



Universidade de Brasília

Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios - REGEN

**O PRÉ-SAL NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO
A PRIMEIRA LICITAÇÃO E OS DESAFIOS DE IMPLEMENTAÇÃO**

Marcelo Rocha do Amaral

Brasília

2014

Marcelo Rocha do Amaral

11/0155858

**O PRÉ-SAL NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO
A PRIMEIRA LICITAÇÃO E OS DESAFIOS DE IMPLEMENTAÇÃO**

**Dissertação apresentada ao CERME
da Universidade de Brasília como
exigência do Mestrado Profissional
em Regulação e Gestão de
Negócios– REGEN**

Orientador: BERNARDO PINHEIRO MACHADO MUELLER

Brasília

2014

RESUMO

O novo marco regulatório para o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural, nas áreas do pré-sal, já proporcionou o primeiro contrato de partilha de produção no Brasil, a partir do leilão da área de Libra. O objetivo do presente trabalho é analisar a implementação do regime de partilha de produção no Brasil, a partir da experiência de Libra, com foco nos instrumentos regulatórios existentes e nos objetivos estabelecidos na legislação do setor. A análise também aborda comparação com o regime de concessão, que passa a coexistir com a partilha de produção, e os parâmetros técnicos e econômicos utilizados pelos dois modelos, como parte dos mecanismos de incentivos regulatórios. O estudo passa da consideração do contexto jurídico-regulatório do setor de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil para a abordagem do caso empírico proporcionado pela realização da Primeira Rodada de licitação do regime de partilha de produção, concluindo com a análise do seu resultado.

Palavras-chave: petróleo, pré-sal, regulação econômica, marco regulatório, contrato de partilha de produção.

ABSTRACT

The new regulatory framework for the sector of exploration and production of oil and natural gas, in the areas of pre-salt, has already provided the first production sharing contract in Brazil, from the auction Libra area. The objective of this study is to analyze the implementation of the system of production sharing in Brazil, from the Libra experience, with a focus on existing regulatory instruments and objectives established in the legislation of the sector. The analysis also addresses compared to the concession, which passes to coexist with production sharing, and technical and economic parameters used by these two models as part of the of regulatory incentives mechanisms. The study goes from consideration of the legal and regulatory context of the exploration and production of oil and natural gas in Brazil to approach the empirical case provided for conducting the first round of bidding of the production-sharing regime, concluding with the analysis of its result.

Key-words: oil, pre-salt, economic regulation, regulatory framework, production sharing contract.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	8
1. E&P –ASPECTOS GERAIS E SUA EVOLUÇÃO NO BRASIL	12
1.1 E&P – EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL	12
1.1.1 EXPLORAÇÃO	13
1.1.2 DESENVOLVIMENTO	13
1.1.3 PRODUÇÃO	14
1.1.4 ABANDONO	14
1.2 ATIVIDADE DE RISCO	14
1.3 DELEGAÇÃO DAS ATIVIDADES	16
1.4 TIPOS DE CONTRATO.....	17
1.4.1 CONTRATO DE CONCESSÃO	17
1.4.2 CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO	19
1.4.3 CONTRATO DE SERVIÇOS	21
1.5 BREVE HISTÓRICO DE E&P NO BRASIL	22
1.5.1 A QUEBRA DO MONOPÓLIO DA PETROBRAS E O NOVO MARCO REGULATÓRIO	24
1.5.2 A EVOLUÇÃO DE E&P NO REGIME DE CONCESSÃO	26
1.5.3 O PRÉ-SAL, A INSTITUIÇÃO DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO E A CESSÃO ONEROSA.....	29
2. REGIMES JURÍDICO-REGULATÓRIOS PARA E&P	32
2.1 OBJETIVOS GOVERNAMENTAIS	32
2.1.1 SOBERANIA E INTERESSE NACIONAL	33
2.1.2 CONHECIMENTO GEOLÓGICO – A IDENTIFICAÇÃO DAS RIQUEZAS.....	34
2.1.3 GERAÇÃO DE RENDA – AS RECEITAS GOVERNAMENTAIS	36
2.1.4 DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO	40
2.1.4.1 CONTEÚDO LOCAL.....	42

2.1.5 MEIO AMBIENTE	42
2.2 NORMAS E REGULAMENTOS	43
2.2.1 DIRETRIZES E POLÍTICAS DE E&P NO BRASIL	44
2.3 PAPÉIS E RESPONSABILIDADES INSTITUCIONAIS NO SETOR DE E&P	45
2.3.1 AS ESTATAIS DE E&P	47
2.3.2 AGÊNCIAS REGULADORAS	48
2.3.2.1 A ANP	49
2.4 A REGULAÇÃO DE E&P, INSTRUMENTOS E INCENTIVOS	52
2.4.1 REGULADOR E REGULADO: A RELAÇÃO PRINCIPAL – AGENTE	53
2.4.2 INSTRUMENTOS REGULATÓRIOS	57
2.4.2.1 CONTEÚDO LOCAL.....	57
2.4.2.2 PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	60
2.4.2.3 PROGRAMA EXPLORATÓRIO MÍNIMO	61
3. O PRÉ-SAL BRASILEIRO	62
3.1 O NOVO MARCO REGULATÓRIO.....	65
3.1.1 A OPERADORA ÚNICA	68
3.1.2 A PPSA E A GESTÃO DOS CONTRATOS	69
3.1.3 AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS.....	71
3.1.4 PARÂMETROS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DOS CONTRATOS.....	73
3.1.4.1 EXCEDENTE EM ÓLEO DA UNIÃO	74
3.1.4.2 CUSTO EM ÓLEO	75
3.1.4.3 PARTICIPAÇÃO MÍNIMA DA PETROBRAS.....	77
3.1.4.4 CONTEÚDO LOCAL.....	78
3.1.4.5 BÔNUS DE ASSINATURA	79
4. A PRIMEIRA RODADA DE LICITAÇÃO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO	80
4.1 A ÁREA LICITADA – LIBRA.....	81
4.2 O EDITAL E SEUS PARÂMETROS.....	82

4.2.1 BONUS DE ASSINATURA	87
4.2.2 EXCEDENTE EM ÓLEO	87
4.2.3 CUSTO EM ÓLEO	91
4.2.4 PARTICIPAÇÃO MÍNIMA DA PETROBRAS E FORMAÇÃO DE CONSÓRCIOS	92
4.2.5 PROGRAMA EXPLORATÓRIO MÍNIMO E CONTEÚDO LOCAL	93
4.3 RESULTADO DA LICITAÇÃO	94
4.4 ANÁLISE DO RESULTADO	95
4.4.1 BONUS DE ASSINATURA	95
4.4.2 EXCEDENTE EM ÓLEO DA UNIÃO	99
4.4.3 O CONSÓRCIO VENCEDOR	101
4.4.4 GOVERNMENT TAKE	104
CONCLUSÃO	108
REFERÊNCIAS	112

INTRODUÇÃO

De indiscutível importância na economia mundial, tanto econômica (principal *commodity* negociada mundialmente) como estratégica (geopolítica – fonte energética)¹, o petróleo também avançou seu papel protagonista na economia brasileira nesta última década e gera fortes expectativas para as seguintes.

Recurso natural, matéria-prima de origem não renovável e principal fonte energética mundial, de vilão da economia nacional na década de 70, em razão da forte dependência deste insumo e do seu peso econômico na pauta de importações do País, o petróleo (e também o gás natural associado) passou a ser o herói que alavanca o Brasil entre as principais economias mundiais e promete impulsionar o seu desenvolvimento socioeconômico nos próximos anos.

De importador de petróleo e seus derivados, o que levou o País a investir em uma matriz energética preponderantemente sustentada por fontes renováveis, o Brasil atualmente se candidata a relevante exportador dos hidrocarbonetos² – um combustível fóssil não renovável.

Este fato se deve à recente e significativa evolução das reservas nacionais, principalmente as localizadas *off-shore*, em águas profundas, e, mais ainda, às projeções delineadas a partir de 2007, em razão da descoberta do formidável potencial de produção de hidrocarbonetos na chamada área do pré-sal.

1 Gasolina, diesel, gás liquefeito, GLP, querosene, nafta, e todos os outros derivados do petróleo, fazem dele o combustível mais utilizado em todo o mundo - 60% da energia consumida no mundo vêm do petróleo. Principal fonte na obtenção de produtos químicos, combustível, insumos agrícolas e outros produtos que são utilizados pelos setores industrial, comercial, agrícola e de transporte.

2 O petróleo é uma substância inflamável e oleosa de origem vegetal, que surgiu através do acúmulo de material orgânico sedimentados sob pressão no fundo dos lagos e oceanos, mediante transformações químicas ao longo de milhares de anos. É um composto resultado da combinação de moléculas de carbono e hidrogênio, chamadas de hidrocarbonetos.

A história recente que acompanha essa evolução traz duas mudanças significativas no marco regulatório do setor de E&P (exploração e produção de petróleo e gás natural) nacional: a primeira, após a Constituição de 1988, com a flexibilização do monopólio de exploração e produção (1995); a segunda, em 2010, como resultado da reavaliação do modelo regulatório por parte das autoridades governamentais, em função da descoberta do pré-sal, que, após muitos debates e apreciação pelo Congresso Nacional, culminou na Lei 12.351/2010, que instituiu o regime de partilha de produção para as áreas do pré-sal e outras que também forem consideradas estratégicas.

O País passou a ter um regime regulador misto (de concessão e de partilha de produção, conforme as áreas específicas – além dos casos excepcionais de contratos de cessão onerosa com a Petrobras)³. Ocorre que o novo regime traz peculiaridades que o distinguem significativamente do bem sucedido modelo de concessão e até mesmo dos padrões internacionais de contrato de partilha de produção. Cite-se, por exemplo, a fixação da Petrobras como operadora única dos contratos de partilha de produção e a criação de empresa estatal específica (PPSA)⁴ para administrar os novos contratos. Trata-se de complexa mudança regulatória recém-inaugurada e que traz desafios de implementação para que os resultados validem o esforço empreendido pela mudança.

Antes de iniciar o novo regime, se passaram cinco anos de interrupção das rodadas de licitação de blocos para exploração e produção, que são realizadas pela

³ Caso especial de cessão de áreas da União à Petrobras, como forma de aumento de participação da União na Empresa com vistas à sua capitalização, em procedimento preparatório para ampliação da exploração do pré-sal, autorizado pela Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, que autorizou a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no Pré-sal, não podendo a produção exceder 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

⁴ Pré-Sal Petróleo S.A.(PPSA) – empresa criada por autorização da Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, para gerir os contratos de partilha de produção.

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). As incertezas sobre a melhor estratégia para explorar o pré-sal atrasaram o trâmite legislativo do novo marco regulatório e também adiaram as ações do MME para continuidade das atividades exploratórias fora do pré-sal. Somente em 2013, a ANP voltou a licitar novas áreas (11ª e 12ª Rodada de licitações) e inaugurou-se o regime de partilha de produção (Primeira Rodada de partilha de produção)⁵.

Muita polêmica envolveu a alteração do marco regulatório. Não somente sobre a necessidade de alterar o regime de concessão e qual o modelo seguir, modificando um sistema adotado há poucos anos e que apresentou significativos resultados⁶, mas também sobre a forma de captura da renda petrolífera e sua distribuição entre os entes federativos, bem como sobre a necessidade de ampliar o controle do Estado sobre o setor, em contraposição à abertura econômica promovida pelo regime de concessão e os ganhos já conquistados.

O contexto da discussão acerca das mudanças no regime também foi influenciado pelo histórico da gigante estatal Petrobras e seu papel na economia nacional. Retomaram-se os argumentos nacionalistas dos anos 50 em favor do monopólio estatal – época de criação da Empresa, que haviam sido vencidos quando da aprovação da Emenda Constitucional 9/1995⁷. Ao adotar o regime de partilha de produção, também foram instituídas medidas de fortalecimento da Petrobras.

⁵ A 12ª Rodada ocorreu em julho de 2013 e a Primeira Rodada de licitação de partilha de produção em outubro de 2013.

⁶ A evolução da produção nacional será comentada no item 1.5.2.

⁷ A alteração constitucional flexibilizou o monopólio na exploração e produção de petróleo e gás natural, retirando a exclusividade da Petrobras e possibilitando que outras empresas, nacionais ou estrangeiras, participassem dessas atividades. A mudança criou condições para implantação do atual regime de concessão.

Essas decisões perpassam por várias questões de fundo. O regime jurídico-regulatório é uma complexa composição que visa harmonizar diversos objetivos e políticas do governo com os interesses dos investidores. A Petrobras desempenha o dual papel de instrumento governamental na política setorial e agente econômico principal das atividades de E&P no Brasil. Quais são essas questões? Há políticas e diretrizes estabelecidas e atualizadas na legislação. Como elas serão atendidas?

Ponto-chave na definição dos regimes regulatórios dos países produtores e exportadores de petróleo, um adequado sistema de captura de renda para o governo deve visar uma estratégia eficiente não somente no curto prazo, mas também no longo prazo. Este também foi um dos principais argumentos de defesa do modelo de partilha de produção para o novo marco regulatório brasileiro, defendendo a preservação da riqueza oferecida pelo petróleo para as gerações futuras do País.

Este trabalho visa abordar essas questões e, diante do estabelecimento do novo regime de partilha de produção, recém-iniciado com o leilão de Libra, analisar as implicações e os riscos envolvidos na estratégia adotada.

Como metodologia de abordagem, será disposto um contexto, haverá uma descrição da estrutura regulatória que abrange o modelo de partilha de produção e a licitação da área de Libra, haverá um enfoque nos instrumentos regulatórios utilizados com menção às teorias econômicas que ajudam a explicá-los, na área de incentivos e regulação, e, por fim, análise empírica a partir da experiência obtida com a primeira licitação de partilha de produção (leilão de Libra).

Para isso, o trabalho irá oferecer um contexto deste complexo setor e suas relações econômicas, regulatórias e contratuais existentes, de modo simplificado (devido à já vasta literatura disponível acerca de E&P e seus regimes jurídicos), mas suficiente para dar ambiente à análise das questões inerentes à implementação do modelo brasileiro de partilha de produção e suas instituições.

A análise tem foco nos instrumentos regulatórios e suas possibilidades de aplicação *vis-à-vis* com os resultados pretendidos. Em sequência, uma oportuna avaliação acerca da Primeira Rodada de licitação do regime de partilha de produção, realizada pela ANP.

1. E&P –ASPECTOS GERAIS E SUA EVOLUÇÃO NO BRASIL

A exploração e produção de petróleo e gás natural é uma atividade econômica acessível apenas a empresas específicas. Além de complexa, requer uso intensivo de capital, tecnologia, conhecimento e logística. Para obter esses recursos energéticos é necessário localizar suas jazidas e extraí-los do subsolo. Recurso natural, normalmente encontrado a milhares de metros abaixo do subsolo, quase sempre sofre restrições geológicas de acesso. A perfuração é única forma de se confirmar definitivamente a presença ou ausência de hidrocarbonetos em uma formação geológica (FEUILLET-MIDRIER, 2011).

Desse modo, precede o processo de extração e produção de petróleo e gás natural importante etapa de exploração de áreas e prospecção, denominada fase de exploração, para, somente nos casos de sucesso na identificação e na avaliação da viabilidade técnica e econômica da jazida, avançar à fase de produção.

1.1 E&P – EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL

A exploração de P&G se desenvolve mediante um grande conjunto de métodos de investigação. Não é possível determinar a presença de petróleo a partir da superfície do solo (GAUTO, 2011). Para se perfurar um local à procura de petróleo é preciso antes que obtenha dados geofísicos e se faça um complexo estudo geológico da bacia para definir o ponto com melhores chances de ser perfurado. O objetivo é encontrar depósitos de hidrocarbonetos em volumes significativos.

Depósitos de hidrocarbonetos consistem em acumulações nos poros de uma rocha sedimentar os quais se forma um reservatório de petróleo ou gás. São depósitos que ocorrem em bacias sedimentares formadas há milhões de anos (FEUILLET-MIDRIER, 2011). O primeiro estágio em um ciclo de exploração e produção corresponde à procura de depósitos de hidrocarbonetos, que serão explorados se as condições técnico-econômicas permitirem.

Um projeto típico de exploração e produção de petróleo e gás pode ser descrito pelas seguintes fases (TORDO, 2009):

- i) Exploração
- ii) Desenvolvimento
- iii) Produção
- iv) Abandono

1.1.1 EXPLORAÇÃO

Durante a fase de exploração, são realizados levantamentos geológicos e geofísicos (tais como levantamentos sísmicos e outras sondagens). Os dados obtidos são processados e interpretados e, se houver indícios positivos, são feitas perfurações exploratórias.

Caso haja descoberta nas avaliações, novos poços são perfurados para delimitar a área do reservatório e estabelecer a quantidade de óleo recuperável e estrutura tipo de produção. Em seguida, planejamento do desenvolvimento e estudos de viabilidade são realizados e um plano de desenvolvimento preliminar é utilizado para estimar os custos.

1.1.2 DESENVOLVIMENTO

Se a avaliação demonstrar que as características do reservatório são suficientes para justificar a produção, então se inicia o estágio do desenvolvimento da produção, que envolve perfurar os futuros poços de produção e instalar os

equipamentos necessários. Também são perfurados poços de injeção para aumento da capacidade de produção dos produtores.

Normalmente, depois das perfurações de desenvolvimento da produção também são construídos meios de transporte.

1.1.3 PRODUÇÃO

Uma vez que os poços e as instalações estão concluídos, a produção começa. Testes devem ser realizados periodicamente para garantir a produtividade contínua dos poços. Outros poços secundários de recuperação podem ser utilizados para aumentar a produtividade em um momento posterior.

A produção também envolve atividades de processamento, armazenamento, medição e serviços acessórios.

1.1.4 ABANDONO

No fim da vida útil do campo, o que para a maioria das estruturas ocorre quando o custo de produção da instalação é igual à receita produção, é tomada uma decisão de abandonar. O planejamento para abandono começa geralmente um ou dois anos antes da data prevista para desativação (ou mais cedo, dependendo da complexidade da operação).

1.2 ATIVIDADE DE RISCO

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo envolvem diferentes níveis e tipos de riscos e incertezas. É necessário avaliar e realizar um prognóstico preciso acerca da existência e tamanho dos recursos de petróleo e gás, bem como da sua qualidade, potenciais níveis de produção, custos de desenvolvimento e dos preços futuros no mercado mundial. A incerteza a respeito da existência e valor dos recursos petrolíferos torna a sua gestão uma tarefa complexa.

Nem sempre a perfuração de um poço resulta em uma descoberta de petróleo. A maioria dos poços pioneiros não resulta em descobertas aproveitáveis (GAUTO, 2011).

De forma resumida, os principais riscos envolvidos no planejamento das atividades de E&P podem ser classificados como:

- Geológico – relacionado com a probabilidade da presença de hidrocarbonetos em um local específico avaliado, a qualidade e volume encontrados, bem com a tecnologia necessária a sua extração;
- Financeiro – relacionado ao projeto de E&P e suas variáveis econômicas;
- Político – inerente a cada região ou país e os aspectos jurídico-institucionais.

O emprego de capital é elevado e grandes investimentos são necessários vários anos antes da produção, na realização da fase exploratória.

O risco é inerente à indústria de E&P. A taxa média de sucesso⁸ de exploração mundial é de cerca de um em cada três poços (33 por cento). Na década de 1960, a média foi de um em cada seis (17 por cento). Há grande variação desse índice, conforme as regiões geográficas e mesmo entre bacias de uma mesma região.

Em razão disso, as empresas operadoras costumam trabalhar com uma carteira de projetos, explorando várias áreas distintas. Os sucessos obtidos irão cobrir as despesas dos projetos que não conseguem atingir o nível de comercialidade e, portanto, não recuperam, por si, seus investimentos.

⁸ Indicador utilizado pela indústria do petróleo que compara a quantidade de poços bem sucedidos na exploração em relação ao total de poços perfurados (LEPEZ, 2011)

1.3 DELEGAÇÃO DAS ATIVIDADES

Em geral, os recursos naturais existentes no subsolo são propriedade do Estado. Cada país controla suas atividades petrolíferas explorando diretamente ou concedendo o direito de explorar hidrocarbonetos.

A situação mais observada é a delegação do Estado a empresas operadoras, sob variadas formas de modelos contratuais, conforme o respectivo regime jurídico-regulatório estabelecido para regular as atividades de exploração e produção no país.

Dada a incerteza característica das atividades de E&P, o processo de delegação enfrenta uma questão crucial: avaliar a área a ser licenciada. Nem as empresas interessadas, nem o governo sabem previamente se o petróleo e o gás serão encontrados, em quais quantidades, a que custo serão produzidos, e a que preço eles serão vendidos. Este fato implica em risco de que a avaliação acerca do valor da outorga corresponda a um preço significativamente abaixo ou acima do valor compatível com a renda a ser obtida do recurso extraído da área a ser outorgada.

Decidir quem, e em que medida, assumirá o risco dessas atividades é uma importante decisão política para os países produtores de P&G. Os governos têm basicamente quatro alternativas: (a) desenvolver diretamente o recurso; (b) pagar uma empresa de petróleo para desenvolver o recurso; (c) vender o direito de desenvolver o recurso a uma empresa de petróleo; ou (d) implementar uma combinação dessas opções.

As regras que comandam as atividades de E&P podem variar substancialmente, conforme estratégia definida por cada país. A escolha dessa estratégia se dá em função da necessidade de se criar políticas eficientes para a contratação de direitos de E&P, de modo atrair investidores e contemplar os objetivos do país na administração de suas reservas. Diferentes formas de contratação são possíveis para execução da estratégia escolhida, seja por

negociação direta ou licitações. Os países adotam sistemas com maior ou menor flexibilidade, de acordo com o respectivo marco regulatório.

1.4 TIPOS DE CONTRATO

Para delegação de direitos de E&P, o estado irá contratar um agente econômico, uma empresa operadora para realizar essas atividades. Para isso, é necessário estar definido o processo de escolha e o modelo contratual que será adotado.

Representando a maioria dos casos que regem a relação entre o governo do país produtor e os investidores em operações de exploração e produção de petróleo e gás, pode-se considerar três tipos básicos de contratos:

- i) Contrato de concessão;
- ii) Contrato de partilha de produção; e
- iii) Contrato de serviço.

