

O NOVO MARCO REGULATÓRIO DO PETRÓLEO E O REGIME DE PARTILHA DA PRODUÇÃO: A EVOLUÇÃO DO MODELO REGULATÓRIO

THE NEW PETROLEUM REGULATORY FRAMEWORK AND THE PRODUCTION SHARING REGIME: EVOLUTION OF REGULATORY SYSTEM

EMERSON ADEMIR BORGES DE OLIVEIRA¹

GALDINO LUIZ RAMOS JÚNIOR²

HEVERTON LOPES REZENDE³

RESUMO

Há poucos anos foram descobertas grandes reservas de hidrocarbonetos numa região denominada pré-sal, que se estende por 800 km do litoral brasileiro, em profundidade de cerca de sete mil metros do nível do oceano. A União é proprietária dos recursos minerais que se encontram no subsolo marinho dentro da plataforma continental, mas a exploração desse material, embora considerada monopólio, pode ser permitida conforme regimes regulatórios previstos na legislação. O objetivo geral desta pesquisa é examinar os regimes de concessão e partilha dos blocos do pré-sal, a fim de promover uma discussão sobre o modelo hipoteticamente mais viável em termos de receitas governamentais. Não se trata, pura e simplesmente, de apontar um sistema como ideal, mas a hipótese busca demonstrar que o regime de partilha de produção trouxe significativos avanços na prospecção, permitindo uma nova forma de custeio da exploração. A pesquisa possui metodologia dedutiva, com apoio eminentemente bibliográfico.

Palavras-chave: petróleo; pré -sal; partilha de produção; sistemas regulatórios; royalties.

ABSTRACT

A few years ago, large hydrocarbon reserves were discovered in a region called pre-salt, which extends over 800 km of the Brazilian coast, at a depth of about seven thousand meters above sea level. The Federal Government

1 Pós-Doutor em Democracia e Direitos Humanos pela Universidade de Coimbra. Doutor e Mestre em Direito do Estado pela Universidade de São Paulo. Coordenador-Adjunto e Professor Permanente do Programa de Mestrado e Doutorado em Direito da Universidade de Marília. Advogado e parecerista. ORCID iD: <http://orcid.org/0000-0001-7876-6530>.

2 Doutor e Mestre em Direito pela Universidade de Marília. Professor Titular da Universidade de Marília. Advogado. ORCID iD: <http://orcid.org/0000-0002-6816-4883>.

3 Doutorando em Direito pela Universidad del Museo Social Argentino. Mestrando em Direito pela Universidade de Marília. Especialista em Direito Constitucional pela Faculdade Única de Ipatinga. Especialista em Direito Civil e Processo Civil pela AVM Faculdade Integrada. Especialista em Direito Público pela Universidade Gama Filho. Analista Judiciário do Tribunal de Justiça do Estado do Mato Grosso. ORCID iD: <http://orcid.org/0000-0002-7630-3978>.

Como citar esse artigo:/How to cite this article:

OLIVEIRA, Emerson Ademir Borges de; RAMOS JÚNIOR, Galdino Luiz; REZENDE, Heverton Lopes. O novo marco regulatório do petróleo e o regime de partilha da produção: a evolução do modelo regulatório. **Revista Meritum**, Belo Horizonte, vol. 16, n. 1, p. 296-314, 2021. DOI: <https://doi.org/10.46560/meritum.v16i1.8259>.

owns the mineral resources found in the marine subsoil within the continental shelf, but the exploitation of this material, although considered a monopoly, may be permitted according to regulatory regimes provided for in the legislation. The general objective of this research is to examine the concession and sharing regimes for the pre-salt blocks, in order to promote a discussion on the hypothetically most viable model in terms of government revenues. It is not about to point out a system as ideal, but the hypothesis seeks to demonstrate that the production sharing regime has brought significant advances in prospecting, allowing a new way of costing exploration. The research has a deductive methodology, with eminently bibliographic support.

Keywords: petroleum; pre-salt; production sharing; regulatory systems; royalties.

1. INTRODUÇÃO

O petróleo é uma importante fonte de energia na atualidade. Assim como o gás natural, é um hidrocarboneto formado a partir de reações químicas ocorridas há milhares de anos, com origem em matérias orgânicas.

No ano de 2007 foi anunciada a descoberta de grandes reservas de hidrocarbonetos numa região que se estende por 800 quilômetros, entre o litoral dos Estados de Espírito Santo e Santa Catarina, em profundidade de cerca de sete mil metros do nível do oceano. Essa região é denominada “pré-sal”, uma vez que a rocha geradora está abaixo de uma extensa camada de sal com aproximadamente dois quilômetros.

