424	1.424
K - Despesas Financeiras	559	559	559
L - Receita Tributável	4.068	7.104	9.566
M – Impostos	1.385	2.415	3.253
O - Depreciação (+)	1.424	1.424	1.424
P - Resultado do Contratado	557	2.563	4.188
Q - Participações Governamentais (B + G)	2.447	3.945	6.016
R - Total Parcela Governo (Q + M)	3.832	6.360	9.269
S - TIR do Contratado (%)	11,7%	17,8%	23,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 298 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Peroba (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	9.068	13.602	18.135
B – Royalties	1.360	2.040	2.720
C - Custo de Operação	976	976	976
D - Receita Líquida	6.731	10.585	14.439
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	673	1.059	1.444
F - Remuneração União (90% de D)	6.058	9.527	12.995
G - Receita da Petrobras	673	1.059	1.444
H – Impostos	229	360	491
I - Lucro da Petrobras	444	699	953
J - Participações Governamentais (B + F + H)	7.647	11.927	16.206
K - Resultado da União (investidora)	2.521	6.800	11.080
L - TIR da União (%)	19,1%	33,4%	46,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 299 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Peroba (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	9.068	13.602	18.135
B – Royalties	1.360	2.040	2.720
C - Custo de Operação	976	976	976
D - Receita Líquida	6.731	10.585	14.439
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	673	1.059	1.444
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	6	6	6
G - Remuneração total da Petrobras	679	1.064	1.449
H - Remuneração da União (% restante de D)	6.058	9.527	12.995
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	6	6	6
J - Remuneração Total da União	6.064	9.532	13.001
K - Receita da Petrobras	679	1.064	1.449
L – Impostos	231	362	493
M - Lucro da Petrobras	448	702	957
N - Participações Governamentais (B + J + L)	7.655	11.934	16.214
O - Resultado da União (investidora)	3.138	7.418	11.698
P - TIR da União (%)	22,7%	38,6%	53,3%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 300. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 23% e 25% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 300 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Peroba

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	59,24
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	43,98
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	35,28
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	31,67

Fonte: Elaboração própria.

5.17. CAMPO DE SAPINHOÁ (ANTIGO GUARÁ) - CONCESSÃO

O campo de Sapinhoá – área antes conhecida como Guará – está localizado na Bacia de Santos e possui sua produção vinculada a um contrato de concessão. O campo faz parte do bloco BM-S-9, junto com o campo de Lapa, que foi concedido na 2ª rodada de concessões da ANP no ano 2000 (BRASIL-ROUNDS, 2016). O bloco foi arrematado por um consórcio formado pelas empresas Petrobras (45%), BG (30%) e YPF (25%) por um bônus de assinatura de R\$ 116.278.032,00 (BRASIL-ROUNDS, 2016). Atualmente, o campo de Sapinhoá é o que apresenta os poços com maior nível de produção no pré-sal.

Para a simulação da produção do campo de Sapinhoá foram considerados os valores indicados na Tabela 301 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 302.

Tabela 301 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Sapinhoá

Reserva (milhões de barris)	2.100
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 302 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Sapinhoá

	Quantidade
FPSOs	3
Poços produtores	14
Poços injetores	12
Sistemas de escoamento da produção	3

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para o campo de Sapinhoá e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas, a produção deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 50 - Curva de Produção: Campo de Sapinhoá (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 51 - Produção Acumulada: Campo de Sapinhoá (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 52 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Sapinhoá (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 2.100.678.285,14 barris de óleo equivalente.

5.17.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para o campo de Sapinhoá, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 303, caso a infraestrutura necessária para a produção fosse inteiramente encomendada.

Tabela 303 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Sapinhoá

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	3	4.500
Poços produtores	14	2.800
Poços injetores	12	2.400
Sistemas de escoamento da produção	3	1.500
Total Desenvolvimento da Produção	-	16.000
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	4.800
CAPEX	-	16.000
OPEX	-	6.857
Investimento Total	-	22.857

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários, foram realizadas 12 simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 304, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 304 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Sapinhoá

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	52
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	84
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	7.866
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	16.236
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	24.102
OPEX (US\$ milhões VP)	2.957
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	27.058
CAPEX por Barril (US\$)	11,48
OPEX por Barril (US\$)	1,41
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	12,88

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Sapinhoá foi considerado como bônus de assinatura o valor de US\$ \$52.157.222,69, que é uma parte do total pago como bônus de assinatura pela concessão do bloco BM-S-9 proporcional às reservas de Sapinhoá dentro do bloco e expresso em dólares do ano 2000, quando foi realizada a licitação da área.

Considerando a produção estimada para Sapinhoá ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros

em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 305 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	45.278	67.917	90.555
B – Royalties	4.528	6.792	9.056
C - Custo de Operação	2.957	2.957	2.957
D - Receita Líquida	37.793	58.168	78.543
E - Participação Especial	15.117	23.267	31.417
F - Receita Líquida Após P.E.	22.676	34.901	47.126
G - Depreciação (-)	6.696	6.696	6.696
H - Despesas Financeiras	2.630	2.630	2.630
I - Receita Tributável	13.349	25.574	37.799
J – Impostos	4.586	8.695	12.852
K - Depreciação (+)	6.696	6.696	6.696
L - Resultado do Concessionário	600	8.716	16.785
M - Participações Governamentais (B+E)	19.729	30.143	40.557
N - Total Parcela do Governo (M+J)	24.315	38.838	53.408
O - TIR do Concessionário (%)	10,4%	15,1%	19,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 306 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	45.278	67.917	90.555
B – Royalties	6.792	10.187	13.583
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	12.654	14.210	14.932
D - Custo em Óleo OPEX (-)	2.957	2.957	2.957
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	9.697	11.253	11.975
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	25.832	43.519	62.040
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	6.975	12.888	20.837
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	18.857	30.631	41.203
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	28.554	41.884	53.178
J - Depreciação (-)	6.696	6.696	6.696
K - Despesas Financeiras	2.630	2.630	2.630
L - Receita Tributável	19.228	32.557	43.851
M – Impostos	6.537	11.069	14.909
O - Depreciação (+)	6.696	6.696	6.696
P - Resultado do Contratado	4.528	13.325	20.779
Q - Participações Governamentais (B + G)	13.850	23.160	34.505
R - Total Parcela Governo (Q + M)	20.388	34.229	49.414
S - TIR do Contratado (%)	12,6%	17,6%	21,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 307 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	45.278	67.917	90.555
B – Royalties	6.792	10.187	13.583
C - Custo de Operação	2.957	2.957	2.957
D - Receita Líquida	35.529	54.772	74.015
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	3.553	5.477	7.402
F - Remuneração União (90% de D)	31.976	49.295	66.614
G - Receita da Petrobras	3.553	5.477	7.402
H – Impostos	1.208	1.862	2.517
I - Lucro da Petrobras	2.345	3.615	4.885
J - Participações Governamentais (B + F + H)	39.976	61.345	82.713
K - Resultado da União (investidora)	15.874	37.243	58.612
L - TIR da União (%)	19,2%	29,7%	39,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 308 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	45.278	67.917	90.555
B – Royalties	6.792	10.187	13.583
C - Custo de Operação	2.957	2.957	2.957
D - Receita Líquida	35.529	54.772	74.015
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	3.553	5.477	7.402
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	123	123	123
G - Remuneração total da Petrobras	3.675	5.600	7.524
H - Remuneração da União (% restante de D)	31.976	49.295	66.614
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	123	123	123
J - Remuneração Total da União	32.099	49.417	66.736
K - Receita da Petrobras	3.675	5.600	7.524
L – Impostos	1.250	1.904	2.558
M - Lucro da Petrobras	2.426	3.696	4.966
N - Participações Governamentais (B + J + L)	40.140	61.509	82.878
O - Resultado da União (investidora)	18.744	40.113	61.482
P - TIR da União (%)	21,9%	33,3%	43,2%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 309 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Sapinhoá para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 309 - Preço de Equilíbrio: Campo de Sapinhoá

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	48,19
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	39,06
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	31,43
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	28,08

Fonte: Elaboração própria.

5.17.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção do campo de Sapinhoá, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 310 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 310 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Sapinhoá

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	3	1.500
Poços produtores	14	2.800
Poços injetores	12	2.400
Sistemas de escoamento da produção	3	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	6.700
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	4.800
CAPEX	-	11.500
OPEX	-	6.857
Investimento Total	-	18.357

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para Sapinhoá, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 311 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 311 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Sapinhoá

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	52
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	84
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	6.000
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	12.386
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	18.386
OPEX (US\$ milhões VP)	2.957
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	21.343
CAPEX por Barril (US\$)	8,76
OPEX por Barril (US\$)	1,41
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	10,16

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 312 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	45.278	67.917	90.555
B – Royalties	4.528	6.792	9.056
C - Custo de Operação	2.957	2.957	2.957
D - Receita Líquida	37.793	58.168	78.543
E - Participação Especial	15.117	23.267	31.417
F - Receita Líquida Após P.E.	22.676	34.901	47.126
G - Depreciação (-)	5.109	5.109	5.109
H - Despesas Financeiras	2.007	2.007	2.007
I - Receita Tributável	15.561	27.786	40.011
J – Impostos	5.291	9.447	13.604
K - Depreciação (+)	5.109	5.109	5.109
L - Resultado do Concessionário	4.023	12.092	20.160
M - Participações Governamentais (B+E)	19.729	30.143	40.557
N - Total Parcela do Governo (M+J)	25.020	39.590	54.160
O - TIR do Concessionário (%)	13,2%	19,0%	24,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 313 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	45.278	67.917	90.555
B – Royalties	6.792	10.187	13.583
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	11.093	12.015	12.452
D - Custo em Óleo OPEX (-)	2.957	2.957	2.957
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	8.136	9.058	9.495
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	27.393	45.714	64.520
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	7.362	13.637	21.818
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	20.032	32.077	42.702
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	28.167	41.135	52.198
J - Depreciação (-)	5.109	5.109	5.109
K - Despesas Financeiras	2.007	2.007	2.007
L - Receita Tributável	21.052	34.020	45.083
M – Impostos	7.158	11.567	15.328
O - Depreciação (+)	5.109	5.109	5.109
P - Resultado do Contratado	7.648	16.206	23.508
Q - Participações Governamentais (B + G)	14.237	23.909	35.485
R - Total Parcela Governo (Q + M)	21.395	35.476	50.813
S - TIR do Contratado (%)	15,7%	21,6%	26,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 314 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	45.278	67.917	90.555
B – Royalties	6.792	10.187	13.583
C - Custo de Operação	2.957	2.957	2.957
D - Receita Líquida	35.529	54.772	74.015
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	3.553	5.477	7.402
F - Remuneração União (90% de D)	31.976	49.295	66.614
G - Receita da Petrobras	3.553	5.477	7.402
H – Impostos	1.208	1.862	2.517
I - Lucro da Petrobras	2.345	3.615	4.885
J - Participações Governamentais (B + F + H)	39.976	61.345	82.713
K - Resultado da União (investidora)	21.589	42.958	64.327
L - TIR da União (%)	25,5%	38,0%	49,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 315 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Sapinhoá (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	45.278	67.917	90.555
B – Royalties	6.792	10.187	13.583
C - Custo de Operação	2.957	2.957	2.957
D - Receita Líquida	35.529	54.772	74.015
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	3.553	5.477	7.402
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	97	97	97
G - Remuneração total da Petrobras	3.650	5.574	7.498
H - Remuneração da União (% restante de D)	31.976	49.295	66.614
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	97	97	97
J - Remuneração Total da União	32.073	49.392	66.710
K - Receita da Petrobras	3.650	5.574	7.498
L – Impostos	1.241	1.895	2.549
M - Lucro da Petrobras	2.409	3.679	4.949
N - Participações Governamentais (B + J + L)	40.105	61.474	82.843
O - Resultado da União (investidora)	23.853	45.222	66.591
P - TIR da União (%)	28,8%	42,4%	54,3%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 316. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 21% e 22% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 316 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Sapinhoá

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	37,68
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	30,93
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	24,75
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	22,10

Fonte: Elaboração própria.

5.18. CAMPO DE SÉPIA (ANTIGO NORDESTE DE TUPI) - CESSÃO ONEROSA E PARTILHA DE PRODUÇÃO

O campo de Spia – antes conhecido como Nordeste de Tupi – est localizado na Bacia de Santos e possui sua produo vinculada a um contrato de cesso onerosa e posteriormente tambm estar vinculado partilha de produo.

O contrato de cesso onerosa, firmado entre a Petrobras e a Unio, prev a produo de at 428 milhes de barris de leo equivalente. A produo que excede esse volume estar vinculada a um contrato de partilha de produo, que ser assinado diretamente com a Petrobras, sem a realizao de licitao, conforme previsto na Lei 12.351/2010.

A reserva excedente cesso onerosa est estimada entre 500 e 700 milhes de barris de leo equivalente. Por tanto, para simular a produo do campo foi considerada uma reserva total de 1.028 milhes de barris de leo equivalente, que a soma dos 428 milhes de barris previstos na cesso onerosa e de 600 milhes de barris estimados como volume excedente. Os valores considerados para a simulao da produo so indicados na Tabela 317 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 318.

Tabela 317 - Parmetros Para a Simulao da Produo: Campo de Spia

Reserva (milhões de barris)	1.028
Produ��o Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaborao prpria.

Tabela 318 - Resultado da Simulao da Produo: Campo de Spia

	Quantidade
FPSOs	2
Poços produtores	7
Poços injetores	6
Sistemas de escoamento da produ��o	2

Fonte: Elaborao prpria.

Tambm, como resultado da simulao e considerando a infraestrutura calculada como necessria para a produo do total da reserva estimada, a produo do campo deve se comportar conforme indicado nos grficos a seguir.

Gráfico 53 - Curva de Produção: Campo de Sépia (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 54 - Produção Acumulada: Campo de Sépia (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 55 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Sépia (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 1.028.297.949,19 barris de óleo equivalente.

5.18.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção do campo de Sépia seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 319, caso a infraestrutura necessária para a produção do campo fosse inteiramente encomendada.

Tabela 319 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Sépia

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	2	3.000
Poços produtores	7	1.400
Poços injetores	6	1.200
Sistemas de escoamento da produção	2	1.000
Total Desenvolvimento da Produção	-	6.600
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	2.829
CAPEX	-	9.429
OPEX	-	4.041
Investimento Total	-	13.469

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação e também considerando os novos investimentos necessários para a produção, foram realizadas simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para realizar a simulação econômico-financeira para o campo de Sépia foram aplicadas as regras do regime de cessão onerosa até a produção dos 428 milhões de barris e, para além desse volume, foram aplicadas as regras do regime de partilha de produção, além da simulação dos resultados esperados em outros regimes.

Para a simulação do campo nesse caso de um regime “híbrido” há diferenças com relação: às regras de recuperação de capital, que não possuem limitações até o volume da cessão onerosa; à cobrança de royalties, que é de 10% até o volume da cessão onerosa e depois passa a ser de 15%; e à participação da União no óleo excedente, que não existe até o volume da cessão onerosa e depois passa a ser de 47,62%, que foi o valor definido para o contrato de partilha de produção que será assinado para o campo de Sépia (Petrobras, 2014b). Outros parâmetros utilizados são indicados na Tabela 320, que também apresenta valores obtidos a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 320 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Sépia

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	41
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	66
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	4.658
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	9.616
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	14.274
OPEX (US\$ milhões VP)	1.821
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	16.095
CAPEX por Barril (US\$)	13,89
OPEX por Barril (US\$)	1,77
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	15,66

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Sépia foi considerado um bônus de assinatura de US\$ 40.769.251,00, referente ao contrato de partilha de produção, já que no caso da cessão onerosa não há bônus de assinatura⁴⁷.

Os contratos de partilha de produção para volumes excedentes à cessão onerosa serão assinados diretamente com a Petrobras para os campos de Búzios (antigo Franco), Entorno de Iara (hoje Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu), Florim (hoje Itapu) e Nordeste de Tupi (hoje Sépia) mediante o pagamento de um bônus de assinatura no valor total de R\$ 2 bilhões (ou cerca de US\$ 849 milhões considerando a taxa média do dólar em 2014, ano de pagamento do bônus) (Petrobras, 2014b). Para as simulações econômico-financeiras o valor total do bônus de assinatura foi dividido e alocado a cada um dos campos na proporção de suas reservas.

Os resultados econômico-financeiros em VPL para o campo de Sépia para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

⁴⁷ No caso dos campos que fazem parte do contrato de cessão onerosa houve o pagamento pela Petrobras à União do valor da cessão (UNIÃO, PETROBRAS e ANP, 2010). O pagamento não se configura como bônus de assinatura, pois foi realizado por meio da capitalização da Petrobras e com o aumento da participação da União no capital social da empresa.

Tabela 321 - Resultados Regimes de Cessão Onerosa e Partilha de Produção: Campo de Sépia (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	23.161	34.741	46.322
B - Royalties (10% ou 15%)	2.780	4.170	5.560
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	9.143	9.478	9.709
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.821	1.821	1.821
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	7.322	7.657	7.888
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	11.238	21.094	31.053
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	3.407	5.284	7.161
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	7.831	15.809	23.892
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	15.153	23.466	31.780
J - Depreciação (-)	3.966	3.966	3.966
K - Despesas Financeiras (-)	1.558	1.558	1.558
L - Receita Tributável (F - G - H)	9.629	17.943	26.256
M - Impostos (IR + CSS = 34%)	3.331	6.102	8.927
N - Depreciação (+)	3.966	3.966	3.966
O - Resultado do Contratado (N + O)	1.448	6.990	12.479
P - Participações Governamentais (B + G)	6.253	9.520	12.787
Q - Total Parcela Governo (Q + M)	9.584	15.622	21.714
R - TIR Contratado	11,7%	18,4%	24,8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 322 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Sépia (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	23.161	34.741	46.322
B – Royalties	2.316	3.474	4.632
C - Custo de Operação	1.821	1.821	1.821
D - Receita Líquida	19.024	29.446	39.869
E - Participação Especial	7.610	11.779	15.947
F - Receita Líquida Após P.E.	11.414	17.668	23.921
G - Depreciação (-)	3.966	3.966	3.966
H - Despesas Financeiras	1.558	1.558	1.558
I - Receita Tributável	5.891	12.144	18.398
J – Impostos	2.025	4.129	6.255
K - Depreciação (+)	3.966	3.966	3.966
L - Resultado do Concessionário	-984	3.165	7.292
M - Participações Governamentais (B+E)	9.991	15.318	20.645
N - Total Parcela do Governo (M+J)	12.016	19.447	26.900
O - TIR do Concessionário (%)	8,9%	13,3%	17,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 323 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Sépia (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	23.161	34.741	46.322
B – Royalties	3.474	5.211	6.948
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	7.274	8.457	8.975
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.821	1.821	1.821
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	5.453	6.636	7.154
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	12.413	21.073	30.398
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	5.911	10.035	14.476
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	6.502	11.038	15.923
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	11.955	17.674	23.077
J - Depreciação (-)	3.966	3.966	3.966
K - Despesas Financeiras	1.558	1.558	1.558
L - Receita Tributável	6.431	12.151	17.553
M – Impostos	2.243	4.133	5.968
O - Depreciação (+)	3.966	3.966	3.966
P - Resultado do Contratado	-662	3.168	6.735
Q - Participações Governamentais (B + G)	9.451	15.312	21.490
R - Total Parcela Governo (Q + M)	11.694	19.445	27.458
S - TIR do Contratado (%)	9,3%	13,6%	17,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 324 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Sépia (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	23.161	34.741	46.322
B – Royalties	3.474	5.211	6.948
C - Custo de Operação	1.821	1.821	1.821
D - Receita Líquida	17.866	27.709	37.553
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	1.787	2.771	3.755
F - Remuneração União (90% de D)	16.079	24.938	33.797
G - Receita da Petrobras	1.787	2.771	3.755
H – Impostos	607	942	1.277
I - Lucro da Petrobras	1.179	1.829	2.478
J - Participações Governamentais (B + F + H)	20.161	31.092	42.022
K - Resultado da União (investidora)	5.887	16.818	27.748
L - TIR da União (%)	16,4%	26,9%	36,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 325 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Sépia (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	23.161	34.741	46.322
B – Royalties	3.474	5.211	6.948
C - Custo de Operação	1.821	1.821	1.821
D - Receita Líquida	17.866	27.709	37.553
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	1.787	2.771	3.755
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	37	37	37
G - Remuneração total da Petrobras	1.824	2.808	3.793
H - Remuneração da União (% restante de D)	16.079	24.938	33.797
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	37	37	37
J - Remuneração Total da União	16.117	24.976	33.835
K - Receita da Petrobras	1.824	2.808	3.793
L – Impostos	620	955	1.289
M - Lucro da Petrobras	1.204	1.853	2.503
N - Participações Governamentais (B + J + L)	20.211	31.142	42.072
O - Resultado da União (investidora)	7.546	18.477	29.408
P - TIR da União (%)	19,0%	30,5%	40,8%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 326 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Sépia considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 326 - Preço de Equilíbrio: Campo de Sépia

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Cessão Onerosa e Partilha de Produção	43,59
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	55,89
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	54,07
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	36,54
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	32,75

Fonte: Elaboração própria.

5.18.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção do campo de Sépia, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, poderiam ser esperados investimentos conforme

indicado na Tabela 80, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para o campo e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 327 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Sépia

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	2	1.000
Poços produtores	7	1.400
Poços injetores	6	1.200
Sistemas de escoamento da produção	2	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	3.600
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	2.829
CAPEX	-	6.429
OPEX	-	4.041
Investimento Total	-	10.469

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 328 e realizada nova simulação econômico-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 328 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Sépia

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	41
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	66
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	3.404
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	7.027
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	10.432
OPEX (US\$ milhões VP)	1.821
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	12.252
CAPEX por Barril (US\$)	10,15
OPEX por Barril (US\$)	1,77
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	11,92

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 329 - Novos Resultados Regimes de Cessão Onerosa e Partilha de Produção: Campo de Sépia (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	23.161	34.741	46.322
B - Royalties (10% ou 15%)	2.780	4.170	5.560
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	7.362	7.593	7.683
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.821	1.821	1.821
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	5.541	5.773	5.862
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	13.019	22.978	33.079
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	3.407	5.284	7.161
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	9.612	17.694	25.918
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	15.153	23.466	31.780
J - Depreciação (-)	2.898	2.898	2.898
K - Despesas Financeiras (-)	1.138	1.138	1.138
L - Receita Tributável (F - G - H)	11.116	19.430	27.743
M - Impostos (IR + CSS = 34%)	3.787	6.606	9.433
N - Depreciação (+)	2.898	2.898	2.898
O - Resultado do Contratado (N + O)	3.768	9.261	14.748
P - Participações Governamentais (B + G)	6.253	9.520	12.787
Q - Total Parcela Governo (Q + M)	10.039	16.126	22.219
R - TIR Contratado	16,2%	25,0%	33,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 330 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Sépia (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	23.161	34.741	46.322
B – Royalties	2.316	3.474	4.632
C - Custo de Operação	1.821	1.821	1.821
D - Receita Líquida	19.024	29.446	39.869
E - Participação Especial	7.610	11.779	15.947
F - Receita Líquida Após P.E.	11.414	17.668	23.921
G - Depreciação (-)	2.898	2.898	2.898
H - Despesas Financeiras	1.138	1.138	1.138
I - Receita Tributável	7.378	13.631	19.884
J – Impostos	2.508	4.635	6.761
K - Depreciação (+)	2.898	2.898	2.898
L - Resultado do Concessionário	1.307	5.434	9.562
M - Participações Governamentais (B+E)	9.991	15.318	20.645
N - Total Parcela do Governo (M+J)	12.500	19.953	27.406
O - TIR do Concessionário (%)	11,9%	17,6%	23,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 331 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Sépia (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	23.161	34.741	46.322
B – Royalties	3.474	5.211	6.948
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	6.407	7.040	7.322
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.821	1.821	1.821
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	4.587	5.219	5.501
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	13.279	22.490	32.051
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	6.324	10.710	15.263
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	6.956	11.780	16.788
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	11.542	16.999	22.290
J - Depreciação (-)	2.898	2.898	2.898
K - Despesas Financeiras	1.138	1.138	1.138
L - Receita Tributável	7.506	12.963	18.253
M - Impostos	2.559	4.407	6.206
O - Depreciação (+)	2.898	2.898	2.898
P - Resultado do Contratado	1.385	4.993	8.485
Q - Participações Governamentais (B + G)	9.863	15.987	22.277
R - Total Parcela Governo (Q + M)	12.422	20.394	28.483
S - TIR do Contratado (%)	12,1%	17,6%	22,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 332 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Sépia (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	23.161	34.741	46.322
B – Royalties	3.474	5.211	6.948
C - Custo de Operação	1.821	1.821	1.821
D - Receita Líquida	17.866	27.709	37.553
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	1.787	2.771	3.755
F - Remuneração União (90% de D)	16.079	24.938	33.797
G - Receita da Petrobras	1.787	2.771	3.755
H – Impostos	607	942	1.277
I - Lucro da Petrobras	1.179	1.829	2.478
J - Participações Governamentais (B + F + H)	20.161	31.092	42.022
K - Resultado da União (investidora)	9.729	20.660	31.591
L - TIR da União (%)	23,7%	36,8%	48,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 333 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Sépia (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	23.161	34.741	46.322
B – Royalties	3.474	5.211	6.948
C - Custo de Operação	1.821	1.821	1.821
D - Receita Líquida	17.866	27.709	37.553
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	1.787	2.771	3.755
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	28	28	28
G - Remuneração total da Petrobras	1.815	2.799	3.784
H - Remuneração da União (% restante de D)	16.079	24.938	33.797
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	28	28	28
J - Remuneração Total da União	16.108	24.967	33.826
K - Receita da Petrobras	1.815	2.799	3.784
L – Impostos	617	952	1.286
M - Lucro da Petrobras	1.198	1.848	2.497
N - Participações Governamentais (B + J + L)	20.199	31.130	42.060
O - Resultado da União (investidora)	10.993	21.923	32.854
P - TIR da União (%)	27,1%	41,5%	54,5%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 334. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 24% e 25% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 334 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Sépia

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Cessão Onerosa e Partilha de Produção	33,13
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	42,13
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	41,11
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	27,75
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	24,86

Fonte: Elaboração própria.