O contrato de concessão é a forma mais comum de contratação e, em geral, há mais ocorrência em países desenvolvidos e os de partilha de produção nos estados em desenvolvimento (EI SOURCE BOOK, 2013). Os contratos de serviço (menos comum das três formas contratuais) tendem a ser encontrados nos estados com maior tendência nacionalista e cujas reservas apresentam menores riscos exploratórios.

1.4.1 CONTRATO DE CONCESSÃO

O modelo de concessão é o mais antigo adotado na história da exploração de petróleo e gás, que se iniciou no século 19, nos Estados Unidos, e no início no século passado, nos países do Oriente Médio (BNDES, 2009).

O regime de concessão consiste em conceder a uma empresa de petróleo (ou consórcio) o direito exclusivo de explorar e produzir hidrocarbonetos dentro de uma área específica (chamada de área de concessão ou de licença, ou bloco exploratório) durante um prazo específico. A empresa assume todos os riscos e os custos associados com a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo na área coberta pela concessão.

Nesse regime, a propriedade do petróleo *in situ* (subsolo) pertence ao Estado até quando o petróleo for produzido, a partir da cabeça do poço de produção – ponto a partir do qual se transfere a propriedade ao investidor. Ao final da concessão, os equipamentos e instalação destinados às atividades de E&P de hidrocarbonetos, normalmente passam para o Estado e o investidor geralmente é responsável pelo abandono e restauração do local (TORDO, 2011).

São características comuns ao contrato de concessão:

- A empresa de petróleo tem o direito exclusivo de explorar a área e, após descoberta comercial, pode produzir petróleo sua própria conta e risco em uma determinada área e por um período específico de tempo;
- A empresa de petróleo detém a totalidade da produção de petróleo e pode dispor livremente da mesma, sujeita às tributações e participações governamentais incidentes;
- O país produtor é e continua a ser o único proprietário do petróleo no solo;
- A empresa de petróleo paga um royalty sobre a produção para o país produtor;
- A empresa de petróleo paga os tributos incidentes sobre a atividade, como o imposto de renda sobre os lucros obtidos.

1.4.2 CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

O contrato de partilha de produção foi desenvolvido na Indonésia no início da década de 1960. Atualmente, tem sido utilizado na África e na Ásia, como modelo na regulação das atividades de exploração e produção em seus territórios (BNDES, 2009).

Esse tipo de contrato foi concebido como alternativa ao modelo de concessão. Suas características expressam maior participação e controle do Estado dessas atividades e também estabelece reserva de propriedade dos hidrocarbonetos produzidos. Diretamente ou por meio de empresas estatais, o Estado produtor tem maior atuação, pelo regime de partilha de produção, na administração e na negociação, ampliando seu controle das atividades petrolíferas.

Considerando a importância estratégica e a força econômica das atividades de E&P de hidrocarbonetos na maioria dos países produtores, ao reservar para o Estado a propriedade do óleo e do gás produzidos, emergem aspectos políticos ligados a estas atividades, tais como nacionalismo e maior controle estatal, colocadas em relevo como poder estratégico.

A partilha de produção outorga a um consórcio ou empresa de petróleo o direito de explorar e produzir hidrocarbonetos dentro de uma área especificada e por um período de tempo limitado. O contratado assume todos os riscos e os custos de exploração em troca de uma parcela do petróleo produzido a partir da área do contrato. A produção é compartilhada entre o Estado e a empresa produtora de acordo com regras definidas no contrato.

No regime de partilha de produção, a propriedade do petróleo extraído é do Estado, em contraste com a propriedade do concessionário, no caso da concessão. A transferência da propriedade da parte da produção à empresa produtora é definida no contrato, indicando o ponto de entrega. A propriedade de equipamentos e instalações destinados à exploração e produção de hidrocarbonetos, geralmente, passa para o Estado ao final do contrato.

A contratada assume todos os custos e riscos da exploração, não possuindo qualquer direito de indenização contra o Estado caso o campo explorado não seja comerciável.

Em caso de sucesso das operações, parte da produção é destinada à contratada para cobrir seus custos de exploração, desenvolvimento e produção. Essa parcela é normalmente denominada “custo em óleo” (*costoil*). O petróleo remanescente, denominado “excedente em óleo” (*profitoil*), é partilhado entre o país produtor e a contratada de acordo com definições prévias em contrato, de forma fixa ou progressiva, conforme os níveis de volume de produção.

O Estado pode participar da administração do negócio diretamente ou por meio de uma empresa específica para acompanhar a execução dos respectivos programas de exploração e produção. A operação do projeto de exploração e produção de petróleo é da contratada.

Nos países que utilizam o regime de partilha de produção, é comum a empresa estatal de petróleo atuar como parceira nos empreendimentos, compartilhando também a gestão das atividades de E&P (BNDES, 2009).

A parte da produção que cabe ao Estado é retida e administrada pelo próprio Estado. O Estado pode gerenciar diretamente a comercialização de seu petróleo ou mesmo contratar a própria exploradora do campo.

O *profitoil*, em regra, costuma ser dividido à razão de 60% para o Estado e 40% para o contratante (GOMES, 2009). Esse percentual de partilha pode variar, geralmente, em função dos seguintes aspectos: i) o volume de produção; ii) o preço do petróleo; e iii) a taxa de retorno esperada pelo investimento.

Por exemplo, a partilha do lucro em óleo observada em contratos da Indonésia apresenta proporções 50% – 50%, aplicáveis para níveis de produção diária mais baixos, e 85% – 15%, aplicáveis à faixa de produção mais elevada (em favor do Estado) (GUIRAUDEN, 2011).

1.4.3 CONTRATO DE SERVIÇOS

Menos usual entre as modalidades de contratação do setor de P&G, o contrato de serviços se apresenta de formas distintas, conforme o grau de risco assumido pela empresa de petróleo. O país produtor ou sua empresa estatal de petróleo contrata os serviços (capacidade técnica e financeira) de uma empresa de petróleo.

Os contratos de serviços são observados principalmente no Oriente Médio e na América Latina. Essa modalidade específica é a única forma de acesso às reservas em determinados países do como o Irã, Iraque e Arábia Saudita, bem como no México, (BNDES, 2009). Características relevantes desse tipo de contrato são a propriedade dos hidrocarbonetos, reservada ao Estado produtor, e a transferência do conhecimento e tecnologia, de domínio da empresa contratada.

Na forma mais tradicional de contrato de serviços, a empresa produtora de petróleo não incorre nos riscos exploratórios. Quando há uma produção comercial da área do contrato, a contratada é reembolsada por seus custos e remunerada por seus serviços e pelo risco que tomou. Em contrapartida, não possui participação na receita do petróleo produzido.

Nessa modalidade, os serviços de exploração e produção são remunerados independentemente do sucesso nas atividades desenvolvidas. O pagamento é normalmente em dinheiro, mas o contrato de serviço também pode prever o pagamento do serviço em espécie.

O contrato de serviços também existe em versão que pode apresentar uma cláusula de risco pela qual a contratada assume os custos e o exclusivo risco de explorar e produzir o óleo em determinada região. Nesse caso, a remuneração da contratada é sujeita à descoberta comercialmente viável de óleo, quando a empresa operadora, apesar de não deter a titularidade do óleo produzido, passa a ter direito de receber um percentual contratualmente estabelecido sobre a produção realizada e pode ser reembolsada dos custos incorridos. Quando não há descoberta, a

contratada não recebe qualquer remuneração e suporta todos os custos realizados no período exploratório.

Nos contratos de serviços, com cláusula de risco ou não, a propriedade dos hidrocarbonetos produzidos pertence, exclusivamente, ao Estado produtor.

1.5 BREVE HISTÓRICO DE E&P NO BRASIL

Apesar de já haver atividades exploratórias de petróleo no Brasil desde o século XIX, o primeiro campo comercial foi descoberto somente em 1941, em Candeias (BA) (MME, 2013).

Após a Constituição de 1946, teve início uma campanha nacionalista em defesa da soberania brasileira sobre o recurso natural, conhecida pela expressão: “O Petróleo é Nosso!”, que propagava o movimento do grupo dos que defendiam que o Estado deveria ter uma empresa própria que explorasse o petróleo em nome da sociedade brasileira.

O País dividiu-se entre aqueles que achavam que o petróleo deveria ser explorado exclusivamente por uma empresa estatal brasileira e aqueles que defendiam que a prospecção, o refino e a distribuição deveriam ser atividades exploradas por empresas privadas, estrangeiras ou brasileiras. Os nacionalistas, influenciados pelo general Horta Barbosa, argumentavam que se o Brasil não criasse uma empresa estatal, o produto estratégico para o desenvolvimento econômico fatalmente seria oligopolizado pelas grandes corporações internacionais (BERCOVICI, 2011).

Com iniciativa de Horta Barbosa, a campanha “O Petróleo é Nosso!” foi iniciada em 1947 e teve alcance nacional para se convencer vários segmentos da sociedade brasileira. Tal movimento foi fortalecido com a eleição de Getúlio Vargas, em 1950. Em 1953, foi instituído o monopólio estatal da pesquisa, lavra, refino e

transporte de petróleo e seus derivados, e criada a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras.

Ainda nos anos 50, a Petrobras iniciou atividades em campos *onshore* (terra), no Estado da Bahia e, em sequência, em Sergipe. A partir de então, a história nacional de E&P caminhou intimamente com a da Petrobras.

A exploração *offshore* (mar) surgiu na década de 60, gerando a primeira descoberta em 1968, com o Campo de Guaraciema (SE). Após as primeiras descobertas, outras prospecções ampliaram significativamente a produção petrolífera brasileira.

A Petrobras também investia nas áreas de refino. Em 1961, foi fundada a REDUC – Refinaria de Duque de Caxias, primeira construída pela Empresa, após outras incorporações. Em 1971, foi criada a Petrobras Distribuidora, tornando-se líder nacional no segmento já em 1975.

Em decorrência dos choques de petróleo, de 1973 e de 1979, que elevaram subitamente os preços do produto em razão da crise internacional decorrente do embargo, pela OPEP, ao fornecimento de petróleo aos Estados Unidos da América e à Europa, a Petrobras priorizou os investimentos em E&P.

Em 1975, o governo federal autorizou a assinatura de contratos de serviços com cláusula de risco, o que permitiu a participação de empresas privadas na exploração de petróleo no Brasil.

As atividades direcionadas para campos *offshore* levaram à descoberta do campo de Garoupa, em 1974, no litoral do Estado do Rio de Janeiro, iniciando série de descobertas na bacia de Campos, que veio a se tornar a maior região produtora brasileira. Com o campo de Enchova, iniciou-se a produção da área em 1977.

A etapa seguinte de evolução da Petrobras consistiu em superar um desafio tecnológico: a E&P *offshore* em águas profundas. Para isso, a Empresa investiu fortemente em pesquisa e tecnologia de exploração, obtendo sucesso em

profundidades cada vez maiores. O primeiro campo gigante do País em águas profundas foi descoberto em 1984, com Albacora, na Bacia de Campos (RJ).

A partir de então, cresceu o desenvolvimento e o domínio da tecnologia de exploração petrolífera em águas profundas e ultra profundas. Em 1985, foi descoberto o campo de Marlim, na bacia de Campos, ano em que já se produzia metade do petróleo consumido no Brasil.

O avanço permitiu, em 1997, superar a marca de um milhão de barris diários de petróleo. Em 2000, a marca de 1,5 milhão de barris/dia foi alcançada, com 40% da produção nacional advindo da extração do campo de Marlim.

Já atuando em águas ultra profundas, a Petrobras bateu o recorde brasileiro de profundidade de perfuração com um poço de 6.915m na bacia de Santos, em 2005. Em 2006, o Brasil conquistou a autossuficiência do setor, com de produção nacional de petróleo e gás de 1,9 milhão de barris diários. Em 2007, foi revelada a descoberta da província do pré-sal.

1.5.1 A QUEBRA DO MONOPÓLIO DA PETROBRAS E O NOVO MARCO REGULATÓRIO

Após a Constituição de 1988, houve intensa discussão acerca da manutenção do controle nacional sobre os recursos naturais estratégicos, particularmente os recursos minerais de petróleo, e a participação de capital estrangeiro na exploração destes.

A aplicação de teses neoliberais na América Latina, influenciadas pelo chamado “Consenso de Washington”⁹ deu força à proposta de flexibilização do monopólio da União sobre esses recursos (BERCOVICI, 2011).

Sob argumentos de que haveria carência de recursos para investir na exploração petrolífera e de que o petróleo só seria estratégico para os países do Oriente Médio, que possuíam grandes reservas petrolíferas, demovia-se a ideia de que o monopólio estatal tinha um significado estratégico para o Brasil. Havendo propostas, inclusive, de privatização da Petrobras. Para opositores a essas ideias, a Petrobras tornou-se um símbolo de luta pela soberania e desenvolvimento nacional.

Como resultado do embate político, a Petrobras não foi privatizada, mas retirou-se sua exclusividade de execução sobre o monopólio da União sobre o petróleo. A Emenda Constitucional n. 9, de 1995, alterou o §1º do art. 177 da Constituição Federal do Brasil e permitiu a execução das atividades de exploração e produção de petróleo diretamente pela União ou por meio de concessões a empresas estatais ou privadas, inclusive de capital estrangeiro.

Prevaleceu a ideologia de introduzir a competição e a intenção de se atrair investimentos e a participação de outras empresas (além da Petrobras) para alavancar o desenvolvimento do setor de petróleo e gás no Brasil. Em sequência, a Lei 9.478/97 regulamentou a nova disposição constitucional e reestruturou o controle estatal do setor.

Entre as principais alterações trazidas pelo marco regulatório brasileiro introduzido pela EC 9/95 e, principalmente, pela Lei 9.478/97 estão:

⁹ Entendimentos econômicos comuns de organismos financeiros internacionais sediados em Washington que geraram um programa de política econômica fiscal, recomendado pelo FMI em 1990 para países em desenvolvimento, que incluía liberalização dos investimentos estrangeiros, privatização de empresas estatais e regulação econômica.

- i) Criação de agência reguladora para o setor (ANP);
- ii) Criação do Conselho Nacional de Política Energética;
- iii) Introdução de outras participações governamentais, além dos royalties (como o bônus de assinatura, participação especial e aluguel pela ocupação e retenção das áreas);
- iv) Elevação da alíquota de royalties de 5 para 10% sobre a produção;
- v) Mecanismo próprio de valoração do preço do petróleo e gás produzidos no Brasil;
- vi) Inovações na forma distributiva e de recolhimento da arrecadação;
- vii) Abertura do mercado para outras companhias, e
- viii) Incentivo ao desenvolvimento da indústria local.

Com o novo marco, embora a Petrobras não tenha sido privatizada, passou a ser concessionária de E&P e a competir com as outras empresas pelo mercado nacional. À Petrobras foi concedido direito a todos os campos que já produziam petróleo e gás naquela época, bem como os blocos onde já havia descobertas comerciais ou investimentos exploratórios significativos. Em 1998, a Petrobras assinou contratos de licenciamento de 115 blocos de exploração e 282 campos em desenvolvimento ou produção. As áreas restantes foram devolvidas à ANP para oferta em licitações.

1.5.2 A EVOLUÇÃO DE E&P NO REGIME DE CONCESSÃO

A partir da Lei 9.478/97, a ANP passou a promover rodadas de licitações para outorga sob o regime de concessão, sendo a primeira realizada em 1999. Em 2013, foi realizada a décima segunda rodada de licitações da Agência.

Empresas nacionais e estrangeiras participaram das rodadas de licitação efetivamente realizadas¹⁰ pela ANP até 2013, arrematando 885 blocos exploratórios. Até 2012, havia 77 empresas concessionárias – 38 estrangeiras – atuando no Brasil em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Tabela 1 – Resultados das rodadas de licitação para leilões de concessão

Rodadas	R 1	R 2	R 3	R 4	R 5	R 6	R 7	R 9	R 10	R 11
Ano	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008	2013
Blocos Arrematados	12	21	34	21	101	154	251	117	54	120

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANP

A mudança promovida no setor nacional de petróleo acelerou a exploração e desenvolvimento de seus recursos petrolíferos do País. Em 2003, ano em que a ANP promoveu a 5ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios, a Shell foi primeira empresa estrangeira a produzir petróleo após a flexibilização do monopólio estatal, com início de produção no campo de Bijupirá & Salema, na Bacia de Campos (MME).

Novas descobertas de bacias incrementaram a evolução das reservas de petróleo e gás natural. Em 2006, o volume de produção superou, pela primeira vez, a demanda total da economia nacional, gerando a chamada autossuficiência.¹¹

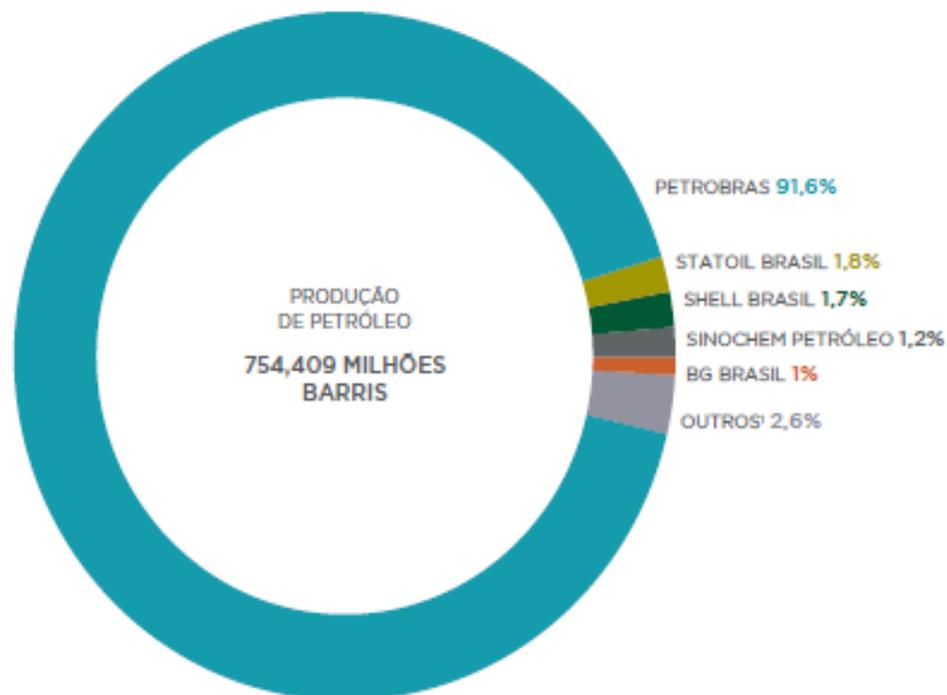
¹⁰ A 8ª Rodada foi suspensa em janeiro de 2007 em razão de liminar concedida pela Justiça Federal. Foi cancelada, definitivamente, pela ANP, por meio da Resolução de Diretoria nº 593, de 04 de julho de 2012.

¹¹ Entendida somente em termos de volume produzido e consumido no país (em estatísticas de 2006) – posteriormente, com o aumento do consumo acima da produção, o Brasil perdeu essa condição). Não obstante, as refinarias nacionais processam um tipo de óleo mais leve do que o produzido no Brasil (tipo pesado), o que mantém a necessidade de importar petróleo (leve e mais caro) e exportar o produzido no País (pesado e mais barato).

De 1998 até 2012, as reservas provadas brasileiras de petróleo mais que dobraram: de 7,1 bilhões de barris para 15 bilhões de barris. No mesmo período, a produção anual de petróleo cresceu de um milhão de barris diários, em 1998, para 2,13 milhões de barris diários, e a de gás natural passaram de 29,6 milhões de m³/dia para 63 milhões de m³/dia.

O cenário de domínio do setor pela Petrobras, no entanto, pouco mudou com o marco regulatório da Lei 9.478/97. O amplo conhecimento da Petrobras e experiência adquirida, operando em bacias de petróleo do Brasil, permitiram à Empresa permanecer como a maior detentora individual de concessões, enquanto que o Estado ainda mantém o controle acionário da empresa. Após a quebra do monopólio da Petrobras, a Empresa ainda detém mais de 90% na produção nacional de petróleo.

Gráfico1 – Participação das empresas na produção nacional de P&G



Fonte: ANP (2012)

1.5.3 O PRÉ-SAL, A INSTITUIÇÃO DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO E A CESSÃO ONEROSA

Em 2006, a Petrobras já havia anunciado a existência de indícios de petróleo no pré-sal, confirmando a descoberta em 2007. Apesar da área já ser conhecida, aguardou-se a confirmação de haver tecnologia para a extração. Com a evolução das avaliações, evidenciou-se que a região denominada pré-sal se configurava em uma das maiores províncias petrolíferas mundiais.

A descoberta do pré-sal alterou a perspectiva sobre as reservas petrolíferas do País e seu potencial de produção. Em razão disso, iniciou-se uma movimentação em caráter de urgência por parte do governo para avaliação de um modelo regulatório apropriado para o melhor aproveitamento desse potencial. Foi constituída pelo Presidente da República uma comissão interministerial com a atribuição de estudar e propor as alterações necessárias e adequadas a mudança de modelo. Entre as premissas consideradas, tendo em vista o elevado potencial petrolífero, o aumento da capacidade de decisão do Estado sobre a gestão dos recursos petrolíferos.

Declarando objetivo de preservar o interesse nacional na promoção do aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em 8 de novembro de 2007, excluiu da Nona Rodada de Licitações 41 blocos relacionados às possíveis acumulações em reservatórios do pré-sal situados nas Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos.

As propostas encaminhadas ao Congresso Nacional contemplaram a adoção do regime de partilha de produção para o pré-sal sob a perspectiva de que, para essa área, são estimados riscos exploratórios extremamente baixos e grandes rentabilidades proporcionadas pelo volume de óleo existente. De acordo com o CNPE, essas condições justificariam a necessidade de haver um marco regulatório ajustado à preservação do interesse nacional, mediante maior participação nos resultados e maior controle da riqueza potencial pela União.

O contexto do pré-sal produziu um cenário para o país de potencial grande exportador mundial de petróleo, um incentivo para se estabelecer maior controle nacional do setor e fortalecer a estatal Petrobras. Esse fato reacendeu o ímpeto nacionalista, já conhecido na década de 50 pela referida campanha “O Petróleo é Nosso!”. Na proposta da nova regulamentação, foi reservado um papel especial para a Petrobras.