Considerando que os recursos minerais encontrados na Plataforma Continental brasileira pertencem à União, a extração desses recursos pode ser autorizada pela União a empresas públicas ou privadas, pelos regimes regulatórios previstos na legislação, os quais serão apresentados neste artigo, com ênfase no regime de partilha de produção, implementado em 2010 pela Lei nº 12.351, e que alterou o marco regulatório à época vigente.

Através do método dedutivo, pesquisa bibliográfica e descritiva, pretende-se responder ao seguinte problema: considerando-se a inovação legislativa na última década, que constituiu o novo marco regulatório do petróleo, atualmente é possível estabelecer qual regime tem potencial para oferecer maiores receitas governamentais?

O objetivo geral é examinar os regimes de concessão e partilha dos blocos do pré-sal, a fim de promover uma discussão sobre o modelo hipoteticamente mais viável em termos de receitas governamentais.

Como objetivos específicos, propõe-se: a) apresentar conceitos gerais sobre o petróleo e a região do pré-sal; b) explicar o novo marco regulatório do petróleo e os regimes vigentes; c) fomentar uma comparação entre os regimes regulatórios.

Frise-se que, hipoteticamente, o artigo não possui o condão de afirmar ser um sistema de partilha melhor do que outro, mas, em termos práticos, demonstrar que o novo regime, com a modificação que rompeu com a necessidade de participação da Petrobras, permitiu uma aceleração do processo de exploração, bem como diminuição de custos para a sociedade de economia mista, mormente quando perpassava por sérias dificuldades financeiras.

Justifica-se a presente pesquisa em razão de ter o tema ganhado muita relevância nos últimos anos, mormente após as últimas rodadas de leilão dos campos do pré-sal realizadas

no ano de 2019 sob regime de partilha. Muitos questionamentos têm sido feitos em relação aos regimes que podem oportunizar mais riquezas para o Brasil. É o que se pretende fomentar pelo presente.

2. A ORIGEM DO PETRÓLEO E DO PRÉ-SAL

Um hidrocarboneto líquido ou gasoso é resultado de reações químicas ocorridas há milhares de anos. Essas reações ocorreram em materiais orgânicos compactados, que foram depositados em ambiente líquido com pouco oxigênio, os quais foram sobrepostos por camadas de terra ao longo dos anos.

Aos hidrocarbonetos líquidos em estado natural, como óleo cru e condensado, deu-se o nome de petróleo, conforme dispõe a Lei nº 9.478/1997. O petróleo é uma importante fonte de energia e seus derivados – como gasolina, óleo diesel e querosene - são utilizados como combustível para automóveis e usinas termoeletricas, além da aplicação industrial em diversos segmentos da economia.

O papel do petróleo está intimamente conectado às etapas das denominadas Revoluções Industriais que, enquanto movimentos dinâmicos e cíclicos, desenvolveram as relações jurídico-sociais, ampliando perspectivas e estabelecendo novos paradigmas econômicos e culturais.

Fala-se em revoluções numa perspectiva plural, pois, em uma análise histórica, foram vários os momentos característicos das particularidades sociais que marcam um período de tempo de evolução da humanidade:

Provocada pela mecanização da fiação e da tecelagem, a Primeira Revolução Industrial começou pela indústria têxtil da Grã-Bretanha em meados do século XVIII. Nos 100 anos seguintes, ela transformou todas as indústrias existentes e deu à luz muitas outras, desde as máquinas operatrizes (o torno mecânico, por exemplo) até a manufatura do aço, o motor a vapor e as estradas de ferro (SCHWAB, 2019, p. 42).

Da mesma forma, a Segunda revolução industrial trouxe a ascensão dos combustíveis e com eles uma nova sistemática de aproximação interpessoal, alterando o ritmo da “convivência humana” e exacerbando as necessidades decorrentes destes relacionamentos.