5.19. CAMPO DE SÉPIA LESTE - CONCESSÃO

O campo de Sépia Leste está localizado na Bacia de Santos e possui sua produção vinculada a um contrato de concessão. O campo faz parte do bloco BM-S-24, que também integra a área de Júpiter e de seu entorno, que foi concedido na 3ª rodada de concessões da ANP no ano 2001 (BRASIL-ROUNDS, 2016). O bloco foi arrematado pela Petrobras (100%) por um bônus de assinatura de R\$ 324.354,00 (BRASIL-ROUNDS, 2016) e hoje a concessão está sob um consórcio formado pela Petrobras (80%) e pela Petrogal (20%). Atualmente, há uma negociação de unitização do campo de Sépia Leste com o campo de Sépia, que faz parte de um contrato de cessão onerosa (Petrobras, 2015c), mas, até o momento da elaboração das simulações, esse acordo ainda não havia sido formalizado.

Para a simulação da produção do campo de Sépia Leste foram considerados os valores indicados na Tabela 335 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 336.

Tabela 335 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Sépia Leste

Reserva (milhões de barris)	130
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 336 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Sépia Leste

	Quantidade
FPSOs	1
Poços produtores	1
Poços injetores	1
Sistemas de escoamento da produção	1

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para o campo de Sépia Leste e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas, a produção deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 56 - Curva de Produção: Campo de Sépia Leste (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 57 - Produção Acumulada: Campo de Sépia Leste (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 58 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Sépia Leste (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 130.177.697,66 barris de óleo equivalente.

5.19.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para o campo de Sépia Leste, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 337, caso a infraestrutura necessária para a produção fosse inteiramente encomendada.

Tabela 337 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Sépia Leste

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	1.500
Poços produtores	1	200
Poços injetores	1	200
Sistemas de escoamento da produção	1	500
Total Desenvolvimento da Produção	-	2.400
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.029
CAPEX	-	3.429
OPEX	-	1.469
Investimento Total	-	4.898

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação da produção e também considerando os novos investimentos necessários, foram realizadas 12 simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 338, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 338 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Sépia Leste

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0,039
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0,062
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	1.782
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	3.678
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	5.459
OPEX (US\$ milhões VP)	816
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	6.276
CAPEX por Barril (US\$)	41,99
OPEX por Barril (US\$)	6,28
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	48,28

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Sépia Leste foi considerado como bônus de assinatura o valor de US\$ 38.550,71, que é uma parte do total pago como bônus de assinatura pela concessão do bloco BM-S-24 proporcional às reservas de Sépia Leste dentro do bloco e expresso em dólares do ano 2001, quando foi realizada a licitação da área.

Considerando a produção estimada para Sépia Leste ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados

econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 339 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Sépia Leste (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.612	5.418	7.223
B – Royalties	361	542	722
C - Custo de Operação	816	816	816
D - Receita Líquida	2.434	4.059	5.685
E - Participação Especial	974	1.624	2.274
F - Receita Líquida Após P.E.	1.460	2.436	3.411
G - Depreciação (-)	1.517	1.517	1.517
H - Despesas Financeiras	596	596	596
I - Receita Tributável	-652	323	1.298
J – Impostos	13	221	513
K - Depreciação (+)	1.517	1.517	1.517
L - Resultado do Concessionário	-2.495	-1.728	-1.045
M - Participações Governamentais (B+E)	1.335	2.166	2.996
N - Total Parcela do Governo (M+J)	1.348	2.386	3.509
O - TIR do Concessionário (%)	1,4%	4,2%	6,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 340 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Sépia Leste (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.612	5.418	7.223
B – Royalties	542	813	1.084
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	1.310	1.964	2.619
D - Custo em Óleo OPEX (-)	816	816	816
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	493	1.148	1.803
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	1.760	2.641	3.521
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	242	488	872
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	1.518	2.152	2.649
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	2.011	3.300	4.451
J - Depreciação (-)	1.517	1.517	1.517
K - Despesas Financeiras	596	596	596
L - Receita Tributável	-102	1.188	2.339
M – Impostos	107	477	854
O - Depreciação (+)	1.517	1.517	1.517
P - Resultado do Contratado	-2.039	-1.120	-345
Q - Participações Governamentais (B + G)	784	1.301	1.956
R - Total Parcela Governo (Q + M)	892	1.778	2.810
S - TIR do Contratado (%)	3,1%	6,3%	8,9%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 341 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Sépia Leste (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.612	5.418	7.223
B – Royalties	542	813	1.084
C - Custo de Operação	816	816	816
D - Receita Líquida	2.253	3.788	5.323
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	225	379	532
F - Remuneração União (90% de D)	2.028	3.410	4.791
G - Receita da Petrobras	225	379	532
H – Impostos	77	129	181
I - Lucro da Petrobras	149	250	351
J - Participações Governamentais (B + F + H)	2.647	4.351	6.056
K - Resultado da União (investidora)	-2.813	-1.108	596
L - TIR da União (%)	-1,8%	5,7%	12,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 342 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Sépia Leste (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.612	5.418	7.223
B – Royalties	542	813	1.084
C - Custo de Operação	816	816	816
D - Receita Líquida	2.253	3.788	5.323
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	225	379	532
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	2	2	2
G - Remuneração total da Petrobras	228	381	535
H - Remuneração da União (% restante de D)	2.028	3.410	4.791
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	2	2	2
J - Remuneração Total da União	2.030	3.412	4.793
K - Receita da Petrobras	228	381	535
L – Impostos	77	130	182
M - Lucro da Petrobras	150	252	353
N - Participações Governamentais (B + J + L)	2.650	4.354	6.059
O - Resultado da União (investidora)	-2.182	-478	1.227
P - TIR da União (%)	-0,2%	7,9%	15,1%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 343 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Sépia Leste para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 343 - Preço de Equilíbrio: Campo de Sépia Leste

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	140,04
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	112,91
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	91,26
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	82,01

Fonte: Elaboração própria.

5.19.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção do campo de Sépia Leste, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômicos-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 344 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 344 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Sépia Leste

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	500
Poços produtores	1	200
Poços injetores	1	200
Sistemas de escoamento da produção	1	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	900
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.029
CAPEX	-	1.929
OPEX	-	1.469
Investimento Total	-	3.398

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para Sépia Leste, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 345 e realizada nova simulação econômico-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 345 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Sépia Leste

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0,039
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0,062
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	1.100
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	2.270
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	3.370
OPEX (US\$ milhões VP)	816
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	4.187
CAPEX por Barril (US\$)	25,92
OPEX por Barril (US\$)	6,28
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	32,20

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 346 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Sépia Leste (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.612	5.418	7.223
B – Royalties	361	542	722
C - Custo de Operação	816	816	816
D - Receita Líquida	2.434	4.059	5.685
E - Participação Especial	974	1.624	2.274
F - Receita Líquida Após P.E.	1.460	2.436	3.411
G - Depreciação (-)	936	936	936
H - Despesas Financeiras	368	368	368
I - Receita Tributável	156	1.131	2.107
J – Impostos	125	424	752
K - Depreciação (+)	936	936	936
L - Resultado do Concessionário	-1.098	-422	225
M - Participações Governamentais (B+E)	1.335	2.166	2.996
N - Total Parcela do Governo (M+J)	1.459	2.589	3.748
O - TIR do Concessionário (%)	4,0%	7,7%	11,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 347 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Sépia Leste (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.612	5.418	7.223
B – Royalties	542	813	1.084
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	1.310	1.964	2.398
D - Custo em Óleo OPEX (-)	816	816	816
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	493	1.148	1.582
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	1.760	2.641	3.741
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	242	488	921
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	1.518	2.152	2.820
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	2.011	3.300	4.402
J - Depreciação (-)	936	936	936
K - Despesas Financeiras	368	368	368
L - Receita Tributável	707	1.996	3.098
M – Impostos	286	714	1.088
O - Depreciação (+)	936	936	936
P - Resultado do Contratado	-709	152	880
Q - Participações Governamentais (B + G)	784	1.301	2.005
R - Total Parcela Governo (Q + M)	1.070	2.015	3.093
S - TIR do Contratado (%)	6,2%	10,8%	14,8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 348 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Sépia Leste (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.612	5.418	7.223
B – Royalties	542	813	1.084
C - Custo de Operação	816	816	816
D - Receita Líquida	2.253	3.788	5.323
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	225	379	532
F - Remuneração União (90% de D)	2.028	3.410	4.791
G - Receita da Petrobras	225	379	532
H – Impostos	77	129	181
I - Lucro da Petrobras	149	250	351
J - Participações Governamentais (B + F + H)	2.647	4.351	6.056
K - Resultado da União (investidora)	-724	981	2.686
L - TIR da União (%)	5,4%	15,9%	25,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 349 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Sépia Leste (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.612	5.418	7.223
B – Royalties	542	813	1.084
C - Custo de Operação	816	816	816
D - Receita Líquida	2.253	3.788	5.323
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	225	379	532
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	2	2	2
G - Remuneração total da Petrobras	227	380	534
H - Remuneração da União (% restante de D)	2.028	3.410	4.791
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	2	2	2
J - Remuneração Total da União	2.030	3.411	4.793
K - Receita da Petrobras	227	380	534
L – Impostos	77	129	182
M - Lucro da Petrobras	150	251	352
N - Participações Governamentais (B + J + L)	2.649	4.353	6.058
O - Resultado da União (investidora)	-303	1.402	3.106
P - TIR da União (%)	7,8%	19,5%	30,5%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 350. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 34% e 37% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 350 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Sépia Leste

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	91,26
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	70,80
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	60,62
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	54,45

Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no início desta seção, o campo de Sépia Leste está em um processo de unitização da produção com o campo de Sépia. Por tanto, sua produção estará vinculada à infraestrutura alocada para o campo de Sépia e os resultados aqui apresentados perdem sua validade.

5.20. CAMPO DE SUL DE LULA (ANTIGO SUL DE TUPI) - CESSÃO ONEROSA

O campo de Sul de Lula está localizado na Bacia de Santos e vinculado a um contrato de cessão onerosa que prevê a produção de até 128 milhões de barris de óleo equivalente. Assim, os resultados econômico-financeiros esperados para Sul de Lula são analisados também considerando as regras da cessão onerosa, além da análise do campo sob outros regimes regulatórios⁴⁸.

Para a simulação da produção do campo foram considerados os valores indicados na Tabela 351 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 352.

Tabela 351 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Sul de Lula

Reserva (milhões de barris)	128
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 352 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Sul de Lula

	Quantidade
FPSOs	1
Poços produtores	1
Poços injetores	1
Sistemas de escoamento da produção	1

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação e considerando a infraestrutura calculada como necessária para a produção do total das reservas estimadas, a produção de Sul de Lula deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

⁴⁸ A análise dos resultados sob as regras do regime de cessão onerosa foi aplicada somente aos campos que já possuem contratos dessa natureza, pois não são previstos novos contratos desse tipo para outras áreas.

Gráfico 59 - Curva de Produção: Campo de Sul de Lula (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 60 - Produção Acumulada: Campo de Sul de Lula (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 61 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Sul de Lula (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 128.100.889,70 barris de óleo equivalente.

5.20.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção do campo de Sul de Lula seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 353, caso a infraestrutura necessária para a produção do campo fosse inteiramente encomendada.

Tabela 353 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Sul de Lula

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	1.500
Poços produtores	1	200
Poços injetores	1	200
Sistemas de escoamento da produção	1	500
Total Desenvolvimento da Produção	-	2.400
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.029
CAPEX	-	3.429
OPEX	-	1.469
Investimento Total	-	4.898

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação e também considerando os novos investimentos necessários para a produção, foram realizadas simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 354, obtidos pelo modelo construído para a análise a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 354 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Sul de Lula

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	1.782
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	3.678
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	5.459
OPEX (US\$ milhões VP)	825
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	6.284
CAPEX por Barril (US\$)	42,65
OPEX por Barril (US\$)	6,44
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	49,09

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Sul de Lula não foi considerado o pagamento de bônus de assinatura. No caso desse campo – e dos outros que fazem parte do contrato de cessão onerosa – houve o pagamento pela Petrobras à União do valor da cessão, registrado no contrato, que no caso do antigo campo de Sul de Lula foi de US\$ 1.005.196.800,00 (UNIÃO, PETROBRAS e ANP, 2010). O pagamento não se configura como bônus de assinatura, já que foi realizado por meio da capitalização da Petrobras e com o aumento da participação da União no capital social da empresa.

Os resultados econômico-financeiros em VPL para o campo de Sul de Lula para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo, incluindo os resultados para o próprio regime de cessão onerosa.

Tabela 355 - Resultados Regime de Cessão Onerosa: Campo de Sul de Lula (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.592	5.388	7.183
B – Royalties	359	539	718
C - Custo de Operação	825	825	825
D - Receita Líquida	2.408	4.024	5.640
E - Depreciação (-)	1.517	1.517	1.517
F - Despesas Financeiras	596	596	596
G - Receita Tributável	295	1.912	3.528
H – Impostos	217	719	1.264
I - Depreciação (+)	1.517	1.517	1.517
J - Resultado do Concessionário	-1.751	-638	434
K - Participações Governamentais (B)	359	539	718
L - Total Parcela do Governo (H+K)	576	1.258	1.983
M - TIR do Concessionário (%)	4,1%	7,9%	11,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 356 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Sul de Lula (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.592	5.388	7.183
B – Royalties	359	539	718
C - Custo de Operação	825	825	825
D - Receita Líquida	2.408	4.024	5.640
E - Participação Especial	963	1.610	2.256
F - Receita Líquida Após P.E.	1.445	2.415	3.384
G - Depreciação (-)	1.517	1.517	1.517
H - Despesas Financeiras	596	596	596
I - Receita Tributável	-668	302	1.272
J – Impostos	12	219	511
K - Depreciação (+)	1.517	1.517	1.517
L - Resultado do Concessionário	-2.510	-1.747	-1.069
M - Participações Governamentais (B+E)	1.322	2.148	2.975
N - Total Parcela do Governo (M+J)	1.334	2.367	3.485
O - TIR do Concessionário (%)	1,3%	4,1%	6,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 357 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Sul de Lula (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.592	5.388	7.183
B – Royalties	539	808	1.078
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	1.304	1.955	2.607
D - Custo em Óleo OPEX (-)	825	825	825
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	479	1.131	1.782
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	1.749	2.624	3.499
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	241	486	867
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	1.508	2.138	2.632
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	1.987	3.269	4.414
J - Depreciação (-)	1.517	1.517	1.517
K - Despesas Financeiras	596	596	596
L - Receita Tributável	-126	1.156	2.301
M – Impostos	104	473	850
O - Depreciação (+)	1.517	1.517	1.517
P - Resultado do Contratado	-2.060	-1.147	-378
Q - Participações Governamentais (B + G)	780	1.294	1.945
R - Total Parcela Governo (Q + M)	885	1.767	2.795
S - TIR do Contratado (%)	3,0%	6,2%	8,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 358 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Sul de Lula (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.592	5.388	7.183
B – Royalties	539	808	1.078
C - Custo de Operação	825	825	825
D - Receita Líquida	2.228	3.755	5.281
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	223	375	528
F - Remuneração União (90% de D)	2.005	3.379	4.753
G - Receita da Petrobras	223	375	528
H – Impostos	76	128	180
I - Lucro da Petrobras	147	248	349
J - Participações Governamentais (B + F + H)	2.620	4.315	6.010
K - Resultado da União (investidora)	-2.839	-1.144	551
L - TIR da União (%)	-2,1%	5,5%	12,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 359 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Sul de Lula (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.592	5.388	7.183
B – Royalties	539	808	1.078
C - Custo de Operação	825	825	825
D - Receita Líquida	2.228	3.755	5.281
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	223	375	528
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	2	2	2
G - Remuneração total da Petrobras	225	378	530
H - Remuneração da União (% restante de D)	2.005	3.379	4.753
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	2	2	2
J - Remuneração Total da União	2.008	3.382	4.755
K - Receita da Petrobras	225	378	530
L – Impostos	77	128	180
M - Lucro da Petrobras	149	249	350
N - Participações Governamentais (B + J + L)	2.623	4.318	6.013
O - Resultado da União (investidora)	-2.208	-513	1.182
P - TIR da União (%)	-0,5%	7,7%	15,0%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 360 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Sul de Lula considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 360 - Preço de Equilíbrio: Campo de Sul de Lula

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Cessão Onerosa	89,87
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	141,28
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	113,95
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	91,88
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	82,57

Fonte: Elaboração própria.

5.20.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas do campo de Sul de Lula, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, poderiam ser esperados investimentos

conforme indicado na Tabela 361, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para o campo e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 361 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Sul de Lula

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	500
Poços produtores	1	200
Poços injetores	1	200
Sistemas de escoamento da produção	1	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	900
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.029
CAPEX	-	1.929
OPEX	-	1.469
Investimento Total	-	3.398

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 362 e realizada nova simulação econômico-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 362 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Sul de Lula

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	1.100
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	2.270
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	3.370
OPEX (US\$ milhões VP)	825
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	4.195
CAPEX por Barril (US\$)	26,33
OPEX por Barril (US\$)	6,44
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	32,77

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 363 - Novos Resultados Regime de Cessão Onerosa: Campo de Sul de Lula (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.592	5.388	7.183
B – Royalties	359	539	718
C - Custo de Operação	825	825	825
D - Receita Líquida	2.408	4.024	5.640
E - Depreciação (-)	936	936	936
F - Despesas Financeiras	368	368	368
G - Receita Tributável	1.104	2.720	4.336
H – Impostos	419	964	1.511
I - Depreciação (+)	936	936	936
J - Resultado do Concessionário	-445	627	1.695
K - Participações Governamentais (B)	359	539	718
L - Total Parcela do Governo (H+K)	778	1.502	2.230
M - TIR do Concessionário (%)	7,6%	13,4%	19,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 364 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Sul de Lula (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.592	5.388	7.183
B – Royalties	359	539	718
C - Custo de Operação	825	825	825
D - Receita Líquida	2.408	4.024	5.640
E - Participação Especial	963	1.610	2.256
F - Receita Líquida Após P.E.	1.445	2.415	3.384
G - Depreciação (-)	936	936	936
H - Despesas Financeiras	368	368	368
I - Receita Tributável	141	1.110	2.080
J – Impostos	123	421	747
K - Depreciação (+)	936	936	936
L - Resultado do Concessionário	-1.112	-440	203
M - Participações Governamentais (B+E)	1.322	2.148	2.975
N - Total Parcela do Governo (M+J)	1.445	2.570	3.722
O - TIR do Concessionário (%)	3,9%	7,6%	11,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 365 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Sul de Lula (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.592	5.388	7.183
B – Royalties	539	808	1.078
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	1.304	1.955	2.402
D - Custo em Óleo OPEX (-)	825	825	825
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	479	1.131	1.577
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	1.749	2.624	3.704
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	241	486	913
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	1.508	2.138	2.791
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	1.987	3.269	4.368
J - Depreciação (-)	936	936	936
K - Despesas Financeiras	368	368	368
L - Receita Tributável	683	1.965	3.064
M – Impostos	282	708	1.081
O - Depreciação (+)	936	936	936
P - Resultado do Contratado	-729	127	854
Q - Participações Governamentais (B + G)	780	1.294	1.990
R - Total Parcela Governo (Q + M)	1.062	2.002	3.071
S - TIR do Contratado (%)	6,1%	10,7%	14,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 366 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Sul de Lula (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.592	5.388	7.183
B – Royalties	539	808	1.078
C - Custo de Operação	825	825	825
D - Receita Líquida	2.228	3.755	5.281
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	223	375	528
F - Remuneração União (90% de D)	2.005	3.379	4.753
G - Receita da Petrobras	223	375	528
H – Impostos	76	128	180
I - Lucro da Petrobras	147	248	349
J - Participações Governamentais (B + F + H)	2.620	4.315	6.010
K - Resultado da União (investidora)	-750	945	2.640
L - TIR da União (%)	5,2%	15,7%	25,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 367 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Sul de Lula (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	3.592	5.388	7.183
B – Royalties	539	808	1.078
C - Custo de Operação	825	825	825
D - Receita Líquida	2.228	3.755	5.281
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	223	375	528
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	2	2	2
G - Remuneração total da Petrobras	224	377	530
H - Remuneração da União (% restante de D)	2.005	3.379	4.753
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	2	2	2
J - Remuneração Total da União	2.007	3.381	4.755
K - Receita da Petrobras	224	377	530
L – Impostos	76	128	180
M - Lucro da Petrobras	148	249	350
N - Participações Governamentais (B + J + L)	2.622	4.317	6.012
O - Resultado da União (investidora)	-329	1.367	3.062
P - TIR da União (%)	7,6%	19,3%	30,4%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 368. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 33% e 37% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 368 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Sul de Lula

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Cessão Onerosa	60,36
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	92,10
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	71,49
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	61,07
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	54,85

Fonte: Elaboração própria.

5.21. CAMPO SUL DE SAPINHOÁ (ANTIGO SUL DE GUARÁ) - CESSÃO ONEROSA

O campo Sul de Sapinhoá está localizado na Bacia de Santos e vinculado a um contrato de cessão onerosa que prevê a produção de até 319 milhões de barris de óleo equivalente. Assim, os resultados econômico-financeiros esperados para Sul de Sapinhoá são analisados também considerando as regras da cessão onerosa, além da análise do campo sob outros regimes regulatórios⁴⁹.

Para a simulação da produção do campo foram considerados os valores indicados na Tabela 369 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 370.

Tabela 369 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo Sul de Sapinhoá

Reserva (milhões de barris)	319
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 370 - Resultado da Simulação da Produção: Campo Sul de Sapinhoá

	Quantidade
FPSOs	1
Poços produtores	3
Poços injetores	3
Sistemas de escoamento da produção	1

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação e considerando a infraestrutura calculada como necessária para a produção do total das reservas estimadas, a produção de Sul de Sapinhoá deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

⁴⁹ A análise dos resultados sob as regras do regime de cessão onerosa foi aplicada somente aos campos que já possuem contratos dessa natureza, pois não são previstos novos contratos desse tipo para outras áreas.