Com isso, entrou no bojo das mudanças no marco regulatório um projeto para capitalizar a Petrobras e fortalecê-la para aumentar sua capacidade de explorar o pré-sal.

O processo legislativo travado a partir da proposta do Poder Executivo, após muita polêmica, culminou na instituição do regime de partilha de produção para áreas específicas de exploração e produção de petróleo e gás natural, que foi estabelecido pela Lei 12.351/2010 (Lei do Pré-sal), reservando à Petrobras a exclusividade das operações. Paralelamente ao modelo regulatório, foi elevada a discussão acerca da distribuição das rendas petrolíferas, bem como sobre a alíquota de royalties a ser fixada para o novo regime.

Um papel de destaque foi conferido à Petrobras pelo novo marco regulatório, espelhado por meio de dispositivos que:

- i) Facultam à União celebrar o contrato de partilha da produção diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação;
- ii) Conferem exclusividade à Petrobras, como operadora única de todos os blocos sob o regime de partilha de produção, assegurando-lhe uma participação mínima de 30% em cada contrato;
- iii) Cederam à Petrobras direitos exploratórios para produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo em áreas pertencentes à União, localizadas no polígono do pré-sal, como parte de operação de capitalização da empresa, mediante aumento da participação acionária da União na estatal.

Para formalizar o procedimento de capitalização da Petrobras, foi criado um terceiro tipo de contrato no marco regulatório nacional, visando essa situação mais específica: o contrato de cessão onerosa. A União Federal cedeu, de forma onerosa¹², à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo em áreas não concedidas localizadas no pré-sal, até o limite de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo, com a finalidade de capitalizar a empresa para a exploração do pré-sal, já que ela foi definida como operadora única do regime de partilha de produção.

O contrato de cessão onerosa, celebrado em 03 de setembro de 2010, relacionou seis áreas definitivas (Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi) e uma contingente (Peroba) para garantir a produção contratada (cinco bilhões de barris). O contrato de cessão onerosa não prevê a incidência de participações especiais na produção, apenas royalties.

O regime de partilha de produção, porém, não substituiu o de concessão. Sua aplicação é determinada exclusivamente para áreas de grande potencial produtivo (pré-sal e áreas definidas como estratégicas). A Lei 12.351/2010 estabeleceu formalmente um polígono fisicamente definido como área do pré-sal, mediante a indicação das respectivas coordenadas geográficas¹³. As demais áreas nacionais de exploração permanecem reguladas pelo regime de concessão.

¹² A Lei nº 12.276, de 30/6/2010, autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras uma área com capacidade produtiva equivalente a 5 bilhões de barris de petróleo. Em contrapartida, a União adquiriu maior participação acionária na Petrobras. Depois de um processo de venda de ações (capitalização) no mercado, em setembro de 2010, a participação total o Estado brasileiro (União federal, BNDESPar, BNDES, Fundo de Participação Social e Fundo Soberano somados) aumentou de menos de 40% para 47,8% do capital social da companhia.

¹³ Art. 2, inciso IV – “área do pré-sal: 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, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.

2. REGIMES JURÍDICO-REGULATÓRIOS PARA E&P

A organização das atividades de E&P em um país se desenha pelo seu regime jurídico-regulatório de exploração e produção de hidrocarbonetos, que determina o modo como o Estado promove as atividades petrolíferas em sua região e se relaciona com os demais agentes do setor.

Diante dos riscos e incertezas que envolvem as atividades de E&P, a escolha da estratégia adequada, dentre amplas possibilidades de arranjos, está relacionada aos objetivos governamentais para tornar eficiente a política setorial.

A decisão de explorar os recursos de petróleo também abrange um amplo conjunto de avaliações, tais como se esses recursos devem ou não ser explorados, em que ritmo explorar e quem deve realizar a exploração (Tordo, 2011).

2.1 OBJETIVOS GOVERNAMENTAIS

A disponibilidade e o volume de petróleo em quantidades significativas podem representar importantes benefícios econômicos, possibilidades de desenvolvimento e ter grandes influências nas estratégias de governo de um país produtor. Por isso, existe uma variedade de objetivos econômicos, sociais e políticos relacionados no estabelecimento do regime jurídico-regulatório de E&P.

As diretrizes e políticas setoriais de cada país para as atividades de E&P visam atingir determinados objetivos – que podem ser não-econômicos (como a proteção da soberania e do interesse nacional) ou econômicos e fiscais (como desenvolvimento econômico e tecnológico, geração de riquezas e maximização das receitas do setor).

2.1.1 SOBERANIA E INTERESSE NACIONAL

A soberania do Estado sobre os recursos naturais vem sendo discutida em foro internacional desde a década de 1950, em virtude de direitos contratuais ou de propriedade reclamados por outros estados ou empresas estrangeiras, geralmente contraponto os países centrais e os periféricos (Bercovicci, 2011). A soberania permanente sobre os recursos naturais é parte da soberania e independência econômica dos estados, reconhecida pela ONU¹⁴, que declarou o direito das nações de dispor livremente de seus recursos naturais para utilizá-los visando ao desenvolvimento nacional e ao bem-estar de seu povo.

No setor de E&P, a questão da soberania e do interesse nacional, na maioria dos países, está refletida na normatização sobre a propriedade dos recursos do subsolo, geralmente estabelecida em uma lei do petróleo ou sobre os recursos minerais. Geralmente, há referências na constituição do país que dispõem sobre a propriedade desses recursos.

De acordo com Guirauden (2011), as legislações nacionais e, por vezes, as constituições dos países produtores com frequência contêm declarações explícitas de propriedade: os hidrocarbonetos são “propriedades do Estado”, “propriedade da Coroa”, “ativos do Estado”, ou “pertencas do Estado”. As questões derivadas do conceito de soberania do Estado que podem até conduzir, em alguns casos, a procedimentos de nacionalização das atividades específicas do setor e mesmo de empresas¹⁵, em nome do interesse nacional.

¹⁴ Resolução 1803, da Assembleia Geral das Nações Unidas, de dezembro de 1962.

¹⁵ Em 2006, O presidente da Bolívia, Evo Morales, decretou no dia 1º de maio de 2006 a nacionalização do setor de gás e petróleo do país. A ação incluiu ocupação militar das refinarias, inclusive as da Petrobras. A alegação foi de que as empresas estrangeiras ganham muito e pagam pouco ao Estado. <<http://noticias.uol.com.br/economia/ultnot/2006/05/13/ult82u5893.jhtm>>

Um aspecto acerca da definição da propriedade dos hidrocarbonetos também diz respeito à condição do recurso: (i) enquanto se constituem somente reservas e (ii) após a sua extração do subsolo. Deve-se definir em que momento e em que local se processa a transferência da propriedade.

Em geral, os recursos no subsolo, como recursos naturais, são considerados propriedades do Estado, mas por questões estratégicas e de interesse público, os governos podem estender essa propriedade depois da extração, no controle das atividades.

Sob o ponto de vista estratégico, pode ser importante garantir o abastecimento interno e restringir a exportação, por exemplo. Administrar o nível de reservas, controlando o ritmo de exploração. Há, também, vários instrumentos como impostos ou quotas de exportação para administrar as reservas.

Entre os aspectos relacionados ao controle do Estado exercido por meio da propriedade dos hidrocarbonetos, podem ser citados:

- Controle do ritmo de produção;
- Controle da venda do petróleo para o exterior;
- Política industrial e de desenvolvimento tecnológico;
- Política econômica e fiscal;
- Política ambiental.

2.1.2 CONHECIMENTO GEOLÓGICO – A IDENTIFICAÇÃO DAS RIQUEZAS

Uma forma de atuar no interesse nacional relativo aos seus recursos petrolíferos é conhecer e dimensionar as suas reservas de hidrocarbonetos. A identificação da localização e o dimensionamento do volume das reservas se traduzem em valorização da riqueza petrolífera do país e capacidade de planejamento de sua utilização.

Alcançar um melhor conhecimento do potencial geológico de uma área permite ao governo projetar estratégias adequadas para a contratação de E&P, incluindo a delimitação dos blocos a serem contratados, definição dos processos de contratação, e aplicação de termos de licenciamento que reflitam o perfil de risco das áreas específicas.

Os dados técnicos (geológicos, geofísicos e geoquímicos), após análise e processamento, ajudam a determinar as áreas das bacias sedimentares em que há mais probabilidade de ocorrer petróleo e gás natural (ANP/BDEP). A necessidade de aquisição de conhecimento geológico se deduz de diversos fatores, como:

- A exploração geológica fornece informações sobre a existência, o tamanho provável e a distribuição de reservas de petróleo, as quais podem ser utilizadas para orientar o planejamento e a definição de políticas de aproveitamento eficientes e a escolha do ritmo de produção adequado;
- Informações sobre o potencial geológico de uma área permitem avaliações acerca do risco geológico e da valoração dos recursos quando dos procedimentos de contratação das atividades de E&P na área específica, e
- O conhecimento mais abrangente do potencial geológico de uma área permite que o governo projete estratégias adequadas para a promoção e outorga de direitos de E&P de petróleo, incluindo a delimitação de blocos e elaboração de contratos que reflitam o perfil de risco das áreas específicas.

No Brasil, o resultado das atividades exploratórias, da aquisição de informações geológicas, é armazenado no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP. Sua administração é de responsabilidade da Agência,

pela Lei 9.478/97¹⁶. Fundado em maio de 2000, o BDEP se consolidou como o maior repositório nacional de dados e informações técnicas sobre exploração e produção de petróleo e gás natural. Funciona de forma semelhante aos bancos de dados mantidos em outros países, armazenando, organizando e disponibilizando informações geofísicas, geológicas e geoquímicas.

Essas atividades, incluindo as de aquisição de dados pelas empresas (de forma independente ou sob contrato de exploração e produção) e suas transferências ao BDEP, são reguladas pela ANP que pode, inclusive, promover diretamente pesquisas geológicas.

2.1.3 GERAÇÃO DE RENDA – AS RECEITAS GOVERNAMENTAIS

Em geral, se observa que os diversos objetivos do Estado são ajustados em regras secundárias dos regimes jurídico-regulatória e a determinação dos modelos adotados normalmente se estabelece pela avaliação fiscal e econômica, visando à maximização das receitas governamentais (*government take*).

Para Bercovicci (2011), há um conflito entre a renda tradicional do capital e as rendas energéticas, considerando que as rendas petrolíferas pertencem, em sua maior parte, ao Estado. A diferença consiste em que o fundamento da regulação proporcionada pelo direito econômico não é a escassez, mas o excedente. A apropriação da renda desse setor tange às questões macroeconômicas de uso social do excedente gerado.

¹⁶ O art. 22 da Lei 9.478/97 definiu: “O acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração”, bem como determinou a transferência, da Petrobras à ANP, do acervo técnico da Empresa sobre as bacias sedimentares brasileiras, até então existente, em razão do seu exercício de monopólio.

Na atividade petrolífera, há evidências de que os lucros são extraordinários mesmo sob concorrência, independentemente de o risco exploratório ser mais baixo ou mais alto (GOBETTI e SERRA, 2011). A questão fundamental entre os estados as empresas petrolíferas é a forma como a renda econômica é dividida. A maximização das receitas governamentais ocorre na medida em que se alcança eficiência na captura, pelo Estado, dos lucros das atividades de E&P.

Para explicar a existência do “lucro extraordinário” proporcionado por recursos não renováveis, a teoria econômica infere acerca de uma parte dessa renda, qualitativamente especificada como contrapartida a um “custo de uso”, denominada “renda de Hotelling”¹⁷. Corresponde a um custo de oportunidade de extrair o recurso mineral hoje, em detrimento da disponibilidade para gerações futuras (valor sombra).

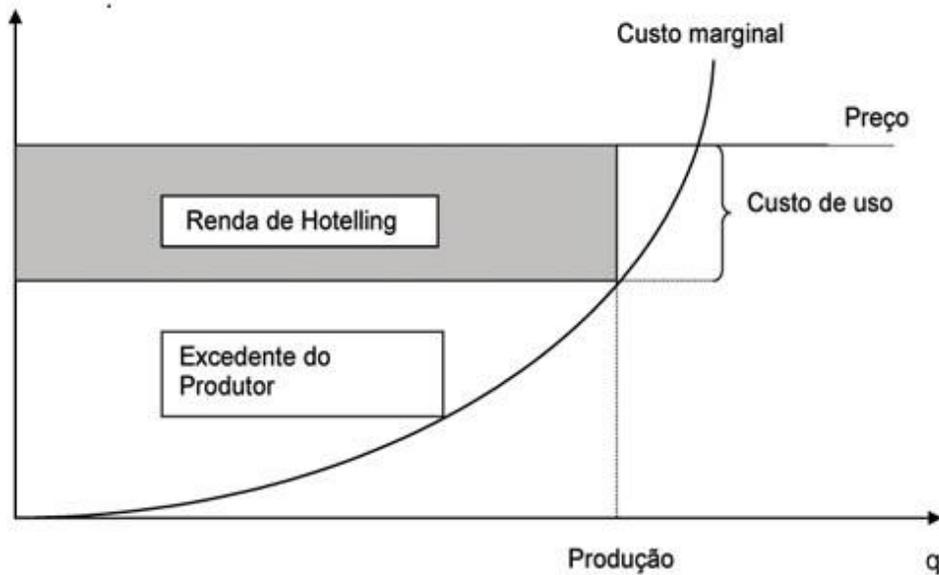
Essa parte corresponde a uma renda compensatória para o detentor da propriedade dos recursos e contrapõe um tipo particular de custo de oportunidade, com características temporais, em função de que a extração do recurso hoje acarreta um custo de não poder extraí-lo amanhã, significando um custo de uso (POSTALI, 2002).

Em microeconomia, o custo de uso é a diferença entre o preço do recurso e seu custo marginal de produção (GOBETTI e SERRA, 2011).

A renda de Hotelling equivale à área representada no Gráfico 2, dada pelo custo de uso vezes a quantidade produzida.

¹⁷A renda que corresponderia à compensação desse custo foi estudada pelo o economista americano, Harold Hotelling, em 1931, que publicou um artigo no Journal of Political Economy, sob o título “The Economics of Exhaustible Resources”, onde estabelece a regras para a utilização ótima de recursos naturais não-renováveis.

Gráfico 2 – Renda de Hotelling



Fonte: Postali (2002)

Portanto, a atividade petrolífera, devido à utilização de recursos não renováveis, proporciona uma renda adicional àquela necessária para remunerar os fatores de produção que, em grande parte, é explicada como uma compensação à sociedade pela exaustão dos recursos naturais de gerações futuras. Como proprietário desses recursos, o Estado visa apropriar dessa renda adicional, evitando que ela seja incorporada ao lucro privado, gerando uma perda de capital para a sociedade.

Existem diversas formas de capturar essa renda econômica por meio de tributos convencionais ou participações governamentais específicas, que impactam as decisões de investimento e a arrecadação do governo no decorrer do tempo.

Em função disso, o arcabouço jurídico-regulatório visa contemplar um sistema fiscal apropriado. Segundo Tordo (2011), são objetivos dos sistemas fiscais para o setor de E&P:

- i) Suportar a estabilidade macroeconômica, fornecendo fluxos de receitas fiscais previsíveis e estáveis;
- ii) Captar uma parcela maior da receita durante períodos de altos lucros;
- iii) Maximizar o valor presente da receita da produção;
- iv) Incentivar a eficiência econômica dos projetos de E&P.

As atividades petrolíferas em todo o mundo estão sujeitas a uma grande variedade de instrumentos de tributação. Estes incluem os tributos que se aplicam a todos os outros setores da economia, bem como os que são específicos para a indústria petrolífera.

As rendas de E&P geradas para o Estado ocorrem sob a forma de tributos e também formas não tributárias (tais como bônus de assinatura, participação nos projetos e partilha da produção).

Um indicador muito utilizado para medir e comparar a arrecadação governamental em E&P é o *government take* (GT). A forma mais utilizada para se calcular o GT é definir o quanto representa a arrecadação governamental dentro da arrecadação total (governo + operador) de um projeto. Por arrecadação governamental, entende-se toda a receita do governo no projeto, incluindo royalties, bônus de assinatura, tributos, divisão do óleo lucro (*profit-oil*), entre outros (LUCHESE, 2011).

No Brasil, a Lei 9.478/1997, em seu art. 45, estabelece quatro formas de participações governamentais e a Lei 12.351/2010 (Lei do Pré-sal) acrescentou o percentual de partilha de produção nas rendas petrolíferas:

- Bônus de assinatura, que corresponde ao valor pago pelo vencedor da licitação (usualmente, definido em leilão) para ter o direito de explorar a área concedida;
- Royalties, que correspondem a um percentual sobre o valor da produção;
- Participação especial¹⁸, prevista em casos de grande volume de produção, e que incide sobre a receita bruta da produção, deduzidos custos operacionais, depreciação, investimentos, além do pagamento de royalties e de outros tributos;
- Pagamento pela ocupação ou retenção de área, que é uma cobrança periódica (atualmente, anual) pela utilização da área de concessão;
- Percentual sobre o excedente em óleo produzido (deduz os custos incorridos).

2.1.4 DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO

Por ser um recurso não renovável, a renda das atividades extrativas de petróleo e gás natural é fruto de um processo finito, limitado ao tempo de exaustão dos recursos. A geração dessa renda no curto prazo pode favorecer ou comprometer a geração de longo prazo de outras formas de renda para o país. Trabalhar essa renda é atuar em relação ao custo de oportunidade, como evidenciado na referida teoria de Hotelling.

O problema econômico das rendas provenientes da indústria petrolífera diz respeito à capacidade de absorção dessas rendas, pelo país produtor, que podem

¹⁸ A participação especial está regulamentada pelo Decreto no 2.705, de 1998. Ela é devida somente em campos de alta produtividade e suas alíquotas, progressivas de acordo com a produtividade do campo, incidem sobre uma espécie de lucro do campo, podendo chegar a 40%.

ser facilmente desperdiçadas, em vez de serem utilizadas de modo a desenvolver ativos que assegurem outras formas de geração de rendas que promovam uma gradual substituição.

A forte entrada de rendas em um país exportador oferece riscos de gerar inflação e causar valorização cambial, que inibe as exportações de produtos locais estimula as importações, pode provocar dependência tecnológica e falta de competitividade industrial. Esses efeitos são comumente chamados “a maldição dos recursos”.¹⁹ A influência dessa renda na economia nacional pode gerar forte dependência da produção petrolífera.

Um exemplo dessa situação cunhou também a expressão “doença holandesa”, devido aos efeitos adversos ocorridos na década de 1960, na indústria holandesa, causados pela grande descoberta de depósitos de gás natural no mar do Norte, cuja renda impactou a valorização do câmbio na Holanda, prejudicando sua produção industrial, reduzindo a renda nacional e ampliando o desemprego (BERCOVICI, 2011).

Para evitar esses tipos de problemas e dar sustentabilidade ao ganho de renda proporcionado pelas extrações petrolíferas, associadas aos sistemas fiscais de captura da renda deve haver políticas de desenvolvimento e sustentabilidade da economia local. Essas políticas normalmente se traduzem em fomento à indústria fornecedora do país exportador bem como na geração de empregos internos e incorporação e desenvolvimento de tecnologias próprias.

¹⁹ O termo Maldição dos Recursos, por sua vez, refere-se à observação empírica de que muitos países abundantes em recursos naturais tendem a crescer mais lentamente do que outros países similares não possuidores dos mesmos recursos (Larsen, 2006, apud XAVIER, 2012).

2.1.4.1 CONTEÚDO LOCAL

A maior parte dos países produtores de petróleo exige que as empresas de E&P adotem alguma medida de preferência para utilização de bens e serviços locais (EI SOURCE BOOK, 2013). Essa medida visa desenvolver a economia nacional com benefícios diretos às empresas e comunidades locais. São objetivos mais imediatos: desenvolvimento da indústria local, aumento do emprego, aumento do investimento nacional e estrangeiro, aquisição de tecnologia e transferência de conhecimento de empresas estrangeiras.

Existem variações nas definições de conteúdo local, conforme a política de cada governo. Alguns países consideram empresas "locais" aquelas que estão registradas em território nacional, outros, discriminam o controle do capital da empresa. Mas há mais complexidade na questão, que envolve o grau de agregação de valor e os níveis de participação de cada componente dos bens ou serviços incorporados ao projeto de E&P. Havendo um detalhamento muito grande na composição de cada item de investimento das empresas de petróleo, a mensuração do nível de emprego de conteúdo de origem de empresas ou mão-de-obra nacional, no fornecimento de bens ou serviços, geralmente passa por um procedimento de certificação.

2.1.5 MEIO AMBIENTE

Em razão das condições físicas das reservas de P&G, localizadas no subsolo, que geram a necessidade de grandes infraestruturas e processos para extração, produção e transporte, bem como das características poluentes dos hidrocarbonetos, as atividades de E&P são cercadas de regulamentos que visam à proteção ambiental e à segurança operacional.

A preservação do meio ambiente também está integrada ao rol dos interesses e objetivos nacionais no que tange à soberania dos países sobre seus

recursos minerais. Dada a crescente preocupação ambiental e os riscos e dimensões do impacto que pode gerar um incidente nas atividades de E&P, a questão ambiental tem ocupado espaço cada vez maior nos instrumentos regulatórios desse setor. Um exemplo claro dessa importância e dos riscos envolvidos é o desastre ambiental ocorrido no Golfo do México, em 2010, decorrente de acidente em plataforma operada pela empresa britânica British Petroleum (BP), que ocasionou severos danos ambientais e indenizações bilionárias.

2.2 NORMAS E REGULAMENTOS

O desenvolvimento do setor de petróleo em um país depende da estruturação de um sistema jurídico-regulatório que proporcione clareza para o governo do país produtor e as empresas operadoras firmarem acordos de E&P.

O arcabouço jurídico-regulatório do setor de E&P é sistematizado, em geral, em três níveis:

- i) A legislação setorial;
- ii) Os regulamentos das atividades, e
- iii) O modelo de contrato.

Objetivo da legislação é definir o regime legal que se aplica, os objetivos da política do petróleo, as modalidades de intervenção do estado, as autoridades competentes, o papel da empresa estatal de petróleo, os regimes tributários e cambiais, a forma com que as atividades são conduzidas e monitoradas, e as condições sob as quais são aprovados assinados os contratos de petróleo e concedidas as licenças (BERCOVICI, 2011).

Outras disposições adicionais podem estar contempladas, cobrindo questões como o desenvolvimento do gás natural e unitização²⁰ de áreas.