No período entre 1870 e 1930, uma nova onda de tecnologias inter-relacionadas passou a compor o crescimento e as oportunidades que surgiram com a Primeira Revolução Industrial [...] O motor de combustão interna possibilitou a existência do automóvel, do avião e, finalmente, de seus ecossistemas – incluindo os empregos na indústria e a infraestrutura das rodovias. Ocorreram avanços na química: o mundo ganhou novos materiais, tais como os plásticos termofixos, e novos processos – o Haber-Bosch, de síntese de amônia, abriu caminho para fertilizantes baratos de hidrogênio, a “revolução verde” da década de 1950 e o subsequente aumento vertiginoso da população humana (SCHWAB, 2019, p. 43)

Sem viés excludente, a Terceira e Quarta Revoluções Industriais colocaram a sociedade no mundo da tecnologia, transformando-a em uma “coletividade da informação”, denotando um novo formato social. Apesar deste “novo momento”, o petróleo ainda é a base de susten-

tação de várias economias, sendo tratado como elemento imprescindível para o desenvolvimento de países inseridos neste contexto tecnológico. Em outras palavras, as Revoluções Industriais se complementam, não se tratando de superação de fases, mas de surgimento de novas perspectivas sem se perderem as antigas descobertas.

O Brasil é um importante produtor de petróleo e atingiu sua autossuficiência em 2006, mas isso não quer dizer que ainda não seja um importador desse hidrocarboneto. Isso porque essa autossuficiência é apenas numérica, ou seja, o país produz quantidade superior àquela que consome; por outro lado, a demanda por derivados ainda é grande, o que implica na importação, além de outros problemas como a demanda pelo refino em território nacional.

Essa autossuficiência foi anunciada em 2006 pela União, pouco antes do anúncio de uma das maiores descobertas de petróleo nos últimos anos; na região da Bacia de Santos⁴, no campo denominado “Tupi”, foram identificados indícios de grandes reservas de petróleo localizadas abaixo da camada de sal, numa região que dista aproximadamente sete mil metros de profundidade da superfície do Oceano Atlântico. Após essa descoberta, foi anunciada, em 2007, a existência da província do pré-sal, mapeada em uma região que vai do sul do Espírito Santo até o norte de Santa Catarina, com aproximadamente 800 quilômetros de extensão (SCHUTTE, 2012, p. 14).

A propósito das origens desta camada, explica a empresa estatal:

O pré-sal é uma sequência de rochas sedimentares formadas há mais de 100 milhões de anos, no espaço geográfico criado pela separação do antigo continente Gondwana. Mais especificamente, pela separação dos atuais continentes Americano e Africano, que começou há cerca de 150 milhões de anos. Entre os dois continentes formaram-se, inicialmente, grandes depressões, que deram origem a grandes lagos. Ali foram depositadas, ao longo de milhões de anos, as rochas geradoras de petróleo do pré-sal. Como todos os rios dos continentes que se separavam correram para as regiões mais baixas, grandes volumes de matéria orgânica foram ali depositados. À medida que os continentes se distanciavam, os materiais orgânicos então acumulados nesse novo espaço foram sendo cobertos pelas águas do Oceano Atlântico, que então se formava. Dava-se início, ali, à formação de uma camada de sal que atualmente chega a 2 mil metros de espessura. Essa camada de sal depositou-se sobre a matéria orgânica acumulada, retendo-a por milhões de anos, até que processos termoquímicos transformassem a camada orgânica em hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) (PETROBRAS, 2020)

Nesse mesmo sentido, Ferro e Teixeira (2009, p.1) salientam que os reservatórios do pré-sal se formaram há 122 milhões de anos quando existia um ambiente lacustre numa faixa de mar pequena que se abriu entre a África e a América. Dessa forma, com a separação das placas desses continentes que se formaram, ocorreu a entrada de água do mar, que teria se vaporizado nesse ambiente quente, de forma que o sal passou a se depositar sobre os sedimentos orgânicos.

Já o termo pré-sal diz respeito à escala de tempo geológica, isto é, o tempo de formação do petróleo, e não à sua posição (FOGAÇA, 2020). Nesse sentido, salienta Abreu (2013, p. 8): “Conceitualmente, o termo ‘Pré-sal’ que está presente na mídia em geral e em textos técni-

4 A Bacia de Santos é uma das três Bacias Sedimentares onde se encontra o petróleo da camada pré-sal. As outras duas são as Bacias de Campos e do Espírito Santo.

cos aproxima-se de uma definição de caráter geológico temporal, que significa o intervalo de rochas que foi depositado antes de camadas de sal”.