Gráfico 62 - Curva de Produção: Campo Sul de Sapinhoá (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 63 - Produção Acumulada: Campo Sul de Sapinhoá (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 64 - Curvas de Produção por Poço: Campo Sul de Sapinhoá (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a simulação da produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 319.479.739,03 barris de óleo equivalente.

5.22.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para a produção do campo Sul de Sapinhoá seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 371, caso a infraestrutura necessária para a produção do campo fosse inteiramente encomendada.

Tabela 371 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo Sul de Sapinhoá

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	1.500
Poços produtores	3	600
Poços injetores	3	600
Sistemas de escoamento da produção	1	500
Total Desenvolvimento da Produção	-	3.200
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.371
CAPEX	-	4.571
OPEX	-	1.959
Investimento Total	-	6.531

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado dessa simulação e também considerando os novos investimentos necessários para a produção, foram realizadas simulações para os resultados econômico-financeiros do campo Sul de Sapinhoá, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 372, obtidos pelo modelo construído para a análise a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 372 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo Sul de Sapinhoá

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	2337
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	4823
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	7160
OPEX (US\$ milhões VP)	923
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	8083
CAPEX por Barril (US\$)	22,44
OPEX por Barril (US\$)	2,89
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	25,34

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo Sul de Sapinhoá não foi considerado o pagamento de bônus de assinatura. No caso desse campo – e dos outros que fazem parte do contrato de cessão onerosa – houve o pagamento pela Petrobras à União do valor da cessão, registrado no contrato, que no caso do antigo campo de Sul de Sapinhoá foi de US\$ 2.533.721.300,00 (UNIÃO, PETROBRAS e ANP, 2010). O pagamento não se configura como bônus de assinatura, já que foi realizado por meio da capitalização da Petrobras e com o aumento da participação da União no capital social da empresa.

Os resultados econômico-financeiros em VPL para o campo Sul de Sapinhoá para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo, incluindo os resultados para o próprio regime de cessão onerosa.

Tabela 373 - Resultados Regime de Cessão Onerosa: Campo Sul de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.514	11.272	15.029
B – Royalties	751	1.127	1.503
C - Custo de Operação	923	923	923
D - Receita Líquida	5.840	9.221	12.603
E - Depreciação (-)	1.989	1.989	1.989
F - Despesas Financeiras	781	781	781
G - Receita Tributável	3.069	6.451	9.832
H – Impostos	1.056	2.193	3.343
I - Depreciação (+)	1.989	1.989	1.989
J - Resultado do Concessionário	-387	1.858	4.089
K - Participações Governamentais (B)	751	1.127	1.503
L - Total Parcela do Governo (H+K)	1.807	3.320	4.846
M - TIR do Concessionário (%)	9,1%	14,2%	19,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 374 - Resultados Regime de Concessões: Campo Sul de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.514	11.272	15.029
B – Royalties	751	1.127	1.503
C - Custo de Operação	923	923	923
D - Receita Líquida	5.840	9.221	12.603
E - Participação Especial	2.336	3.689	5.041
F - Receita Líquida Após P.E.	3.504	5.533	7.562
G - Depreciação (-)	1.989	1.989	1.989
H - Despesas Financeiras	781	781	781
I - Receita Tributável	733	2.762	4.791
J – Impostos	331	956	1.630
K - Depreciação (+)	1.989	1.989	1.989
L - Resultado do Concessionário	-1.998	-594	761
M - Participações Governamentais (B+E)	3.087	4.816	6.544
N - Total Parcela do Governo (M+J)	3.419	5.772	8.174
O - TIR do Concessionário (%)	5,3%	8,6%	11,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 375 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo Sul de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.514	11.272	15.029
B – Royalties	1.127	1.691	2.254
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	2.670	3.820	4.343
D - Custo em Óleo OPEX (-)	923	923	923
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	1.747	2.897	3.420
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	3.718	5.761	8.432
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	558	1.119	2.125
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	3.159	4.642	6.307
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	4.906	7.539	9.727
J - Depreciação (-)	1.989	1.989	1.989
K - Despesas Financeiras	781	781	781
L - Receita Tributável	2.135	4.768	6.956
M – Impostos	751	1.623	2.365
O - Depreciação (+)	1.989	1.989	1.989
P - Resultado do Contratado	-1.016	746	2.191
Q - Participações Governamentais (B + G)	1.685	2.809	4.379
R - Total Parcela Governo (Q + M)	2.437	4.432	6.744
S - TIR do Contratado (%)	7,7%	11,7%	15,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 376 - Resultados Regime de Serviços I: Campo Sul de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.514	11.272	15.029
B – Royalties	1.127	1.691	2.254
C - Custo de Operação	923	923	923
D - Receita Líquida	5.464	8.658	11.851
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	546	866	1.185
F - Remuneração União (90% de D)	4.918	7.792	10.666
G - Receita da Petrobras	546	866	1.185
H – Impostos	186	294	403
I - Lucro da Petrobras	361	571	782
J - Participações Governamentais (B + F + H)	6.231	9.777	13.323
K - Resultado da União (investidora)	-929	2.617	6.164
L - TIR da União (%)	7,7%	16,3%	24,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 377 - Resultados Regime de Serviços II: Campo Sul de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.514	11.272	15.029
B – Royalties	1.127	1.691	2.254
C - Custo de Operação	923	923	923
D - Receita Líquida	5.464	8.658	11.851
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	546	866	1.185
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	6	6	6
G - Remuneração total da Petrobras	552	872	1.191
H - Remuneração da União (% restante de D)	4.918	7.792	10.666
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	6	6	6
J - Remuneração Total da União	4.924	7.798	10.672
K - Receita da Petrobras	552	872	1.191
L – Impostos	188	296	405
M - Lucro da Petrobras	365	575	786
N - Participações Governamentais (B + J + L)	6.239	9.785	13.332
O - Resultado da União (investidora)	-113	3.434	6.980
P - TIR da União (%)	9,7%	19,3%	28,6%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 378 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo Sul de Sapinhoá considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 378 - Preço de Equilíbrio: Campo Sul de Sapinhoá

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Cessão Onerosa	54,27
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	85,90
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	64,85
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	56,56
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	50,80

Fonte: Elaboração própria.

5.21.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção das reservas do campo Sul de Sapinhoá, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, poderiam ser esperados investimentos

conforme indicado na Tabela 379, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações para o campo e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 379 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo Sul de Sapinhoá

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	500
Poços produtores	3	600
Poços injetores	3	600
Sistemas de escoamento da produção	1	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	1.700
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.371
CAPEX	-	3.071
OPEX	-	1.959
Investimento Total	-	5.031

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 380 e realizada nova simulação econômico-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 380 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo Sul de Sapinhoá

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	1.673
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	3.453
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	5.127
OPEX (US\$ milhões VP)	923
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	6.050
CAPEX por Barril (US\$)	16,07
OPEX por Barril (US\$)	2,89
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	18,96

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 381 - Novos Resultados Regime de Cessão Onerosa: Campo Sul de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.514	11.272	15.029
B – Royalties	751	1.127	1.503
C - Custo de Operação	923	923	923
D - Receita Líquida	5.840	9.221	12.603
E - Depreciação (-)	1.424	1.424	1.424
F - Despesas Financeiras	559	559	559
G - Receita Tributável	3.856	7.238	10.619
H – Impostos	1.311	2.461	3.610
I - Depreciação (+)	1.424	1.424	1.424
J - Resultado do Concessionário	827	3.058	5.290
K - Participações Governamentais (B)	751	1.127	1.503
L - Total Parcela do Governo (H+K)	2.062	3.588	5.113
M - TIR do Concessionário (%)	12,6%	19,6%	26,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 382 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo Sul de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.514	11.272	15.029
B – Royalties	751	1.127	1.503
C - Custo de Operação	923	923	923
D - Receita Líquida	5.840	9.221	12.603
E - Participação Especial	2.336	3.689	5.041
F - Receita Líquida Após P.E.	3.504	5.533	7.562
G - Depreciação (-)	1.424	1.424	1.424
H - Despesas Financeiras	559	559	559
I - Receita Tributável	1.520	3.549	5.578
J – Impostos	537	1.207	1.896
K - Depreciação (+)	1.424	1.424	1.424
L - Resultado do Concessionário	-736	624	1.963
M - Participações Governamentais (B+E)	3.087	4.816	6.544
N - Total Parcela do Governo (M+J)	3.625	6.023	8.440
O - TIR do Concessionário (%)	7,7%	12,0%	16,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 383 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo Sul de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.514	11.272	15.029
B – Royalties	1.127	1.691	2.254
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	2.670	3.358	3.609
D - Custo em Óleo OPEX (-)	923	923	923
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	1.747	2.435	2.686
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	3.718	6.222	9.166
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	558	1.189	2.288
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	3.159	5.034	6.878
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	4.906	7.469	9.564
J - Depreciação (-)	1.424	1.424	1.424
K - Despesas Financeiras	559	559	559
L - Receita Tributável	2.922	5.485	7.580
M – Impostos	996	1.865	2.577
O - Depreciação (+)	1.424	1.424	1.424
P - Resultado do Contratado	208	1.902	3.284
Q - Participações Governamentais (B + G)	1.685	2.880	4.542
R - Total Parcela Governo (Q + M)	2.681	4.744	7.119
S - TIR do Contratado (%)	10,6%	16,0%	20,5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 384 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo Sul de Sapinhoá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.514	11.272	15.029
B – Royalties	1.127	1.691	2.254
C - Custo de Operação	923	923	923
D - Receita Líquida	5.464	8.658	11.851
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	546	866	1.185
F - Remuneração União (90% de D)	4.918	7.792	10.666
G - Receita da Petrobras	546	866	1.185
H – Impostos	186	294	403
I - Lucro da Petrobras	361	571	782
J - Participações Governamentais (B + F + H)	6.231	9.777	13.323
K - Resultado da União (investidora)	1.104	4.651	8.197
L - TIR da União (%)	13,8%	25,5%	36,7%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 385 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo Sul de Sapinhoá (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	7.514	11.272	15.029
B – Royalties	1.127	1.691	2.254
C - Custo de Operação	923	923	923
D - Receita Líquida	5.464	8.658	11.851
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	546	866	1.185
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	5	5	5
G - Remuneração total da Petrobras	551	870	1.190
H - Remuneração da União (% restante de D)	4.918	7.792	10.666
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	5	5	5
J - Remuneração Total da União	4.922	7.797	10.671
K - Receita da Petrobras	551	870	1.190
L – Impostos	187	296	404
M - Lucro da Petrobras	364	574	785
N - Participações Governamentais (B + J + L)	6.237	9.783	13.330
O - Resultado da União (investidora)	1.715	5.262	8.808
P - TIR da União (%)	16,6%	29,7%	42,3%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 386. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 25% e 27% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 386 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo Sul de Sapinhoá

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Cessão Onerosa	40,80
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	63,45
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	47,32
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	42,22
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	37,91

Fonte: Elaboração própria.

5.22. CAMPO DE URUGUÁ - CONCESSÃO

O campo de Uruguá está localizado na Bacia de Santos e possui sua produção vinculada a um contrato de concessão. O campo faz parte do antigo bloco BS-500, junto com o campo de Tambaú, que participou da rodada “zero” de licitações da ANP, quando foi concedido à Petrobras (BRASIL-ROUNDS, 2002).

Para a simulação da produção do campo de Uruguá foram considerados os valores indicados na Tabela 387 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 388.

Tabela 387 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Uruguá

Reserva (milhões de barris)	467
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 388 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Uruguá

	Quantidade
FPSOs	1
Poços produtores	3
Poços injetores	3
Sistemas de escoamento da produção	1

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para o campo de Uruguá e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas, a produção deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 65 - Curva de Produção: Campo de Uruguá (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 66 - Produção Acumulada: Campo de Uruguá (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 67 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Uruguá (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Santos sofrem um declínio mensal de cerca de 0,68%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 467.054.092,57 barris de óleo equivalente.

5.22.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para o campo de Uruguá, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 389, caso a infraestrutura necessária para a produção fosse inteiramente encomendada.

Tabela 389 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Uruguá

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	1.500
Poços produtores	3	600
Poços injetores	3	600
Sistemas de escoamento da produção	1	500
Total Desenvolvimento da Produção	-	3.200
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.371
CAPEX	-	4.571
OPEX	-	1.959
Investimento Total	-	6.531

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado da simulação da produção de Uruguá e considerando os novos investimentos necessários para o campo, foram realizadas simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 390, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 390 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Uruguá

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	2.337
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	4.823
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	7.160
OPEX (US\$ milhões VP)	893
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	8.052
CAPEX por Barril (US\$)	15,33
OPEX por Barril (US\$)	1,91
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	17,24

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Uruguá não foi considerado bônus de assinatura, já que, conforme mencionado anteriormente, o campo fez parte da rodada “zero” de licitações da ANP, sendo concedido para a petrobra sem o pagamento de bônus.

Considerando a produção estimada para Uruguá ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 391 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Uruguá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.637	15.956	21.275
B – Royalties	1.064	1.596	2.127
C - Custo de Operação	893	893	893
D - Receita Líquida	8.681	13.468	18.255
E - Participação Especial	3.472	5.387	7.302
F - Receita Líquida Após P.E.	5.209	8.081	10.953
G - Depreciação (-)	1.989	1.989	1.989
H - Despesas Financeiras	781	781	781
I - Receita Tributável	2.438	5.310	8.182
J – Impostos	844	1.805	2.782
K - Depreciação (+)	1.989	1.989	1.989
L - Resultado do Concessionário	-806	1.105	3.000
M - Participações Governamentais (B+E)	4.536	6.983	9.429
N - Total Parcela do Governo (M+J)	5.381	8.788	12.211
O - TIR do Concessionário (%)	8,2%	12,4%	16,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 392 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Uruguá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.637	15.956	21.275
B – Royalties	1.596	2.393	3.191
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	3.535	4.242	4.538
D - Custo em Óleo OPEX (-)	893	893	893
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	2.642	3.349	3.645
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	5.507	9.321	13.546
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	767	1.700	3.302
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	4.740	7.622	10.244
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	7.382	10.970	13.889
J - Depreciação (-)	1.989	1.989	1.989
K - Despesas Financeiras	781	781	781
L - Receita Tributável	4.612	8.200	11.118
M – Impostos	1.568	2.788	3.780
O - Depreciação (+)	1.989	1.989	1.989
P - Resultado do Contratado	644	3.012	4.938
Q - Participações Governamentais (B + G)	2.362	4.093	6.493
R - Total Parcela Governo (Q + M)	3.931	6.881	10.273
S - TIR do Contratado (%)	11,4%	16,4%	20,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 393 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Uruguá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.637	15.956	21.275
B – Royalties	1.596	2.393	3.191
C - Custo de Operação	893	893	893
D - Receita Líquida	8.149	12.670	17.191
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	815	1.267	1.719
F - Remuneração União (90% de D)	7.334	11.403	15.472
G - Receita da Petrobras	815	1.267	1.719
H – Impostos	277	431	584
I - Lucro da Petrobras	538	836	1.135
J - Participações Governamentais (B + F + H)	9.207	14.227	19.247
K - Resultado da União (investidora)	2.047	7.067	12.088
L - TIR da União (%)	14,6%	25,2%	35,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 394 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Uruguá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.637	15.956	21.275
B – Royalties	1.596	2.393	3.191
C - Custo de Operação	893	893	893
D - Receita Líquida	8.149	12.670	17.191
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	815	1.267	1.719
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	9	9	9
G - Remuneração total da Petrobras	823	1.276	1.728
H - Remuneração da União (% restante de D)	7.334	11.403	15.472
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	9	9	9
J - Remuneração Total da União	7.343	11.412	15.480
K - Receita da Petrobras	823	1.276	1.728
L – Impostos	280	434	587
M - Lucro da Petrobras	543	842	1.140
N - Participações Governamentais (B + J + L)	9.218	14.239	19.259
O - Resultado da União (investidora)	2.864	7.884	12.904
P - TIR da União (%)	17,2%	28,8%	39,6%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 395 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Uruguá para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 395 - Preço de Equilíbrio: Campo de Uruguá

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	60,48
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	44,08
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	39,81
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	35,74

Fonte: Elaboração própria.

5.22.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção do campo de Uruguá, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômico-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 396 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 396 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Uruguá

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	1	500
Poços produtores	3	600
Poços injetores	3	600
Sistemas de escoamento da produção	1	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	1.700
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	1.371
CAPEX	-	3.071
OPEX	-	1.959
Investimento Total	-	5.031

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para Uruguá, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 397 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 397 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Uruguá

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	0
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	0
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	1.673
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	3.453
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	5.127
OPEX (US\$ milhões VP)	893
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	6.019
CAPEX por Barril (US\$)	10,98
OPEX por Barril (US\$)	1,91
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	12,89

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 398 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Uruguá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.637	15.956	21.275
B – Royalties	1.064	1.596	2.127
C - Custo de Operação	893	893	893
D - Receita Líquida	8.681	13.468	18.255
E - Participação Especial	3.472	5.387	7.302
F - Receita Líquida Após P.E.	5.209	8.081	10.953
G - Depreciação (-)	1.424	1.424	1.424
H - Despesas Financeiras	559	559	559
I - Receita Tributável	3.225	6.097	8.969
J – Impostos	1.097	2.073	3.049
K - Depreciação (+)	1.424	1.424	1.424
L - Resultado do Concessionário	410	2.306	4.201
M - Participações Governamentais (B+E)	4.536	6.983	9.429
N - Total Parcela do Governo (M+J)	5.633	9.056	12.479
O - TIR do Concessionário (%)	11,2%	16,8%	22,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 399 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Uruguá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.637	15.956	21.275
B – Royalties	1.596	2.393	3.191
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	3.152	3.508	3.657
D - Custo em Óleo OPEX (-)	893	893	893
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	2.260	2.615	2.765
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	5.890	10.055	14.426
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	805	1.811	3.497
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	5.085	8.244	10.929
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	7.344	10.859	13.694
J - Depreciação (-)	1.424	1.424	1.424
K - Despesas Financeiras	559	559	559
L - Receita Tributável	5.360	8.875	11.710
M – Impostos	1.823	3.018	3.981
O - Depreciação (+)	1.424	1.424	1.424
P - Resultado do Contratado	1.820	4.139	6.010
Q - Participações Governamentais (B + G)	2.400	4.204	6.688
R - Total Parcela Governo (Q + M)	4.223	7.222	10.670
S - TIR do Contratado (%)	15,4%	22,1%	27,6%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 400 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Uruguá (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.637	15.956	21.275
B – Royalties	1.596	2.393	3.191
C - Custo de Operação	893	893	893
D - Receita Líquida	8.149	12.670	17.191
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	815	1.267	1.719
F - Remuneração União (90% de D)	7.334	11.403	15.472
G - Receita da Petrobras	815	1.267	1.719
H – Impostos	277	431	584
I - Lucro da Petrobras	538	836	1.135
J - Participações Governamentais (B + F + H)	9.207	14.227	19.247
K - Resultado da União (investidora)	4.080	9.101	14.121
L - TIR da União (%)	22,4%	36,2%	49,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 401 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Uruguá (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	10.637	15.956	21.275
B – Royalties	1.596	2.393	3.191
C - Custo de Operação	893	893	893
D - Receita Líquida	8.149	12.670	17.191
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	815	1.267	1.719
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	6	6	6
G - Remuneração total da Petrobras	821	1.273	1.725
H - Remuneração da União (% restante de D)	7.334	11.403	15.472
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	6	6	6
J - Remuneração Total da União	7.341	11.409	15.478
K - Receita da Petrobras	821	1.273	1.725
L – Impostos	279	433	587
M - Lucro da Petrobras	542	840	1.139
N - Participações Governamentais (B + J + L)	9.215	14.236	19.256
O - Resultado da União (investidora)	4.691	9.711	14.731
P - TIR da União (%)	25,9%	41,2%	55,4%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 402. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são entre 25% e 26% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 402 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Uruguá

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	44,63
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	33,09
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	29,69
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	26,65

Fonte: Elaboração própria.

5.23. CAMPO DE XERELETE - CONCESSÃO

O campo de Xerelete está localizado na Bacia de Campos e possui sua produção vinculada a um contrato de concessão. O campo faz parte do antigo bloco BC-2, integrante da rodada

“zero” de licitações da ANP e também do bloco BM-C-14, que foi concedido na 3ª rodada de licitações em 2001 à Petrobras, à Enterprise e à Shell por um bônus de assinatura de R\$ 5.750.355,00 (BRASIL-ROUNDS, 2002, 2016; Petrobras, 2007b). Hoje a área onde está o xampo de Xerelete é operada pela Petrobras em parceria com as empresas Total e Devon (2007b).

Para a simulação da produção do campo de Xerelete foram considerados os valores indicados na Tabela 403 e como resultados foram obtidos os valores indicados na Tabela 404.

Tabela 403 - Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Xerelete

Reserva (milhões de barris)	1.400
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	20.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 404 - Resultado da Simulação da Produção: Campo de Xerelete

	Quantidade
FPSOs	2
Poços produtores	19
Poços injetores	16
Sistemas de escoamento da produção	2

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação para o campo de Xerelete e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas, a produção deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

Gráfico 68 - Curva de Produção: Campo de Xerelete (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 69 - Produção Acumulada: Campo de Xerelete (barris)
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 70 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Xerelete (barris/dia)
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a produção média diária inicial e máxima dos poços produtores na simulação da Bacia de Campos sofre um declínio mensal de cerca de 0,69%, com isso ao final do período de produção chega-se a um montante produzido de 1.400.157.382,68 barris de óleo equivalente.

5.23.1. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM INVESTIMENTO EM NOVA INFRAESTRUTURA

De acordo com o resultado da simulação para o campo de Xerelete, seriam necessários os investimentos indicados na Tabela 405, caso a infraestrutura necessária para a produção fosse inteiramente encomendada.

Tabela 405 - Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Xerelete

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	2	3.000
Poços produtores	19	3.230
Poços injetores	16	2.720
Sistemas de escoamento da produção	2	1.000
Total Desenvolvimento da Produção	-	9.950
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	4.264
CAPEX	-	14.214
OPEX	-	6.092
Investimento Total	-	20.306

Fonte: Elaboração própria.

Ainda de acordo com o resultado da simulação da produção de Xerelete e considerando os novos investimentos necessários para o campo, foram realizadas simulações para os resultados econômico-financeiros, considerando distintos cenários de preços do barril de petróleo e regimes regulatórios.

Para a simulação econômico-financeira foram utilizados os parâmetros e os valores indicados na Tabela 406, obtidos pelo modelo construído para a análise, a partir da combinação da simulação da produção com as estimativas de investimentos para o campo.

Tabela 406 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Xerelete

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	2
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	4
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	6.357
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	13.123
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	19.480
OPEX (US\$ milhões VP)	2.324
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	21.804
CAPEX por Barril (US\$)	13,91
OPEX por Barril (US\$)	1,66
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	15,57

Fonte: Elaboração própria.

Para o campo de Xerelete foi considerado como bônus de assinatura o valor de US\$ 2.444.653,90, que é o valor em dólares do ano 2001 referente ao bônus pago pela concessão do bloco BM-C-14.

Considerando a produção estimada para Xerelete ao longo dos anos e também os parâmetros e valores de investimentos apresentados na tabela acima, os resultados econômico-financeiros em VPL para o projeto para distintos cenários de preços e de regimes regulatórios são indicados nas tabelas abaixo.