O modelo do contrato relaciona tanto à legislação quanto com os regulamentos e irá particularizar a relação entre governo e empresa, com definições como área de exploração, prazo de contrato e programa de trabalho a ser executado.

2.2.1 DIRETRIZES E POLÍTICAS DE E&P NO BRASIL

No Brasil, a Lei 9.478/97 (Lei do petróleo) fixa as seguintes diretrizes, entre outras:

Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

(...)

II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;

(...)

IX - promover a livre concorrência

X - atrair investimentos na produção de energia;

XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

Nas licitações de E&P, a ANP também divulga²¹ os principais objetivos almejados pelas rodadas de licitações promovidas pela Agência:

²⁰ Unitização ou individualização da produção: procedimento que visa à pactuação acerca da divisão do resultado da produção de campos interligados geologicamente, porém distintos em delimitação jurídica (atribuição de direitos para as áreas específicas de cada bloco) e sob produção em regimes ou propriedades de direitos de exploração diferentes, com vistas ao aproveitamento racional dos recursos naturais, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além de um bloco licenciado.

²¹Disponível em www.brazilrounds.gov.br.

- Atrair novos investimentos;
- Aumentar as oportunidades de trabalho e estimular a indústria nacional;
- Promover o desenvolvimento do setor de exploração e produção;
- Ampliar o conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras;
- Recompôr as reservas nacionais e manter a autossuficiência na produção de petróleo;
- Minimizar a dependência externa de gás natural; e
- Aumentar a arrecadação do Governo por meio das participações governamentais.

2.3 PAPÉIS E RESPONSABILIDADES INSTITUCIONAIS NO SETOR DE E&P

Diante das várias possibilidades de estruturação do sistema de contratação e funcionamento do setor de E&P, o arcabouço institucional que define a forma de outorga do direito de exploração e produção de hidrocarbonetos deriva do regime político-constitucional adotado pelo país produtor.

A escolha do regime jurídico-regulatório adotado, além da do nível de abertura econômica e da importância do petróleo na economia, reflete as instituições políticas existentes no país.

Nos sistemas nacionais de E&P, consideram-se alguns atores principais, comuns aos diversos marcos regulatórios:

- As instituições governamentais do país produtor e seus órgãos legislativos;
- A empresa estatal do país produtor que atua nas atividades de E&P;
- As demais empresas de E&P, que podem operar diretamente os blocos ou exercer papéis secundários nas atividades, como investidoras ou contratadas.

Quanto aos governos dos países produtores, estes também podem assumir estruturas menos ou mais complexas, de acordo com os respectivos arcabouços legais e institucionais e com a abrangência das atividades de E&P em suas economias. Assim, podem comportar, além de ministérios e agências reguladoras, outros entes administrativos para regular, subsidiariamente, demais aspectos relacionados à indústria petrolífera, como os ambientais, por exemplo.

Os órgãos governamentais competentes, encarregados das questões relevantes para o sistema de E&P, são indicados conforme a legislação específica de cada país.

No Brasil, pode-se citar os seguintes órgãos e entidades com atuação direta na regulação da indústria de E&P:

- i) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE);
- ii) Ministério de Minas e Energia (MME); e
- iii) Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Além destes, também se pode destacar outros que atuam subsidiariamente, como:

- Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), que têm funções regulatórias ambientais;
- Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ), entidade reguladora dos transportes aquaviários e das atividades portuárias; e
- Marinha do Brasil (integra o Ministério da Defesa), que fiscaliza as embarcações e o tráfego nas águas jurisdicionais brasileiras.

Fora da órbita de regulação institucional, não se pode deixar de assinalar também o papel exercido pela Petrobras (empresa de economia mista e controle estatal) que, além de principal agente econômico do setor de E&P, também atua fortemente como braço do Governo nas políticas setoriais de desenvolvimento

tecnológico e de conteúdo local, abrigando um dos principais programas governamentais para o setor: o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp)²², bem como nas políticas de preços e abastecimento de derivados de petróleo em território nacional.

Mais recentemente, incorporou-se ao setor nacional outra estatal – a PPSA, especificamente para o modelo de partilha de produção, cujas informações serão detalhadas no item 3.1.2

2.3.1 AS ESTATAIS DE E&P

Ao longo dos últimos 40 anos, as empresas estatais de E&P ganharam destaque no desenvolvimento dos setores de petróleo em todo o mundo (EI SOURCE BOOK, 2013). Impulsionadas pelo exercício da soberania nacional e interesse público na exploração dos recursos naturais, são estruturadas pelos governos e lhe são atribuídas competências específicas no mercado interno dos países produtores.

Em geral, são concebidas para desempenhar papel importante no controle nacional sobre o desenvolvimento do setor. Normalmente são estabelecidas com objetivos comerciais e não-comerciais.

Tendem a ser o ponto focal para a realização de uma ampla gama de objetivos nacionais, econômicos, sociais e políticos, tais como:

- A criação de emprego;

²² Criado pelo governo federal, através do Decreto no 4.925, do dia 19 de dezembro de 2003, o Prominp é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e pela Petrobras, com o objetivo de maximizar a participação da indústria nacional fornecedora de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de investimentos do setor de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior.

- Desenvolvimento da capacidade local;
- Fornecimento de infraestrutura;
- Atuar como órgão regulador do setor de petróleo;
- No caso de projetos de petróleo em partilha de produção, agir como um agente fiscal ou comercial, vendendo a parte do governo de petróleo em nome do governo.

Além desses papéis, muitas vezes ocorre também de desempenhar um papel assessorio na política econômica por meio da oferta de produtos a preços subsidiados, com impacto na política de preços e redistribuição de renda.²³

Ao desempenhar objetivos não-comerciais, essas empresas podem ter prejudicada a sua própria eficácia comercial e, até mesmo, a eficácia da gestão macroeconômica do governo, o que gera sério conflito de interesses.

2.3.2 AGÊNCIAS REGULADORAS

As agências reguladoras desempenham papel fundamental em atividades econômicas delegadas pelo Estado. A atuação de agentes econômicos privados pode ter motivação conflitante com os interesses públicos. O alinhamento de objetivos entre o setor público e o privado e a preservação do interesse público são promovidos de acordo com os instrumentos e competências atribuídos às agências reguladoras.

Em geral, uma agência reguladora para o setor de E&P deve ter funções de competências para (EI SOURCEBOOK, 2011):

²³ Caso mais comum observado é quanto à adoção de subsídio aos preços dos combustíveis, em que a estatal mantém níveis abaixo da referência do mercado internacional.

- i) Desenvolvimento de especificações e normas técnicas;
- ii) Supervisão técnica das operações do setor;
- iii) Supervisão das operações da empresa, de acordo com os contratos e legislação;
- iv) Medição e monitoramento da produção, análise de dados técnicos e de armazenamento;
- v) Controle do licenciamento;
- vi) Contribuições para o planejamento econômico; e
- vii) Proteção social e ambiental, em coordenação com as autoridades competentes.

2.3.2.1 A ANP

Com a adoção do modelo de concessão, a partir da regulamentação da Emenda 09/95 pela Lei 9.478/97, iniciou-se nova fase, com ênfase regulatória, na reestruturação jurídico-institucional do Estado para ordenar o setor nacional de P&G, pela qual a União permanece com o domínio da propriedade sobre as reservas minerais, a Presidência da República, com auxílio do Conselho Nacional de Política Energética, define a política energética e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis a executa, de acordo com suas competências, exercendo atividades regulatórias.

A ANP é uma autarquia federal, implantada pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, para regulação das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis no Brasil. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a ANP é responsável pela execução da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com a Lei do Petróleo, com foco na garantia do abastecimento de combustíveis e na defesa dos interesses dos consumidores (ANP, 2013).

A ANP estabelece regras por meio de portarias, instruções normativas e resoluções; promove licitações e celebra contratos em nome da União com os concessionários em atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural; e fiscaliza as atividades das indústrias reguladas, diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos, entre outras atribuições (MME, 2013).

A ANP tem como finalidades:

- i) Regular - estabelecer regras por meio de portarias, instruções normativas e resoluções para o funcionamento das indústrias e do comércio de óleo, gás e biocombustíveis;
- ii) Contratar - promover licitações e assinar contratos em nome da União com os concessionários em atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e autorizar as atividades das indústrias reguladas;
- iii) Fiscalizar – fazer cumprir as normas nas atividades das indústrias reguladas, diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos.

Com as atribuições estabelecidas pela Lei nº 9.478/1997 e as do novo regime de partilha de produção, a ANP é responsável por um amplo espectro regulatório:

- Promover e realizar estudos geológicos e geofísicos para identificação de potencial petrolífero, organizar e manter o acervo de informações e dados técnicos;
- Delimitar e propor ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) os blocos a serem oferecidos nas rodadas de licitações;

- Realizar licitações para outorga de áreas para exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás, contratar os outorgados e fiscalizar o cumprimento dos contratos;
- Analisar, aprovar e acompanhar o cumprimento dos planos de exploração, desenvolvimento e produção apresentados pelas empresas operadoras e fiscalizar suas atividades;
- Calcular o valor dos royalties e participação especial (parcela da receita dos campos de grande produção ou rentabilidade) a serem pagos pelas empresas produtoras (seja sob concessão ou partilha à União, a estados e a municípios);
- Autorizar e fiscalizar as atividades de refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo e gás natural;
- Autorizar e fiscalizar as operações das empresas que distribuem e revendem derivados de petróleo;
- Autorizar e fiscalizar as atividades de produção, importação, exportação, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda e comercialização de biocombustíveis;
- Estabelecer as especificações técnicas (características físico-químicas) dos derivados de petróleo, gás natural e dos biocombustíveis e realiza permanente monitoramento da qualidade desses produtos nos pontos-de-venda;
- Acompanhar a evolução dos preços dos combustíveis e comunica aos órgãos de defesa da concorrência os indícios de infrações contra a ordem econômica;
- Fazer cumprir as melhores práticas da indústria do petróleo, tais como as normas ambientais e de segurança operacional;
- Subsidiar o Ministério de Minas e Energia com estudos geológicos e geofísicos necessários à definição dos blocos do pré-sal a serem

explorados sob o regime de partilha da produção, seja com licitação, seja com contratação direta da Petrobras;

- Elaborar e submeter à aprovação do Ministério de Minas e Energia as minutas dos contratos, dos editais e das licitações de partilha de produção.

A administração da ANP é conduzida por uma diretoria colegiada. A diretoria da Agência tem competência para aprovar portarias, instruções normativas e resoluções para as indústrias reguladas e pode deliberar acerca de pendências entre agentes econômicos e entre esses agentes e os consumidores.

2.4 A REGULAÇÃO DE E&P, INSTRUMENTOS E INCENTIVOS

Considerando a propriedade do Estado sobre as reservas petrolíferas, quando este não exerce diretamente a extração e produção desses recursos, as atividades são delegadas a agentes econômicos para executá-las. Isto requer uma ampliação da regulação das atividades, de modo a incentivar que os agentes não governamentais se comportem de maneira a alcançar eficiência desse processo, de acordo com o planejamento do governo. Nesse sentido, dispositivos regulatórios são utilizados para interferir no funcionamento do setor, visando alcançar um determinado desempenho.

A eficiência das relações entre regulador e regulado depende da capacidade do primeiro de controlar o mercado regulado, influenciando o comportamento dos seus agentes. O regulador deve estabelecer regras eficientes que incentivem os regulados a atuarem de forma a atingir um desempenho desejado.

2.4.1 REGULADOR E REGULADO: A RELAÇÃO PRINCIPAL – AGENTE

A partir da concepção de Laffont e Tirole (1993), pode-se identificar a existência de três sujeitos principais no contexto regulatório, quais sejam: as indústrias, o Estado, e o órgão regulador, ou agência. O problema abordado na teoria econômica dos referidos autores foca na existência de assimetria de informação entre o Estado ou a agência reguladora e a indústria regulada. Assim, verifica-se a importância da simetria das informações para a regulação, seja em relação às indústrias reguladas e as agências reguladoras, seja entre estas e o Estado.

A delegação das atividades de E&P também carrega a expectativa de que o regulador estabeleça as regras de forma que se harmonizem os objetivos dos agentes econômicos com os de governo. As regulamentações devem se adequar às dimensões ambientais em que os reguladores e os regulados estão inseridos, tais como o ordenamento jurídico e as condições estruturais da indústria. Quaisquer que sejam os objetivos pretendidos pela regulamentação, o regulador deve escolher políticas ajustadas ao ambiente regulatório e às características das firmas sujeitas à regulamentação. Harmonizar esses objetivos não é tarefa simples ante os conflitos de interesses existentes em grandes dimensões, como há na indústria de E&P.

Retomando a abordagem dos objetivos comumente priorizados pelo governo para E&P:

- Maximizar receitas governamentais (government take);
- Minimizar investimento próprio;
- Geração de empregos, desenvolvimento e aporte tecnológico local;
- Incentivar a melhoria do desempenho operacional; e
- Controlar o ritmo de produção.

Do ponto de vista do investidor privado, também se pode listar os objetivos mais comuns:

- Assegurar uma taxa de retorno mínima sobre o investimento, compatível com seus riscos;
- Recuperar os custos de investimento o mais rápido possível;
- Maximização do lucro;
- Acesso às reservas de petróleo e gás, de modo obter um ritmo adequado de substituição de reservas e diversificar a carteira de projetos para reduzir riscos; e
- Segurança dos contratos, mediante clareza e estabilidade dos regimes fiscais e jurídicos.

Dada a diversidade de objetivos dos agentes e de propósitos regulatórios, os instrumentos de incentivos adquirem múltiplas dimensões, bem como o *trade-off* entre incentivo e desempenho. Por exemplo, tendo em vista a necessidade de manter um nível de atratividade suficiente para incentivar os agentes econômicos, o Estado deve assegurar uma taxa de retorno para os investidores compatível com os riscos assumidos e estabelecer um regime fiscal contratual justo. Essa situação determinará o ajuste entre o nível de atividade exploratória, e as taxas de retorno ao investidor e de *government take*.

Teorias econômicas, em particular a Teoria da Agência (ou Principal – Agente)²⁴ se debruçam sobre relações semelhantes, onde o proprietário ou regulador (principal) contrata o regulado ou gestor (agente) delegando a estas atividades, de modo que, a partir da atuação do agente se obtenha um desempenho ou resultado esperado, de acordo com os interesses do principal.

²⁴ Teoria de Agência consiste em uma das principais teorias de finanças e é considerada a principal abordagem formal para a governança corporativa. Foi formalizada no artigo de Jensen e Meckling (1976). Os autores definem o relacionamento de agência como "um contrato no qual uma ou mais pessoas - o principal - engajam outra pessoa - o agente - para desempenhar alguma tarefa em seu favor, envolvendo a delegação de autoridade para a tomada de decisão pelo agente".

Nessas relações há possíveis mecanismos para alinhamento dos interesses dessas duas partes, em geral, incentivos (do qual também deriva a Teoria do Incentivo).²⁵ Como geralmente ocorrem conflitos de interesses, esse alinhamento tem um custo – conhecido como “custo de agência”²⁶, resultante, principalmente, da necessidade de monitoramento do regulado pelo regulador.

A criação e o desenvolvimento de instituições são formas de solucionar este problema. Isso poderá ser observado na implementação do marco do pré-sal, que projeta incrementar consideravelmente o custo de agência, haja vista a instituição de uma empresa estatal específica para administrar os contratos de partilha de produção.

Os reguladores procuram estabelecer arranjos ótimos de incentivos que proporcionem eficiência na indução dos agentes aos interesses do principal, evitando ou reduzindo os custos de agência, tendo em vista que, em geral, o agente pode exercer papel de diferentes maneiras, o que implica uma relação multidimensional entre incentivos e resultados.

Entretanto, os reguladores enfrentam restrições para a eficácia da regulamentação e instrumentos adequados para sua aplicação. Um dos principais problemas enfrentados na formulação e implementação de suas políticas regulatórias está ligado ao fluxo de informação. A falta de informação entre o

²⁵ O ponto de partida da teoria do incentivo corresponde ao problema da delegação de uma tarefa para um agente com informações privadas (assimetria de informação). O custo adicional que devem ser incorridos por causa do comportamento estratégico dos agentes econômicos com informações privadas pode ser visto como uma categoria dos custos de transação enfatizados por Williamson (1975).

²⁶ De acordo com Jensen e Meckling (1976), os custos de agência correspondem a: i) custos de criação e estruturação de contratos entre o principal e o agente; ii) gastos de monitoramento das atividades dos gestores pelo principal; iii) gastos promovidos pelo próprio agente para mostrar ao principal que seus atos não lhe serão prejudiciais; iv) perdas residuais, decorrentes da diminuição da riqueza do principal por divergências entre as decisões do agente e as decisões que iriam maximizar a riqueza do principal.

principal e o agente tem algumas implicações fundamentais para a concepção dos mecanismos regulatórios.

A informação é um aspecto importante de qualquer mercado e desempenha um papel crucial no projeto. No setor de petróleo, por exemplo, a disponibilidade de informações sobre a geologia de uma área potencial afeta a avaliação dos riscos geológicos envolvidos e do potencial produtivo. Quanto menor risco geológico, maior a valorização da área e atratividade para o investimento para o seu desenvolvimento.

A mera existência de restrições informativas em geral pode impedir o regulador de alcançar eficiência do alinhamento do comportamento do regulado aos seus interesses. No Brasil, uma das atribuições da ANP é autorizar os planos de exploração e desenvolvimento de produção das empresas contratadas para E&P. As informações prospectadas no campo pelas empresas são essenciais para a avaliação e controle da Agência sobre esses planos.

Em economia, informação assimétrica é um fenômeno que ocorre quando dois ou mais agentes econômicos estabelecem entre si uma relação econômica, com uma das partes envolvidas detendo, informações qualitativa e/ou quantitativamente superiores aos da outra parte. Essa questão é particularmente importante para a regulação nas seguintes situações:

- Quando o regulador, em geral, não tem as melhores condições para medir as ações dos agentes (o que é também conhecido como situação de risco moral);
- Em uma fase pré-contrato, o agente pode ter informações estratégicas sobre as quais o regulador não tem qualquer controle ou conhecimento (que é o caso típico da seleção adversa);
- Em que o regulado pode reclamar um resultado melhor do que o especificado pelo regulador e a verificação disto teria um custo (chamado de custo de verificação).

Na área de E&P, essas hipóteses são comumente verificadas em função do grande volume de informações técnicas e complexidade que abrangem as atividades e seus custos, que estão em poder dos agentes regulados.

2.4.2 INSTRUMENTOS REGULATÓRIOS

A maioria dos mecanismos regulatórios do setor está espelhada nos contratos de outorga de direitos de E&P, mesmo que haja um regulamento superior normatizando, independente do regime de contratação escolhido. Esses mecanismos podem estar pré-definidos antes da contratação ou fazerem parte do procedimento de seleção das empresas para outorga, servindo como critério de escolha e base para o acordo final entre as partes. Alguns exemplos podem ser citados a partir da experiência brasileira.

2.4.2.1 CONTEÚDO LOCAL

Crítérios para determinação de índice de conteúdo local na execução de contratos de E&P e regras de aferição e certificação desse indicador nos bens e serviços utilizados também têm sido aplicados como instrumentos de regulação no setor. No Brasil, a estratégia de conteúdo local tem sido considerada nas licitações de E&P promovidas pela ANP. Esse objetivo regulatório também está contemplado na Lei do Pré-sal ao atribuir ao CNPE a competência de propor medidas específicas para induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção.

Um exemplo de potencial conflito que surge na regulação dessa questão é a possível limitação técnica ao desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural e o impacto em aumento de custos para as operadoras, que tem sido motivo preocupação do setor. A oposição de interesses entre regulador e regulado, nesse

caso, passa por um típico caso onde o regulador procura minimizar a assimetria de informação por meio de procedimentos de certificação do índice de conteúdo local atingidos pela execução dos contratos.²⁷

A política de conteúdo local, no entanto, está longe de significar um mero estabelecimento de metas. A fixação desses índices deve ser feita com cautela, pois um alto nível de exigência de conteúdo local pode gerar risco para a expansão das atividades de exploração e produção, já que o alcance desses objetivos não depende somente da disposição da contratada em adquirir bens e serviços locais, mas essencialmente da capacidade da indústria fornecedora nacional atender à demanda e fornecer em condições competitivas de preços e tecnologia. Nesse sentido, é necessário que o regulador trabalhe com dados e estimadores precisos dessa capacidade e que os demais instrumentos da política de suporte ao desenvolvimento da indústria sejam eficazes para assegurar margem necessária à expansão do setor de E&P.

Observa-se, então, um dos desafios desse instrumento de incentivo regulatório, devido à importância do necessário equilíbrio na calibração da política para o desenvolvimento de conteúdo local, para que o grau de exigência não cause restrição à expansão da indústria de E&P.

Existe uma experiência internacional acumulada na prática de política de conteúdo local na área de E&P, adotada de forma diferenciada em diversos países. XAVIER (2012) cita trabalho de Klueh, Pastor e Segura (2009) no qual explica que essas diferenças vão desde a política da Noruega, na qual o Estado adota uma política cautelosa, porém muito participativa, até o caso da Austrália, em que o

²⁷ Com metas significativas de conteúdo local estabelecidas no contrato, as empresas operadoras podem apresentar dados de aquisição de bens e serviços com viés de interpretação, de forma demonstrar o cumprimento das metas contratuais, embora tenha atingido efetivamente menores níveis de conteúdo local em função de dificuldades operacionais ou de redução de custos, evitando, assim, possíveis punições aplicadas pelo órgão regulador.

governo explicitamente especifica nas regras e nos regulamentos do setor petrolífero que não há qualquer política de conteúdo local.

A Noruega é citada como caso de sucesso nessa política, comentando-se que, em geral, os fatores que contribuíram foram sua política macroeconômica, o arranjo de suas instituições políticas e econômicas, a existência de um sistema judicial forte e até mesmo as normas sociais vigentes (LARSEN, 2006, apud XAVIER, 2012).

No Brasil, a política de conteúdo local em E&P é relativamente recente e não se encontra suficientemente maturada. Incentivo ao conteúdo local passou a ser promovido pela ANP em 1999, tornando-se exigência em limites mínimos a partir de 2003. Essa indústria ainda é carente de adequada infraestrutura nacional.