Destarte, a área acumula óleo leve e de excelente qualidade, o que projeta o Brasil frente à grande demanda de energia no mundo. Isso porque a extração do petróleo vem aumentando gradativamente a cada ano. Em 2014, era possível extrair 500 mil barris por dia, e, em 2018, poucos anos após o início da exploração, esse número já passava de 1,5 milhão (PETROBRAS, 2020)

Para se ter uma noção do impacto da produção de petróleo da região citada acima, para fins de comparação, note-se que foram necessários 45 anos para que a Petrobras⁵ - desde a sua criação - atingisse, no ano de 1998, a produção do primeiro milhão de barris de petróleo. Já a marca de 1,5 milhão de barris foi atingida apenas quatro anos depois, no ano de 2002 (PETROBRAS, 2020)

Além disso, no mês de setembro de 2019, com 110 poços produzindo, a produção média foi de 1,82 milhão de barris de óleo por dia e 73,3 milhões de metros cúbicos de gás por dia, somando uma produção de hidrocarbonetos de 2,2 milhões de barris de óleo equivalente por dia. Além disso, nos últimos 60 meses que antecederam setembro de 2019, a produção média de óleo do pré-sal cresceu 243% (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2019, p. 9).

Com efeito, para Lima (2008), a descoberta do petróleo na camada do pré-sal da bacia de Santos só foi possível graças ao acúmulo da experiência da Petrobras em 68 anos de prospecções. Para o autor, essa experiência começa com o primeiro poço bem sucedido, localizado em Lobato, na Bahia, no ano de 1939. Embora a extração do petróleo seja uma atividade de alto risco, com cerca de 25% de sucesso nos poços perfurados, o pré-sal representa baixo risco (LIMA, 2008), pois o índice de sucesso exploratório é de 86%, ou seja, muito superior à média mundial (IBP, 2016).

Além disso, para a Petrobras (2020), o volume de petróleo produzido “por poço” no pré-sal da Bacia de Santos é acima do esperado na indústria de óleo e gás. Por dia são extraídos, em média, 25 mil barris de petróleo; e dos dez poços brasileiros com maior produção, nove deles localizam-se nessa área, sendo o mais produtivo o campo de Tupi, com 36 mil barris de vazão média por dia.

O pré-sal está localizado a 300 quilômetros do litoral continental e insular brasileiro, parcialmente dentro da Zona Econômica Exclusiva (ZEE, a partir daqui). Essa região é descrita no art. 6º da Lei 8.617/1993, que dispõe que a ZEE é uma faixa que se estende até duzentas milhas náuticas, o que representa cerca de 370 quilômetros, sobrepondo o mar territorial. Noutras palavras, 184 milhas náuticas além do mar territorial, que possui 12 milhas, mas englobando este (BORGES, 2020, p. 202).

Na ZEE, o Brasil tem direitos de soberania para fins de exploração e aproveitamento, além da conservação e gestão dos recursos naturais das águas sobrejacentes ao leito do mar, do leito do mar e seu subsolo, e até mesmo ao tudo que se refere a outras atividades com

5 Conforme art. 61 da Lei nº 9.478/1997, a Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS é uma sociedade de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins, conforme definidas em lei. Já o art. 62 da mesma lei, estabelece que A União manterá o controle acionário da PETROBRAS com a propriedade e posse de, no mínimo, cinquenta por cento das ações, mais uma ação, do capital votante.

vistas à exploração e ao aproveitamento da referida zona para fins econômicos. Além disso, conforme art. 20, inciso V da Constituição da República de 1988, são considerados bens da União àqueles recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva (BORGES, 2020, p. 201-203).

Em uma perspectiva internacional, pode-se estabelecer uma preocupação da comunidade global com as questões referentes ao petróleo, sua exploração e extração, principalmente pelo fato de que as suas reservas são externas, ultrapassando os limites territoriais de um Estado, atingindo os outros.

Fala-se, assim, em “unitização internacional”:

A Unitização Internacional é entendida como um contrato que objetiva a consolidação de negócio jurídico entre sujeitos internacionais de múltiplas áreas ou blocos, a fim de permitir que o campo seja eficientemente explorado dentro da perspectiva unitária, utilizando-se da divisão de custos e rendimentos, através do estabelecimento de joint ventures que realizarão as atividades. (OLIVEIRA; XAVIER, 2007, p. 681-682).

O direito internacional, notadamente o público, apresenta fontes relevantes para a coordenação e cooperação dos diversos sujeitos internacionais, também na matéria envolvendo o petróleo. Neste cenário, não só tratados internacionais podem ser aclamados mas, ainda, a eleição de costumes internacionais alçados à fonte de direito internacional público constitui marco histórico e paradigmático para uma estruturação do tema

Neste sentido, oportuno salientar que o Brasil ratificou a Convenção de Montego Bay, realizada em 1982 em Genebra. Essa Convenção sobre os direitos do mar estabelece em seu art. 76 e seguintes disposições sobre a plataforma continental, a qual compreende o leito e o subsolo das áreas submarinas, estabelecendo que o Estado costeiro exerce soberania sobre a plataforma para efeitos de exploração e aproveitamento dos seus recursos naturais (o que inclui os recursos minerais).