Tabela 407 - Resultados Regime de Concessões: Campo de Xerelete (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	26.700	40.050	53.400
B – Royalties	2.670	4.005	5.340
C - Custo de Operação	2.324	2.324	2.324
D - Receita Líquida	21.707	33.722	45.737
E - Participação Especial	8.683	13.489	18.295
F - Receita Líquida Após P.E.	13.024	20.233	27.442
G - Depreciação (-)	5.412	5.412	5.412
H - Despesas Financeiras	2.126	2.126	2.126
I - Receita Tributável	5.486	12.695	19.904
J – Impostos	2.028	4.405	6.793
K - Depreciação (+)	5.412	5.412	5.412
L - Resultado do Concessionário	-3.075	1.757	6.578
M - Participações Governamentais (B+E)	11.357	17.498	23.639
N - Total Parcela do Governo (M+J)	13.384	21.902	30.431
O - TIR do Concessionário (%)	7,8%	11,2%	14,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 408 - Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Xerelete (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	26.700	40.050	53.400
B – Royalties	4.005	6.008	8.010
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	8.147	9.783	10.574
D - Custo em Óleo OPEX (-)	2.324	2.324	2.324
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	5.824	7.460	8.250
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	14.548	24.260	34.816
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	2.023	4.430	8.503
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	12.525	19.829	26.313
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	18.349	27.289	34.563
J - Depreciação (-)	5.412	5.412	5.412
K - Despesas Financeiras	2.126	2.126	2.126
L - Receita Tributável	10.811	19.750	27.025
M – Impostos	3.797	6.754	9.189
O - Depreciação (+)	5.412	5.412	5.412
P - Resultado do Contratado	481	6.463	11.303
Q - Participações Governamentais (B + G)	6.032	10.442	16.517
R - Total Parcela Governo (Q + M)	9.828	17.196	25.706
S - TIR do Contratado (%)	10,3%	14,2%	17,1%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 409 - Resultados Regime de Serviços I: Campo de Xerelete (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	26.700	40.050	53.400
B – Royalties	4.005	6.008	8.010
C - Custo de Operação	2.324	2.324	2.324
D - Receita Líquida	20.372	31.719	43.067
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	2.037	3.172	4.307
F - Remuneração União (90% de D)	18.334	28.547	38.760
G - Receita da Petrobras	2.037	3.172	4.307
H – Impostos	693	1.078	1.464
I - Lucro da Petrobras	1.345	2.093	2.842
J - Participações Governamentais (B + F + H)	23.032	35.633	48.234
K - Resultado da União (investidora)	3.552	16.153	28.754
L - TIR da União (%)	12,3%	19,3%	25,2%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 410 - Resultados Regime de Serviços II: Campo de Xerelete (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	26.700	40.050	53.400
B – Royalties	4.005	6.008	8.010
C - Custo de Operação	2.324	2.324	2.324
D - Receita Líquida	20.372	31.719	43.067
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	2.037	3.172	4.307
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	52	52	52
G - Remuneração total da Petrobras	2.089	3.224	4.359
H - Remuneração da União (% restante de D)	18.334	28.547	38.760
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	52	52	52
J - Remuneração Total da União	18.386	28.599	38.812
K - Receita da Petrobras	2.089	3.224	4.359
L – Impostos	710	1.096	1.482
M - Lucro da Petrobras	1.379	2.128	2.877
N - Participações Governamentais (B + J + L)	23.102	35.703	48.304
O - Resultado da União (investidora)	5.570	18.171	30.772
P - TIR da União (%)	13,9%	21,3%	27,6%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 411 é apresentada uma análise do preço de equilíbrio para o campo de Xerelete para os diferentes regimes regulatórios e considerando os investimentos necessários para a encomenda de nova infraestrutura. O preço de equilíbrio indica o valor mínimo do preço do barril de petróleo para que o VPL seja positivo para o investidor do projeto.

Tabela 411 - Preço de Equilíbrio: Campo de Xerelete

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	65,90
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	48,24
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	42,96
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	38,96

Fonte: Elaboração própria.

5.23.2. RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO COM REAPROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS

Para a produção do campo de Xerelete, caso sejam utilizadas plataformas e sistemas de escoamento de produção já existentes, que estejam ociosos ou em operação em campos com menor produção e que possam ser remanejados, poderia haver diminuição do valor de investimento para as unidades de produção, o que reverteria em resultados econômico-financeiros mais favoráveis para o empreendedor.

Nesse caso, poderiam ser esperados investimentos conforme indicado na Tabela 412 abaixo, que considera o reaproveitamento de FPSOs com adaptações e sistemas de escoamento já existentes em outros campos.

Tabela 412 - Investimentos Necessários com Reaproveitamento de Infraestruturas: Campo de Xerelete

	Quantidade	Investimento em Milhões de US\$ (valor nominal)
FPSOs	2	1.000
Poços produtores	19	3.230
Poços injetores	16	2.720
Sistemas de escoamento da produção	2	0
Total Desenvolvimento da Produção	-	6.950
Exploração e Infraestrutura e Logística	-	4.264
CAPEX	-	11.214
OPEX	-	6.092
Investimento Total	-	17.306

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a nova estimativa de investimento para Xerelete, com o reaproveitamento de infraestruturas existentes, foram obtidos os parâmetros e os valores indicados na Tabela 413 e realizada nova simulação econômica-financeira, cujos resultados podem ser verificados em VPL nas tabelas a seguir.

Tabela 413 - Valores e Parâmetros para a Simulação Econômico-Financeira com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Xerelete

Taxa de Desconto (%)	10%
Bônus de Assinatura (US\$ milhões)	2
Bônus de Assinatura (US\$ milhões VP)	4
Capital Próprio (%)	50%
Capital BNDES (%)	50%
CAPEX Próprio (US\$ milhões VP)	5.304
CAPEX BNDES (US\$ milhões VP com juros)	10.948
CAPEX Total (US\$ milhões VP)	16.252
OPEX (US\$ milhões VP)	2.324
Valor Total (CAPEX + OPEX) (US\$ milhões VP)	18.576
CAPEX por Barril (US\$)	11,61
OPEX por Barril (US\$)	1,66
Valor Total de Investimento por Barril (US\$)	13,27

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 414 - Novos Resultados Regime de Concessões: Campo de Xerelete (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	26.700	40.050	53.400
B – Royalties	2.670	4.005	5.340
C - Custo de Operação	2.324	2.324	2.324
D - Receita Líquida	21.707	33.722	45.737
E - Participação Especial	8.683	13.489	18.295
F - Receita Líquida Após P.E.	13.024	20.233	27.442
G - Depreciação (-)	4.516	4.516	4.516
H - Despesas Financeiras	1.774	1.774	1.774
I - Receita Tributável	6.735	13.944	21.153
J – Impostos	2.398	4.785	7.192
K - Depreciação (+)	4.516	4.516	4.516
L - Resultado do Concessionário	-1.114	3.707	8.509
M - Participações Governamentais (B+E)	11.357	17.498	23.639
N - Total Parcela do Governo (M+J)	13.754	22.283	30.831
O - TIR do Concessionário (%)	9,1%	12,9%	16,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 415 - Novos Resultados Regime de Partilha de Produção: Campo de Xerelete (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	26.700	40.050	53.400
B – Royalties	4.005	6.008	8.010
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	7.722	8.921	9.510
D - Custo em Óleo OPEX (-)	2.324	2.324	2.324
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	5.398	6.597	7.187
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	14.973	25.122	35.880
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	2.065	4.561	8.740
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	12.908	20.560	27.140
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	18.307	27.158	34.327
J - Depreciação (-)	4.516	4.516	4.516
K - Despesas Financeiras	1.774	1.774	1.774
L - Receita Tributável	12.017	20.868	28.038
M – Impostos	4.163	7.095	9.533
O - Depreciação (+)	4.516	4.516	4.516
P - Resultado do Contratado	2.403	8.322	13.054
Q - Participações Governamentais (B + G)	6.074	10.573	16.754
R - Total Parcela Governo (Q + M)	10.237	17.668	26.286
S - TIR do Contratado (%)	11,9%	16,2%	19,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 416 - Novos Resultados Regime de Serviços I: Campo de Xerelete (Milhões de US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	26.700	40.050	53.400
B – Royalties	4.005	6.008	8.010
C - Custo de Operação	2.324	2.324	2.324
D - Receita Líquida	20.372	31.719	43.067
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	2.037	3.172	4.307
F - Remuneração União (90% de D)	18.334	28.547	38.760
G - Receita da Petrobras	2.037	3.172	4.307
H – Impostos	693	1.078	1.464
I - Lucro da Petrobras	1.345	2.093	2.842
J - Participações Governamentais (B + F + H)	23.032	35.633	48.234
K - Resultado da União (investidora)	6.780	19.381	31.982
L - TIR da União (%)	15,0%	22,7%	29,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 417 - Novos Resultados Regime de Serviços II: Campo de Xerelete (US\$) (VPL)

Cenário de Preço do Barril de Petróleo >>>	50 US\$/barril	75 US\$/barril	100 US\$/barril
A - Receita Bruta	26.700	40.050	53.400
B – Royalties	4.005	6.008	8.010
C - Custo de Operação	2.324	2.324	2.324
D - Receita Líquida	20.372	31.719	43.067
E - Remuneração da Petrobras (% de D)	2.037	3.172	4.307
F - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	43	43	43
G - Remuneração total da Petrobras	2.081	3.215	4.350
H - Remuneração da União (% restante de D)	18.334	28.547	38.760
I - Incentivo Eficiência (50% da diferença economizada por barril)	43	43	43
J - Remuneração Total da União	18.378	28.591	38.803
K - Receita da Petrobras	2.081	3.215	4.350
L – Impostos	707	1.093	1.479
M - Lucro da Petrobras	1.373	2.122	2.871
N - Participações Governamentais (B + J + L)	23.090	35.691	48.292
O - Resultado da União (investidora)	8.463	21.064	33.665
P - TIR da União (%)	16,7%	24,9%	31,9%

Fonte: Elaboração própria.

Uma análise do novo preço de equilíbrio é apresentada na Tabela 418. Como pode ser verificado, os novos valores de preço de equilíbrio com o reaproveitamento de infraestruturas existentes são 15% menores do que os valores encontrados quando são considerados investimentos para a encomenda de toda uma nova infraestrutura para a produção no campo.

Tabela 418 - Novo Preço de Equilíbrio com Reaproveitamento de Infraestrutura: Campo de Xerelete

Cenário	US\$ / Barril
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Concessões	55,78
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Partilha de Produção	41,17
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços I	36,55
Valor Mínimo para VPL Positivo no Regime de Serviços II	33,21

Fonte: Elaboração própria.

5.24. RESULTADOS PARA TODOS OS CAMPOS

Nesta seção são apresentados os resumos dos principais resultados para todos os campos analisados, incluindo uma análise dos preços de equilíbrio de cada projeto, das receitas totais

que podem ser esperadas pelo governo, dos *royalties* e dos resultados para os empreendedores nos projetos.

5.24.1. PREÇOS DE EQUILÍBRIO

Um resumo com todos os resultados de preços de equilíbrio é apresentado na Tabela 419 abaixo. Como pode ser verificado, a média dos preços de equilíbrio na Bacia de Santos é menor do que a média dos preços na Bacia de Campos. Isso ocorre devido à maior produção dos poços na Bacia de Santos e também ao tamanho de suas reservas, que são em sua maioria maiores que às identificadas na bacia de Campos.

De fato, os preços de equilíbrio são menores para as reservas maiores que 1 bilhão de barris de óleo equivalente. Nesses casos, a média dos preços de equilíbrio na Bacia de Santos varia entre R\$ 22,69 e R\$ 52,06, dependendo do regime regulatório, enquanto que na Bacia de Campos a média para essas reservas varia entre R\$ 34,04 e R\$ 68,37.

De modo geral, os preços de equilíbrio apresentados na Tabela 419 foram avaliados como altos por especialistas da área⁵⁰. Por isso é importante notar que o resultado é influenciado por diversos fatores e pelas premissas adotadas nas simulações.

Um dos fatores que eleva os preços de equilíbrio em alguns dos casos é o valor do bônus de assinatura adotado para o campo durante sua simulação financeira. Isso ocorre no caso do campo de Libra, que apresenta preços de equilíbrio mais altos que a maioria dos campos na Bacia de Santos com reservas superiores a 1 bilhão de barris de óleo equivalente. Isso porque o bônus de assinatura pago pelo campo de Libra, no montante de R\$ 15 bilhões é mais alto que o dos demais campos e, portanto, onera o projeto.

Essa situação irá se repetir nos casos dos campos de Peroba e Pau-Brasil, que, por ainda não terem sido licitados e não apresentarem valor definido para bônus de assinatura, foram simulados com bônus de assinatura proporcional ao do campo de Libra, que foi o campo de

⁵⁰ Os resultados foram avaliados por Paulo Cesar Ribeiro Lima e Ildo Luis Sauer durante a comissão avaliadora desta tese em dezembro de 2016. Conforme descrito ao longo desta seção, alguns valores adotados nas simulações como bônus de assinatura tendem a onerar parte dos campos analisados. Além disso, parte dos campos com reservas pequenas e que estão ou devem passar por processos de unitização de reservas também tem o projeto onerado pelos investimentos em capital. Esses fatores elevam os preços de equilíbrio.

referência para as simulações. deste trapara as base no campo de referência (na simulação dos demais campos em que foi adotado o valor proporcional ao bônus de assinatura cobrado para o campo de Libra (campo de referência). Para os campos de Peroba e Pau-Brasil, ainda não licitados e sem valor de bônus de assinatura definido, adotou-se um valor proporcional àquele do campo de referência (Libra), que foi um bônus de assinatura alto (de 15 bilhões de reais). Assim, os preços de equilíbrio desses dois campos são mais elevados do que a média na Bacia de Santos.

Além disso, alguns dos campos analisados, possuem reservas pequenas que estão ou devem passar por processos de unitização com outros campos. Nessas situações, os parâmetros de investimento em capital adotados nas simulações acabam por onerar esses projetos resultando em preços de equilíbrio mais elevados.

Outro fator que pode influenciar o preço de equilíbrio são as participações governamentais. Quando comparados, por exemplo, os preços de equilíbrio do campo de Sépia com aqueles dos campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu, é verificado que Sépia possui preços de equilíbrio geralmente menores, pois sua reserva é ligeiramente maior do que a de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu, o que implica em melhor retorno sobre os investimentos em capital realizados. No entanto, quando comparado entre esses campos apenas o preço de equilíbrio sob o regime de partilha de produção, o preço de equilíbrio de Sépia é maior, pois a participação da União no óleo excedente nesse caso é maior do que aquela considerada para os campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu.

Além dos diversos fatores que influenciam os resultados dos preços de equilíbrio e de os mesmos terem sido avaliados por especialistas como altos, é de extrema importância notar que os preços de equilíbrio, apesar de serem um indicador financeiro, tendem a ser usados como indicativo de priorização de projetos, mas não medem a importância estratégica da produção em determinados campos e sua influência na manutenção dos níveis de produção nacional e suas consequências na determinação de preços do barril de petróleo.

Por isso, a despeito da importância desse resultado como indicador financeiro, sua utilização como referência para a indicação ou priorização de projetos deve ser vista com cautela e deve ser acompanhada de outras diretrizes e critérios estratégicos que transcendem análises meramente financeiras.

Tabela 419 - Resumo dos Resultados Para Todos os Campos: Preços de Equilíbrio

Campo	Bacia	Regime	Reserva (MM boe)	Preço de Equilíbrio para Nova Infraestrutura						Preço de Equilíbrio Reaproveitando Infraestrutura					
				CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II
Atapu/N.S.Berbigão/N. S.Sururu	SAN	C+P	3.850	-	43,45	46,19	45,72	29,68	26,37	-	34,47	36,50	36,35	23,56	20,93
Berbigão/Sururu/O. Atapu	SAN	CON	1.000	-	-	57,02	43,14	37,55	33,65	-	-	42,88	32,97	28,52	25,55
Búzios	SAN	C+P	11.306	-	42,81	49,83	49,42	31,66	27,57	-	34,23	39,69	39,56	25,34	22,06
Carcará	SAN	CON	5.000	-	-	48,53	42,82	31,49	27,88	-	-	38,02	33,87	24,86	22,01
Itapu	SAN	C+P	867	-	44,84	61,97	59,23	40,60	36,41	-	33,46	45,70	44,11	30,21	27,08
Entorno de Júpiter	SAN	CON	335	-	-	79,55	58,51	52,37	47,03	-	-	58,81	44,04	39,14	35,14
Lapa	SAN	CON	459	-	-	60,98	44,46	40,00	35,91	-	-	45,08	33,44	29,84	26,78
Libra	SAN	PAR	10.000	-	-	55,94	52,50	30,82	27,33	-	-	46,15	43,64	24,67	21,55
Lula/Cernambi	SAN	CON	8.300	-	-	47,97	44,02	31,04	27,24	-	-	37,93	35,05	24,73	21,70
Pau-Brasil	SAN	PAR	2.500	-	-	59,00	48,33	33,86	30,21	-	-	47,14	39,01	26,32	23,48
Peroba	SAN	PAR	364	-	-	77,90	56,97	47,16	42,35	-	-	59,24	43,98	35,28	31,67
Sapinhoá	SAN	CON	2.100	-	-	48,19	39,06	31,43	28,08	-	-	37,68	30,93	24,75	22,10
Sépia	SAN	C+P	1.028	-	43,59	55,89	54,07	36,54	32,75	-	33,13	42,13	41,11	27,75	24,86
Sépia Leste	SAN	CON	130	-	-	140,04	112,91	91,26	82,01	-	-	91,26	70,80	60,62	54,45
Sul de Lula	SAN	CES	128	89,87	-	141,28	113,95	91,88	82,57	60,36	-	92,10	71,49	61,07	54,85
Sul de Sapinhoá	SAN	CES	319	54,27	-	85,90	64,85	56,56	50,80	40,80	-	63,45	47,32	42,22	37,91
Uruguá	SAN	CON	467	-	-	60,48	44,08	39,81	35,74	-	-	44,63	33,09	29,69	26,65
Média Bacia de Santos				72,07	43,67	69,22	57,30	44,34	39,64	50,58	33,82	51,08	42,40	32,86	29,34
Média Bacia de Santos para Reservas > 1bilhão boe				-	43,28	52,06	46,56	32,67	29,01	-	33,94	40,90	36,94	25,61	22,69
Albacora	CAM	CON	350	-	-	86,25	64,36	56,78	51,00	-	-	66,27	48,54	44,03	39,54
Barracuda/Caratinga/C arimbé	CAM	CON	360	-	-	84,30	62,88	55,47	49,82	-	-	64,77	47,41	43,01	38,62
Marlim/Voador/Brava	CAM	CON	380	-	-	81,69	58,84	53,78	48,91	-	-	62,72	45,85	41,66	38,02
Pão-de-Açúcar/Seat/Gávea	CAM	CON	1.245	-	-	68,24	50,13	44,50	40,37	-	-	57,03	42,26	37,39	34,00
Parque das Baleias	CAM	CON	1.750	-	-	70,98	52,53	46,27	41,91	-	-	58,64	43,79	38,45	34,91
Xerelete	CAM	CON	1.400	-	-	65,90	48,24	42,96	38,96	-	-	55,78	41,17	36,55	33,21
Média Bacia de Campos				-	-	76,23	56,16	49,96	45,16	-	-	60,87	44,84	40,18	36,38
Média Bacia de Campos para Reservas > 1bilhão boe				-	-	68,37	50,30	44,58	40,41	-	-	57,15	42,41	37,46	34,04

Fonte: Elaboração própria.

5.24.2. PARCELA TOTAL DO GOVERNO

A seguir são apresentados nas Tabela 420 e Tabela 421, em valor presente, os totais da parcela governamental (bônus de assinatura, *royalties*, participação especial, participação da União no excedente em óleo, remuneração da União e impostos) que podem ser esperados com a produção de cada um dos campos nos dois cenários de investimentos em capital propostos – o que considera os investimentos em toda uma nova infraestrutura de unidades de produção e aquele que considera o reaproveitamento de infraestruturas existentes.

Em cada um dos regimes regulatórios analisados a parcela governamental total inclui diferentes remunerações. No regime de concessões, a parcela governamental inclui bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e impostos. No regime de partilha de produção, a parcela governamental inclui o bônus de assinatura, os *royalties*, a parcela da União no excedente em óleo e os impostos.

No caso do regime de cessão onerosa, a parcela governamental inclui apenas *royalties* e impostos e, no caso dos campos que são contratados tanto no regime de cessão onerosa quanto no de partilha de produção para os volumes excedentes, a parcela governamental inclui o bônus de assinatura pelo contrato de partilha, os *royalties* cobrados com alíquotas diferentes no volume da cessão onerosa e nos volumes excedentes, a participação da União no excedente em óleo na produção dos volumes excedentes e os impostos.

Por fim no caso do regime de serviços e de serviços por incentivo, a parcela governamental inclui os *royalties*, a remuneração da União, que é parte da receita líquida não paga à Petrobras como prestadora de serviços, e os impostos.

Tabela 420 - Resumo dos Resultados Para Todos os Campos: Total da Parcela do Governo com Investimento em Nova Infraestrutura (Milhões de US\$) (VPL)

Campo	Regime	Barril US\$ 50						Barril US\$ 75						Barril US\$ 100					
		CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II
Atapu/N.S.Berbigão/N. S.Sururu	C+P	-	42.427	43.573	43.520	70.530	71.007	-	69.757	68.980	70.861	108.037	108.515	-	95.602	94.486	98.771	145.545	146.023
Berbigão/Sururu/O. Atapu	CON	-	-	11.553	8.895	19.575	19.624	-	-	18.784	15.296	30.213	30.262	-	-	26.038	22.544	40.852	40.900
Búzios	C+P	-	103.149	115.683	115.136	187.473	191.077	-	164.382	183.244	187.513	287.257	290.861	-	225.616	251.115	260.836	387.041	390.645
Carcará	CON	-	-	54.970	50.340	90.118	90.951	-	-	87.593	83.215	138.207	139.040	-	-	120.216	117.835	186.296	187.129
Itapu	C+P	-	7.107	9.887	9.475	16.885	16.925	-	11.775	16.151	15.894	26.128	26.168	-	16.505	22.454	22.570	35.372	35.411
Entorno de Júpiter	CON	-	-	3.804	2.743	6.797	6.806	-	-	6.361	4.921	10.640	10.649	-	-	8.966	7.445	14.483	14.492
Lapa	CON	-	-	5.370	3.927	9.163	9.174	-	-	8.766	6.867	14.167	14.178	-	-	12.178	10.247	19.171	19.183
Libra	PAR	-	-	113.794	108.984	167.343	169.846	-	-	174.192	171.649	256.342	258.845	-	-	234.709	236.268	345.341	347.844
Lula/Cernambi	CON	-	-	87.225	82.547	142.587	144.631	-	-	138.813	135.686	218.489	220.534	-	-	190.401	190.688	294.392	296.437
Pau-Brasil	PAR			30.675	26.434	46.400	46.641			47.555	42.620	71.315	71.556			64.543	60.309	96.230	96.471
Peroba	PAR			4.789	3.579	7.647	7.657			7.645	6.027	11.927	11.937			10.548	8.874	16.206	16.216
Sapinhoá	CON			24.315	20.388	39.976	40.140			38.838	34.229	61.345	61.509			53.408	49.414	82.713	82.878
Sépia	C+P	-	9.584	12.016	11.694	20.161	20.211	-	15.622	19.447	19.445	31.092	31.142	-	21.714	26.900	27.458	42.022	42.072
Sépia Leste	CON	-	-	1.348	892	2.647	2.650	-	-	2.386	1.778	4.351	4.354	-	-	3.509	2.810	6.056	6.059
Sul de Lula	CES	576	-	1.334	885	2.620	2.623	1.258	-	2.367	1.767	4.315	4.318	1.983	-	3.485	2.795	6.010	6.013
Sul de Sapinhoá	CES	1.807	-	3.419	2.437	6.231	6.239	3.320	-	5.772	4.432	9.777	9.785	4.846	-	8.174	6.744	13.323	13.332
Uruguá	CON			5.381	3.931	9.207	9.218			8.788	6.881	14.227	14.239			12.211	10.273	19.247	19.259
Albacora	CON	-	-	3.664	2.538	6.613	6.623	-	-	6.125	4.629	10.381	10.390	-	-	8.676	7.099	14.148	14.157
Barracuda/Caratinga/C arimbé	CON	-	-	3.776	2.626	6.791	6.801	-	-	6.305	4.771	10.645	10.654	-	-	8.915	7.307	14.499	14.508
Marlim/Voador/Brava	CON	-	-	3.905	2.726	7.036	7.045	-	-	6.534	4.963	11.001	11.009	-	-	9.231	7.582	14.965	14.973
Pão-de-Açúcar/Seat/Gávea	CON			11.924	8.776	20.648	20.706			19.591	15.391	31.996	32.054			27.266	23.044	43.343	43.402
Parque das Baleias	CON			15.999	11.859	27.882	27.994			26.332	20.849	43.219	43.330			36.711	31.153	58.555	58.667
Xerelete	CON			13.384	9.828	23.032	23.102			21.902	17.196	35.633	35.703			30.431	25.706	48.234	48.304
Total		2.383	162.267	581.788	534.160	937.362	947.691	4.578	261.536	922.471	876.880	1.440.704	1.451.032	6.829	359.437	1.264.571	1.237.772	1.944.044	1.954.375