O principal desafio da política de conteúdo local brasileira para E&P é dotar a indústria nacional de condições de atender à demanda em prazos, custos e qualidades competitivos.

Segundo estudo elaborado pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea) (Pinto Júnior e Iooty, 2010, apud XAVIER, 2012), diversos fornecedores de equipamentos da indústria parapetroleira nacional oferecem custo e tempo de entrega superior aos disponíveis no exterior. Para o Instituto de Engenharia, há um desafio na indústria em vencer o “custo Brasil” e a escala de produção, para se tornar competitiva.

Pesquisa da empresa de consultoria PricewaterhouseCoopers (PwC), em 2012, junto a fornecedores de bens e serviços de E&P e a empresas operadoras, revelou que 68% dos entrevistados são favoráveis às exigências de conteúdo local nas licitações da ANP, mas cerca de 70% não consideram as regras suficientemente claras. Quanto ao impacto do índice de nacionalização nos custos de E&P, 61,54% estimam que represente um incremento acima de 10%.

Apesar de favoráveis, os entrevistados apontam as atuais desvantagens observadas pelo impacto nas atividades de E&P, decorrentes da aplicação dessa política (principais, por ordem):

- i) Custo final dos projetos;
- ii) Custo de *compliance* (aplicação e conformidade);
- iii) Disponibilidade dos equipamentos;
- iv) Qualidade dos equipamentos;
- v) Cumprimento de cronogramas.

Para vencer essas dificuldades, o principal programa associado à política de conteúdo local no Brasil é o Prominp, para desenvolvimento da cadeia de fornecedores, qualificação profissional, fomento aos investimentos e à tecnologia do setor.

Atualmente, a maior parte do fornecimento de bens e serviços com emprego de tecnologia avançada é feita por multinacionais que detêm cerca de 90% do mercado mundial. Acompanhando a política de conteúdo local, há o incentivo específico ao desenvolvimento de pesquisa e desenvolvimento tecnológico (P&D) nacionais em E&P, nos contratos promovidos pela ANP.

2.4.2.2 PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

O principal incentivo às atividades de P&D na regulação setorial vem dos contratos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, em cláusula que estabelece a obrigação da contratada realizar despesas qualificadas com pesquisa e desenvolvimento em valor equivalente a 1% (um por cento) da receita bruta da produção.

De acordo com a ANP, regulamentação prevê que até 50% (cinquenta por cento) das despesas qualificadas com pesquisa e desenvolvimento poderão ser realizadas através de atividades desenvolvidas em instalações da própria

contratada ou de suas afiliadas, localizadas no Brasil, ou contratadas junto a empresas nacionais. O restante deverá ser destinado à contratação dessas atividades junto a universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico nacionais que forem previamente credenciados para este fim pela Agência.

2.4.2.3 PROGRAMA EXPLORATÓRIO MÍNIMO

Outro ponto dos contratos de E&P, que explicita um incentivo à atuação das empresas, diz respeito à estratégia de governo para programa exploratório mínimo (PEM)²⁸ para cada bloco exploratório contratado. O programa exploratório é um dos mais importantes instrumentos geradores de informação e conhecimento das bacias sedimentares petrolíferas. Os dados obtidos com sua execução geram volume e aumentam qualidade das informações para a formação desse conhecimento, necessários à delimitação mais precisa e à valorização das reservas nacionais de petróleo e gás natural.

A importância do conhecimento geológico das bacias sedimentares já foi citada como fundamental para definição das políticas setoriais e planejamento dos processos de outorga.

Considerando que o PEM também implica em custos para as operadoras, é necessário haver incentivo do regulador para que as empresas proponham programas de trabalho em quantidades e prazos satisfatórios. Da mesma forma que o índice de conteúdo local, o incentivo tem ocorrido por meio dos processos de licitação, que fazem o PEM ser aplicado como um dos critérios de seleção de empresas para outorgas de áreas.

²⁸ O Programa Exploratório Mínimo - PEM corresponde às atividades exploratórias a serem obrigatoriamente cumpridas pelo concessionário durante a fase de exploração.

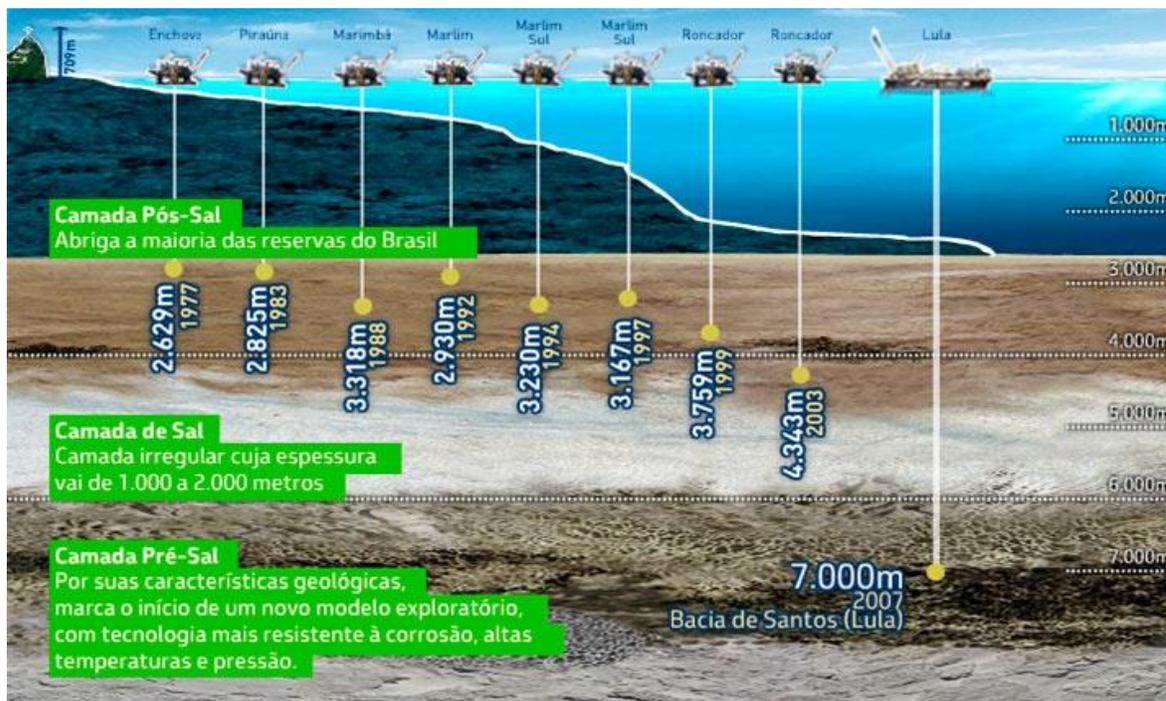
3. O PRÉ-SAL BRASILEIRO

Geologicamente, o pré-sal refere-se a um conjunto de rochas localizadas em águas ultra profundas de grande parte do litoral, com potencial para a geração e acúmulo de petróleo, e convencionou-se chamar de pré-sal porque forma um intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal, que em certas áreas da costa atinge espessuras de até 2.000m (PETROBRAS, 2013).

Esse segmento de rochas corresponde a um perfil geológico de deposição de rochas calcárias abaixo das camadas de sal, onde se formaram reservas de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural), com profundidades que variam de 1.000 a 2.000 metros de lâmina d'água e entre 4.000 e 6.000 metros de profundidade no subsolo, chegando a até 8.000 metros da superfície do mar, incluindo uma camada que varia de 200m a 2.000m de sal²⁹.

²⁹ Este sal foi depositado durante o processo de abertura do oceano Atlântico, após a quebra do Gondwana (antigo supercontinente formado pelas Américas e África, que foi seguido do afastamento da América do Sul e da África, iniciado a cerca de 120 milhões de anos). As camadas mais recentes de sal foram depositadas durante a última fase de mar raso e de clima semiárido/árido, entre 1 a 7 milhões de anos.

Figura 1 – Pré-sal

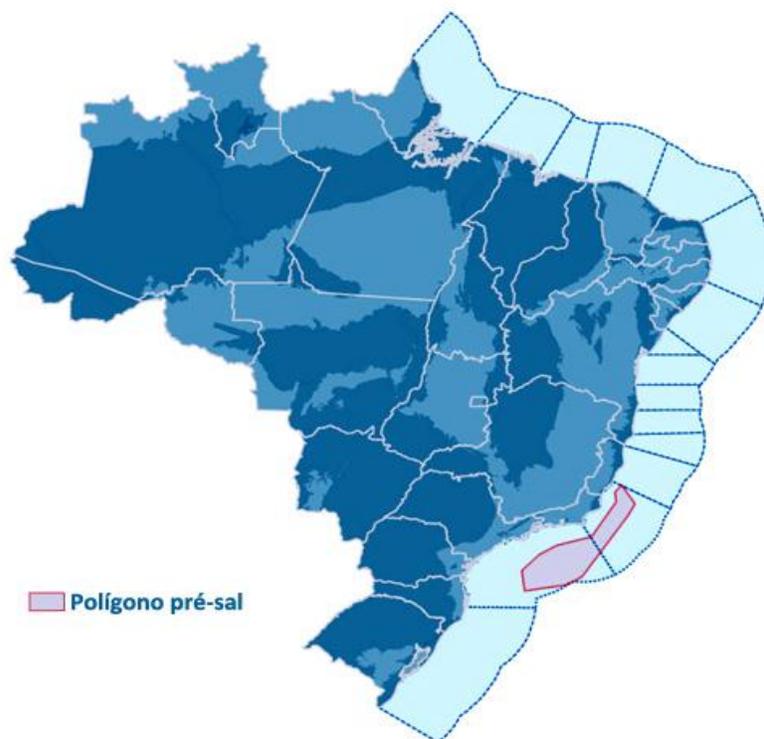


Fonte: <http://diariodopresal.wordpress.com/petroleo-e-gas/>

Em termos legais, o pré-sal é uma área geográfica de 149.000 km² definida na Lei 12.351/2010, delimitada pelas coordenadas geográficas indicadas no anexo dessa Lei. Parte dessa área (cerca de 28%) já foi outorgada para atividades de E&P, anteriormente à instituição do regime de partilha de produção, já havendo, inclusive, campos em produção sob o regime de concessão.

A área do pré-sal situa-se a uma distância de 100 a 300 km do litoral dos Estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. Nessa região encontram-se as maiores descobertas realizadas no mundo nos últimos dez anos. O petróleo encontrado nesta área engloba três bacias sedimentares (Santos, Campos e Espírito Santo). Áreas como Libra, Franco e o Campo de Lula, indicam volumes superiores a 12 bilhões de barris de óleo recuperáveis. Descobertas de grandes reservas nessa área dão perspectivas de grande produtor mundial de petróleo e gás ao Brasil.

Figura 2 – Pré-sal – localização



Fonte: ANP (<http://www.anp.gov.br/?id=2656>)

Além disso, trata-se de reservas com grande potencial de volume de petróleo de média a alta qualidade, segundo suas densidades avaliadas pela escala API³⁰. Estima-se que a camada do pré-sal contenha o equivalente a cerca de 1,6

³⁰ O Grau API é uma escala hidrométrica criada pelo American Petroleum Institute (API), utilizada para medir a densidade relativa de óleos e derivados. Quanto maior o grau API, o petróleo é mais leve e maior o valor do produto no mercado. As características físico-químicas do petróleo mais leve o tornam mais fácil de refinar e favorece a produção de derivados de maior valor. Como commodity, a característica do petróleo também é utilizada para classificá-lo em tipo padrão e valorá-lo em negociações em bolsas internacionais, como o tipo Brent (padrão de produção no mar do norte e negociado na bolsa de Londres) e o tipo WTI (West Texas Intermediate, padrão de produção do golfo do México, negociado na bolsa de Nova York).

trilhão de metros cúbicos de gás e óleo. O número supera em mais de cinco vezes as reservas atuais do país. Caso a expectativa seja confirmada, o Brasil pode situar-se entre os seis países que possuem as maiores reservas de petróleo do mundo, atrás somente de Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait e Emirados Árabes.

3.1 O NOVO MARCO REGULATÓRIO

Projeções iniciais de avaliações do pré-sal estimaram um aumento da produção brasileira de petróleo e gás natural para cerca de seis milhões de barris/dia até a próxima década (PDE/EPE, 2011)³¹, o que representaria o triplo da produção atual. O crescimento da produção poderá dobrar a participação de E&P no Produto Interno Bruto (PIB) nacional, chegando a 20%.

Em razão das perspectivas de grande potencial produtivo e de menor risco exploratório, iniciaram-se estudos e debates sobre o regime de exploração mais adequado ao aproveitamento do potencial do pré-sal para o País. O movimento culminou na escolha do regime de partilha de produção, que foi estabelecido pela Lei 12.351/2010, conforme descrito no item 1.5.3 deste trabalho.

As definições firmadas no art. 2º da Lei do Pré-sal trazem os principais elementos que configuram o novo modelo regulatório:

Art. 2º Para os fins desta Lei, são estabelecidas as seguintes definições:

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

³¹ Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2011

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;

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;

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;

IV - área do pré-sal: 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, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;

V - área estratégica: região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos;

VI - operador: a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção;

VII - contratado: a Petrobras ou, quando for o caso, o consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção.

Além desses conceitos, a Lei do Pré-sal também inovou, em relação ao regime de concessão, ao tratar especificamente de parâmetros técnicos e econômicos do contrato de partilha de produção.

Outro aspecto notável da nova lei é relativo à distribuição de competência entre os órgãos governamentais. Há uma maior centralização das questões atinentes à contratação de E&P no MME e no CNPE, extraídas da esfera da ANP que, apesar de desempenhar papel semelhante ao exercido no regime de concessão, passa ter uma função mais subsidiária nas questões específicas que o regime de partilha de produção quis destacar.

O movimento pelo controle estatal sobre as riquezas do pré-sal, que cercou a elaboração do novo marco regulatório, fez com que o modelo de partilha de produção fosse incorporado com peculiaridades do novo regime brasileiro. Uma delas pode ser notada pela determinação de ter a Petrobras como operadora única dos contratos, ainda que se mantenha o sistema concorrencial aberto à participação de outras empresas para atuarem no pré-sal, associadas à Estatal. Também merece destaque a nova forma de gestão estabelecida para os contratos, que traz uma nova empresa estatal no comando (PPSA)³², sem que haja participação do Estado nos investimentos e nos riscos da execução.

³² Será detalhado adiante, no item 3.1.2

3.1.1 A OPERADORA ÚNICA

No modelo de partilha de produção instituído no Brasil, determinou-se duas formas possíveis de contratação da E&P: diretamente com a Petrobras ou mediante leilão de blocos, cujo consórcio vencedor deverá ter a participação mínima de 30% da Petrobras. Dessa forma, foi fixada a Petrobras como operadora única do pré-sal, traduzindo o predomínio do Estado na exploração dessas áreas.

Com a atribuição de operadora única, a Petrobras executa a totalidade das operações de E&P nos contratos de partilha de produção, inclusive as com risco exclusivo e representa os demais consorciados do contrato, quando houver, judicial ou extrajudicialmente.

Relevante assinalar a importância dessa definição na Lei do Pré-sal, que chama a atenção em, pelo menos, dois aspectos. Primeiro, atua em sentido contrário ao movimento de flexibilização do monopólio de E&P, que se seguiu à EC 9/1995, para abertura e atração a investimentos privados (internos e externos), que continuarão possíveis, mas com importante restrição. O segundo aspecto é relativo ao paradoxo que emerge do gigantesco volume do pré-sal a ser explorado vis-à-vis a restrição operacional imposta pela exclusividade concedida à Petrobras. Apesar da capitalização da Empresa, mediante o contrato de cessão onerosa, esse fato não apresenta suficiência em alavancar a capacidade da estatal em executar investimentos proporcionalmente ao porte das necessidades que o pré-sal projeta. Um dos principais argumentos contrários que se faz ao novo marco regulatório é de que a Petrobras não teria capacidade para operar toda a área do pré-sal sozinha.

Curiosa a situação imposta pela Lei do Pré-sal à Petrobras. Não obstante ser uma estatal, com a maioria do controle societário pertencente à União, a Petrobras é uma empresa de capital aberto no mercado e pode se ver obrigada, independentemente de sua avaliação técnica, a assumir contratos de partilha de produção licitados pela ANP, com regras firmadas a partir de proposta da qual não participou e que talvez nem considere ser do seu interesse. Factível esta situação,

levaria os acionistas observarem a Empresa assumir compromissos contrários aos seus resultados corporativos e aos objetivos de seus investidores privados.

Essa condição introduz uma complexidade até então inexistente à regulação das atividades de E&P no Brasil. Ao adotar uma estratégia de outorga de novas áreas, o regulador deve sopesar a capacidade e a viabilidade da Petrobras em participar da expansão planejada. Criou-se um relevante fator de restrição ao processo regulatório. Ao contrário dos exemplos de incentivos regulatórios citados anteriormente, este é um fator inibidor dos agentes para as atividades de E&P.

Deve-se lembrar que a Petrobras já responde por mais de 90% da produção nacional atual de P&G. Além disso, o processo de capitalização da Empresa, com os contratos de cessão onerosa, comprometeu ainda mais a sua capacidade operacional, direcionando imediatos e pesados investimentos nesses contratos. Sendo exclusiva operadora do regime de partilha de produção, sua capacidade operacional e de investimentos representa um limite técnico à expansão da produção no pré-sal.

3.1.2 A PPSA E A GESTÃO DOS CONTRATOS

Outra característica marcante do novo regime regulatório nacional também expõe o interesse de controle do Estado. Ainda que prevista a exclusividade das operações por uma empresa estatal, haverá a participação de uma segunda estatal dedicada à gestão dos contratos de partilha de produção.

A Lei do Pré-sal estabelece que cada contrato de partilha de produção deverá ser submetido a um comitê operacional presidido por empresa estatal específica para gerir o contrato e a comercialização do excedente em óleo pertencente à União. Trata-se da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), cuja autorização de criação foi conferida pela Lei 12.304/2010.

Não é incomum o Estado ter participação nos contratos de partilha de produção. Em alguns países, o governo opta por ser um investidor do contrato, repartindo também as responsabilidades. Normalmente, os governos participam das atividades de E&P mediante suas próprias operadoras estatais ou fundos governamentais próprios. No Brasil, a condução do contrato de partilha é exercida por duas estatais: uma para operação e outra para gestão. Além disso, a União ainda pode participar por intermédio de um fundo específico.

Apesar da representação direta, pela PPSA, no contrato de partilha de produção, a União não participa dos riscos do respectivo empreendimento. A PPSA não aporta nenhum recurso no contrato nem responde por qualquer risco ou consequências financeiras, mas tem o poder de comandar a gestão do consórcio contratado. Caso a União opte por participar dos investimentos e riscos, poderá fazê-lo somente por intermédio de fundo específico criado por lei.

De acordo com a Lei do Pré-sal, caberá à PPSA a indicação da presidência e da metade dos membros do comitê operacional de cada consórcio gestor de contrato de partilha de produção. A outra metade do comitê será dividida entre a operadora (a Petrobras, por determinação legal) e outras empresas vencedoras de licitações de partilha de produção, na proporção de suas participações.

A capacidade de intervenção da PPSA no comitê gestor dos contratos de partilha é relevante, tendo em vista o seu poder de veto e de voto de qualidade pela presidência. A PPSA não participará de atividades operacionais e de investimentos do contrato, mas seu papel nos comitês operacionais inclui:

- i) Participação, elegendo metade de seus membros, inclusive o seu presidente, com direito a voto e poder de veto sobre as operações;
- ii) Gestão, auditoria e supervisão das atividades de petróleo e gás realizados sob o regime de partilha de produção;
- iii) Gestão e controle dos custos decorrentes dos contratos de partilha de produção;

- iv) Negociação dos processos de unitização envolvendo a área contratada; e
- v) Gestão dos contratos de comercialização do óleo da União.

Se for considerada a participação mínima da Petrobras no contrato (30%), o governo estende seu poder de gestão contratual nos contratos de partilha de produção a, pelo menos, 65% ($50\% + (50\% \times 30\%)$), o que torna os 70% restantes de participação total nos investimentos do contrato (possíveis aos demais investidores) correspondentes ao controle de apenas 35% da gestão.

Essa condição do regime nacional de partilha de produção, assim como comentado na situação que define a operadora única, também representa um desafio à regulação setorial, por constituir um fator de inibição à participação de outros agentes econômicos.

3.1.3 AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

A configuração das participações governamentais também foi alterada no regime de partilha de produção em relação ao regime de concessão. De mais significativo, pode-se citar a instituição da parcela de excedente em óleo da União, a ausência de participações especiais e a alteração da alíquota para os royalties de 5% (concessão) para 15%.

Cabe revisar que o *government take* esperado engloba todas as receitas contratuais mais a tributação incidente. A Lei do Pré-sal, no entanto, discrimina como receita apenas os royalties e o bônus de assinatura, considerando que elas ocorrem independentemente da produção, no caso do bônus, e do lucro, no caso dos royalties. O excedente em óleo somente ocorrerá caso o valor da produção supere os custos e os royalties devidos. Os impostos são calculados em regras próprias, autônomas ao contrato de partilha.

Os royalties e o bônus de assinatura estão definidos no art. 42 da Lei 12.351/2010:

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

I - royalties; e

II - bônus de assinatura.

§ 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.

§ 2º O bônus de assinatura não integra o custo em óleo e corresponde a um valor fixo devido à União pelo contratado, devendo ser estabelecido pelo contrato de partilha de produção e pago no ato da sua assinatura, sendo vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado.

Não obstante o excedente em óleo para a União não estar classificado no art. 42 da Lei do Pré-sal, a parcela correspondente a ser definida na licitação constitui importante receita do regime (podendo constituir a principal fonte), sendo a característica marcante que dá nome ao regime e cuja sistemática de apuração está definida em outras disposições específicas da Lei.

A Lei 12.351/2010 também especificou a destinação de recursos a serem auferidos com a exploração do pré-sal, criando o Fundo Social, que receberá parcelas das participações governamentais como fonte de recursos para execução de programas de desenvolvimento social e regional. A maior parte das receitas obtidas pela União com o regime de partilha (venda do óleo e do gás da parcela da União, parcela dos royalties, parcela do bônus de assinatura) será destinada ao Fundo Social.