Nos termos da Convenção, o país costeiro deve requerer junto ao Secretário-Geral das Nações Unidas o estabelecimento da plataforma, apresentando mapas e informações, incluindo dados geodésicos, descrevendo de forma permanente os limites exteriores da sua plataforma continental, todavia, a área pleiteada não deve ultrapassar 350 milhas náuticas partindo da costa. Trata-se da plataforma continental estendida (BORGES, 2020, p. 202).

Nesse sentido, ressalta Schutte sobre a plataforma continental:

O Brasil iniciou em 1989 seu Plano de Levantamento da Plataforma Continental (LEPLAC), para estabelecer a sua plataforma continental além das 200 milhas náuticas da ZEE, em conformidade com os critérios estabelecidos pela convenção. Em abril de 2007, a Comissão de Limites da Plataforma Continental das Nações Unidas aprovou grande parte do pleito brasileiro (cerca de 85%), ampliando a jurisdição marítima brasileira para uma área de 4.451.766 km², conhecida como Amazônia Azul, metade da área continental de 8.511.996 km². Com isso houve proteção jurídica para o pré-sal, embora a maior potência com grande dependência externa de petróleo não tenha ainda ratificado a convenção. (SCHUTTE, 2012, p. 15)

Essa preocupação em legitimar as reservas do pré-sal e aquelas que serão descobertas torna mais legítima a pretensão de estabelecimento da plataforma nos termos da Convenção. Essa riqueza certamente irá posicionar o Brasil como um importante ator no cenário mundial

e no comércio de petróleo nos próximos anos, até mesmo porque a produção estimada para o ano de 2031 é de impressionantes 3,89 milhões de barris de petróleo por dia, considerando os contratos de exploração em andamento até 2019 (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2019, p. 26). Obviamente, para atingir essa marca muito investimento no setor será necessário, como aquisição de plataformas, instalação de sistemas mais eficazes, perfuração de poços etc.

Em que pese os estímulos à diminuição da dependência do petróleo no mundo, ainda há uma demanda crescente em países como a China, mercado a ser explorado pelo Brasil, sem se afastar do comércio com os Estados Unidos.

Destarte, anotam Leão e Trabali Neto:

Portanto, a crise árabe mostra que as mudanças regulatórias e a aceleração dos leilões do pré-sal são, antes de tudo, um elemento central da estratégia geopolítica de Estados Unidos e China. Se, no Oriente Médio, as duas potências se contrapõem, pelos lados do Cone Sul, elas convergem. E com essa convergência há uma migração, ainda lenta, do eixo geopolítico do petróleo e de suas tensões para o Cone Sul. (LEÃO; TRABALI NETO, 2019)

Conforme salientado, o referido país pode utilizar estratégias de diversificação das compras de petróleo, buscando outros mercados, como o brasileiro, distanciando-se de conflitos no Oriente Médio (LEÃO; TRABALI NETO, 2019).

Há, por outro lado, quem tenha ressalvas em relação à expectativa de retorno financeiro proveniente do pré-sal. Nesse sentido, Sauer e Rodrigues:

O pré-sal adquiriu dimensão de mito: passou a significar a promessa de fabulosos recursos que permitirão que o Brasil alcance, finalmente, um padrão de serviços públicos condizente com as necessidades básicas da população. O petróleo do pré-sal existe, e em grande quantidade, cuja dimensão real, todavia, ainda é desconhecida. É uma promessa real, concreta. Mas o caminho para transformá-lo em riqueza para a população ainda é incerto. Inúmeros países viram frustradas as expectativas em torno das promessas das riquezas do petróleo. O debate efetivo se situa no campo político: há conflitos de interesses entre os vários atores envolvidos: a população, os acionistas ou controladores da Petrobras e de outras empresas interessadas e os próprios consumidores de derivados de petróleo no país. Esse debate se transfere para a esfera da organização da indústria de petróleo, do modelo regulatório, dos regimes de produção que apresentam variações vinculados a cada perspectiva de interesses defendidos. (SAUER; RODRIGUES, 2016, p. 186)

Esse caminho até o retorno financeiro ao País mediante investimentos em saúde, educação etc., realmente pode demandar um tempo considerável, até mesmo porque há imbróglis no campo político que serão destacados mais à frente neste trabalho. Verdaderamente existe uma grande oportunidade para o Brasil, mas muitos desafios econômicos e tecnológicos estão por vir, a fim de garantir essas oportunidades. Citaremos alguns.