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 421 - Resumo dos Resultados Para Todos os Campos: Total da Parcela do Governo com Reaproveitamento de Infraestrutura (Milhões de US\$) (VPL)

Campo	Regime	Barril US\$ 50						Barril US\$ 75						Barril US\$ 100					
		CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II
Atapu/N.S.Berbigão/N. S.Sururu	C+P	-	44.827	44.656	45.418	70.530	70.909	-	70.967	70.120	73.181	108.037	108.417	-	96.811	95.695	101.213	145.545	145.925
Berbigão/Sururu/O. Atapu	CON	-	-	12.036	9.453	19.575	19.612	-	-	19.290	15.944	30.213	30.250	-	-	26.544	23.364	40.852	40.889
Búzios	C+P	-	106.127	118.352	120.014	187.473	190.362	-	167.361	186.223	193.083	287.257	290.145	-	228.595	254.094	266.728	387.041	389.929
Carcará	CON	-	-	56.473	52.649	90.118	90.777	-	-	89.096	85.992	138.207	138.866	-	-	121.792	120.984	186.296	186.955
Itapu	C+P	-	7.548	10.356	10.158	16.885	16.914	-	12.274	16.657	16.797	26.128	26.158	-	17.011	22.960	23.565	35.372	35.401
Entorno de Júpiter	CON	-	-	4.011	2.989	6.797	6.804	-	-	6.612	5.242	10.640	10.647	-	-	9.232	7.832	14.483	14.490
Lapa	CON	-	-	5.621	4.220	9.163	9.171	-	-	9.033	7.208	14.167	14.176	-	-	12.445	10.643	19.171	19.180
Libra	PAR	-	-	116.256	113.118	167.343	169.581	-	-	176.773	176.350	256.342	258.580	-	-	237.290	241.225	345.341	347.579
Lula/Cernambi	CON	-	-	89.485	86.142	142.587	144.218	-	-	141.073	139.830	218.489	220.121	-	-	192.660	195.098	294.392	296.024
Pau-Brasil	PAR	-	-	31.559	27.710	46.400	46.588	-	-	48.544	44.230	71.315	71.503	-	-	65.532	62.132	96.230	96.418
Peroba	PAR	-	-	4.998	3.832	7.647	7.655	-	-	7.897	6.360	11.927	11.934	-	-	10.815	9.269	16.206	16.214
Sapinhoá	CON	-	-	25.020	21.395	39.976	40.105	-	-	39.590	35.476	61.345	61.474	-	-	54.160	50.813	82.713	82.843
Sépia	C+P	-	10.039	12.500	12.422	20.161	20.199	-	16.126	19.953	20.394	31.092	31.130	-	22.219	27.406	28.483	42.022	42.060
Sépia Leste	CON	-	-	1.459	1.070	2.647	2.649	-	-	2.589	2.015	4.351	4.353	-	-	3.748	3.093	6.056	6.058
Sul de Lula	CES	778	-	1.445	1.062	2.620	2.622	1.502	-	2.570	2.002	4.315	4.317	2.230	-	3.722	3.071	6.010	6.012
Sul de Sapinhoá	CES	2.062	-	3.625	2.681	6.231	6.237	3.588	-	6.023	4.744	9.777	9.783	5.113	-	8.440	7.119	13.323	13.330
Uruguá	CON	-	-	5.633	4.223	9.207	9.215	-	-	9.056	7.222	14.227	14.236	-	-	12.479	10.670	19.247	19.256
Albacora	CON	-	-	3.830	2.748	6.613	6.621	-	-	6.360	4.918	10.381	10.388	-	-	8.927	7.442	14.148	14.155
Barracuda/Caratinga/C arimbé	CON	-	-	3.950	2.836	6.791	6.799	-	-	6.540	5.063	10.645	10.652	-	-	9.166	7.651	14.499	14.506
Marlim/Voador/Brava	CON	-	-	4.098	2.954	7.036	7.043	-	-	6.781	5.258	11.001	11.007	-	-	9.484	7.927	14.965	14.971
Pão-de-Açúcar/Seat/Gávea	CON	-	-	12.298	9.181	20.648	20.696	-	-	19.972	15.879	31.996	32.044	-	-	27.682	23.623	43.343	43.391
Parque das Baleias	CON	-	-	16.518	12.459	27.882	27.973	-	-	26.897	21.533	43.219	43.310	-	-	37.288	32.000	58.555	58.646
Xerelete	CON	-	-	13.754	10.237	23.032	23.090	-	-	22.283	17.668	35.633	35.691	-	-	30.831	26.286	48.234	48.292
Total		2.840	168.541	597.933	558.971	937.362	945.840	5.090	266.728	939.932	906.389	1.440.704	1.449.182	7.343	364.636	1.282.392	1.270.231	1.944.044	1.952.524

Fonte: Elaboração própria.

Como pode ser observado nas Tabela 420 e Tabela 421, o total da parcela governamental é maior em todos os casos no cenário de investimento com reaproveitamento de infraestruturas, com exceção do regime de serviços por incentivos, que será explicado mais adiante.

Isso ocorre, pois, no caso do cenário de investimento com reaproveitamento de infraestruturas, a receita tributável do empreendedor do projeto é mais elevada e, consequentemente, são mais elevados os impostos recebidos pelo governo.

Além disso, no caso do regime de partilha de produção, a participação da União no excedente em óleo também é mais elevada, pois o custo em óleo vinculado ao CAPEX é menor.

Em ambos os cenários de investimentos em capital não há diferença nos montantes arrecadados pelo governo como *royalties* em todos os regimes regulatórios e participação especial no regime de concessões.

Também, no caso do regime de serviços (sem incentivos), o valor total da parcela governamental é o mesmo nos dois cenários de investimentos, já que a diferença nos investimentos em capital aparece apenas no resultado final da União como investidora no projeto. A parcela denominada de “remuneração da União” é parte da receita líquida que não foi paga à Petrobras como prestadora de serviços e permanece a mesma nos dois cenários. Essa parcela entra como receita positiva no fluxo de caixa da União para então ser calculado o valor presente líquido de sua atuação como investidora no projeto.

Já no caso do regime de serviços por incentivos, o valor total da parcela governamental é diferente nos dois cenários de opção de investimento em capital, pois os incentivos à diminuição de custos por produção de cada barril estão vinculados aos investimentos totais no projeto. Assim, o valor de incentivo, que compõe a parcela “remuneração da União”, é menor no cenário de investimento com reaproveitamento de infraestruturas, pois o investimento total em capital é menor nesse caso.

Ainda, de acordo com os dados apresentados nas Tabela 420 e Tabela 421, é possível verificar que, de modo geral, os regimes que geram maior receita governamental, a despeito dos cenários de preços do barril de petróleo, são os regimes de serviços e serviços por incentivos, já que, além de *royalties* e impostos, a maior parte do valor da produção permanece com a União.

Nesses dois regimes, a União também tem um grande dispêndio no fluxo de caixa, já que é a investidora no projeto, mas, ainda assim, sua remuneração permite que obtenha um resultado final em valor presente líquido favorável e com preços de equilíbrio mais baixos do que

aqueles encontrados para os outros regimes em todos os campos analisados, conforme apresentado na seção “5.24.1. *Preços de Equilíbrio*”.

Após os regimes de serviços e serviços por incentivos, os regimes de concessões e de partilha de produção alternam-se no posto daquele que gera maior receita governamental, ainda que o regime de concessões, na maior parte dos casos, seja o regime que gera maior renda.

No caso do cenário de investimento em nova infraestrutura, o regime de concessões gera maior parcela governamental em todos os campos quando o preço do barril do petróleo está a US\$ 50. No entanto, quando o cenário do preço do barril é de US\$ 75, o regime de partilha de produção gera maior parcela governamental para os campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu e Búzios, que estão contratados atualmente sob um regime misto de cessão onerosa e de partilha de produção para os volumes excedentes. Quando o preço do barril está a US\$ 100, o regime de partilha de produção também traz maior receita governamental para esses campos, além dos campos de Itapu e Sépia, também contratados no regime misto, e para Libra e Lula e Cernambi.

No caso do cenário de investimento com reaproveitamento de infraestruturas, o número de campos em que o regime de partilha de produção traz maior parcela governamental aumenta. Quando o preço do barril está a US\$ 50, o regime de partilha de produção traz maior receita governamental para os campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu e Búzios, contratados sob o regime misto, mas para todos os demais campos nesse cenário de preços o regime de concessões continua trazendo maior parcela governamental.

Quando o preço do barril de petróleo está a US\$ 75, o regime de partilha de produção continua trazendo maior parcela governamental para esses campos, além dos campos de Itapu e Sépia, contratados no regime misto e para os demais campos o regime de concessões segue sendo aquele que traz maior receita para o governo.

No cenário de preço de barril de petróleo a US\$ 100, o regime de partilha de produção continua trazendo maior parcela governamental para os mesmos campos do cenário de preços anterior, além dos campos de Libra e Lula e Cernambi. Para os demais, o regime de concessões traz maior receita ao governo.

De modo geral, é possível verificar que o regime de concessões traz maior parcela governamental. A exceção está nos campos contratados sob um regime misto de cessão onerosa e de partilha de produção e nos campos de Libra e Lula e Cernambi, para os quais em

alguns cenários de preços do barril de petróleo o regime de partilha de produção traz maior receita ao governo.

Isso ocorre nos campos contratados sob um regime misto, pois neles o valor da parcela da União sobre o excedente em óleo, que se aplica sobre a produção do volume excedente que está sob um regime de partilha de produção, é maior do que aquela simulada para os demais campos sob o regime de partilha de produção, já que para esses foi seguida como referência a participação definida para o campo de Libra (alíquota base de 41,65% que varia em função da produção média dos poços e dos preços do barril).

No caso dos campos de Libra e de Lula e Cernambi, o regime de partilha de produção é mais favorável ao governo em alguns cenários de preços. Isso ocorre apenas para esses dois campos, pois, desconsiderando os campos contratados no regime misto, nos quais a partilha de produção é mais favorável para o governo, por conta das razões descritas acima, os campos de Libra e Lula e Cernambi são aqueles com as maiores reservas dentre os analisados e, por isso, uma tendência importante é ressaltada.

A tendência que se verifica nas simulações econômico-financeiras é que, apesar do regime de concessões ser mais favorável em termos de parcela governamental na maioria dos casos, a diferença entre essa receita e aquela trazida pelo regime de partilha de produção fica cada vez menor conforme os preços do petróleo aumentam.

Isso porque, os preços do petróleo influenciam diretamente na porcentagem de participação da União no excedente em óleo na partilha, por tanto, quanto maior o preço do barril, maior é sua participação e com isso a receita governamental se aproxima daquela trazida pelo regime de concessões.

No regime de partilha de produção, os *royalties* são 50% maiores do que aqueles arrecadados no regime de concessões, por conta das alíquotas aplicadas. Por outro lado, no regime de concessões a participação especial é maior do que a participação da União no excedente em óleo advinda da partilha de produção. Com isso, a soma dos *royalties* e participações especiais no regime de concessões é maior do que a soma dos *royalties* e participação da União no excedente em óleo no regime de partilha de produção. No entanto, conforme os preços do petróleo se elevam, também se eleva a participação da União no excedente em óleo e a diferença de arrecadação de participações governamentais entre os dois regimes diminui.

Adiciona-se a isso o fato de que, de modo inverso, os impostos arrecadados no regime de partilha de produção são maiores do que aqueles do regime de concessões quando os preços do petróleo são mais baixos (US\$ 50 e US\$ 75), mas a diferença diminui até que quando o

cenário de preços do barril chega a US\$ 100, os impostos no regime de concessões são mais altos do que aqueles cobrados no regime de partilha.

Essas variações, nas quais o regime de concessões é mais favorável em termos de parcela governamental, mas cuja diferença para a arrecadação do regime de partilha diminui conforme os preços do petróleo aumentam, se aplicam a todos os campos, mas se exarcebam nos casos dos campos de Lula e Cernambi e Libra, por conta do tamanho de suas reservas e resultados econômicos mais elevados, até o ponto em que o regime de partilha de produção se torna mais favorável nos cenários de preços mais elevados.

Essa tendência pode ser verificada no Gráfico 71 abaixo, que mostra a diferença entre o somatório dos *royalties* e da participação da União no excedente em óleo no regime de partilha de produção e a somatória dos *royalties* e da participação especial no regime de concessões para vários campos selecionados.

Gráfico 71 - Diferença Entre a Soma de Royalties e Participação da União no Excedente em Óleo no Regime de Partilha de Produção e a Soma de Royalties e Participação Especial no Regime de Concessões
Fonte: Elaboração própria.

Pelo Gráfico 71 é possível visualizar que, quanto maior a reserva do campo, menor é a diferença entre as participações governamentais no regime de concessões e de partilha de

produção conforme aumentam os preços do barril de petróleo. Em alguns casos, a arrecadação do regime de partilha de produção ultrapassa a arrecadação do regime de concessões, conforme os preços do barril aumentam.

Ainda, é importante mencionar que no gráfico está ilustrada a diferença entre as arrecadações de participações governamentais nos dois regimes para o cenário de investimento em nova infraestrutura de unidades de produção. No entanto, essa mesma tendência é verificada no cenário com reaproveitamento de infraestrutura, ainda que de forma mais acentuada. Por isso, nesse segundo cenário de investimentos, o regime de partilha de produção se mostra mais favorável em termos de receita governamental para os campos de Libra e Lula e Cernambi em um número maior de cenários de preço do barril de petróleo, pois a arrecadação governamental do regime de partilha ultrapassa mais rapidamente aquela do regime de concessões, conforme pode ser verificado na Tabela 421.

5.24.3. ROYALTIES

A seguir são apresentados na Tabela 422, em valor presente, os *royalties* que podem ser esperados com a produção de cada um dos campos e também a somatória do total.

De modo geral, tem-se que o valor total de *royalties* é 50% maior no regime de partilha de produção e nos regimes concebidos de serviços e serviços com incentivos, do que o valor de *royalties* no regime de concessões, por conta das alíquotas que são aplicadas, de 15% nos primeiros e de 10% no regime de concessões.

Tabela 422 - Resumo dos Resultados Para Todos os Campos: *Royalties* (Milhões de US\$) (VPL)

Campo	Regime	Cenário - Barril US\$ 50						Cenário - Barril US\$ 75						Cenário - Barril US\$ 100					
		CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II
Atapu/N.S.Berbigão/N. S.Sururu	C+P	-	11.129	7.947	11.921	11.921	11.921	-	16.693	11.921	17.882	17.882	17.882	-	22.258	15.895	23.842	23.842	23.842
Berbigão/Sururu/O. Atapu	CON	-	-	2.254	3.381	3.381	3.381	-	-	3.381	5.072	5.072	5.072	-	-	4.508	6.762	6.762	6.762
Búzios	C+P	-	27.360	21.143	31.714	31.714	31.714	-	41.040	31.714	47.571	47.571	47.571	-	54.721	42.286	63.429	63.429	63.429
Carcará	CON	-	-	10.189	15.284	15.284	15.284	-	-	15.284	22.926	22.926	22.926	-	-	20.379	30.568	30.568	30.568
Itapu	C+P	-	2.217	1.959	2.938	2.938	2.938	-	3.326	2.938	4.407	4.407	4.407	-	4.435	3.917	5.876	5.876	5.876
Entorno de Júpiter	CON	-	-	814	1.222	1.222	1.222	-	-	1.222	1.832	1.832	1.832	-	-	1.629	2.443	2.443	2.443
Lapa	CON	-	-	1.060	1.590	1.590	1.590	-	-	1.590	2.386	2.386	2.386	-	-	2.121	3.181	3.181	3.181
Libra	PAR	-	-	18.858	28.287	28.287	28.287	-	-	28.287	42.430	42.430	42.430	-	-	37.715	56.573	56.573	56.573
Lula/Cernambi	CON	-	-	16.083	24.124	24.124	24.124	-	-	24.124	36.186	36.186	36.186	-	-	32.166	48.248	48.248	48.248
Pau-Brasil	PAR	-	-	5.279	7.919	7.919	7.919	-	-	7.919	11.878	11.878	11.878	-	-	10.558	15.837	15.837	15.837
Peroba	PAR	-	-	907	1.360	1.360	1.360	-	-	1.360	2.040	2.040	2.040	-	-	1.814	2.720	2.720	2.720
Sapinhoá	CON	-	-	4.528	6.792	6.792	6.792	-	-	6.792	10.187	10.187	10.187	-	-	9.056	13.583	13.583	13.583
Sépia	C+P	-	2.780	2.316	3.474	3.474	3.474	-	4.170	3.474	5.211	5.211	5.211	-	5.560	4.632	6.948	6.948	6.948
Sépia Leste	CON	-	-	361	542	542	542	-	-	542	813	813	813	-	-	722	1.084	1.084	1.084
Sul de Lula	CES	359	-	359	539	539	539	539	-	539	808	808	808	718	-	718	1.078	1.078	1.078
Sul de Sapinhoá	CES	751	-	751	1.127	1.127	1.127	1.127	-	1.127	1.691	1.691	1.691	1.503	-	1.503	2.254	2.254	2.254
Uruguá	CON	-	-	1.064	1.596	1.596	1.596	-	-	1.596	2.393	2.393	2.393	-	-	2.127	3.191	3.191	3.191
Soma Bacia de Santos		1.110	43.486	95.872	143.810	143.810	143.810	1.666	65.229	143.810	215.713	215.713	215.713	2.221	86.974	191.746	287.617	287.617	287.617
Albacora	CON	-	-	798	1.197	1.197	1.197	-	-	1.197	1.796	1.796	1.796	-	-	1.596	2.395	2.395	2.395
Barracuda/Caratinga/C arimbé	CON	-	-	817	1.225	1.225	1.225	-	-	1.225	1.837	1.837	1.837	-	-	1.633	2.450	2.450	2.450
Marlim/Voador/Brava	CON	-	-	840	1.260	1.260	1.260	-	-	1.260	1.890	1.890	1.890	-	-	1.680	2.520	2.520	2.520
Pão-de-Açúcar/Seat/Gávea	CON	-	-	2.404	3.607	3.607	3.607	-	-	3.607	5.410	5.410	5.410	-	-	4.809	7.213	7.213	7.213
Parque das Baleias	CON	-	-	3.250	4.874	4.874	4.874	-	-	4.874	7.312	7.312	7.312	-	-	6.499	9.749	9.749	9.749
Xerelete	CON	-	-	2.670	4.005	4.005	4.005	-	-	4.005	6.008	6.008	6.008	-	-	5.340	8.010	8.010	8.010
Soma Bacia de Campos		0	0	10.779	16.168	16.168	16.168	0	0	16.168	24.253	24.253	24.253	0	0	21.557	32.337	32.337	32.337
Soma Total		1.110	43.486	106.651	159.978	159.978	159.978	1.666	65.229	159.978	239.966	239.966	239.966	2.221	86.974	213.303	319.954	319.954	319.954

Fonte: Elaboração própria.

A distribuição dos *royalties* entre os diversos entes públicos ainda permanece incerta por conta das mudanças nas regras de distribuição inseridas nos anos recentes por alguns instrumentos jurídicos e posterior suspensão das novas regras, conforme explicado no Capítulo 3. Por conta disso, ainda são consideradas as regras estabelecidas para o regime de concessões por meio da Lei 9.478/1997 e apresentadas na Tabela 7.

De todo modo, uma análise importante com relação aos *royalties* é a de destinação para as áreas da saúde e da educação, conforme definido pela Lei 12.858 de 2013, também apresentada no Capítulo 3.

De acordo com a Lei 12.858/2013, os recursos provenientes de *royalties* e de participação especial devem ser destinados na proporção de 25% para a saúde e de 75% para a educação. No entanto, essa regra se aplica de modo diferente sobre as parcelas de *royalties* dos diversos beneficiários (Art. 2º da Lei 12.858/2013). Serão destinados à saúde e à educação na proporção de 25% e 75%, respectivamente, os *royalties* e participações especiais recebidos:

- I) pelos órgãos de administração direta da União, decorrentes da lavra em mar e de áreas cuja declaração de comercialidade tenha ocorrido a partir de 3 de dezembro de 2012.
- II) pelos Estados e Municípios, decorrentes da lavra em mar e relativos a contratos assinados a partir de 3 de dezembro de 2012.

Uma lista dos campos analisados no presente trabalho e que se enquadram nesta regra são apresentados na Tabela 423. Conforme indicado, alguns campos destinarão os *royalties* às áreas de saúde e educação na proporção de 25% e 75% somente com relação à parcela devida à União e outros campos, que tiverem contratos assinados após 3 de dezembro de 2012, destinarão tanto as parcelas devidas à União como aos Estados e Municípios a essas áreas.

Tabela 423 - Campos no Pré-Sal com Contratos Assinados ou Declaração de Comercialidade a partir de 3 de dezembro de 2012

Campo	Bloco	Assinatura do Contrato	Declaração de Comercialidade	Regime Regulatório	Parcela dos Royalties para Saúde e Educação
Sépia Leste	BM-S-24	Ano 2001	12/11/2015	Concessão	União
Atapu	IARA_ENT	3/9/2010	29/12/2014	Cessão Onerosa e Partilha de Produção	União
Oeste de Atapu	BM-S-11	Ano 2000	29/12/2014	Concessão	União
Sul de Sururu	IARA_ENT	3/9/2010	29/12/2014	Cessão Onerosa e Partilha de Produção	União
Norte de Sururu	IARA_ENT	3/9/2010	29/12/2014	Cessão Onerosa e Partilha de Produção	União
Sul de Berbigão	IARA_ENT	3/9/2010	29/12/2014	Cessão Onerosa e Partilha de Produção	União
Norte de Berbigão	IARA_ENT	3/9/2010	29/12/2014	Cessão Onerosa e Partilha de Produção	União
Berbigão	BM-S-11	Ano 2000	29/12/2014	Concessão	União
Sururu	BM-S-11	Ano 2000	29/12/2014	Concessão	União
Sul de Sapinhoá	GUARA_SUL	3/9/2010	3/9/2014	Cessão Onerosa	União
Itapu	FLORIM	3/9/2010	3/9/2014	Cessão Onerosa e Partilha de Produção	União
Sépia	TUPI_NE	3/9/2010	3/9/2014	Cessão Onerosa e Partilha de Produção	União
Lapa	BM-S-9	Ano 2000	19/12/2013	Concessão	União
Búzios	FRANCO	3/9/2010	19/12/2013	Cessão Onerosa e Partilha de Produção	União
Sul de Lula	TUPI_SUL	3/9/2010	19/12/2013	Cessão Onerosa	União
Libra	LIBRA	2/12/2013	Não declarada	Partilha de Produção	União e Estados e Municípios
Carará	BM-S-8	Ano 2000	Não declarada	Concessão	União
Entorno de Júpiter	BM-S-24	Ano 2001	Não declarada	Concessão	União
Pão de Açúcar / Seat / Gavea	BM-C-33	Ano 2005	Não declarada	Concessão	União
Pau-Brasil	-	Não assinado	Não declarada	Partilha de Produção	União e Estados e Municípios
Peroba	-	Não assinado	Não declarada	Partilha de Produção	União e Estados e Municípios

Fonte: Elaboração própria com dados de ANP, 2016e.

A partir desses campos e considerando o regime regulatório em que estão contratados e o valor de *royalties* em valor presente calculado pelo modelo para cada campo neste regime, foi

realizada uma estimativa dos valores de *royalties* que podem ser esperados para as áreas da saúde e da educação nos próximos anos⁵¹, conforme apresentado na Tabela 424.