O Fundo Social receberá também parte dos royalties e da participação especial destinada à administração direta da União dos contratos de concessão firmados para blocos em áreas do pré-sal. As áreas de aplicação desses recursos também foram discriminadas na Lei do Pré-sal.³³

3.1.4 PARÂMETROS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DOS CONTRATOS

A legislação do pré-sal destacou os parâmetros mais relevantes para o contrato de partilha de produção e centralizou seu planejamento no CNPE e no MME, antes da decisão da Presidência da República. No regime de concessão, os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos têm iniciativa da ANP.

Os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção são definidos mediante proposta do CNPE à Presidência da República e devem indicar, de acordo com o art. 10, inciso III, da Lei 12.351/2010:

- i) Os critérios para definição do excedente em óleo da União;
- ii) O percentual mínimo do excedente em óleo da União;
- iii) A participação mínima da Petrobras no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento);

³³ Dispõe o artigo 47 da Lei 12.351/2010: “É criado o Fundo Social - FS, de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento:

- I - da educação;
- II - da cultura;
- III - do esporte;
- IV - da saúde pública;
- V - da ciência e tecnologia;
- VI - do meio ambiente; e
- VII - de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.”

- iv) Os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos;
- v) O conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional; e
- vi) O valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à PPSA.

3.1.4.1 EXCEDENTE EM ÓLEO DA UNIÃO

Essa parcela corresponde à fonte de receita destaque da partilha de produção e tem papel semelhante ao da parcela de participação especial do regime de concessão. As duas incidem sobre os lucros obtidos com a produção de petróleo e gás.

Reforça sua importância no modelo o fato da legislação constituir-la como único critério de julgamento das licitações para os contratos de partilha de produção. De acordo com o art. 18 da Lei 12.351/2010, o vencedor da licitação será aquele que ofertar o maior excedente em óleo para a União, respeitado o valor percentual mínimo definido pelo CNPE.

Parâmetro essencial ao novo modelo de contrato, a definição do percentual de excedente em óleo é um instrumento regulatório que se equilibra entre o grau de apropriação da renda do contrato pela União o grau de atratividade para os investidores na exploração da área.

Apesar do percentual do excedente destinado à União ser definido na licitação, há um valor mínimo exigido na licitação, fixado conforme determinação legal – é um parâmetro regulatório e faz parte da estratégia de outorga do modelo. Esse valor, porém, pode favorecer ou desestimular a competição pelo bloco ofertado e as respectivas propostas dos consórcios proponentes.

A eficiência na definição desse valor depende da qualidade e da avaliação dos dados técnicos disponíveis de cada bloco. Os riscos estão em obter receita de produção menor do que a desejada para a União, caso o percentual indicado seja baixo, ou reduzir o interesse e a oferta pelos blocos exploratórios, caso o percentual indicado seja alto.

Importante observar que o marco regulatório, além de determinar a necessidade de indicação do percentual mínimo da parcela da União no excedente em óleo em cada licitação, exige também que sejam estabelecidos critérios para definição do excedente em óleo para os contratos de partilha de produção.

Esses critérios poderão definir um percentual fixo ou variável. Existem diversos sistemas de partilha do excedente em óleo, sendo as principais:

- i) Percentual fixo de partilha;
- ii) Partilha progressiva baseada na produção; e
- iii) Partilha variável de acordo com a lucratividade.

3.1.4.2 CUSTO EM ÓLEO

Essencial parâmetro de controle da partilha de produção, pois o excedente em óleo somente é percebido após o cômputo do custo em óleo, que é ressarcido ao investidor mediante parcela da produção.

O custo em óleo será remunerado ao consórcio contratado, abatendo-se seu valor do resultado da produção. Definir os mecanismos para executar essa remuneração é essencial ao contrato de partilha de produção. Representa não somente a segurança do procedimento de reembolso dos investimentos incorridos pelo contratado, mas também o controle do resultado da parcela de excedente em óleo para a União.

Dessa forma, o contrato de partilha deve estabelecer as regras de apropriação dos custos passíveis de dedução, como prevê a própria Lei do pré-sal. Entre as definições que devem ser estabelecidas, pode-se citar:

- i) Quais custos poderão ser reembolsados;
- ii) Quais os critérios e condições de cálculo;
- iii) Como os custos serão reembolsados (em moeda ou em espécie);
- iv) Qual o momento e condições para o reembolso;
- v) Qual o limite de reembolso por período;

A complexidade dos custos de E&P, que abrigam uma infinidade de itens de despesas operacionais e de custos de capital, requer um sistema de apuração e controle robusto o suficiente para processar todas as atividades, associadas às condicionantes estabelecidas pelas regras contratuais. Isso torna essa questão um dos pontos críticos do regime de partilha de produção, porquanto exige um grande esforço de controle e gestão específicos.

Essa complexidade também requer parâmetros contratuais adequados para evitar lacunas de interpretação sobre a forma de contabilização dos custos e viabilizar o adequado controle por parte da PPSA. Uma deficiente ou imprecisa definição de critérios e parâmetros para o cálculo do custo em óleo implica risco de haver superestimativa de custos.

As contratadas objetivam apropriar o maior espectro possível de custos, já que a produção arcará com esse reembolso, deixando o excedente livre de outros ônus. Tal possibilidade pode acarretar em acréscimos indevidos de custos.

Como a estrutura das operações é complexa, pode-se tentar apropriar os custos de fornecimento de uma série de bens e serviços de prestadores vinculados às empresas consorciadas em mais de uma área produtora, incentivando que seus valores sejam inflados com despesas que abranjam múltiplas origens.

Como as empresas normalmente atuam em vários contratos (fora do regime de partilha), uma possibilidade de que isso ocorra é a apropriação parcial dos custos de bens e serviços de um contrato de outro regime para o da partilha de produção.

Tal possibilidade exigirá não somente robustez, mas também capacidade técnica à PPSA para acompanhar, fiscalizar e atuar no comitê operacional do consórcio responsável pelo contrato.

Esse fato se apresenta como um grande desafio a uma entidade recém criada, frente às empresas contratadas com desproporcionais estruturas e expertises, ainda mais pela dimensão e complexidade das informações. A questão reflui para o mencionado problema de regulação de assimetria de informação e o grande esforço do regulador para contorná-lo, concretizando a elevação do “custo de agência”. Nas atividades de E&P, esse esforço pode ser materializado financeiramente em milhões e o seu insucesso em bilhões de dólares.

3.1.4.3 PARTICIPAÇÃO MÍNIMA DA PETROBRAS

Reservados todos os contratos de partilha de produção à atuação da Petrobras como operadora única, a Lei do Pré-sal também determinou que se fixe uma participação mínima para a Estatal nos contratos, em cada licitação, em percentual equivalente ou superior a 30% dos direitos e obrigações contratuais. Outra opção oferecida por essa Lei é a contratação direta da Petrobras, fechando 100% do contrato.

A definição, nas licitações, do percentual mínimo de participação da Petrobras nos contratos balizará, em cada caso, a faixa de opções de participação que restará aos demais investidores e influenciará o nível de concentração do mercado na exploração do pré-sal. O diferencial remanescente desse percentual representa o espaço que as demais empresas terão para atuar e trazer

investimentos próprios (inclusive a própria Petrobras, em caso de interesse em ampliação da participação), observando-se sempre a composição com a Petrobras, qualquer que seja a distribuição do consórcio formado.

A Petrobras pode, por sua iniciativa, compor propostas na licitação que visem o aumento de sua participação mínima no contrato, que concorrerá em condições de igualdade com as propostas dos demais consórcios concorrentes. Como visto, o modelo regulatório pode transitar da situação em que a Petrobras tem uma condição passiva nas licitações de outorga de E&P para uma condição ativa concorrencial.

Quando participar ativamente, a Petrobras certamente estará considerando sua capacidade de realizar os investimentos necessários e a atratividade para a Empresa da rentabilidade estimada para o contrato. Quando estiver na condição passiva, assumirá a participação mínima definida para a licitação, adotando as regras da proposta vencedora, independentemente de sua avaliação de viabilidade econômica do projeto de E&P para a área licitada.

3.1.4.4 CONTEÚDO LOCAL

A Lei do Pré-sal reforça a política setorial de conteúdo local e traz a seguinte definição: proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade.³⁴

A questão de conteúdo local é uma das mais relevantes da política setorial, assim como em países que adotam essa estratégia para o desenvolvimento da economia interna. Já incorporada e amadurecida nos contratos de concessão desde

³⁴ Art. 2º, inciso VIII e art.62, inciso X.

a Primeira Rodada de Licitação, em 1999, as regras de conteúdo local para os contratos de partilha de produção permanecem semelhantes às aplicadas nos contratos de concessão. Contudo, como outros parâmetros, pelo novo regime do pré-sal, deixou de ser critério de julgamento da licitação para ser estabelecido apenas como índices mínimos a serem cumpridos na execução das fases contratuais.

Os contratos firmados pela ANP com as empresas vencedoras nas rodadas de licitações incluem cláusula de conteúdo local, que incide sobre as fases de exploração e desenvolvimento da produção, pela qual as contratadas devem assegurar preferência à contratação de fornecedores brasileiros sempre que suas ofertas apresentem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores convidados a apresentar propostas.

3.1.4.5 BÔNUS DE ASSINATURA

Primeira fonte de receita do contrato, o bônus de assinatura corresponde a uma antecipação da remuneração que o contratado faz para pagamento do direito de E&P na área especificada. O adquirente dos direitos de exploração e produção, para assinar contrato e receber a outorga da área, assume o risco de execução e paga essa parcela, não reembolsável nos regimes regulatórios brasileiros.

Nas rodadas de licitação do regime de concessão, o valor do bônus de assinatura representa um dos itens de proposta dos concorrentes, de acordo com suas estimativas de avaliação da área pretendida, e é computado como um dos critérios de julgamento das propostas analisadas.

Ao contrário da prática nos leilões para os contratos de concessão, o bônus de assinatura deixou de ser critério de julgamento de licitação dos contratos de partilha de produção, como oferta dos concorrentes, para ser definido previamente à licitação, pelo CNPE. Cabe aos concorrentes na licitação aceitar os termos do

contrato com o valor do bônus de assinatura já fixado e ofertar somente o excedente em óleo para União.

Para isso, os concorrentes elaboram e analisam um projeto de viabilidade econômica para a área pretendida, no qual consideram o valor do bônus de assinatura no cálculo do respectivo valor presente líquido (VPL) do resultado dos investimentos, bem como o percentual do excedente em óleo a ser ofertado e o custo de tais investimentos. Considerando que os custos para o desenvolvimento do projeto têm um valor estimado e o bônus de assinatura um valor fixado, o investidor deduzirá o bônus e a expectativa própria de retorno do investimento para propor a parte do excedente que caberá à União. Portanto, quanto maior o bônus de assinatura, menor a proposta de excedente, dado um projeto hipotético.

4. A PRIMEIRA RODADA DE LICITAÇÃO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Após a publicação da Lei 12.351/2010, que instituiu o regime de partilha de produção para exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, a primeira licitação nesse regime somente veio a ocorrer somente em outubro de 2013.

A demora ocorreu, em grande parte, em razão do aguardo pela definição da alíquota de royalties incidentes sobre os contratos de partilha de produção, que somente veio a ser fixada em novembro de 2012, mediante a Lei 12.734/2012. Essa referência é fundamental para avaliação dos demais parâmetros do contrato, pois influencia na estimativa do VPL do projeto de referência para a área licitada e seus efeitos devem ser analisados em conjunto com as demais participações governamentais previstas.

Definida a alíquota dos royalties, o CNPE programou a Primeira Rodada de Licitação de partilha de produção. Com isso, a ANP conduziu a licitação autorizada pelo Conselho Nacional de Política Energética (Resolução CNPE 4/2013)³⁵. A área colocada em oferta no leilão correspondeu, unicamente, ao prospecto de Libra, na Bacia de Santos. Foram definidos como objetivos dessa licitação ampliar as reservas brasileiras, a produção de petróleo e gás natural e ampliar o conhecimento sobre o polígono do pré-sal.

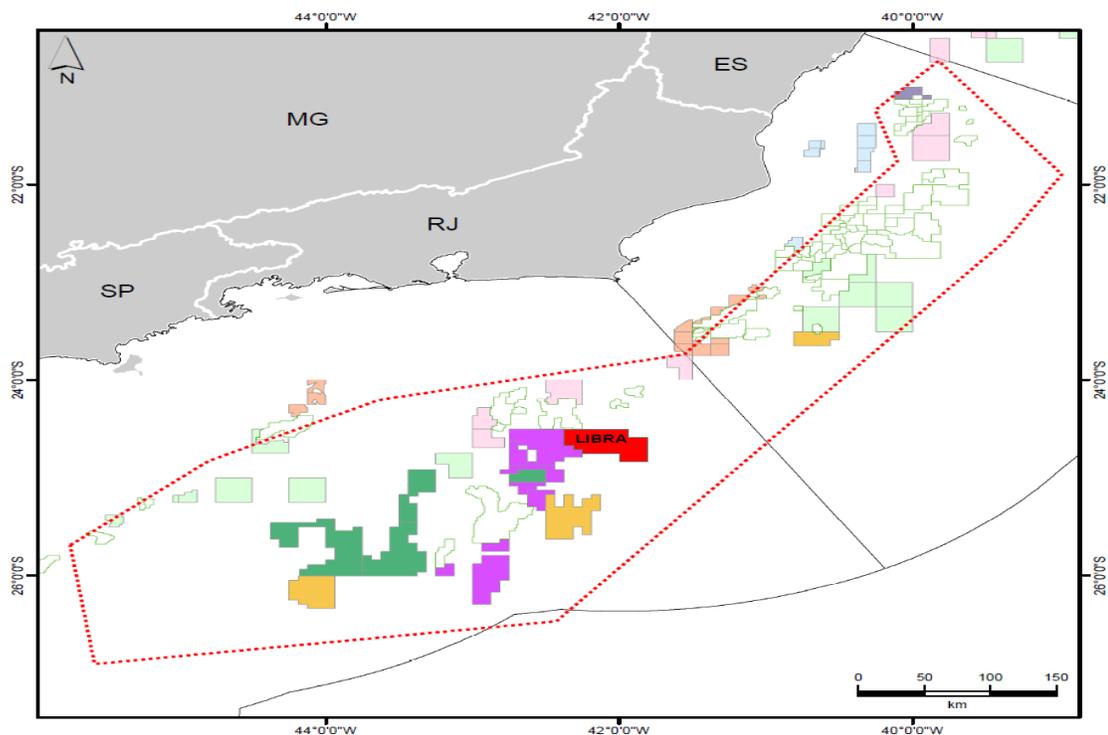
4.1 A ÁREA LICITADA – LIBRA

Pela primeira vez, nos leilões da ANP, foi licitada uma única área para as atividades de E&P, devido ao grande volume de reservas concentrado no prospecto de Libra.

Libra foi descoberta em 2010, no pré-sal da Bacia de Santos, com volume de reservas estimado entre 26 bilhões a 42 bilhões de barris de petróleo, cuja parte recuperável foi avaliada entre 8 a 12 bilhões de barris. Para dimensionar em valores financeiros, um simples cálculo com dados hipotéticos de produção de 10 bilhões de barris, a um valor de US\$ 100 por barril ao longo de 35 anos do contrato, mostra que essas reservas poderão gerar receitas de cerca de um trilhão de Dólares.

³⁵ A ANP publicou, em 1/7/2013, a Resolução ANP 24/2013, que versa sobre o Regulamento sobre os procedimentos para a realização de licitações de blocos destinadas à contratação das atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural sob o regime de partilha de produção.

Figura 3 – Área de Libra



Fonte: ANP (2013)

4.2 O EDITAL E SEUS PARÂMETROS

Diferentemente do modelo de concessão, a formação dos critérios técnicos para a licitação de partilha não é formulada completamente pela ANP. A Lei do Pré-sal reservou ao CNPE a atribuição de subsidiar a Presidência da República na definição dos principais parâmetros da licitação de partilha de produção, a partir de proposta do MME, que passou a ter maior coparticipação em relação à ANP na definição das licitações.³⁶

³⁶ Art. 10, inciso III da Lei nº 12.351/2010

Para o leilão de Libra, o Ministério fixou as diretrizes da licitação, que deveriam ser observadas pela ANP na elaboração das minutas de edital e contrato, conforme a Portaria MME 218/2013:

- 1) Seguirá os procedimentos das rodadas de licitação de blocos sob regime de concessão, com as devidas adaptações legais. – Resolução ANP n.º 24/2013;
- 2) Os licitantes que forem participar, isoladamente ou em consórcio, deverão ter integrante que seja qualificado como “Operador A”, segundo os critérios da ANP;
- 3) A partilha do excedente em óleo entre União e contratado será variável em função do preço do barril de óleo e da média da produção diária por poço produtor por campo, não considerados os poços com produção restringida por questões técnicas e operacionais não condizentes com as melhores práticas da indústria do petróleo e que estejam com produção abaixo da média dos demais poços;
- 4) Em caso de empate entre ofertas do excedente em óleo para a União, os licitantes serão convidados a apresentarem novas propostas superiores às realizadas e permanecendo o empate, o vencedor será definido em sorteio.

Com exceção das novas disposições trazidas pela Lei do Pré-sal, a orientação do MME para a licitação procurou preservar a prática adotada nas licitações do regime de concessão, já maturadas após onze rodadas. Em linhas gerais, não há muita alteração na mecânica da licitação e os requisitos exigidos aos licitantes. A grande diferença advém do critério de julgamento da licitação, da definição dos parâmetros técnicos e econômicos e da introdução dos novos conceitos inerentes ao marco regulatório da partilha de produção, como o custo e o excedente em óleo.

Uma das consequências das novas regras é a alteração do critério de julgamento da licitação, que passou a ser único: a oferta do percentual do excedente em óleo para a União. Parâmetros normalmente utilizados para julgamento nos leilões de concessão, como o bônus de assinatura conteúdo local, passaram a ter valores pré-determinados.

Destacam-se também as definições sobre o percentual de participação da Petrobras, como operadora única, e acerca dos critérios para apropriação do custo em óleo, características próprias do novo regime.

De acordo com o art. 9º da Lei 12.351/2010, compete ao CNPE, entre outras, a proposta acerca dos parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção. Para o leilão de Libra, o Conselho Nacional de Política Energética estabeleceu os parâmetros na seguinte forma, mediante a Resolução CNPE 5/2013³⁷:

“Art. 1º Aprovar os parâmetros técnicos e econômicos do contrato de partilha de produção, a ser celebrado pela União, da Primeira Rodada de Licitações sob o regime de partilha de produção na área do pré-sal, nos termos do art. 9º, inciso IV, da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

§ 1º O cálculo do excedente em óleo da União deverá considerar o bônus de assinatura, o desenvolvimento em módulos de produção individualizados e o fluxo de caixa durante a vigência do contrato de partilha de produção.

§ 2º O percentual mínimo do excedente em óleo da União, na média do período de vigência do contrato de partilha de produção será de quarenta por cento, para o preço do barril de petróleo de US\$ 105,00 (cento e cinco dólares norte-americanos).

³⁷ Publicada no D.O.U. em 4/7/2013.

§ 3º A participação mínima da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras no consórcio previsto no art. 20 da Lei no 12.351, de 2010, será de trinta por cento.

§ 4º Somente poderão ser reconhecidos como custo em óleo os gastos, realizados pelo contratado, relacionados à execução das atividades vinculadas ao objeto do contrato de partilha de produção e aprovados no âmbito do comitê operacional, tendo como referência custos típicos da atividade e que reflitam as melhores práticas da indústria do petróleo.

§ 5º O contratado, a cada mês, poderá apropriar-se do valor correspondente ao custo em óleo respeitando o limite de cinquenta por cento do valor bruto da produção nos dois primeiros anos de produção e de trinta por cento nos anos seguintes.

§ 6º Os custos que ultrapassem os limites definidos no § 5º serão acumulados para apropriação nos anos subsequentes, sem atualização monetária.

§ 7º O conteúdo local mínimo obedecerá aos seguintes critérios:

I - trinta e sete por cento para a Fase de Exploração;

II - quinze por cento para o Teste de Longa Duração - TLD, quando esta atividade fizer parte da Fase de Exploração;

III - cinquenta e cinco por cento para os módulos da Etapa de Desenvolvimento que iniciarem a produção até 2021;

IV - cinquenta e nove por cento para os módulos da Etapa de Desenvolvimento que iniciarem a produção a partir de 2022; e

V - o conteúdo local do TLD não será computado para fins de cumprimento do percentual mínimo do conteúdo local da Fase de Exploração.

§ 8º Os valores percentuais, de conteúdo local, dos itens e subitens de engenharia básica e engenharia de detalhamento não poderão

ser revistos e, se forem ultrapassados, o adicional poderá ser transferido, a este título, para os módulos subsequentes multiplicados por dois.

§ 9º O valor do bônus de assinatura será igual a R\$ 15.000.000.000,00 (quinze bilhões de reais) e a parcela deste a ser destinada à Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA será igual a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).”

Em resumo, os principais parâmetros ficaram assim definidos:

- i) Percentual mínimo do excedente em óleo para a União: 40%
- v) Teto do custo em óleo: 50%, por módulos
- vi) Bônus de assinatura: R\$ 15 bilhões
- vii) Conteúdo Local: 37% na fase de exploração; 55% na etapa de desenvolvimento (módulos com primeiro óleo até 2021); 59% na etapa de desenvolvimento (módulos com primeiro óleo a partir de 2022).

A determinação dos parâmetros da licitação, na proposta do CNPE à Presidência da República, provém de estudos de avaliação do MME sobre um modelo de projeto de E&P para a o bloco em licitação.

Em relação às regras de composição do consórcio a ser contratado, foram estabelecidas as seguintes diretrizes³⁸:

- O licitante vencedor deve constituir consórcio com a PPSA e a Petrobras;
- A Petrobras é a operadora única, com participação mínima de 30% no consórcio;

³⁸ ANP, Edital da 1ª Licitação de Partilha de Produção <<http://www.brasil-rounds.gov.br/>>

- A participação da Petrobras no consórcio implica sua adesão às regras do edital e à proposta vencedora;
- Os direitos e as obrigações patrimoniais da Petrobras e dos demais contratados são proporcionais às respectivas participações no consórcio.