Conforme Fogaça (2020), os desafios a serem enfrentados na exploração do pré-sal começam pela sua profundidade, que se estende por cerca de sete quilômetros de profundidade, atravessando uma extensa camada de sal medindo cerca de dois quilômetros.

Além disso, o sal obriga o Brasil a utilizar novas tecnologias para a perfuração, uma vez que nessa profundidade ele se torna um material viscoso e instável, e é necessário também manter aquecido o óleo cru extraído, a fim de evitar coágulos que podem entupir os dutos;

isso, somado às dificuldades relacionadas à profundidade e à logística de transporte, obviamente elevam os custos da operação (FOGAÇA, 2020).

Destarte, questões regulatórias e institucionais são muito importantes, pois, em se tratando de investimentos de alto custo e elevado risco, um cenário de incertezas e ameaças de intervenções políticas pode prejudicar investimentos. O ambiente institucional em volta de um projeto de exploração é parâmetro fundamental para a decisão de investir (EPE, 2018).

Não se olvide, também, o cenário de incertezas geradas pelas flutuações cíclicas do preço do petróleo, com quedas abruptas de preço (PEDROSA; CORRÊA, 2016, p. 13). Ainda:

Quando o pré-sal brasileiro foi descoberto, o mundo encontrava-se em plena expansão econômica, acompanhada por um aumento expressivo da demanda global de petróleo e trajetória ascendente dos preços. Superada a crise financeira de 2008 que teve curta duração quanto aos impactos na indústria de petróleo, os preços do produto atingiram patamares bem superiores a US\$ 100 por barril, tornando os projetos do pré-sal cada vez mais atraídos. A reversão de expectativas veio a acontecer com o colapso de preços a partir do final de 2014. (PEDROSA; CORRÊA, 2016, p. 13).

A crise internacional também impactou a indústria petrolífera, além dos escândalos de corrupção envolvendo a Petrobras, oportunidade em que um quadro de endividamento se instalou, afetando empreendimentos como o pré-sal (PEDROSA; CORRÊA, 2016, p. 13).

Ademais, o impacto ambiental também é outro problema, uma vez que o Brasil pode se tornar um vilão no aquecimento global ao aumentar a oferta de combustíveis fósseis no mercado, em detrimento de outras fontes energéticas (FOGAÇA, 2020).

Para Schutte (2012, p. 9) a questão energética está intrinsecamente ligada à questão ambiental, pois nas próximas décadas o mundo terá o desafio de diminuir as emissões de gases de efeito estufa, buscando uma transição para uma economia de baixa intensidade de carbono. Para tanto, seria uma tendência a diminuição, ainda que gradual, do uso do petróleo, mas dificilmente isso ocorrerá num cenário em que a produção do pré-sal se torne inviável, por conta da demanda crescente em alguns países.

Naturalmente, desafios como esses existem em atividades de risco e devem ser enfrentadas buscando-se sempre o melhor para a sociedade brasileira.

3. O NOVO MARCO REGULATÓRIO

Como se sabe, o art. 20 da Constituição da República de 1988 estabelece quais são os bens da União; e, dentre esses bens, estão relacionados, nos incisos V e IX, os recursos naturais da plataforma continental e da ZEE e os recursos minerais, inclusive os do subsolo, o que, obviamente, inclui os hidrocarbonetos⁶.

6 O artigo 3º da Lei 9.478/1997 dispõe de forma semelhante, a saber: "Pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva".

Mas é em 1997 que é promulgada a Lei nº 9.478, que disciplina de forma específica a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP)⁷, dispendo, ainda, em seu artigo 5º, que as atividades econômicas descritas no art. 4º da mesma lei seriam reguladas e fiscalizadas pela União e poderiam ser exercidas mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

As referidas atividades, descritas originalmente como monopólio da União, eram: a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro; a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades descritas anteriormente, bem como o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no país.

Ocorre que, desde 1995, após a promulgação da Emenda Constitucional nº 9, o monopólio da União sobre as atividades descritas no art. 177 da Constituição, o que inclui as atividades relacionadas no parágrafo anterior, de certa forma foi mitigado, permitindo a contratação de empresas estatais ou privadas para a realização dessas atividades.

Ademais, o que reforça essa mitigação é o teor do art. 23 da Lei nº. 9.478/1997, que impõe que serão exercidas mediante contratos de concessão ou sob o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural.