É importante mencionar que no caso dos campos de Sula de Lula e Sul de Sapinhoá são considerados os *royalties* esperados no regime de cessão onerosa, pelo o qual estão contratados e que tem alíquota definida em 10% sobre a produção. Já no caso dos campos com contratos de cessão onerosa e também de partilha de produção para os volumes excedentes, incidem *royalties* com alíquota de 10% até o volume contratado pela cessão onerosa e para os volumes excedentes é aplicada a alíquota de 15%, definida pelo regime de partilha de produção.

Tabela 424 - Estimativa de Destinação de *Royalties* para as Áreas de Saúde e Educação (US\$ Milhões-VP)

Campo	Parcela dos Royalties Destinados		Cenário - Barril US\$ 50		Cenário - Barril US\$ 75		Cenário - Barril US\$ 100	
	Parcela	% do total	Saúde	Educação	Saúde	Educação	Saúde	Educação
Sépia Leste	União	40%	36	108	54	163	72	217
Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu	União	40%	1.113	3.339	1.669	5.008	2.226	6.678
Berbigão, Sururu, Oeste de Atapu	União	40%	226	677	338	1.014	451	1.352
Sul de Sapinhoá	União	40%	75	225	113	338	150	451
Sul de Lula	União	40%	36	108	54	162	72	216
Itapu	União	40%	222	665	333	998	444	1.331
Sépia	União	40%	278	834	417	1.251	556	1.668
Lapa	União	40%	106	318	159	477	212	636
Búzios	União	40%	2.736	8.208	4.104	12.312	5.472	16.416
Libra	União, Estados e Municípios	100%	7.072	21.215	10.608	31.823	14.143	42.430
Carcará	União	40%	1.019	3.057	1.528	4.585	2.038	6.114
Entorno de Júpiter	União	40%	82	245	122	367	163	489
Pão de Açúcar, Seat, Gavea	União	40%	240	721	361	1.082	481	1.443
Pau-Brasil	União, Estados e Municípios	100%	1.980	5.939	2.970	8.909	3.959	11.878
Peroba	União, Estados e Municípios	100%	170	510	510	1.530	680	2.040
Total			15.390	46.169	23.340	70.020	31.119	93.357

Fonte: Elaboração própria.

⁵¹ Conforme já mencionado no Capítulo 4, este trabalho apresenta para todos os campos resultados em valor presente considerando a produção de cada campo pelo período de 30 anos. No entanto, não é considerado o escalonamento dos projetos ao longo do tempo. Portanto, os resultados estimados nesse caso refletem os valores presentes para todos os campos como se os mesmos iniciassem a produção ao dia de hoje. Se fosse considerado um escalonamento dos projetos ao longo do tempo, os valores presentes seriam diferentes, já que a análise ultrapassaria o período total de 30 anos.

De acordo com os dados da Tabela 424, com a produção nos campos do pré-sal podem ser esperados recursos para a área da saúde entre US\$ 15,4 bilhões e US\$ 31,1 bilhões nos próximos 30 anos. Já para a área da educação, os recursos estimados estão entre US\$ 46,2 bilhões e US\$ 93,4 bilhões. Todos os montantes são em valores presentes.

5.24.4. RESULTADOS PARA OS EMPREENDEDORES NOS PROJETOS

Nesta seção, são apresentados os resultados que podem ser esperados pelos empreendedores nos projetos dos campos analisados. Esses resultados estão diretamente relacionados com os preços de equilíbrio, apresentados na seção “5.24.1. *Preços de Equilíbrio*”. Ou seja, quando determinado campo possui preço de equilíbrio menor do que o do cenário de preço do barril de petróleo considerado, o resultado do empreendedor, em VPL, será positivo, indicando que o projeto é financeiramente viável, de acordo com os parâmetros adotados para análise.

Os resultados esperados para cada empreendedor (concessionário, contratado, União) nos diferentes campos, cenários regulatórios, de preços do barril de petróleo e de investimentos, são apresentados nas Tabela 425 e Tabela 426 abaixo.

Conforme pode ser verificado nas tabelas, os regimes de serviços e de serviços com incentivos são aqueles onde o investidor do projeto, ou seja, a União, tem os resultados mais favoráveis. Isso porque, apesar de ter um grande dispêndio de capital, a receita da União também é elevada, já que ela é quem fica com a maior parte do valor da produção, transferindo à Petrobras apenas uma parcela da receita na forma de pagamento pelos serviços prestados pela empresa.

Apesar de neste caso a receita da Petrobras ser menor do que a que ela poderia receber com a produção em determinados campos, como pode ser verificado nos resultados apresentados ao longo deste capítulo, ela não tem riscos de investimentos no regime de serviços, já que apenas presta os serviços e o risco fica à cargo da União.

Tabela 425 - Resumo dos Resultados Para Todos os Campos: Resultados dos Empreendedores no Projeto com Investimento em Nova Infraestrutura (US\$ Milhões)
(VPL)

Campo	Regime	Barril US\$ 50						Barril US\$ 75						Barril US\$ 100					
		CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II
Atapu/N.S.Berbigão/N. S.Sururu	C+P	-	3.331	2.186	2.239	30.493	35.454	-	15.738	16.515	14.635	68.001	72.962	-	29.630	30.746	26.461	105.508	110.470
Berbigão/Sururu/O. Atapu	CON	-	-	-1.142	1.516	5.301	6.959	-	-	2.898	6.386	15.939	17.598	-	-	6.914	10.408	26.578	28.236
Búzios	C+P	-	12.809	275	822	73.202	89.528	-	57.290	38.428	34.159	172.986	189.312	-	101.771	76.272	66.550	272.770	289.096
Carará	CON	-	-	1.081	5.712	35.622	42.553	-	-	19.405	23.784	83.711	90.642	-	-	37.730	40.111	131.800	138.731
Itapu	C+P	-	1.080	-1.700	-1.288	3.476	5.028	-	6.205	1.828	2.085	12.719	14.271	-	11.267	5.318	5.202	21.963	23.515
Entorno de Júpiter	CON	-	-	-1.784	-722	-363	457	-	-	-269	1.171	3.480	4.300	-	-	1.198	2.719	7.324	8.144
Lapa	CON	-	-	-842	600	2.003	2.821	-	-	1.063	2.962	7.007	7.825	-	-	2.953	4.883	12.011	12.829
Libra	PAR	-	-	-8.143	-3.333	68.309	80.715	-	-	25.748	28.290	157.307	169.713	-	-	59.519	57.960	246.306	258.712
Lula/Cernambi	CON	-	-	2.343	7.022	57.579	69.111	-	-	31.169	34.297	133.481	145.014	-	-	59.996	59.708	209.384	220.917
Pau-Brasil	PAR	-	-	-3.446	795	16.087	19.726	-	-	6.070	11.004	41.002	44.641	-	-	15.477	19.711	65.917	69.556
Peroba	PAR	-	-	-1.868	-658	487	1.311	-	-	-190	1.428	4.767	5.590	-	-	1.440	3.115	9.047	9.870
Sapinhoá	CON	-	-	600	4.528	15.874	18.744	-	-	8.716	13.325	37.243	40.113	-	-	16.785	20.779	58.612	61.482
Sépia	C+P	-	1.448	-984	-662	5.887	7.546	-	6.990	3.165	3.168	16.818	18.477	-	12.479	7.292	6.735	27.748	29.408
Sépia Leste	CON	-	-	-2.495	-2.039	-2.813	-2.182	-	-	-1.728	-1.120	-1.108	-478	-	-	-1.045	-345	596	1.227
Sul de Lula	CES	-1.751	-	-2.510	-2.060	-2.839	-2.208	-638	-	-1.747	-1.147	-1.144	-513	434	-	-1.069	-378	551	1.182
Sul de Sapinhoá	CES	-387	-	-1.998	-1.016	-929	-113	1.858	-	-594	746	2.617	3.434	4.089	-	761	2.191	6.164	6.980
Uruguá	CON	-	-	-806	644	2.047	2.864	-	-	1.105	3.012	7.067	7.884	-	-	3.000	4.938	12.088	12.904
Albacora	CON	-	-	-2.181	-1.055	-1.021	-150	-	-	-651	845	2.746	3.617	-	-	789	2.366	6.513	7.384
Barracuda/Caratinga/C arimbé	CON	-	-	-2.104	-954	-843	28	-	-	-551	983	3.011	3.882	-	-	922	2.530	6.864	7.735
Marlim/Voador/Brava	CON	-	-	-1.974	-795	-598	174	-	-	-402	1.169	3.366	4.138	-	-	1.100	2.749	7.330	8.102
Pão-de-Açúcar/Seat/Gávea	CON	-	-	-3.178	-31	2.499	4.372	-	-	1.176	5.377	13.847	15.720	-	-	5.524	9.746	25.194	27.068
Parque das Baleias	CON	-	-	-4.970	-830	2.293	4.963	-	-	945	6.428	17.630	20.300	-	-	6.814	12.372	32.966	35.636
Xerelete	CON	-	-	-3.075	481	3.552	5.570	-	-	1.757	6.463	16.153	18.171	-	-	6.578	11.303	28.754	30.772

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 426 - Resumo dos Resultados Para Todos os Campos: Resultados dos Empreendedores no Projeto com Reaproveitamento de Infraestruturas (US\$ Milhões) (VPL)

Campo	Regime	Barril US\$ 50						Barril US\$ 75						Barril US\$ 100					
		CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II
Atapu/N.S.Berbigão/N. S.Sururu	C+P	-	7.568	7.739	6.977	39.683	43.627	-	21.165	22.011	18.951	77.190	81.135	-	35.057	36.174	30.656	114.698	118.643
Berbigão/Sururu/O. Atapu	CON	-	-	1.150	3.733	9.144	10.406	-	-	5.167	8.513	19.782	21.044	-	-	9.184	12.363	30.420	31.682
Búzios	C+P	-	28.075	15.851	14.188	98.466	111.550	-	72.556	53.694	46.834	198.250	211.334	-	117.037	91.538	78.903	298.034	311.118
Carcará	CON	-	-	8.784	12.608	48.370	53.852	-	-	27.108	30.212	96.459	101.941	-	-	45.360	46.168	144.548	150.030
Itapu	C+P	-	3.414	606	804	7.318	8.476	-	8.481	4.098	3.958	16.562	17.720	-	13.537	7.588	6.982	25.805	26.963
Entorno de Júpiter	CON	-	-	-523	500	1.670	2.285	-	-	948	2.319	5.514	6.128	-	-	2.400	3.800	9.357	9.971
Lapa	CON	-	-	374	1.776	4.036	4.648	-	-	2.264	4.089	9.040	9.652	-	-	4.153	5.955	14.045	14.656
Libra	PAR	-	-	5.207	8.345	167.343	101.296	-	-	38.978	39.402	256.342	190.295	-	-	72.749	68.814	345.341	279.294
Lula/Cernambi	CON	-	-	13.924	17.267	76.744	85.947	-	-	42.750	43.993	152.647	161.850	-	-	71.577	69.139	228.550	237.753
Pau-Brasil	PAR	-	-	1.098	4.948	23.604	26.438	-	-	10.509	14.823	48.519	51.353	-	-	19.917	23.317	73.434	76.268
Peroba	PAR	-	-	-609	557	2.521	3.138	-	-	1.026	2.563	6.800	7.418	-	-	2.642	4.188	11.080	11.698
Sapinhoá	CON	-	-	4.023	7.648	21.589	23.853	-	-	12.092	16.206	42.958	45.222	-	-	20.160	23.508	64.327	66.591
Sépia	C+P	-	3.768	1.307	1.385	9.729	10.993	-	9.261	5.434	4.993	20.660	21.923	-	14.748	9.562	8.485	31.591	32.854
Sépia Leste	CON	-	-	-1.098	-709	-724	-303	-	-	-422	152	981	1.402	-	-	225	880	2.686	3.106
Sul de Lula	CES	-445	-	-1.112	-729	-750	-329	627	-	-440	127	945	1.367	1.695	-	203	854	2.640	3.062
Sul de Sapinhoá	CES	827	-	-736	208	1.104	1.715	3.058	-	624	1.902	4.651	5.262	5.290	-	1.963	3.284	8.197	8.808
Uruguá	CON	-	-	410	1.820	4.080	4.691	-	-	2.306	4.139	9.101	9.711	-	-	4.201	6.010	14.121	14.731
Albacora	CON	-	-	-959	123	900	1.577	-	-	501	1.944	4.667	5.344	-	-	1.925	3.410	8.434	9.112
Barracuda/Caratinga/C arimbé	CON	-	-	-891	223	1.078	1.755	-	-	601	2.078	4.932	5.609	-	-	2.058	3.573	8.785	9.462
Marlim/Voador/Brava	CON	-	-	-779	364	1.323	1.901	-	-	737	2.261	5.287	5.865	-	-	2.235	3.792	9.252	9.829
Pão-de-Açúcar/Seat/Gávea	CON	-	-	-1.221	1.896	5.727	7.267	-	-	3.127	7.220	17.074	18.615	-	-	7.438	11.498	28.422	29.962
Parque das Baleias	CON	-	-	-2.027	2.033	7.088	9.258	-	-	3.842	9.206	22.424	24.594	-	-	9.699	14.987	37.761	39.931
Xerelete	CON	-	-	-1.114	2.403	6.780	8.463	-	-	3.707	8.322	19.381	21.064	-	-	8.509	13.054	31.982	33.665

Fonte: Elaboração própria.

Também, conforme pode ser observado nas tabelas acima, desconsiderando os regimes de serviços e serviços com incentivos, os resultados são inversamente proporcionais aqueles encontrados para as receitas governamentais. No caso das receitas governamentais, o regime de concessões mostrou-se mais favorável na maior parte dos campos e com relação aos resultados dos investidores, o regime de partilha de produção apresenta resultados mais favoráveis na maior parte dos campos.

Isso ocorre pelos mesmos motivos que justificam a maior parcela governamental no regime de concessões para a maior parte dos campos e também, da mesma forma, esse resultado se altera conforme os preços do barril de petróleo aumentam.

Nos campos que atualmente estão sob contratos de cessão onerosa e de cessão onerosa combinados com partilha de produção, estes regimes se mostram mais favoráveis ao investidor do que os regimes de concessões ou apenas de partilha de produção.

Isso porque, no caso dos campos apenas em cessão onerosa (Sul de Lula e Sul de Sapinhoá) não há o pagamento de bônus de assinatura, nem de participações especiais que incidem no regime de concessões, nem as restrições em recuperação de capital que incidem no regime de partilha de produção.

Já no caso dos campos que possuem combinados os regimes de cessão onerosa com a partilha de produção para os volumes excedentes, esse regime misto se mostra mais favorável, pois apresenta uma participação governamental menor, além de não ter nos primeiros anos, até que se produza o volume da cessão onerosa, restrições de recuperação de capital que passam a valer a partir da adoção do regime de partilha de produção para os volumes excedentes.

No caso dos demais campos, o regime de partilha de produção se mostra mais favorável ao investidor em todos os casos quando o preço do barril de petróleo está em US\$ 50. Quando o preço do barril aumenta, também aumenta a participação governamental devida no regime de partilha de produção e, portanto, diminui a diferença entre este regime e os resultados do regime de concessões. Em alguns casos, como nos campos com reserva maior, essa diferença diminui mais rapidamente e chega a se inverter, tornando o regime de concessões mais favorável ao investidor no caso dos campos de Atapu, Sul de Berbigão, Norte de Berbigão, Sul de Sururu e Norte de Sururu quando o preço do barril está em US\$ 75 e também nos campos de Libra e Lula e Cernambi quando o preço do barril está em US\$ 100.

Quando considerado um cenário de investimentos com reaproveitamento de infraestruturas, essa diferença inicialmente favorável ao regime de partilha de produção frente ao de concessões, diminui mais rapidamente.

É importante notar que nos cenários de preços do barril de petróleo em US\$ 50, muitos dos campos apresentam VPL negativo para o investidor, considerando a taxa de desconto de 10%, utilizada como referência em todas as simulações, mostrando-se financeiramente inviáveis neste patamar de preços.

Isso ocorre principalmente no caso dos campos com reservas menores, nos quais os custos de capital acabam onerando o projeto demasiadamente. Em muitos casos, essa situação financeira negativa é revertida quando são considerados os cenários de investimentos em capital com o reaproveitamento de infraestruturas existentes.

Sabe-se também que alguns dos campos com reservas menores passam ou devem passar por processos de unitização da produção com outros campos, o que reverteria essa tendência, já que os custos com capital seriam diluídos.

Outro caso que merece menção é o campo de Libra, que, apesar de apresentar uma das maiores reservas do país, possui um preço de equilíbrio elevado ou resultados negativos para os investidores no cenário de preços do barril em US\$ 50 quando considerado um cenário de investimento em nova infraestrutura de produção. Nesse caso específico, isso ocorre por conta do bônus de assinatura pago pelo contrato de partilha de produção, após a licitação do campo em 2013. O valor pago em bônus foi de R\$ 15 bilhões, o que onera o projeto em seu período inicial.

CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES

Ao longo da presente pesquisa, pretendeu-se explorar a hipótese de que a produção de petróleo no Brasil, que, segundo a Constituição pertence à União e, portanto, a toda a sociedade, gera um grande excedente econômico, que é apropriado de maneira desigual entre os grupos sociais e é objeto de disputas políticas e sociais.

Para isso, o trabalho baseou-se no arcabouço teórico trazido pela Teoria da Renda de Karl Marx, que também foi explorado por outros autores, em particular para a compreensão da apropriação da renda de recursos petrolíferos, conforme apresentado no Capítulo 2.

De importante consideração para explorar a hipótese são as análises acerca da construção do arcabouço regulatório para as atividades de exploração de petróleo e gás natural no Brasil, apresentadas no Capítulo 3. Essas análises serviram de base para a formulação de um modelo quantitativo, denominado CAMPOS, que trouxe resultados econômico-financeiros para a produção em reservas na área do pré-sal, sob distintos regimes regulatórios, de preços de barril de petróleo e de cenários de investimentos.

A partir da análise dos resultados trazidos pelo modelo quantitativo, que são apresentados com detalhamento no Capítulo 5, o presente trabalho apresenta dois resultados principais, que permitem explorar a hipótese da pesquisa.

O primeiro desses dois resultados principais diz respeito a uma análise dos preços de equilíbrio para cada campo, sob os distintos cenários regulatórios e de investimentos, que permite avaliar a produção no pré-sal sob a ótica financeira do investidor, seja ele uma empresa, pública ou privada, ou ainda o próprio Estado. O segundo grande resultado diz respeito à análise dos modelos regulatórios que trazem mais receitas ao poder público, ou seja, ao proprietário último dos recursos petrolíferos do país.

Com relação aos preços de equilíbrio – ou seja, menor valor de preço do barril de petróleo que torna positivo o resultado do investidor no projeto –, os resultados para um cenário de investimento em novas infraestruturas e para reservas com mais de um bilhão de barris de óleo equivalente indicaram valores médios na Bacia de Santos de US\$ 43,28 no regime misto de cessão onerosa e partilha de produção, de US\$ 52,06 no regime de concessões, de US\$ 46,56 no regime de partilha de produção, de US\$ 32,67 no regime de serviços e de US\$ 29,01 no regime de serviços com incentivos.

Esses valores indicam que a produção dos campos no pré-sal é viável financeiramente nestes patamares de preços do barril de petróleo, mesmo com a necessidade de altos investimentos em capital para novas unidades de produção. Essa constatação é importante, pois desde as descobertas das reservas na área do pré-sal existe um grande debate nacional acerca da viabilidade econômica dessas reservas e também a veiculação de matérias na mídia e afirmações de especialistas no setor que indicavam uma possível não viabilidade.

Os resultados dos preços de equilíbrio indicam viabilidade financeira ainda mais favorável sob um cenário de investimento em capital que considera o reaproveitamento de infraestruturas existentes, como a adaptação de FPSOs e o uso de navios aliviadores que operam em outros campos.

Nessa situação, para a Bacia de Santos e considerando as reservas maiores que um bilhão de barris de óleo equivalente, os valores médios de preço de equilíbrio encontrados são de US\$ 33,94 para o regime de cessão onerosa combinado com partilha de produção para volumes excedentes, de US\$ 40,90 no regime de concessões, de US\$ 36,94 no regime de partilha de produção, de US\$ 25,61 no regime de serviços e de US\$ 22,69 no regime de serviços com incentivos.

Para os campos localizados na Bacia de Campos os valores médios de preço de equilíbrio são mais elevados. Isso porque, as reservas estimadas no pré-sal nessa bacia são menores do que aquelas encontradas na Bacia de Santos e, portanto, os investimentos em capital oneram mais os projetos. Ainda assim, vale notar que as reservas estimadas no pré-sal na Bacia de Campos estão localizadas em campos que já possuem operação também no pós-sal e que, portanto, devem encontrar reaproveitamento de infraestruturas de unidades de produção. Isso tende a deixar o projeto mais favorável em termos financeiros e logísticos, ainda que não se tenha conseguido mensurar essa situação com os dados de investimentos levantados na pesquisa.

É importante mencionar que, de modo geral, os preços de equilíbrio que resultaram das simulações realizadas ao longo do presente trabalho, apresentados na Tabela 419, foram avaliados como altos por especialistas da área⁵². Por isso, é importante notar que o resultado é influenciado por diversos fatores e pelas premissas adotadas nas simulações.

⁵² Os resultados foram avaliados por Paulo Cesar Ribeiro Lima e Ildo Luis Sauer durante a comissão avaliadora desta tese em dezembro de 2016. Conforme descrito ao longo desta seção, alguns valores adotados nas simulações como bônus de assinatura tendem a onerar parte dos campos analisados. Além disso, parte dos campos com reservas pequenas e que estão ou devem passar por processos de unitização de reservas também tem o projeto onerado pelos investimentos em capital. Esses fatores elevam os preços de equilíbrio.

Um dos fatores que eleva os preços de equilíbrio em alguns dos casos é o valor do bônus de assinatura adotado durante sua simulação financeira. Isso ocorre no caso do campo de Libra, que apresenta preços de equilíbrio mais altos que a maioria dos campos na Bacia de Santos com reservas superiores a 1 bilhão de barris de óleo equivalente. Isso porque o bônus de assinatura pago pelo campo de Libra, no montante de R\$ 15 bilhões, é mais alto que o dos demais campos e, portanto, onera o projeto.

Essa situação irá se repetir nos casos dos campos de Peroba e Pau-Brasil, que, por ainda não terem sido licitados e não apresentarem valor definido para bônus de assinatura, foram simulados com bônus de assinatura proporcional ao do campo de Libra, que foi o campo de referência para as simulações. Assim, os preços de equilíbrio desses dois campos também são mais elevados do que a média na Bacia de Santos.

Além disso, alguns dos campos analisados possuem reservas pequenas que estão ou devem passar por processos de unitização com outros campos. Nessas situações, os parâmetros de investimento em capital adotados nas simulações acabam por onerar esses projetos resultando em preços de equilíbrio mais elevados.

Outro fator que pode influenciar o preço de equilíbrio são as participações governamentais. Quando comparados, por exemplo, os preços de equilíbrio do campo de Sépia com aqueles dos campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu, é verificado que Sépia possui preços de equilíbrio geralmente menores, pois sua reserva é ligeiramente maior do que a de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu, o que implica em melhor retorno sobre os investimentos em capital realizados. No entanto, quando comparado entre esses campos apenas o preço de equilíbrio sob o regime de partilha de produção, o preço de equilíbrio de Sépia é maior, pois a participação da União no óleo excedente nesse caso é maior do que aquela considerada para os campos de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu.

Além dos diversos fatores que influenciam os resultados dos preços de equilíbrio e de os mesmos terem sido avaliados por especialistas como altos, é de extrema importância notar que os preços de equilíbrio, apesar de serem um indicador financeiro, tendem a ser usados como indicativo de priorização de projetos, mas não medem a importância estratégica da produção em determinados campos e sua influência na manutenção dos níveis de produção nacional e suas consequências na determinação de preços do barril de petróleo.

Por isso, apesar da importância desse resultado como indicador financeiro, sua utilização como referência para a indicação ou priorização de projetos deve ser vista com cautela e deve

ser acompanhada de outras diretrizes e critérios estratégicos que transcendem análises meramente financeiras.