4.2.1 BONUS DE ASSINATURA

No regime de partilha de produção, o bônus de assinatura também não configura mais como critério de julgamento para escolha da oferta vencedora, como tem sido considerado no regime de concessão. Para obtenção da outorga da área de Libra, o valor pago pelo licitante vencedor, em parcela única, foi fixado pelo CNPE em R\$ 15 bilhões. A regra do modelo também determina que o bônus de assinatura não integre o custo em óleo, sendo vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado.

Apesar não haver devolução do valor pago pelo bônus de assinatura, o investidor tem a expectativa de retorno com o resultado do empreendimento e calcula esse dispêndio como aporte inicial no projeto, o que impacta sua rentabilidade. A partir dessa avaliação, estima o quanto poderá ofertar de excedente em óleo para União para o projeto permanecer atrativo, considerado o bônus pago.

4.2.2 EXCEDENTE EM ÓLEO

O principal componente do regime de partilha de produção (objeto da partilha), o excedente em óleo não é definido antes de um detalhado cálculo que leva em consideração não somente a produção, mas também os preços e criteriosa apropriação de custos, além dos royalties.

No cálculo do excedente, a primeira parcela a ser abatida da produção responde pelos royalties, cuja alíquota, fixada por Lei, corresponde a 15% sobre o

valor da receita bruta. Já o custo em óleo a ser deduzido corresponde a todos os custos incorridos pela contratada na exploração e produção, avaliados e aceitos como tal pelo comitê operacional do consórcio gestor do contrato, de acordo com as regras dispostas no contrato.

O percentual do excedente em óleo para a União aplicado ao cálculo decorre da proposta vencedora da licitação, ajustada conforme as regras contratuais. Essa proposta teve um valor mínimo definido pelo CNPE, conforme dispôs a Lei do Pré-sal. As propostas dos consórcios licitantes devem observar essa referência, que, para a área de Libra, foi fixada pela Resolução CNPE 5/2013, como um mecanismo flexível, que permite a variação desse percentual, conforme a rentabilidade da produção na execução do contrato.

De acordo com o estabelecido na Resolução CNPE 5/2013, o cálculo do excedente em óleo da União deve considerar o bônus de assinatura, o desenvolvimento em módulos de produção individualizados e o fluxo de caixa durante a vigência do contrato de partilha de produção da aérea de Libra.

O comando do CNPE indicou que a base de referência para a oferta de percentual do excedente em óleo para a União, tem como parâmetros o valor de barril de petróleo entre US\$ 100,00 (cem dólares norte-americanos) e US\$ 110,00 (cento e dez dólares norte-americanos) e a coluna correspondente à produção, por poço produtor ativo correspondente à compreendida entre 10 mil barris/dia e 12 mil barris/dia. A partir da variação desses parâmetros, também haverá variação do percentual de excedente em óleo, base da proposta vencedora, aplicável ao contrato, conforme tabela de valores correspondentes a vários níveis de preços de petróleo e de produção dos poços.³⁹

³⁹ ANP, Edital da 1ª Licitação de Partilha de Produção <<http://www.brasil-rounds.gov.br/>>

O CNPE definiu, para a contratação de Libra, o percentual mínimo do excedente em óleo para União como uma referência inicial em uma tabela dinâmica onde parâmetros de rentabilidade da produção (preço e produtividade) modificam o valor dessa referência. Há, portanto, um valor percentual mínimo de referência que não é o piso efetivo para o excedente da União. A referência para o contrato é uma mera expectativa do real percentual que será aplicado a cada momento do contrato.

Figura 4 – Aplicação do percentual de excedente em óleo da União

		Produtividade média dos poços produtores (bbl/d)												
		0	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	> 24.001	
De	Até	4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000		
	Brent (US\$/bbl)	0	60,00	-31,72%	-15,85%	-9,62%	-6,33%	-4,26%	-2,56%	-1,48%	-0,86%	-0,29%	+0,23%	+0,69%
60,01		80,00	-26,45%	-12,55%	-7,51%	-4,70%	-2,92%	-1,46%	-0,54%	-0,00%	+0,48%	+0,92%	+1,32%	+1,68%
80,01		100,00	-19,44%	-8,86%	-4,71%	-1,52%	-1,14%	-0,00%	+0,71%	+1,13%	+1,51%	+1,85%	+2,16%	+2,44%
100,01		120,00	-14,98%	-6,32%	-2,92%	-1,13%	+0,93%	+1,51%	+1,86%	+2,17%	+2,45%	+2,70%	+2,93%	
120,01		140,00	-11,89%	-4,56%	-1,69%	-0,17%	+0,79%	+1,57%	+2,07%	+2,36%	+2,62%	+2,86%	+3,07%	+3,26%
140,01		160,00	-9,62%	-3,27%	-0,78%	+0,53%	+1,36%	+2,04%	+2,47%	+2,72%	+2,95%	+3,16%	+3,34%	+3,51%
> 160,01			-5,94%	-1,18%	+0,69%	+1,68%	+2,30%	+2,81%	+3,13%	+3,32%	+3,49%	+3,65%	+3,73%	+3,91%

FONTE: ANP, Edital da 1ª Licitação de Partilha de Produção

Nessa sistemática, a participação da União no excedente em óleo do contrato de outorga de Libra é variável em função da média mensal dos preços diários do petróleo e da média da produtividade diária dos poços produtores. As regras de apuração do excedente em óleo são estabelecidas no contrato, juntamente com as do custo em óleo.

O objetivo mínimo do excedente em óleo da União para o contrato foi fixado em 40% pelo CNPE. A partir dessa referência, o MME estimou que o piso da alíquota de partilha a ser ofertada, para que a União receba, na média do período de vigência do contrato de partilha de produção, um excedente em óleo mínimo de 40%, deveria ser de 41,65%. Este percentual foi fixado como referência central da tabela para valores variáveis de excedente, aplicáveis ao contrato, conforme os níveis de preços e de produtividade em cada período apurado.

Para o cálculo dessa referência, deve ter sido aplicado um modelo de análise econômica que adotou parâmetros como o valor fixado para o bônus de assinatura, a produção esperada e as participações governamentais esperadas. Além disso, o modelo deve estabelecer um fluxo de caixa para o período de todo o contrato, com a estimativa de todos os custos e investimentos necessários, do cronograma de implementação, da produção anual média, dos preços de referência, da tributação e da aplicação dos valores percentuais de excedente em óleo previstos, de acordo com os parâmetros variáveis definidos pelo CNPE.

Esse mecanismo tornou a partilha do excedente em óleo flexível, em função da rentabilidade do projeto. Tanto o preço do petróleo, como a produtividade dos poços variam ao longo dos trinta e cinco anos do contrato. O volume de produção é estimado conforme as expectativas sobre as reservas e o comportamento da produção esperado, típico nos projetos de E&P. Os preços do petróleo e gás são voláteis, como o próprio histórico do mercado internacional demonstra.

Ao final, com a escala móvel, o percentual de excedente em óleo para União, variará entre -31,72% e +3,91% do valor de referência.

4.2.3 CUSTO EM ÓLEO

O custo em óleo é composto por um conjunto de despesas do contratado, relativas à execução de atividades de exploração, desenvolvimento, produção e abandono, passíveis de ressarcimento até o limite estabelecido em contrato.

De acordo com as regras definidas para o leilão de Libra, podem ser recuperados como custo em óleo os gastos com:

- i) Exploração e avaliação.
- ii) Desenvolvimento e produção.
- iii) Desativação de instalações.
- iv) P&D&I junto a universidades, instituições de pesquisa e fornecedores brasileiros.

A minuta de contrato também define os gastos que não podem ser recuperados como custo em óleo:

- i) Royalties e bônus de assinatura.
- ii) Royalties comerciais pagos a afiliadas.
- iii) Informações adicionais solicitadas ao operador.
- iv) Encargos financeiros e amortizações de empréstimos e financiamentos.
- v) P&D&I em atividades definidas pelo próprio contratado.
- vi) Gastos em ativo imobilizado não relacionados com os gastos recuperáveis como custo em óleo.
- vii) Custas judiciais e extrajudiciais, perícias, conciliação, arbitragem, honorários advocatícios, sucumbência, indenizações decorrentes de sentença judicial ou arbitral, acordos extrajudiciais.
- viii) Multas, sanções e penalidades de qualquer natureza.
- ix) Reposição de bens, equipamentos e insumos perdidos, danificados ou inutilizados em virtude de fortuitos, dolo ou culpa.
- x) Tributos sobre a renda e indiretos que gerem créditos aproveitáveis.

- xi) Comercialização e transporte de P&G.
- xii) Gastos já incluídos no *overhead*.

4.2.4 PARTICIPAÇÃO MÍNIMA DA PETROBRAS E FORMAÇÃO DE CONSÓRCIOS

Seguindo a legislação de partilha de produção, a licitação de Libra indicou necessária constituição de consórcio entre os vencedores, a PPSA e a Petrobras – operadora única, garantida a participação mínima da Petrobras (30%) no consórcio contratado, ainda que esta não participasse da proposta vencedora.

A participação na Primeira Licitação de Partilha de Produção requereu prévia habilitação individual das empresas. Segundo o edital da licitação, todas as sociedades empresárias interessadas em disputar os 70% restantes de participação da área do contrato, inclusive a Petrobras, deveriam obter qualificação técnica como Licitante “Nível A” ou “Nível B”. Licitante Nível A, teve como requisito possuir experiência em atividades de exploração e produção *offshore* na condição de operador.

Para a formação de consórcios candidatos à participação no contrato de partilha de produção foram exigidos os seguintes requisitos: i) o consórcio deveria possuir pelo menos uma sociedade empresária que tenha obtido a qualificação mínima como Licitante “Nível A”; ii) O consórcio deveria conter, no máximo, cinco sociedades empresárias; e iii) as sociedades empresárias deveriam comprovar o compromisso de constituição do consórcio com a PPSA e a Petrobras, subscrito por todos os consorciados, conforme descrito no Edital.

Uma das preocupações na formação das regras da licitação foi permitir a entrada de grupos investidores no consórcio, mas garantir que a participação majoritária fosse de empresas com reconhecida experiência nessas atividades.

4.2.5 PROGRAMA EXPLORATÓRIO MÍNIMO E CONTEÚDO LOCAL

Essas obrigações contratuais, que fazem parte da política regulatória do setor, também deixaram de ser incentivadas como critério aberto em propostas na licitação e tiveram suas exigências mínimas fixadas pelo CNPE para o contrato de Libra.

A fase de exploração foi definida em quatro anos para o prospecto Libra e o respectivo Programa Exploratório Mínimo (PEM) prevê:

- i) Sísmica 3D em toda a área do contrato;
- ii) Dois poços exploratórios;
- iii) Objetivo estratigráfico mínimo: formação Itapema (indicação geológica);
- iv) Um teste de longa duração;

O valor (R\$) da garantia financeira exigida para o PEM da área do contrato foi de R\$ 610.903.087,05.

Quanto aos níveis mínimos de conteúdo local a ser praticado nas atividades em Libra, foram fixados conforme a fase, o tipo de atividade e o período de execução:

- i) Trinta e sete por cento para a Fase de Exploração;
- ii) Quinze por cento para o Teste de Longa Duração - TLD, quando esta atividade fizer parte da Fase de Exploração;
- iii) Cinquenta e cinco por cento para os módulos da Etapa de Desenvolvimento que iniciarem a produção até 2021;
- iv) Cinquenta e nove por cento para os módulos da Etapa de Desenvolvimento que iniciarem a produção a partir de 2022.

4.3 RESULTADO DA LICITAÇÃO

Na fase de habilitação, a licitação qualificou onze empresas interessadas, que estiveram aptas para formar consórcios e apresentar propostas, conforme a tabela a seguir.

Tabela 2 – Empresas habilitadas para o leilão de Libra

EMPRESA	QUALIFICAÇÃO	PAÍS DE ORIGEM
CNOOC International Ltd.	Licitante Nível A	CHINA
CNPC International Ltd.	Licitante Nível A	CHINA
Ecopetrol S.A.	Licitante Nível B	COLÔMBIA
Mitsui &Co., LTD.	Licitante Nível B	JAPÃO
ONGC Videsh Limited	Licitante Nível A	ÍNDIA
Petrogal Brasil S.A.	Licitante Nível B	PORTUGAL
Petróleo Brasileiro S.A.	Licitante Nível A	BRASIL
Petronas Carigali SDN BHD	Licitante Nível A	MALÁSIA
Repsol Sinopec Brasil S.A.	Licitante Nível B	ESPANHA/CHINA
Shell Brasil Petróleo Ltda.	Licitante Nível A	INGLATERRA/HOLANDA
Total S.A.	Licitante Nível A	FRANÇA

FONTE: Elaboração própria, com dados da ANP

O leilão de Libra ocorreu no dia 21 de outubro de 2013. Houve apenas um consórcio proponente, que foi declarado vencedor com proposta que apresentou o valor mínimo estipulado para o percentual de excedente em óleo da União.

O resultado pode ser verificado na tabela a seguir, que apresenta a configuração do consórcio vencedor, com as respectivas participações de cada empresa.

Tabela 3 – Composição do consórcio vencedor e proposta

EMPRESA	Participação (%)	Excedente em óleo para a União (%)
Petróleo Brasileiro S.A.	40,00	41,65
Shell Brasil Petróleo Ltda.	20,00	
Total S.A.	20,00	
CNPC International Ltd.	10,00	
CNOOC International Limited	10,00	

FONTE: ANP (2013)

4.4 ANÁLISE DO RESULTADO

Dado o resultado obtido no leilão do prospecto de Libra, segue uma breve abordagem sobre a aplicação do novo marco regulatório, em face dos principais aspectos relativos à realização da Primeira Rodada de licitação no regime de partilha de produção.

4.4.1 BONUS DE ASSINATURA

A estratégia de valoração dessa primeira parcela de participação governamental nas rendas de E&P mudou completamente em relação ao regime de concessão. No regime de concessão, a licitação seleciona os melhores bônus ofertados (ponderadamente com outros critérios). Na partilha de produção, cabe ao governo valorá-lo.

Enquanto que nas licitações de concessão o bônus de assinatura é uma especulação das empresas concorrentes, podendo assumir valores superiores à capacidade comercial da área licitada, na partilha de produção o concorrente

analisa esse item de forma um pouco diferente, em razão de não ser um critério de concorrência e do nível de riscos exploratórios.

O valor fixado é tido como primeiro dispêndio do empreendimento pretendido. Isso faz com que o bônus de assinatura corresponda a um dado do fluxo de caixa do modelo econômico de avaliação do projeto de E&P, tanto para os proponentes (saída), quanto para o governo (entrada).

No regime de concessão, o governo não prioriza a análise pelo de fluxo de caixa, deixa para as empresas especularem a valoração do bônus, já que podem considerar outros fatores extrínsecos à área licitada, como a carteira da empresa ou o conjunto dos blocos em oferta. Há um risco de insucesso e da perda do bônus que incide na avaliação.

Como o risco exploratório no pré-sal é baixo (particularmente no caso de Libra)⁴⁰, a especulação passa do valor do bônus de assinatura para o percentual de partilha do excedente em óleo. A diferença no grau de incerteza sobre a área a ser explorada altera a estratégia das empresas e também do governo. O foco da análise se direciona ao projeto específico para a área.

Na tradicional concessão, os investimentos iniciais, em bônus de assinatura e PEM, são analisados como riscos das atividades da empresa frente ao seu portfólio de projetos e à taxa média de sucesso, tendo em vista a primeira meta, que é atingir sucesso comercial do projeto (haver retorno positivo sobre os investimentos). No caso da licitação de Libra, essa avaliação pode se tornar secundária e o foco da análise priorizar a estimativa do prêmio desejado pelo risco tomado (uma análise mais individual).

⁴⁰ Normalmente, uma área em licitação só conta com dados geológicos de levantamentos sísmicos para a sua avaliação. Libra já conta com dois poços perfurados, que dão um patamar de informação bastante superior, inclusive em comparação com poços de áreas semelhantes com exploração mais avançada.

Nessa situação, o bônus de assinatura passa a ser avaliado como parte da remuneração do projeto que está sendo transferida ao governo e abatida do prêmio (excedente) esperado pelo risco dos investimentos. Diferenciando do regime de concessão, há um intercâmbio mais direto e imediato entre o bônus de assinatura e o excedente em óleo.

Portanto, trata-se de uma escolha estratégica do governo. Não basta valorá-lo em função do volume de reserva esperado para o bloco, mas considerá-lo em conjunto com os demais parâmetros do contrato, pois interfere na estimativa adequada do percentual do excedente em óleo a ser ofertado para União.

O bônus de assinatura, ainda que vedado seu ressarcimento à empresa contratada, é considerado em conjunto com as parcelas que cabem ao Estado (percentual do excedente em óleo, royalties e outros tributos), como dedução das estimativas das receitas do projeto, que já pressupõe um volume de produção e um valor de despesas para gerá-lo. Sendo os royalties e os demais tributos parcelas com alíquotas fixas, dada uma produção estimada, o que irá variar no modelo econômico de avaliação do empreendimento é o bônus de assinatura e o percentual de excedente em óleo da União.

Portanto, corresponde à fixação de um valor de antecipação de receita do projeto, com impacto na avaliação risco/retorno do investidor, consistindo em uma escolha, para o governo, de equilíbrio ótimo, para as receitas governamentais, entre o bônus de assinatura e o percentual de excedente em óleo para a União. Cabe ao governo tentar maximizar o resultado, obtendo primeiro, eficácia em alcançar uma proposta para a área em outorga e, segundo, que a proposta contemple a maior receita possível ao Estado.

Sob outro aspecto, um valor maior do bônus reduz a atratividade do projeto e a possibilidade de oferta do percentual de excedente em óleo à União, mas pode estimular a empresa a executar mais rapidamente o projeto para antecipar o retorno do capital empregado. Um valor menor para o bônus significa menos receita

imediate para o Estado. Em contrapartida, pode estimular a concorrência e a oferta do excedente em óleo à União, aumentando sua receita total. Cabe observar que, em caso de sucesso exploratório, o bônus de assinatura tem menor representatividade nas receitas do Estado, sendo interessante ter uma parcela maior de excedente em óleo no contrato.

Nesse sentido, deve-se considerar que o estímulo para se ofertar um percentual de excedente em óleo maior que o mínimo exigido na licitação depende do grau de atratividade da área e do nível de concorrência. Um alto valor para o bônus de assinatura trabalha no sentido contrário a esses fatores.

O expressivo valor de R\$ 15 bilhões de bônus de assinatura estabelecido para o contrato de Libra se mostrou compatível com o projeto, haja visto que a licitação alcançou êxito em realizar a contratação de E&P para essa área. Não obstante, parece ter sido alto o suficiente para inibir a concorrência, já que somente foi obtida uma proposta no Leilão. Mais do que isso, o próprio consórcio vencedor não apostou na concorrência, tendo em vista que apresentou o valor mínimo de proposta de oferta de excedente em óleo para a União.

Esse fato corrobora o entendimento por uma correlação mais forte entre o valor do bônus de assinatura e a proposta do excedente em óleo para a União. Dado o risco inerente à perda do investimento no montante do bônus de assinatura mais as despesas exploratórias do PEM, em caso de insucesso comercial da área, é natural que não se queira expandir o risco com aumento da oferta do excedente em óleo para União e reservar uma faixa mais gorda de prêmio pelo risco assumido, em caso de sucesso do empreendimento.

O fator concorrência, que poderia aumentar a aceitação ao risco e estimular a oferta, também foi restringido pelo alto valor do bônus de assinatura.

Uma possível explicação para a determinação desse patamar de valor para o bônus de assinatura no leilão de Libra seria os objetivos fiscais imediatos. Com ele, o governo obteve uma importante receita para reforçar o resultado de suas

contas do ano fiscal de 2013⁴¹. Quanto ao efeito no a ser proporcionado com a exploração de Libra, o bônus de assinatura pode ter sua significância diluída ante os possíveis valores que representariam cada ponto percentual a mais no excedente em óleo da União ao longo da execução do contrato, em 35 anos.

4.4.2 EXCEDENTE EM ÓLEO DA UNIÃO

Como comentado no item anterior, o outro parâmetro discricionário ao governo para modelar o contrato de partilha de produção é percentual mínimo de excedente em óleo da União, sendo essa parcela mais significativa para as receitas do governo do que o bônus de assinatura.

A estratégia adotada para o leilão de Libra consistiu em estabelecer uma escala móvel para esse valor, em função de dois parâmetros: o valor de barril de petróleo e a produção média, por poço produtor ativo. A partir da média de excedente para a União esperada de 40% na execução total do contrato, o percentual mínimo calculado como parâmetro de referência foi fixado em 41,65%, resultante de avaliação econômica do MME.

A variação do percentual ao longo do contrato representará ganhos ou perdas para União em relação à meta básica declarada de 40% para o excedente em óleo. Ganhará um valor maior, se a média de comportamento (preços/produção)

⁴¹ Agências de notícias: EBC – “Governo conta com receitas do leilão de Libra e do Refis para cumprir meta do superávit primário”: <<http://memoria.ebc.com.br/agenciabrasil/noticia/2013-10-31/governo-conta-com-receitas-do-leilao-de-libra-e-do-refis-para-cumprir-meta-do-superavit-primario>>; ESTADÃO: “Recursos de Libra aliviam contas do governo”: <www.estadao.com.br/noticias/impresso,recursos-de-libra-aliviam-contas-do-governo,1088247,0.htm>

ficar acima da esperada no projeto para o período do contrato. Perderá, caso a média de comportamento (preços/produção) ficar abaixo da esperada no projeto.

Com o contrato resultante do Leilão fixado na referência mínima de 41,65%, na prática, o percentual de excedente em óleo para União poderá variar de 9,93% a 44,56%. O que redundará em percentual mínimo possível de 9,93% para o cálculo do excedente em óleo para União, nas mais faixas menores de rentabilidade, conforme as condições de produção efetiva e de preços de mercado.

A par disso, pode-se avaliar o resultado do leilão de Libra além da verificação da aplicação da tabela móvel para o percentual do excedente em óleo da União. É interessante considerar o resultado da proposta obtida e a receptividade do mecanismo junto aos investidores e sua capacidade de estímulo às propostas, pois não basta ao governo determinar o mínimo a ser auferido com o contrato, deve torná-lo efetivo e tão eficiente quanto possível.

Com o resultado da licitação, a sistemática mostrou-se efetiva por obter proposta que atendesse aos requisitos mínimos. De outro ponto de vista, apresentou-se ineficiente porque não estimulou a concorrência e não alcançou proposta acima do mínimo fixado para a licitação.