Destarte, em 2010 foi promulgada a Lei nº 12.351, a qual 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. Além de suas peculiaridades que serão apresentadas mais adiante, alterou o artigo 5º da Lei nº 9.478/1997 para permitir a contratação de empresas para explorar as atividades descritas no art. 4º sob um novo regime, denominado de partilha de produção.

Para Pedrosa e Corrêa (2016, p. 12) naquele cenário onde o pré-sal se tornava uma realidade ocorreu um intenso debate sobre o regime regulatório mais apropriado para repartir as riquezas no país. E no ano de 2010 ocorreu a alteração do Marco Regulatório então vigente, incluindo-se o regime da partilha a ser aplicável a áreas não concedidas na região do pré-sal na costa sudeste do país. Nessa ocasião foi implementado o regime de cessão onerosa pela Lei nº 12.276/2010, o qual previa a capitalização da Petrobras com a outorga de até cinco bilhões de barris de óleo em áreas do polígono.

Dessa forma, a União poderia ceder onerosamente à Petrobras, mesmo sem licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, em áreas não concedidas no pré-sal, dando início à produção na região.

Outro dado interessante é que até 2016, quando foi promulgada a Lei nº 13.365, a Petrobras era considerada a operadora 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, conforme previsto na redação original do art. 2º,

⁷ Conforme art. 21 da Lei nº 9.478/1997, todos os direitos de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP.

inciso VI, da Lei nº 12.351/2010; já o art. 4º da mesma lei estabelecia que a Petrobras seria a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção.

Com a vigência da Lei nº 13.365/2016, ambos dispositivos citados foram modificados, mesmo assim a referida empresa possui preferência para ser a operadora dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção, conforme será explicado melhor em tópico específico.

Lado outro, para representar a União nos contratos de partilha, acordos de individualização de produção envolvendo áreas, até então não contratadas no pré-sal, bem como para gestão de contratos de comercialização de petróleo e gás natural da União (PEDROSA; CORRÊA, 2016, p. 12); entre outras funções descritas no art. 4º da Lei nº 12.304/2010, foi criada em 2013 a Empresa Pública Pré-Sal Petróleo (PPSA), regulada pelo Decreto nº 8.063/2013, que aprovou seu Estatuto Social, determinando providências.

Trata-se, portanto, de empresa conectada a assuntos correlatos à gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia, além dos contratos de comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, mas não é responsável pela execução das atividades de exploração, desenvolvimento e produção.

Interessante destacar que a Medida Provisória nº 811/2017 permitiu que a PPSA possa atuar diretamente na comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos, preferencialmente na modalidade leilão; essa atuação foi disciplinada posteriormente na Lei nº 13.679/2018.

Feita essa apresentação do marco regulatório, passaremos a analisar a seguir os modelos regulatórios da Concessão e de Partilha, bem como aspectos gerais sobre a Cessão Onerosa à Petrobras na área do pré-sal.

Nesse sentido, salienta-se que dois critérios são utilizados para a escolha do regime: a capacidade de arrecadação e a capacidade do Estado para exercer seu controle sobre a exploração e o gerenciamento das reservas (SCHUTTE, 2012, p. 25). Ou seja, as expectativas da União em relação à exploração de determinada área e as condições postas devem nortear a escolha do regime que seja o mais interessante.

3.1 MODELOS REGULATÓRIOS ANTERIORES: DA CESSÃO ONEROSA AO REGIME DE CONCESSÃO

A Lei nº 12.276/2010 autorizou a União a ceder, de forma onerosa, à Petrobras (mesmo sem licitação), o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, em áreas localizadas no pré-sal, ainda não concedidas.

Para tanto, nessa modalidade de contrato denominado “cessão onerosa”, a Petrobras poderia extrair o número de barris de petróleo determinado no contrato, ressalvado o limite máximo de cinco bilhões de óleo equivalentes de petróleo, mediante uma remuneração preestabelecida. O excedente a esse importe deve ser objeto de leilão.

Em 2010 foram cedidos à Petrobras seis blocos no pré-sal da Bacia de Santos, que correspondem atualmente aos campos de Búzios, Sépia, Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão,

Norte de Sururu, Sul de Sururu, Itapu, Sul de Tupi e Sul de Sapinhoá. Ao longo da Exploração, descobriram-se volumes superiores aos cinco bilhões de barris inicialmente previstos.

Esses excedentes deveriam ser leiloados sob o regime denominado “partilha”, havendo consentimento da operadora dos campos da cessão, ocasião em que a Petrobras exerceu seu direito de preferência e adquiriu as áreas de Itapu, como operadora única (100%); e de Búzios, em consórcio com as chinesas CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda (5%) e CNOOC Petroleum Brasil (5%) (PETROBRAS, 2019).