Com relação ao segundo resultado principal desta pesquisa, que diz respeito à análise dos regimes regulatórios que trazem mais receitas ao poder público, tem-se que o regime de partilha de produção, da forma como foi simulado, nem sempre garante maior participação governamental, a despeito de ter sido introduzido no país em meio a um debate sobre a necessidade de garantir ao Estado brasileiro maior participação nos recursos advindos da exploração das reservas na área do pré-sal.

Conforme apontam os resultados apresentados no Capítulo 5, os regimes que garantem maior parcela governamental são os regimes de serviços com incentivos e serviços – da forma como foram concebidos para este exercício –, já que nesses casos a maior parte do valor da produção permanece com o Estado. Isso porque, os regimes de serviços trazem uma lógica diferente de apropriação de renda, mantendo o Estado ao mesmo tempo nas posições de proprietário do recurso e de capitalista.

Depois dos regimes de serviços, aquele que traz mais receita governamental, na maior parte dos casos, é o regime de concessões. No cenário de investimentos mais altos, que considera apenas novas infraestruturas de produção, o regime de concessões garante maior participação governamental em todos os campos analisados quando o valor do barril de petróleo está em US\$ 50.

Isso ocorre, pois nesse regime a soma dos *royalties* e da participação especial é mais elevada do que a soma dos *royalties* e da participação da União no excedente óleo no caso do regime de partilha de produção. Quando os preços do petróleo se elevam, a diferença nas receitas governamentais entre os dois regimes diminui, já que a parcela do excedente em óleo no regime de partilha de produção passa a ser cada vez maior, considerando as regras aplicadas no caso do campo de Libra, adotado como referência. De acordo com essas regras, foi adotada uma alíquota base de participação da União no excedente em óleo, que aumenta conforme se elevam os preços do barril de petróleo, além de estar vinculada à produção média diária dos poços.

Assim, no mesmo cenário de investimentos mais altos, quando o preço do barril de petróleo está a US\$ 75, o regime de partilha de produção traz mais receitas governamentais do que o regime de concessões para os campos de Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu e Búzios (que hoje são contratados em um regime misto de cessão onerosa e de partilha de produção para volumes excedentes). No entanto, é importante notar

que para esses campos – e para os demais contratados no regime misto – a alíquota de participação da União no excedente em óleo definida para a partilha de produção é mais alta do que aquela do campo de referência (Libra), já que o contrato que será assinado para esses campos trouxe alíquotas diferenciadas. Por isso, nesses casos, o regime de partilha de produção torna-se mais rapidamente vantajoso do ponto de vista de receitas governamentais.

Para o cenário de preços do barril de petróleo a US\$ 100, aumentam o número de campos onde o regime de partilha de produção traz mais receitas governamentais. Nesse caso, o regime de partilha de produção traz mais receitas em todos os campos que hoje estão contratados sob o regime misto de cessão onerosa com partilha de produção para volumes excedentes (Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Búzios, Itapu e Sépia), pela mesma justificativa apresentada acima, que torna mais rápida a diminuição da diferença entre receitas governamentais coletadas nos regimes de concessões e de partilha de produção. Ainda, nesse cenário, o regime de patilha de produção traz mais receitas governamentais nos casos dos campos de Libra e de Lula e Cernambi, que apresentam grandes reservas.

Assim, conforme apresentado no Capítulo 5, é possível verificar que, ao passo que os preços do barril de petróleo se elevam, o regime de partilha de produção traz receitas governamentais cada vez mais próximas daquelas do regime de concessões, tendência que é exarcebada quanto maior é o tamanho da reserva analisada. Em alguns casos, em campos com grandes reservas, como Libra e Lula e Cernambi, essa tendência é exarcebada ao ponto de que nos cenários de preços de barril de petróleo mais altos o regime de partilha de produção acaba por ultrapassar o de concessões em termos de receitas governamentais.

No entanto, ainda assim, na maior parte dos campos o regime de concessões segue sendo aquele com mais receitas ao poder público. Essa conclusão é contraditória se levado em consideração que o regime de partilha de produção foi adotado no país sob um debate nacional acerca das possibilidades para o Estado se apropriar de mais recursos com a produção na área do pré-sal. Pelos resultados e, pela forma como o regime de partilha de produção foi simulado, com base no campo de Libra, tem-se que isso só é verdadeiro quando coexistem as situações de preços do petróleo elevados (entre US\$ 75 e US\$ 100 por barril) e grandes reservas. Também, ocorre no caso de preços elevados e campos contratados em regime misto, que tem alíquota de participação da União no excedente em óleo maior do que a do campo de referência.

Conforme apresentado com detalhamento no Capítulo 4, as simulações para os resultados no regime de partilha de produção consideram a mesma alíquota base (41,65%) e metodologia de cálculo de participação da União no excedente em óleo estabelecidas para o campo de Libra, adotado como referência. A exceção está nos campos contratados sob um regime misto (cessão onerosa e partilha de produção para volumes excedentes), nos quais foram definidas outras alíquotas de participação da União, mais altas do que aquela do campo de Libra.

Essa diferenciação de alíquotas e metodologia de cálculo se revelou importante para influenciar as receitas governamentais que podem ser esperadas com o regime de partilha de produção. Conforme indicam os resultados, quando os preços do petróleo se elevam os primeiros campos a trazer resultados positivos no regime de partilha de produção são aqueles em que há uma alíquota mais elevada de participação da União no excedente em óleo, que não varia em função dos preços ou produção média diária dos poços. Ou seja, modificações na alíquota e metodologia de cálculo para sua aplicação sobre o excedente em óleo podem influenciar os resultados do poder público na apropriação da renda dos campos no pré-sal.

Isso leva à conclusão importante de que o regime de partilha de produção não é atualmente aquele que gera mais receitas governamentais pela forma como se dá a definição da alíquota de participação da União no óleo produzido. No entanto, ele pode trazer mais receitas governamentais caso haja a instauração de uma política pública para uma definição de alíquota mais adequada.

De fato, à diferença do regime de concessões, o regime de partilha de produção foi inserido no país sem a definição de uma política pública para as participações governamentais. Conforme analisado no Capítulo 3, a estrutura jurídica do regime de concessões define o pagamento de *royalties* e de participação especial e também define sua forma de cálculo e distribuição. Isso não ocorre com o regime de partilha de produção. Nesse caso, os instrumentos jurídicos, apesar de definirem que há o pagamento de *royalties* e que existe uma participação da União no óleo produzido, não definem como deve ocorrer essa participação, que deveria ser o principal mecanismo de apropriação de renda pelo Estado. Por isso, essa participação é definida caso a caso, por meio de editais de licitação (caso de Libra) ou contratos diretos com a Petrobras (caso dos excedentes da cessão onerosa).

No caso do campo de Libra, cuja alíquota e metodologia de cálculo foram adotadas como referência na maior parte dos campos analisados, o processo de licitação do campo, realizado em outubro de 2013, trouxe apenas uma oferta, de um consórcio formado entre a Petrobras (40%) e empresas estrangeiras (Shell com 20%, Total com 20%, CNOOC com 10% e CNPC

com 10%). Não houve, portanto, competição ou negociação sobre o valor da alíquota base de participação da União no excedente em óleo, que era objeto da licitação, ou seja, um dos itens considerados para a definição da empresa ou consórcio vencedor.

Isso pode ser entendido pelo fato de que, até então, pela legislação, a Petrobras deveria ter participação mínima obrigatória de 30% em todos os campos do pré-sal⁵³. Ou seja, estaria em todo e qualquer consórcio formado para competir nas licitações de áreas. No entanto, da forma como o processo de licitação está desenhado atualmente, isso implica que as empresas interessadas em áreas tendem a negociar diretamente com a Petrobras a formação de um consórcio, acomodando em negociações prévias suas participações e decisões de investimento, o que provavelmente levou a uma oferta única na licitação do campo de Libra.

Essa situação poderia ser revertida a partir de mudanças nas regras de formação dos consórcios. A Petrobras – que ainda detem a preferência de participação mínima e operação na área do pré-sal –, e sua participação definida para determinada área, poderia ser excluída da formação inicial dos consórcios de empresas, que então poderiam competir entre si, e sem a Petrobras, pelo restante da participação nas áreas, o que tenderia a levar a uma melhor negociação da alíquota de participação da União no excedente em óleo.

A despeito das modificações nas regras atuais que poderiam aumentar as participações governamentais no regime de partilha de produção, outra conclusão importante, já mencionada acima, é o fato dos regimes de serviços gerarem mais receitas governamentais. Atualmente, a Lei da Partilha de Produção já prevê a contratação direta e exclusiva da Petrobras em áreas do pré-sal. Inclusive, essa contratação já está ocorrendo para volumes excedentes em campos sob cessão onerosa e, conforme os resultados, apresentam melhores resultados para o governo, por conta de alíquotas de participação no óleo mais elevadas.

Considerando essa possibilidade trazida pela Lei, outra recomendação para o aumento das receitas governamentais seria a contratação direta da Petrobras em áreas do pré-sal, trazendo o atual regime de partilha de produção para o mais próximo possível do regime de serviços, por meio de transferências de recursos públicos para o financiamento da produção e maior participação da União no óleo produzido.

⁵³ O critério introduzido pela Lei nº 12.351/2010 (Art. 4º e 10º) de que a Petrobras era operadora única e teria obrigatoriamente participação mínima de 30% em todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção foi alterado recentemente pela Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016, que instituiu que a Petrobras possui agora o direito de preferência com relação à operação única e à participação mínima nos consórcios, mas não mais a obrigatoriedade.

Além disso, existe a discussão sobre a adoção de um regime de serviços propriamente no país, que de fato traria a maior possibilidade de receitas governamentais, conforme demonstrado pelos resultados. Essa possibilidade já foi trazida pelo PL 5.194 de 2013, que esteve em tramitação no Congresso Nacional até o início do ano de 2015, quando foi arquivado por falta de manifestações ao projeto. Apesar do arquivamento, pode-se ainda pensar na construção das circunstâncias políticas necessárias para trazê-lo novamente ao debate, se de fato se quer a maior apropriação dos recursos petrolíferos pela sociedade brasileira.

No entanto, e voltando para a hipótese deste trabalho, as análises dos arcabouços regulatórios e dos efeitos que tem sobre as receitas da produção de petróleo no país indicam que os recursos não tem sido apropriados pela sociedade brasileira em todo o seu potencial e que o novo regime de partilha de produção instaurado no país permite uma instrumentalização da Lei para operá-lo de modo a favorecer os interesses de empresas em detrimento da sociedade, proprietária última do recurso natural.

Além disso, mesmo sobre as receitas já destinadas ao poder público – sem avaliar o mérito destas serem mais ou menos favoráveis – há um embate sobre sua distribuição entre as diferentes instâncias, que segue a mesma lógica de negociação de apropriação de receitas verificadas entre poder público *versus* empresas.

Isso pode ser verificado na grande discussão e, atualmente, indecisão, com relação à distribuição dos *royalties*. Atualmente, conforme detalhado no Capítulo 3, as regras que dizem respeito à alíquota para a cobrança de *royalties* no regime de partilha de produção, bem como as regras para sua distribuição entre os diversos beneficiários não estão válidas, pois foram introduzidas no país por uma lei que está suspensa pelo STF e não há indicativos de quando essa situação será revista.

Finalmente, conclui-se que o regime de partilha de produção – que define a forma como o proprietário dos recursos naturais (União) pode transferí-los a outros entes (empresas), por meio de pagamentos – tem sido instrumentalizado de modo a gerar menos benefícios governamentais do que os esperados. Atualmente, de acordo com as regras aplicadas pelo regime de partilha de produção para a participação da União no excedente em óleo e para a formação de consórcios para licitações, o regime de concessões mostra-se mais favorável em termos de receitas governamentais na maior parte dos campos analisados.

Essa situação poderia ser alterada ou com a adoção de um novo regime regulatórios, como o de serviços, que se mostrou o mais favorável em termos de receitas governamentais, ou com a

adaptação das regras do regime de partilha de produção atual, para permitir alíquotas de participação da União no excedente em óleo mais elevadas.

De fato, é importante reconhecer que o regime de partilha de produção representou um avanço regulatório no país ao permitir ao Estado a possibilidade de maior apropriação dos recursos produzidos. Ainda que este novo regime tenha sido operado nos últimos anos de modo a não proporcionar maior geração de receitas ao poder público, é possível instaurar políticas públicas para estabelecer de modo objetivo e claro a forma de participação da União no óleo produzido, o que pode fazer rapidamente com que esse regime seja mais favorável do ponto de vista de receitas governamentais.

Além disso, e, a despeito dos indicadores financeiros trazidos pelo presente trabalho, o regime de partilha de produção ou de serviços, conforme aqui proposto, permitem, ao contrário do regime de concessões, um posicionamento estratégico do país diante da exploração dos recursos petrolíferos, o que nem sempre é justificado pela lógica financeira. Ou seja, o controle do óleo pelo Estado, a operação dos campos por uma empresa pública e o fortalecimento tecnológico nacional, permitem ao país um controle de reservas, ritmo de produção e, conseqüentemente, controle de preços, que são essenciais se se quer adotar estratégias e políticas públicas para o desenvolvimento nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVAREZ, C. G., 1988. Renta y Geopolítica de la Energía, vol. 49. Medellín: Ediciones Autores Antioqueños, 1988.

ALVAREZ, C. G., 1993. La Economía de la Energía y el Precio. Ensayos de Economía, 1993.

ALVAREZ, C. G., 2000. Economía y Política Petrolera. Disponível em: <<http://www.unalmed.edu.co/~cgalvare/libro.htm>>. Acesso em: 27 de fevereiro de 2016.

ALVAREZ, C. G., 2011. La coyuntura minero energética en Colombia y la distribución de la renta petrolera. Ponencia presentada al seminario REDEM, Universidad Arcis, Santiago de Chile, Octubre 18 y 19, 2011.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013a. Minuta do Contrato de Partilha de Produção, 2013. Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_p1/Minuta_Edital/minuta_contrato_autorizada_09072013.pdf>. Acesso em: 4 de fevereiro de 2014.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013b. Edital de Licitação para a Outorga do Contrato de Partilha de Produção - Primeira Licitação de Partilha de Produção, 3 de setembro de 2013. Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_p1/Edital_autorizado_030913.pdf>. Acesso em: 13 de outubro de 2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2014a. Albacora. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=61177>. Acesso em: 20 de março de 2016.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2014b. Barracuda. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=61177>. Acesso em: 20 de março de 2016.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2014c. Caratinga. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=61177>. Acesso em: 20 de março de 2016.

ANP, 2015a. Planos de Desenvolvimento. Lista de Sumários Executivos. Lagosta. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=79128&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1456072407603>>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2016.

ANP, 2015b. Planos de Desenvolvimento. Lista de Sumários Executivos. Merluza. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=79128&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1456072407603>>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2016.

ANP, 2015c. Planos de Desenvolvimento. Lista de Sumários Executivos. Voador. Disponível em:

<<http://www.anp.gov.br/?pg=79128&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1456072407603>>.
Acesso em: 24 de julho de 2016.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016a. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Novembro de 2015, n. 63. Publicado em 1 de janeiro de 2016. Disponível em:
<<http://anp.gov.br/?pg=79002&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1452072980365>>.
Acesso em: 4 de janeiro de 2016.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016b. Royalties. Disponível em:
<<http://www.anp.gov.br/?pg=67655&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1379949659991>>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2016.

ANP, 2016c. Planos de Desenvolvimento. Lista de Sumários Executivos. Marlim. Disponível em:
<<http://www.anp.gov.br/?pg=79128&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1456072407603>>.
Acesso em: 24 de julho de 2016.

ANP, 2016d. Planos de Desenvolvimento. Lista de Sumários Executivos. Papa-Terra. Disponível em:
<<http://www.anp.gov.br/?pg=79128&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1456072407603>>.
Acesso em: 24 de julho de 2016.

ANP, 2016e. Declaração de Comercialidade. Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/site/extras/declaracao_comercialidade/index.asp?lngPaginaAtual=1>.
Acesso em: 3 de setembro de 2016.

AUTY, R. M., 2007. Natural resources, capital accumulation and the resource curse. *Ecological Economics*, 61, 2007, p. 627-634.

Banco Central do Brasil, 2016. Câmbio e Capitais Internacionais. Taxas de câmbio. Cotações e boletins. Disponível em:
<<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao>>. Acesso em: 5 de março de 2016.

BASEDAU, M.; LACHER, W., 2006. A Paradox of Plenty? Rent Distribution and Political Stability in Oil States. GIGA Working Paper 21, 1 de abril de 2006. Disponível em:
<<http://ssrn.com/abstract=909189> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.909189>>. Acesso em: 15 de outubro de 2015.

BINA, C., 1989. Some Controversies in the Development of Rent Theory: the nature of oil rent. *Capital & Class*, 13, 1989, p. 82-112.

BINA, C., 1992. The Laws of Economic Rent and Property: Application to the Oil Industry. *American Journal of Economics and Sociology*, 51, n. 2, 1992, p. 187-203.

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2015. Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Ferramentas_e_Normas/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/>. Acesso em: setembro de 2015.

BOSCHINI, A.; PETTERSSON, J.; ROINE, J., 2013. The Resource Curse and its Potential Reversal. *World Development*, 43, 2013, p. 19-41.

BRASIL, 1953. Lei nº 2.004 de 3 de outubro de 1953.

BRASIL, 1957. Lei nº 3.257 de 2 de setembro de 1957.

BRASIL, 1969. Decreto-Lei 523/1969.

BRASIL, 1971. Lei nº 5.665 de 21 de junho de 1971.

BRASIL, 1973. Decreto-Lei nº 1.288 de 1973.

BRASIL, 1985. Lei nº 7.453 de 27 de dezembro de 1985.

BRASIL, 1986. Lei nº 7.525 de 1986.

BRASIL, 1988. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/ConstituicaoCompilado.htm>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2016.

BRASIL, 1989. Lei nº 7.990 de 1989.

BRASIL, 1995. Emenda Constitucional nº 9, de 1995.

BRASIL, 1997. Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso em: 15 de agosto de 2015.

BRASIL, 1998. Decreto nº 2.705 de 1998.

BRASIL, 2007a. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 2502 de 2007.

BRASIL, 2007b. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 323 de 2007.

BRASIL, 2009a. Lei nº 11.921 de 2009.

BRASIL, 2009b. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 5938 de 2009.

BRASIL, 2009c. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 5939 de 2009.

BRASIL, 2009d. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 5940 de 2009.

BRASIL, 2009e. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 5941 de 2009.

BRASIL, 2009f. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 5417 de 2009.

BRASIL, 2010a. Lei nº 12.276 de 30 de junho de 2010. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112276.htm>. Acesso em: 15 de agosto de 2015.

BRASIL, 2010b. Lei nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em: 15 de agosto de 2015.

BRASIL, 2010c. Decreto nº 7.403 de 23 de dezembro de 2010.

BRASIL, 2011a. Decreto nº 7.657 de 2011.

BRASIL, 2011b. Senado. Projeto de Lei do Senado nº 448 de 2011.

BRASIL, 2011c. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 2565 de 2011.

BRASIL, 2012a. Lei nº 12.734 de 30 de novembro de 2012.

BRASIL, 2012b. Medida Provisória nº 592 de 3 de dezembro de 2012.

BRASIL, 2013a. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 5.194/2013. Disponível em: <<http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=568561>>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2016.

BRASIL, 2013b. Lei nº 12.858 de 9 de setembro de 2013.

BRASIL, 2016. Lei nº 13.365 de 29 de novembro de 2016.

BRASIL-ROUNDS, 2002. Mapa dos blocos sob concessão. 4ª Rodada de Licitações (2002). Bacias. ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round4/arquivos_r4/bacias/Mapas/concessoes_a0.pdf>. Acesso em: 24 de julho de 2016.

BRASIL-ROUNDS, 2016. Brasil-Rounds Licitações de Petróleo e Gás. ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/Resultado_Rodadas/resultados.asp>. Acesso em: 5 de janeiro de 2016.

BRUN, A.; AERTS, G.; JERKØ, M., 2015. How to achieve 50% reduction in offshore drilling costs. Oil & Gas Practice. McKinsey & Company, may 2015.

CASELLI, F.; MICHAELS, G., 2009. Do oil windfalls improve living standards? Evidence from Brazil. NBER Working Paper Series, Dezembro de 2009.

COSTA, H. K.; SANTOS, E. M., 2013. Institutional analysis and the “resource curse” in developing countries. Energy Policy, 63, 2013, p. 788-795.

DAVIS, G. A.; TILTON, J. E., 2005. The resource curse. *Natural Resources Forum*, 29, 2005, p. 233-242.

DIVERIO, R.; WITTER, R., 2011. Chegada do casco da P-58 movimentada indústria naval. Zero Hora, 12 de outubro de 2011. Disponível em: <<http://zh.clicrbs.com.br/rs/noticias/economia/noticia/2011/10/chegada-do-casco-da-p-58-movimentada-industria-naval-3523280.html>>. Acesso em: 4 de fevereiro de 2016.

DURHAM, L. S., 2009. Brazil Dancing the 'Pre-Salt Salsa'. AAPG - American Association of Petroleum Geologists, novembro de 2009. Disponível em: <<http://www.aapg.org/Publications/News/Explorer/Emphasis/ArticleID/733/Brazil-Dancing-the-%E2%80%98Pre-Salt-Salsa%E2%80%99>>. Acesso em: 25 de fevereiro de 2016.

EIA - U.S. Energy Information Administration, 2014. Liquid Fuels and Natural Gas in the Americas. Janeiro de 2014. Disponível em: <http://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/special_topics/Liquid_Fuels_Natural_Gas_Americas/pdf/americas.pdf>. Acesso em: 9 de outubro de 2015.

ENERGYBOARDROOM, 2014. Pre-salt developments change the game in Brazil [dados de entrevista com Almir Barbassa, CFO da Petrobras e com Milton Costa, secretário executivo do IBP]. EnergyBoardroom, 24 de março de 2014. Disponível em: <<http://www.energyboardroom.com/article/pre-salt-developments-change-the-game-in-brazil>>. Acesso em: 25 de fevereiro de 2016.

ENGELS, F., 1859/2008. Comentários sobre a Contribuição à Crítica da Economia Política de Karl Marx. In: MARX, K. Contribuição à Crítica da Economia Política. 2ª ed. São Paulo: Expressão Popular, 1859/2008.

ERNST & YOUNG, 2012. Global oil and gas tax guide. Junho de 2012.

EY, 2013. Global Oil and Gas Reserves Study 2013.

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, 2010. Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionadas no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de Santos, Brasil. 15 de setembro de 2010. Disponível em: <<https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwib7IGByonLAhVDPz4KHTL0CuoQFggdMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.anp.gov.br%2F%3Fdw%3D33422&usq=AFQjCNGk2FrMO1GMLmVGKiYh43hmvGKwQg&sig2=09s1HxwhtM2c6Gon2KdQ>>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2016.

GHANDI, A.; LIN, C.-Y., 2014. Oil and Gas Service Contracts around the World: A Review. University of California at Davis, março de 2014.

GOMES, K., 2013. Petrobras Mantém E&P como Alicerce. *TN Petróleo*, Ano XIV, Nº 89, maio/jun 2013.

GUNTUN, T., 2004. Energy rent and public policy: an analysis of the Canadian coal industry. *Energy Policy*, 32, 2004, p. 151-163.

GYLFASON, T., 2001. Natural resources, education, and economic development. *European Economic Review*, 45, 2001, p. 847-859.

HARVEY, D., 1982. *Limits to Capital*. Oxford: Basil Blackwell, 1982.

HERNANDEZ-PEREZ, A., 2011. Economics of oil regulation and the Brazilian reform: some issues. *Energy Policy*, 39, 2011, p. 57-65.

HOLDEN, S., 2013. Avoiding the Resource Curse The Case Norway. Department of Economics. University of Oslo. Agosto de 2013. Disponível em: <<http://folk.uio.no/sholden/wp/resource-curse-norway-13.pdf>>. Acesso em: 15 de outubro de 2015.

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 2010. Perspectivas do Desenvolvimento do Setor de Petróleo e Gás no Brasil. Comunicados do IPEA Nº 55. Série Eixos do Desenvolvimento Brasileiro. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/comunicado/100601_comunicadoipea55.pdf>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2016.