Em não obtendo uma proposta mais elevada para o percentual de excedente em óleo para a União, esse dispositivo pode se traduzir em efeitos não desejados pelo governo. Um dos aspectos diz respeito à assimetria da tabela de determinação do percentual de excedente em óleo para a União, que demonstra que o impacto negativo da variação dos parâmetros é proporcionalmente maior do que o impacto positivo no percentual resultante. A volatilidade dos parâmetros, especialmente quanto aos preços em viés de baixa, traz um risco quanto à variação das parcelas do excedente em óleo, muito maior para a União do que para o investidor.

Por outro lado, em caso de parâmetros superiores à média esperada, o Estado não elevará proporcionalmente sua parcela no lucro na mesma intensidade

que a do consórcio contratado. Considerando os dois aspectos, instituir escala móvel para definir o excedente em óleo faria mais sentido caso tivesse o efeito de alcançar propostas acima do mínimo fixado.

Cabe considerar, ainda, que a ineficiência de se obter uma proposta maior que o valor mínimo estabelecido não pode ser atribuída ao mecanismo de cálculo do percentual de partilha em si, pois aparenta resultar da ausência de concorrência na licitação.

4.4.3 O CONSÓRCIO VENCEDOR

Havia grande expectativa acerca da configuração dos consórcios para disputa da área de Libra, diante da inauguração da nova fase de exploração da promissora região do pré-sal. Estando em oferta apenas um bloco na Primeira Rodada de Licitação do regime de partilha de produção, esperava-se que a concorrência fosse acirrada. A fase de habilitação das empresas, no entanto, já mostrava que, talvez, um alto grau de concorrência não viesse a se confirmar.

Apesar dos restritivos os critérios de habilitação de empresas, permaneciam as expectativas quanto às gigantes do setor. Entretanto, importantes empresas internacionais de E&P não se interessaram em participar do leilão de Libra.⁴² Por outro lado, as grandes companhias chinesas de petróleo se habilitaram. Havia especulações sobre o interesse da China na aquisição estratégica de reservas de petróleo. Comum, aspectos geopolíticos sempre circundam as principais atividades de E&P no mundo.

⁴² O GLOBO: “Gigantes petroleiras Exxon, BP e BG estão fora do leilão de Libra, diz ANP” <<http://g1.globo.com/economia/noticia/2013/09/ao-menos-12-empresas-pagaram-taxa-para-leilao-de-libra-anp.html>>

Ainda havia dúvidas sobre o estabelecimento de parcerias e se haveria formação de consórcio independente da Petrobras para a disputa isolada dos 70% disponíveis para a outorga.

Outra indagação que tangenciou a licitação foi acerca da participação da Petrobras. A Estatal participaria dos consórcios proponentes e sua participação seria acima do mínimo exigido para a licitação (30%)?

Após o Leilão, seu resultado destacou alguns pontos:

- A licitação contou com apenas uma proposta. Portanto, não houve concorrência;
- A Petrobras ampliou a sua participação mínima garantida (de 30% para 40%);
- Duas tradicionais empresas internacionais compuseram, em participações significativas, o consórcio – a Shell (20%) e a Total (20%);
- Empresas chinesas efetivamente participaram da licitação, completando a composição do consórcio vencedor.

O resultado do Leilão, quanto ao aspecto da concorrência, pode ser considerado negativo em razão de não haver disputa de propostas, culminando na conclusão do procedimento outorga pelo lance mínimo da oferta do percentual de excedente em óleo para a União.

Por outro lado, também existem aspectos positivos, já que a licitação não foi deserta. Havendo pelo menos uma proposta, o procedimento licitatório foi eficaz e validou os parâmetros mínimos de avaliação da área. Apesar disso, não se descarta a possibilidade do bloco ter sido subavaliado pelo governo.

Outro sinal positivo pode ser entendido em decorrência da ampliação da participação da Petrobras e da participação equivalente de empresas tradicionais do

setor, refletindo atratividade das reservas do pré-sal e aposta na exequibilidade do modelo de partilha de produção.

Acompanharam a realização do leilão de Libra discursos nacionalistas defendendo que a área não deveria ser licitada, mas explorada sob contratação direta da Petrobras.⁴³ No entanto, há evidências que estatal não apresenta fôlego, no momento, para alavancar o volume necessário de investimentos.⁴⁴ O aumento da sua participação no consórcio já foi uma iniciativa para qual não havia muitas expectativas.

A ausência de concorrência pode evidenciar desconfiança do mercado quanto ao novo regime regulatório. Regras mais complexas e controle concentrado da gestão dos contratos adicionam sinais de incertezas em um mercado onde os investidores já lidam com elevado nível de riscos. Outro fator que pode ter afastado o interesse de participação no Leilão é a regra da operadora única. Grandes empresas de E&P estão acostumadas a operar seus próprios contratos e

⁴³ TERRA: “Leilão do Campo de Libra foi marcado por manifestações no Rio de Janeiro” <<http://economia.terra.com.br/leilao-do-campo-de-libra-foi-marcado-por-manifestacoes-no-rio-de-janeiro,5ee223e8e5cd1410VgnVCM5000009ccceb0aRCRD.html>>

BBC: “Polêmicas e protestos geram apreensão sobre leilão de Libra” - <http://www.bbc.co.uk/portuguese/noticias/2013/10/131017_polemicas_libra_ru.shtml>

⁴⁴ Mudanças no grau de endividamento da Petrobras nos últimos anos têm repercutido com intensidade no mercado financeiro:

UOL: <<http://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2013/10/04/agencia-de-risco-corta-nota-da-petrobras-por-alto-endividamento-da-estatal.htm>> “A agência de classificação de risco Moody’s rebaixou, na noite de quinta-feira (3), a nota da dívida da Petrobras devido ao salto no nível de endividamento da empresa em 2013 e nos dois próximos anos”. (04/10/2013)

BBC<http://www.bbc.co.uk/portuguese/noticias/2013/10/131023_leilao_petrobras_pu_1k.shtml> “Dívidas e uma incerteza sobre geração de caixa alimentam o ceticismo do mercado sobre os fundamentos da Petrobras para levar adiante a tarefa hercúlea de explorar a maior bacia petrolífera do país, o campo de Libra”. (28/10/2013)

administrar vantagens dessa gestão em sinergia com outros empreendimentos de seus portfólios.

Por último, como analisado nos itens anteriores, o valor expressivo fixado para o bônus de assinatura na primeira licitação do modelo de partilha de produção também pode ter sido determinante para o baixo nível de concorrência do leilão de Libra.

4.4.4 GOVERNMENT TAKE

Existe uma expectativa de se alcançar 75% de participação governamental nos lucros advindos da produção de Libra. Este valor certamente referenciou os estudos de avaliação da área, servindo de parâmetro para o cálculo do retorno do projeto e a definição do valor mínimo do percentual do excedente em óleo da União. Avaliou-se que a referência de partida em 41,65% de excedente em óleo para a parcela que caberá a União proporcionará esse nível de *government take*.⁴⁵

Como visto, a estimativa das receitas governamentais para o contrato de partilha, compõe-se, além da parcela do excedente em óleo da União, os royalties (15%), o bônus de assinatura (R\$ 15 bilhões) e os tributos (IR e CSL). A única parcela com valor percentual variável é a do excedente em óleo da União, pela sistemática adotada para a licitação e o contrato.

O MME estabeleceu um mecanismo de cálculo do percentual do excedente em óleo da União lastreado na rentabilidade da produção. A virtude de tornar o modelo mais atraente ao investidor não se consubstanciou em levar este a responder positivamente ao incentivo e ofertar um percentual superior ao mínimo. A

⁴⁵ Informações da análise do TCU dos procedimentos para o leilão de Libra, conforme Instrução Normativa TCU 27/1998. (Acórdão 2736/2113 – TCU – Plenário)

falta de concorrência juntamente com incertezas impregnadas de desconfianças do mercado acerca do novo modelo parecem ter anulado esse incentivo. A análise do TCU sobre o edital já havia alertado sobre essa possibilidade.⁴⁶

O contrato de outorga da área de Libra foi assinado pelo valor mínimo estipulado. Sendo variável o percentual de partilha do excedente de produção, fica a expectativa sobre o desempenho da rentabilidade que ocorrerá, conforme condições de produção e de mercado, para se alcance o *government take* pretendido. Isso pressupõe rentabilidade maior ou igual à média da avaliação do projeto para Libra, que fornece um percentual de referência para a partilha à União de 41,65%.

Ocorre que a faixa de variação desse percentual, estabelecida pela escala móvel do contrato, poderá variar entre 9,93% (piso) e 44,56% (teto). Ou seja, há margem de variação entre -31,72% e +3,91% do valor de referência 41,65%. Se for considerado serem iguais as probabilidades, durante a execução contratual, de essa variação ser positiva ou negativa, tem-se, mediante interpretação decorrente da aplicação de um simples instrumento de análise estatística – esperança matemática ou expectância⁴⁷, que o valor médio esperado do percentual de excedente em óleo para União ficaria abaixo do ponto de referência.

Evidentemente, trata-se de um simples exercício para considerar a maior probabilidade de haver redução do percentual de partilha com a regra contratual do que de aumento. Outra avaliação possível, seria sobre as projeções sobre o preço

⁴⁶ Parágrafo 154 do Relatório do Acórdão 2736/2113 – TCU – Plenário: “Se, por um lado, essa condição pode tornar o modelo mais atraente ao investidor, por outro, os demais riscos considerados pelo ofertante pode levá-lo a não responder positivamente ao incentivo, mantendo a oferta próxima à mínima estipulada. Principalmente se a concorrência da licitação for baixa. Vale observar que, pelo porte e restrições dessa licitação (valor do bônus, qualificação), não se vislumbra um alto grau de concorrência, até mesmo pelas incertezas geradas pelo novo modelo regulatório”.

⁴⁷ Esperança matemática ou expectância de uma variável aleatória é a soma das probabilidades de cada possibilidade da experiência multiplicada pelo seu valor.

do petróleo para o período do contrato (há inúmeras instituições e estudos que examinam a questão diariamente, em função da sua importância e, principalmente, interesse dos mercados físicos e bursátil). Quais seriam as probabilidades de, na média, os preços ficarem acima ou abaixo dos parâmetros de referência do contrato?

Sendo assim, houve vantagem em estabelecer um valor variável em vez de fixo? Na avaliação estatística de probabilidades, não, da maneira que foi distribuída a variação. O ganho que permitiria uma proposta superior não ocorreu. Talvez, tenha sido uma condição suficiente para que houvesse proposta ao Leilão. Mas, neste caso, poder-se-ia pensar em sacrificar outro parâmetro que não o percentual de partilha para garantir a contratação, como o bônus de assinatura. Afinal, em um campo promissor como Libra, uma fatia maior do lucro ao longo de 35 anos pode ser mais interessante do que um gordo bônus de assinatura.

Com um bônus de assinatura de menor representatividade, é possível esperar um investidor mais agressivo na proposta de partilha, tendo em vista que o modelo pressupõe a cobertura dos custos antes da partilha do excedente, o que é uma segurança nos compromissos contratuais.

A ausência de concorrência parece frustrar o desempenho do primeiro contrato de partilha de produção no quesito apropriação da renda. O desempenho de Libra irá comprovar ou não essa impressão.

Com a escala móvel de partilha sujeita à rentabilidade do contrato, é inevitável comparar com o regime de concessão. No regime de concessão, os ganhos mais expressivos de rentabilidade do concessionário são repartidos com o Estado mediante a aplicação da chamada participação especial, que representa uma participação governamental extra sobre ganhos extraordinários que a contratada venha obter, de modo que não haja um grande desequilíbrio na apropriação desses resultados.

Críticos do novo modelo argumentam que não seria necessário criar o novo regime para aumentar a apropriação do Estado – bastaria aumentar as alíquotas de participação especial.

Resguardadas as diferenças de alíquotas de royalties, o equivalente à participação especial do regime de concessão, deve ser superado pelo percentual de excedente em óleo à União no regime de partilha de produção.

O desafio do novo regime é aproximar do percentual de partilha o suficiente para manter atrativa a licitação e capturar o máximo de ganhos que a área em outorga proporcionar.

No caso de Libra, a apropriação da renda pelo Estado parece enfrentar um paradoxo com o resultado da licitação. Obteve-se um alto valor pelo bônus de assinatura, até mesmo para os padrões internacionais. Se foi vantajoso estabelecer um valor alto em contrapartida de um menor percentual na partilha, significa que a área pode não ser bem sucedida ou não tão promissora. Caso contrário, perde-se valor mais significativo ao longo do contrato em razão da antecipação do bônus.

Há dúvidas se o percentual de partilha contratado em Libra irá remunerar adequadamente o Estado. Confirmado um nível muito baixo de incerteza exploratória, a mudança em relação às áreas de concessão passa da administração do risco de insucesso, por parte dos investidores, para administração do risco sobre a apropriação adequada da renda, por parte do Estado.

CONCLUSÃO

O leilão de Libra ocorreu em uma atípica rodada de licitações da ANP: (i) inusitadamente, apenas uma área foi ofertada; (ii) a dimensão das reservas e o valor bônus de assinatura foram sem precedentes na história nacional e excepcionais na internacional; (iii) houve mudança no marco relatório e, além disso, as regras do novo regime de partilha de produção brasileiro trouxeram peculiaridades incomuns, comparadas aos padrões internacionais desse tipo de contrato.

Todo esse contexto certamente alterou o comportamento dos investidores e tornou essa licitação sem parâmetro de comparação com as demais já realizadas pela ANP. Não obstante, foi possível fazer inferências a partir dos objetivos estabelecidos e dos resultados obtidos.

Com a realização da Primeira Rodada de licitação do regime de partilha de produção, o governo conseguiu atingir seu objetivo mais imediato que era iniciar o novo modelo regulatório para o pré-sal, realizando sua primeira contratação. Adicionalmente, antecipou uma receita de R\$ 15 bilhões.

Também estão a caminho de serem contemplados os objetivos formalmente declarados na licitação: ampliar as reservas brasileiras, a produção de petróleo e gás natural e ampliar o conhecimento sobre o polígono do pré-sal. Porém, não seria necessária, para isso, a aplicação do novo regime, mas a outorga em si.

A licitação ocorreu em meio a grandes desconfianças dos investidores e incertezas das empresas acerca do novo regime, haja visto haver somente uma proposta apresentada no Leilão – e com o valor mínimo de partilha exigido. Com isso, há possibilidade de que a proposta vencedora tenha ficado abaixo do valor que represente melhor a rentabilidade que proporcionará a produção da área de Libra.

Alguns fatores podem explicar o resultado, como já comentado. Certamente prevalece o desafio de implementação de um marco regulatório mais complexo, que adicionou regras peculiares a um modelo já praticado em outros países.

O Leilão também explicita a dimensão do pré-sal e a dificuldade da Petrobrás arcar com a responsabilidade de ser a operadora única de toda a região dessa área, indicando que alguma solução deverá ser abordada para o futuro. Provavelmente, de flexibilização dessa regra, pois impõe uma restrição ao ritmo de expansão de E&P no pré-sal e até nas áreas de concessão, se considerar que a Petrobras é obrigada a priorizar o pré-sal.

Quantos aos aspectos dos instrumentos regulatórios, apesar de serem praticamente os mesmos já adotados no regime de concessão, merecem atenção e avaliação das entidades reguladoras diante dessa primeira experiência de outorga no regime de partilha de produção.

Foi observado que há significativa diferença da estratégia de licitação pelo novo regime, em relação ao de concessão, mesmo sob instrumentos regulatórios semelhantes, mas simplesmente por alterar os critérios de julgamento da licitação.

Foi verificada a criticidade na determinação do bônus de assinatura para os contratos de partilha de produção em face do comprometimento da proposta de excedente em óleo para União – questão que não incide no regime de concessão.

Especificamente no leilão de Libra, ficaram evidenciados riscos de adotar parâmetros móveis de determinação do percentual do excedente em óleo. Além de introduzir considerável possibilidade produzir uma parcela de excedente menor do que a média esperada para a União, aumenta a necessidade de controle, já que, além do importantíssimo controle de custos, a PPSA deverá, também fazer rigorosa aferição da produtividade, base de cálculo para o percentual de partilha. Significa que a gestão do contrato vai exigir um esforço de regulação adicional ao governo, em similitude com o estudado em abordagens da teoria econômica, com o modelo principal-agente e o custo de agência.

O novo marco regulatório traduziu um movimento nacionalista concentrador que mostra, à primeira vista, inibição aos investimentos estrangeiros que serão necessários para a dimensão do pré-sal. O primeiro resultado já mostra que a partilha de gestão direcionou para um abrangente controle do Estado, que tem o domínio da gestão, além de impor a operadora estatal, que terá participação em 40% do contrato.

Em termos de controle sobre as reservas do pré-sal, aparenta que os propósitos regulatórios foram atingidos. Não obstante, o sistema não garante a eficiência da execução contratual, que ficará a ser comprovada pelo acompanhamento da ANP e PPSA. Portanto, um dos desafios que ainda persiste é o da estruturação da recém-criada PPSA. Essa empresa terá que dispor de capacidade técnica e operacional para lidar (e liderar) um consórcio de empresas de tradição, estrutura e expertise nos assuntos que serão debatidos no comitê operacional dos contratos de partilha de produção.

Informou-se, também, que a mudança no marco regulatório destinado ao pré-sal destacou-se com dois argumentos: maior controle do Estado sobre as riquezas naturais do pré-sal e maior apropriação de renda na exploração dessas riquezas.

Quanto ao controle do Estado, o regime mostrou-se bastante instrumentalizado para tanto. Na prática, não se sabe, ainda, acerca da eficiência de sua complexa estrutura, embora aparente ser pesada o suficiente para, em princípio, criar um distanciamento não desejável do interesse do regulador e o mercado, questão que vêm evoluindo nas áreas de concessão. Observe-se que, pelo regime regulatório de concessão e as competências da ANP, já existe um amplo controle do Estado sobre as atividades de E&P no Brasil.

Do ponto de vista da captura da renda do pré-sal, ainda há incógnitas. A falta de concorrência no leilão de Libra pode indicar que a parcela de partilha da União tenha ficado abaixo do que permitiria a rentabilidade do bloco. E as regras do

contrato, na prática, poderão transformar a referência para o percentual mínimo de excedente em óleo da União quase como um teto dessa remuneração, conduzindo para uma apropriação pelo Estado menor do que se previu.

Dessa forma, o sucesso do leilão de Libra, preliminarmente, seria defendido apenas pela aceitação e pagamento do bônus de assinatura exigido e a assinatura do contrato de outorga. Caso a área comprove um maior potencial geológico tangenciado nos estudos existentes, esse êxito inicial será relativizado. O bônus de assinatura serviria apenas para o resultado fiscal do governo em 2013 e a execução do contrato revelaria que a apropriação do Estado poderia ser maior.

REFERÊNCIAS

- ANP (Agência Nacional do Petróleo). **Anuário de Dados Estatísticos**. (2013)
Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=661>>
- ANP (Agência Nacional do Petróleo). **1ª Licitação de Partilha de Produção**. (2013)
Disponível em: < <http://www.brasil-rounds.gov.br/> >
- BERCOVICI, Gilberto. **Direito Econômico do Petróleo e dos Recursos Minerais**
São Paulo: Quartier Latin do Brasil, 2011.
- BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), Relatório I -
Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural. Bain&Company e Tozzini Freire Advogados, 2009. Disponível em:
<www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/Relat_I-1de8.pdf>
- BRASIL. **Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010**. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social – FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Diário Oficial da União. Brasília, Distrito Federal, 23 dez. 2010.
- BRASIL. **Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010**. 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. Diário Oficial da União. Brasília, Distrito Federal, 3 ago. 2010.
- BRASIL. **Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010**. 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, e dá

outras providências. Diário Oficial da União. Brasília, Distrito Federal, 1º jul. 2010.

BRASIL. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo. In: Diário Oficial da União. Brasília, Distrito Federal, 7 ago 1997.

BRASIL. **Decreto 2.705, de 03 de agosto de 1998**. Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei n. 9.478, de 06 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural e dá outras providências.

BRASIL. Tribunal de Contas da União. **Acórdão nº 2.736/2013. Plenário**. Relator: Ministro José Jorge. Sessão de 9/10/2013.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética**. Brasília: MME/EPE, 2013.

BRET-ROUZAT, N. & FAVENNEC, J. (Coord.) **Petróleo & Gás Natural: Como Produzir e a que Custo**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

EI SOURCEBOOK - Extractive Industries (EI) Source Book. **Good-fit Practice Activities in the International Oil, Gas & Mining Industries**. Centre for Energy, Petroleum, and Mineral Law and Policy (CEPMLP) at the University of Dundee, World Bank Group, 2013. Disponível em: < www.eisourcebook.org>

FEUILLET-MIDRIER. Exploração e Produção de Petróleo e Gás. In: BRET-ROUZAT, N. & FAVENNEC, J. (Coord.) **Petróleo & Gás Natural: Como Produzir e a que Custo**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

GAUTO, Marcelo Antunes. **Petróleo S.A. Exploração, Produção, Refino e Derivados**. CIENCIA MODERNA, 2011.

- GUIRAUDEN, Denis. Estrutura Legal, Fiscal e Contratual. In: BRET-ROUZAT, N. & FAVENNEC, J. (Coord.) **Petróleo & Gás Natural: Como Produzir e a que Custo**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.
- LEPEZ, Vincent. Reservas de Hidrocarbonetos. In: BRET-ROUZAT, N. & FAVENNEC, J. (Coord.) **Petróleo & Gás Natural: Como Produzir e a que Custo**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.
- LUCCHESI, Rodrigo Dambros. **Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo** - Rio de Janeiro: UFRJ, COPPE, 2011. Dissertação (mestrado) – UFRJ / COPPE / Programa de Planejamento Energético, 2011.
- PETROBRAS. **Pré-sal**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>
- POSTALI, Fernando Antonio. **Renda mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: BNDES, 2002.
- TORDO, Silvana. JOHNSTON, David. JOHNSTON, Daniel. **Petroleum exploration and production rights**. World Bank working paper n. 179, 2010.
- XAVIER JR, Carlos Eduardo. **Políticas de Conteúdo Local no Setor Petrolífero: O Caso Brasileiro e a Experiência Internacional**. IPEA – Texto Para Discussão 1775, 2012.