ISTO É DINHEIRO, 2016. ANP recebe declaração de comercialidade da área de Bem-Te-Vi, no Espírito Santo. Isto É Dinheiro, 7 de janeiro de 2016. Disponível em: <<http://www.istoedinheiro.com.br/noticias/negocios/20160107/anp-recebe-declaracao-comercialidade-area-bem-te-vi-espírito-santo/331862>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2016.

JUNGSMANN, M., 2009. Cada poço do pré-sal custará US\$ 100 milhões para entrar em produção, diz Gabrielli. Agência Brasil, 6 de outubro de 2009. Disponível em: <<http://memoria.ebc.com.br/agenciabrasil/noticia/2009-10-06/cada-poco-do-pre-sal-custara-us-100-milhoes-para-entrar-em-producao-diz-gabrielli>>. Acesso em: 6 de março de 2016.

JÚNIOR, J. C., GUEDES, S. M., 2013. A Lei Federal nº 12.734/2013 e o novo regime de distribuição dos royalties: uma análise à luz das controvérsias constitucionais. *Direito Energia*, vol. 8, agosto-dezembro de 2013.

LIMA, P. C. R., 2011. *Pré-sal, o Novo Marco Legal e a Capitalização da Petrobras*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

LIMA, P. C. R., 2013a. *Disputa pelo Lucro do Pré-Sal e a Suspensão da Licitação de Libra*. Estudo. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, Brasília, 2013.

LIMA, P. C. R., 2013b. *Pré-Sal: a Contradição entre o Sucesso e as Oportunidades Perdidas*. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, Brasília, 2013.

LUCCHESI, C. F., 1998. Petróleo. *Estudos Avançados*, 12 (33), 1998, p. 17-40.

LUNA, Denise, 2013. Petrobras vai recorrer à ANP para manter campo em Santos. Folha de S. Paulo, 25 de abril de 2013. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2013/04/1268480-petrobras-vai-recorrer-a-anp-para-manter-campo-em-santos.shtml>>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2016.

MARQUES, R. S. *apud* SAUER, I. L., 2013. Petróleo, regulação e estratégia [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por larissa.rodrigues@usp.br em 13 de outubro de 2013.

MARX, K., 1844/2005. Manuscritos Econômico-Filosóficos. São Paulo: Martin Claret, 1844/2005.

MARX, K., 1857/1997. Grundrisse der Kritik der politischen Ökonomie. Translated by Martin Nicolaus. Ed. Penguin. Online edition: 1997.

MARX, K., 1859/2008. Contribuição à Crítica da Economia Política. Tradução Florestan Fernandes. 2ª ed. São Paulo: Expressão Popular, 1859/2008.

MARX, K., 1863/1968. Theories of Surplus-Value: Volume IV of Capital. Moscow: Progress Publishers, 1968. Online version marxist.org.

MARX, K., 1894/1999. Capital: A Critique of Political Economy - Volume III - The Process of Capitalist Production as a Whole. Ed. Friedrich Engels. New York: International Publishers, s.d. Online version: Marxists.org, 1999.

MASSARRAT, M., 1980. Weltenergieproduktion und Neuordnung der Weltwirtschaft: Die Weltarbeitsteilung und die Neuverteilung des Reichtums in der Welt. Frankfurt/New York: Campus Verlag, 1980.

MASSARRAT, M., 2001. Sostenibilidad a través de la internalización de los costos: Contribuciones teóricas al análisis y las reformas de las estructuras globales. In: THIEL, R. E. (Ed.). Teoría del Desarrollo: Nuevos Enfoques y Problemas. Caracas: Nueva Sociedad, 2001, p. 181-192.

MASSARRAT, M., 2006. Oil Prices and Democracy. Faculdade de Ciências Sociais. Universidade de Osnabrück. Agosto de 2006. Disponível em: <http://mohssenmassarrat.weebly.com>>. Acesso em: 3 de dezembro de 2012.

MME - Ministério de Minas e Energia, 2009. Linha do Tempo. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1657891/Linha_do_tempo.pdf/6ed0e81a-78b8-45b7-b057-1b25922c4ff0>. Acesso em: 9 de outubro de 2015.

MME - Ministério de Minas e Energia, 2014. Relatório Semestral de Atividades Relacionadas aos Contratos de Partilha de Produção para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - 2º Semestre de 2014. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2014.

MME - Ministério de Minas e Energia, 2015. Exploration and Production of Oil and Gas in Brazil. Apresentação do Ministro Eduardo Braga na Offshore Technology Conference – OTC. Maio de 2015.

MOMMER, B., 1988. La Cuestión Petrolera. Caracas: Asociación de Profesores UCV – TROPYKOS, 1988.

MOMMER, B., 1999. Oil Prices and Fiscal Regimes. Oxford Institute for Energy Studies WPM, 24, maio de 1999.

MOMMER, B., 2003. Petróleo Global y Estado Nacional. Caracas: Comala.com, 2003.

MORAIS, José Mauro de, 2013. Petróleo em águas profundas: Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore. Brasília: Ipea & Petrobras, 2013.

NOGUEIRA, Marta, 2014. Petrobras devolve bloco onde fez sua primeira descoberta do pré-sal. Valor Econômico, 23 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/empresas/3524010/petrobras-devolve-bloco-onde-fez-sua-primeira-descoberta-do-pre-sal>>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2016.

NUNES, Fernanda, 2014. ANP quintuplica previsão de reserva no pré-sal em Pau-Brasil. Revista Exame, 7 de agosto de 2014. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/economia/noticias/anp-quintuplica-previsao-de-reserva-no-pre-sal-em-pau-brasil>>. Acesso em: 23 de fevereiro de 2016.

O GLOBO, 2008. Petrobras inicia extração de óleo do pré-sal no campo de Jubarte. O Globo, 2 de setembro de 2008. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/petrobras-inicia-extracao-de-oleo-do-pre-sal-no-campo-de-jubarte-3834840>>. Acesso em: 17 de setembro de 2014

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento, 2011a. 1º Balanço do PAC2 2011-2014. 29 de julho de 2011. Disponível em: <<http://www.pac.gov.br/sobre-o-pac/divulgacao-do-balanco/balancos-anteriores>>. Acesso em: 5 de março de 2016.

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento, 2011b. 2º Balanço do PAC2 Julho - Setembro 2011. 22 de novembro de 2011. Disponível em: <<http://www.pac.gov.br/sobre-o-pac/divulgacao-do-balanco/balancos-anteriores>>. Acesso em: 5 de março de 2016.

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento, 2012a. 4º Balanço do PAC2 Janeiro - Abril 2012. Julho de 2012. Disponível em: <<http://www.pac.gov.br/sobre-o-pac/divulgacao-do-balanco/balancos-anteriores>>. Acesso em: 5 de março de 2016.

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento, 2012b. 5º Balanço do PAC2 Maio - Setembro 2012. Novembro de 2012. Disponível em: <<http://www.pac.gov.br/sobre-o-pac/divulgacao-do-balanco/balancos-anteriores>>. Acesso em: 5 de março de 2016.

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento, 2014. 11º Balanço do PAC2 2011 a 2014. Balanço de 4 anos. Novembro de 2012. Disponível em: <<http://www.pac.gov.br/sobre-o-pac/divulgacao-do-balanco/balancos-anteriores>>. Acesso em: 5 de março de 2016.

PAMPLONA, Nicola, 2011. Exxon contabiliza como perda dois poços do pré-sal. Estadão, 28 de janeiro de 2011. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/negocios,exxon-contabiliza-como-perda-2-pocos-do-pre-sal,52961e>>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2016.

PAULANI, L. M., 2012. Acumulação e Rentismo: resgatando a teoria da renda de Marx para pensar o capitalismo contemporâneo. XVII Encontro Nacional de Economia Política. Rio de Janeiro: SEP, 2012.

PETROBRAS, 2005a. Comercialidade de Novo Campo Gigante na Bacia de Campos. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 27 de dezembro de 2005. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/comercialidade-de-novo-campo-gigante-na-bacia-de-campos>>. Acesso em: 3 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2005b. Comercialidade de mais três novos campos de Gás e Petróleo Leve. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 29 de dezembro de 2005. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/comercialidade-de-mais-tres-novos-campos-de-gas-e-petroleo-leve>>. Acesso em: 3 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2006a. Petróleo em Áreas de Novas Fronteiras na Bacia de Santos. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 11 de julho de 2006. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/petroleo-em-areas-de-novas-fronteiras-na-bacia-de-santos>>. Acesso em: 14 de julho de 2014.

PETROBRAS, 2006b. Petrobras confirma descoberta de óleo leve na Bacia de Santos. Comunicados e Fatos Relevantes, 4 de outubro de 2006. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/petrobras-confirma-descoberta-de-oleo-leve-na-bacia-de-santos>>. Acesso em: 14 de julho de 2014.

PETROBRAS, 2007a. Descoberta no Campo de Caxaréu. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 2 de março de 2007. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/descoberta-no-campo-de-caxareu>>. Acesso em: 3 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2007b. Descoberta no Campo de Xerelete. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 10 de setembro de 2007. Disponível em: <<http://investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/descoberta-no-campo-de-xerelete.htm>>. Acesso em: 14 de julho de 2014.

PETROBRAS, 2008. Fato Relevante - Descoberta de grandes volumes de óleo leve no pré-sal do Espírito Santo. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 21 de novembro de 2008. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-descoberta-de-grandes-volumes-de-oleo-leve-no-pre-sal-do-espirito-santo>>. Acesso em: 3 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2010a. Nova Descoberta no Campo de Caratinga. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 25 de maio de 2010. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/nova-descoberta-no-campo-de-caratinga>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2010b. Nova descoberta no Pré-Sal do campo de Marlim. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 4 de junho de 2010. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/nova-descoberta-no-pre-sal-do-campo-de-marlim>>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2010c. Mais um poço entra em produção no pré-sal da Bacia de Campos. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 14 de dezembro de 2010. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/mais-um-poco-entra-em-producao-no-pre-sal-da-bacia-de-campos>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2010d. Fato Relevante - Declaração de Comercialidade das Áreas de Tupi e Iracema. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 29 de dezembro 2010. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-declaracao-de-comercialidade-das-areas-de-tupi-e-iracema>>. Acesso em: 3 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2011a. Nova Descoberta no pré-sal da Bacia de Campos. Blog Fatos e Dados, 28 de abril de 2011. Disponível em: <<http://fatosedados.blogspotpetrobras.com.br/2011/04/28/nova-descoberta-pre-sal-bacia-de-campos/#sthash.KENshGqv.dpuf>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2011b. Declaração de Comercialidade da Área de Guará. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 29 de dezembro de 2011. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/declaracao-de-comercialidade-da-area-de-guara>>. Acesso em: 3 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2011c. Petrobras at a Glance. Apresentação. Petrobras, Outubro de 2011.

PETROBRAS, 2012a. Estudo de Impacto Ambiental – EIA e Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, para o Desenvolvimento Integrado da Produção e Escoamento na Área Denominada Parque das Baleias e no Campo de Catuá. Capítulo II.2 - Caracterização da Atividade e Capítulo II.3 – Análise das Alternativas. Disponível em: <http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Sistema%20de%20Produ%e7%e3o%20de%20Petr%20e%20G%e1s%20-%20Parque%20das%20Baleias%20-%20Bacia%20de%20Campos/EIA_RIMA%20Parque%20das%20Baleias%20e%20Campo%20de%20Catu%e1/>. Acesso em: 18 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2012b. Potencial da Concessão BM-C-33 no pré-sal da Bacia de Campos. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 24 de maio de 2012. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/potencial-da-concessao-bm-c-33-no-pre-sal-da-bacia-de-campos>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2013a. RIMA - Relatório de Impacto Ambiental. Atividade de Perfuração, Produção e Escoamento de Gás e Condensado, no Campo de Mexilhão e Adjacências, Bacia de Santos - SP. Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Sistema%20de%20Producao%20de%20Gas%20Natural%20e%20Condensados%20-%20Campo%20de%20Mexilhao%20>>

%20Bacia%20de%20Santos/EIA%20Mexilh%C3%A3o/Cap%C3%ADtulo%20II/15.%20RIMA/RIMA.pdf>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2013b. Descubra o pré-sal: Conheça a trajetória da Petrobras na produção de petróleo no pré-sal. Disponível em: <<http://relacionamento.petrobras.com.br/otc2013/PreSal>>. Acesso em: 24 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2013c. Esclarecimentos sobre a produção no pré-sal. Blog Fatos e Dados, 3 de dezembro de 2013. Disponível em: <<http://fatosedados.blogspetrobras.com.br/2013/12/03/esclarecimentos-sobre-a-producao-no-pre-sal/>>. Acesso em: 24 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2013d. Declaração de Comercialidade da área de Carioca. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 19 de dezembro de 2013. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/declaracao-de-comercialidade-da-area-de-carioca>>. Acesso em: 3 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2013e. 2013 - 2017 Business and Management Plan Webcast - Petrobras 2020 Strategic Plan. 19 de março de 2013. Disponível em: <<http://pt.slideshare.net/petrobrasri/petrobras-business-and-management-plan-20132017-webcast-march-19th>>. Acesso em: 6 de janeiro de 2016.

PETROBRAS, 2014a. Mapa. Marco Regulatório. Julho de 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/marco-regulatorio/>>. Acesso em: 22 de outubro de 2015.

PETROBRAS, 2014b. Volumes excedentes da Cessão Onerosa. Blog Fatos e dados, 24 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>>. Acesso em: 20 de janeiro de 2016.

PETROBRAS, 2014c. Mapa Área do Pré-Sal brasileiro. Volumes excedentes do pré-sal: 10 a 15 bilhões de barris. Blog Fatos e Dados, 29 de junho 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-do-pre-sal-10-a-15-bilhoes-de-barris.htm>>. Acesso em: 14 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2014d. Volumes excedentes do pré-sal: 10 a 15 bilhões de barris. Blog Fatos e Dados, 29 de junho 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-do-pre-sal-10-a-15-bilhoes-de-barris.htm>>. Acesso em: 14 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2014e. Petrobras declara comercialidade das áreas de Iara e Entorno de Iara, no pré-sal da Bacia de Santos. Relacionamento com Investidores. Comunicados e Fatos Relevantes, 29 de dezembro de 2014. Disponível: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/petrobras-declara-comercialidade-das-areas-de-iara-e-entorno-de-iara-no-pre-sal-da-bacia-de-santos>>. Acesso em: 3 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2015a. Memória Petrobras. Disponível em: <<http://relacionamento.petrobras.com.br/memoria/minisites/memoria/petrobras/>>. Acesso em: 1 de outubro de 2015.

PETROBRAS, 2015b. Nossas Reservas Provadas em 2014. Blog Fatos e Dados, 13 de janeiro de 2015. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/nossas-reservas-provadas-em-2014.htm>>. Acesso em: 14 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS, 2015c. Declaração de Comercialidade da área de Sépia Leste, no pré-sal da Bacia de Santos. Blog Fatos e Dados, 12 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/declaracao-de-comercialidade-da-area-de-sepia-leste-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>>. Acesso em: 1 de fevereiro de 2016.

PHILLIPS, J. P., 2008. Collecting Rent: A Comparative Analysis of Oil and Gas Fiscal Policy Regimes in Alberta, Canada and Norway. Social Science Research Network (SSRN). Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=1140306>>. Acesso em: 15 de outubro de 2015.

PISTONESI, H., 1993. La Privatización de los Sistemas Eléctricos y la Apropiación de la Renta Hidroeléctrica. Revista Brasileira de Energia, v. 3, n. 1, 1993, p. 65-88.

PITA, Antonio, 2014. Petrobras devolve pela 1ª vez uma área do pré-sal. Estadão, 22 de abril de 2014. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,petrobras-devolve-pela-1-vez-uma-area-do-pre-sal,182618e>>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2016.

POLITO, R., 2015. Petrobras Perde Ação e Paga R\$ 650 Milhões ao Governo. Valor Econômico, 23 de novembro de 2015. Disponível em: <<https://www.portosenavios.com.br/noticias/ind-naval-e-offshore/32415-petrobras-perde-acao-e-paga-r-650-milhoes-ao-governo>>.

PORTAL BRASIL, 2011. Petrobras inicia teste de longa duração no reservatório de Brava (RJ). Portal Brasil, 19 de abril de 2011. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/04/petrobras-inicia-teste-de-longa-duracao-no-reservatorio-de-brava-rj>>. Acesso em: 24 de julho de 2016.

PORTOS E MERCADOS, 2011. P-58 atraca em Rio Grande. Portos e Mercados, 12 de outubro de 2011. Disponível em: <<http://portosmercados.com.br/site/p-58-atraca-em-rio-grande>>. Acesso em: 4 de fevereiro de 2016.

POSTALI, F. A., 2009. Petroleum royalties and regional development in Brazil: The economic growth of recipient towns. Resources Policy, 34, 2009, p. 205-213.

POSTALI, F. A.; NISHIJIMA, M., 2011. Distribuição das Rendas do Petróleo e Indicadores de Desenvolvimento Municipal no Brasil nos Anos 2000s. Estudos Econômicos, 41(2), abril-junho de 2011, p. 463-485.

POSTALI, F. A.; NISHIJIMA, M., 2013. Oil wind falls in Brazil and their long-run social impacts. Resources Policy, 38, 2013, p. 94-101.

RADON, J., 2005. The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-sharing Agreements. A Reporter's Guide to Energy and Development of Open Society Institute. Covering Oil, 2005, p. 61-99.

RAMALHO, André, 2015. Petrobras desiste de descoberta no pré-sal de Santos e devolve bloco. Valor Econômico, 28 de maio de 2015. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/empresas/4071292/petrobras-desiste-de-descoberta-no-pre-sal-de-santos-e-devolve-bloco>>. Acesso em: 14 de fevereiro de 2016.

RICARDO, D., 1817/1996. Princípios de Economia Política e Tributação. Coleção Os Economistas. Tradução de Paulo Henrique Ribeiro Sandroni. São Paulo: Nova Cultural, 1817/1996.

REPSOL SINOPEC BRASIL, 2014. Retrospectiva 2013. Repsol Sinopec Informa, Janeiro de 2014. Disponível em: <<http://www.repsolsinopec.com.br/web/guest/repsol-sinopec-informa/janeiro-2014>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2016.

REUTERS, 2014. EXCLUSIVO-Petrobras devolve Bem-te-vi e amplia exploração em Carcará. Reuters, 23 de janeiro de 2014. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/topNews/idBRSPEA0S3SP20140123?pageNumber=2&virtualBrandChannel=0>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2016.

REUTERS, 2015. Petrobras estuda adiar atividades na área de Júpiter em Santos, diz sócia Galp. Reuters, 27 de julho de 2015. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKCN0Q129F20150727?pageNumber=1&virtualBrandChannel=0>>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2016.

REUTERS, 2016. Mexico regulator approves Pemex plan to drill new deepwater wells. Reuters, 12 de janeiro de 2016. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/us-mexico-pemex-idUSKCN0UQ2FG20160112>>. Acesso em: 25 de fevereiro de 2016.

RODRIGUES, L. A.; SAUER, I. L., 2015. Exploratory assessment of the economic gains of a pre-salt oil field in Brazil. Energy Policy, 87, 2015, p. 486-495.

ROSA, Bruno, 2015. Petrobras e Queiroz Galvão devolvem blocos de petróleo. O Globo, 17 de janeiro de 2015. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/petroleo-e-energia/petrobras-queiroz-galvao-devolvem-blocos-de-petroleo-15080392>>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2016.

ROSS, M. L., 1999. The Political Economy of the Resource Curse. World Politics, 51, 1999, p. 297-322.

ROUCHINOL, Ricardo L., 2016. Entrevista com Ricardo Leo Rouchinol, engenheiro de perfuração com experiência na perfuração e produção offshore no Mar do Norte. Entrevista realizada por meio eletrônico em 20 de fevereiro de 2016.

SACHS, J. D.; WARNER, A. M., 1999. The big push, natural resource booms and growth. Journal of Development Economics, 59, 1999, p. 43-76.

SACHS, J. D.; WARNER, A. M., 2001. The curse of natural resources. *European Economic Review*, 45, 2001, p. 827-838.

SAUER, I. L.; SEGER, S.; RICO, J. P., 2010. Reforma del sector petrolero y disputa por la renta en Brasil. *Latino América*, 2, 2010, p. 9-35.

SAUER, I. L., 2011. Prefácio. In: LIMA, P. C. R. Pré-sal, o Novo Marco Legal e a Capitalização da Petrobras. Rio de Janeiro: Synergia, 2011, p. IX-XXVII.

SAUER, I. L.; AMADO, N. B.; MERCEDES, S. S., 2011. Energia, recursos naturais e desenvolvimento. In: AEPET. AEPET 50 Anos pelo Brasil, Petrobras e seu corpo técnico. Rio de Janeiro: AEPET, 2011. Disponível em: <<http://www.aepet.org.br/uploads/estudos/arquivos/LIVRO-50-ANOS-completo-em-PDF.pdf>>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2016.

SAUER, I. L.; SEGER, S., 2011. O pré-sal e o futuro. *Versus*, Ano II (6), 2011, p. 28-36.

SILVA, Renato M. C. da, 2016. Entrevista com Dr. Renato Marques Correa da Silva, engenheiro da Petrobras desde 1980, especialista na área de engenharia de sistemas de perfuração e produção offshore e atual docente da Divisão Científica de Tecnologia de Petróleo, Gás Natural e Bioenergia do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP). Entrevista realizada por meio eletrônico em 11 de fevereiro de 2016.

SINAVAL, 2010. A demanda por plataformas de produção de petróleo. Abril 2010. Disponível em: <<http://sinaval.org.br/wp-content/uploads/SINAVAL-Cenario2010-Plataformas.pdf>>. Acesso em: 6 de março de 2016

SMITH, A., 1776/1996. A Riqueza das Nações: investigação sobre sua natureza e suas causas. Coleção Os Economistas. Volumes I e II. Tradução de Luiz João Baraúna. São Paulo: Nova Cultural, 1996.

STEVENS, P.; DIETSCHKE, E., 2008. Resource curse: An analysis of causes, experiences and possible ways forward. *Energy Policy*, 36, 2008, p. 56-65.

STF - Supremo Tribunal Federal, 2013. Medida Cautelar na Ação Direta de Inconstitucionalidade 4.917 Distrito Federal (ADI 4917 MC / DF). Relatora Ministra Cármen Lúcia. Requerente: Governador do Estado do Rio de Janeiro. Brasília, 18 de março de 2013.

SUÁREZ, L. P., 2012. Renda Petrolífera: Geração e Apropriação nos Modelos de Organização da Indústria Brasileira. Tese de Doutorado. Programa de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo: USP, 2012.

SURREY, J., 1987. Petroleum development in Brazil: the strategic role of a national oil company. *Energy Policy*, fevereiro de 1987.

UNIÃO, PETROBRAS e ANP, 2010. Contrato de Cessão Onerosa do Exercício das Atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de Outros Hidrocarbonetos Fluidos Celebrado Entre União e PETROBRAS e na Qualidade de Reguladora e Fiscalizadora

a ANP. 3 de Setembro de 2010. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/1592>>. Acesso em: 5 de janeiro de 2016.

VALLE, Sabrina, 2013. Statoil: Pão de Açúcar tem estimativa de 1 bi de barris. Estadão, 2 de setembro de 2013. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,statoil-pao-de-acucar-tem-estimativa-de-1-bi-de-barris,163584e>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2016.

VARGAS, M. V., 2007. Bolivia's New Contract Terms: Operating Under the Nationalization Regime. Oil, Gas and Energy Law Intelligence (OGEL), outubro de 2007. Disponível em: <http://www.kslaw.com/library/publication/mvargas_ogel_boliviancontractterms.pdf>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2016.

VERBRUGGEN, A., 2008. Windfalls and other profits. Energy Policy, 36, 2008, p. 3249-3251.

WILLIAMS, A., 2011. Shining a Light on the Resource Curse: An Empirical Analysis of the Relationship Between Natural Resources, Transparency, and Economic Growth. World Development, 39, 2011, p. 490-505.