A Lei nº 13.885/2019 estabelece critérios de distribuição de parte dos valores arrecadados com os leilões dos volumes excedentes aos Estados e aos Municípios, descontadas as despesas decorrentes da revisão do contrato de cessão onerosa.

Outrossim, uma questão interessante diz respeito à possível inconstitucionalidade da Lei no tocante à cessão realizada com exclusividade para a Petrobras. Haveria possível violação ao Princípio da Liberdade Econômica, uma vez que uma empresa com capital privado é favorecida, em detrimento das demais? Com a devida vênia, entendemos que não.

Isso porque, como dito, os hidrocarbonetos pertencem à União (art. 20 c/c 177 da CF); e considerando que a Petrobras é uma Sociedade de Economia Mista, na qual boa parte do capital está concentrado no grupo de controle composto pelo Governo Federal, FPS e BNDES e sua subsidiária BNDESPAR, a cessão realizada diretamente a essa empresa acabou constituindo uma operação de interesse público, com legítima pretensão de explorar as descobertas do pré-sal num patamar previamente definido de barris de petróleo.

Posteriormente, com o advento do regime de concessão, previsto na Lei 9.478/1997, o petróleo produzido é de propriedade da empresa que adquire o direito de explorar o bloco ofertado em leilão. Após pagamento dos tributos e contribuições devidos, a empresa concessionária, vencedora da licitação, pode dispor livremente do petróleo que vier a produzir (SAUER; RODRIGUES, 2016, p. 199).

O contrato tem um prazo determinado e o risco do empreendimento é totalmente da concessionária, até mesmo se não conseguir encontrar o petróleo ou gás, mas, como dito anteriormente, tem o benefício de ser considerada proprietária dos hidrocarbonetos (licitados) que forem produzidos. Nesse modelo, a concessionária paga participações governamentais, como bônus de assinatura, royalties e, em caso de campos de grande produção, a participação especial (ANP, 2018)

A propósito:

Nestas licitações, as empresas interessadas oferecem, individualmente ou em consórcio, um valor em bônus de assinatura e propõem um Programa Exploratório Mínimo (PEM), ou seja, se comprometem a executar determinadas atividades, tais como pesquisas sísmicas, perfuração de poços exploratórios, entre outras, naquela área. A empresa ou consórcio que apresentar a proposta mais vantajosa, de acordo com os critérios previstos no edital, recebe o direito de explorar aquela área para verificar a existência de jazidas comerciais de petróleo e/ou gás natural (ANP, 2018).

Ou seja, vence a licitação quem oferece maior bônus de assinatura, atendendo ainda ao Programa Exploratório Mínimo. E o contrato deverá dispor sobre as participações governamentais descritas acima, as quais também estão previstas no edital de licitação.

Os Royalties são pagos mensalmente a partir do início da produção no importe de 10 (dez) por cento da produção, mas, levando-se em conta eventuais riscos geológicos, expectativas de produção e fatores diversos pertinentes, a ANP poderá estipular no edital a redução para 5 (cinco) por cento do valor da produção.

A distribuição desses Royalties está regulamentada nos artigos 47 a 49 da Lei nº 12.351/2010, a qual prevê percentuais destinados aos Estados e Municípios confrontantes a área explorada, além de Municípios afetados pelas operações de hidrocarbonetos fluidos, além de percentuais a fundos especiais sociais descritos na lei.

3.2 O NOVO REGIME DE PARTILHA DA PRODUÇÃO

Esse regime foi implementado no ano de 2010 pela Lei nº 12.351, e passa a coexistir com o regime da concessão. Veja-se sua definição, conforme art. 2º, I, da referida Lei:

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

Note-se que no contrato de partilha de produção, o Estado, sendo formalmente o proprietário do material, autoriza que parte da produção seja utilizado como pagamento à empresa contratada pelos custos da exploração e produção. A parcela do petróleo utilizada para essa finalidade é denominada “óleo-custo”. Após deduzir os custos, o petróleo restante é o excedente, ou seja, o “lucro” gerado na operação, denominado “óleo-lucro”. Esse último será repartido entre a empresa contratada e a União, conforme disposto em contrato, cujo percentual é previamente definido (SAUER; RODRIGUES, 2016, p. 199)

Previamente à contratação, o Ministério de Minas e Energia (diretamente, ou por meio da ANP), poderá realizar avaliação potencial das áreas do pré-sal e outras áreas estratégicas, mediante contrato com a Petrobras para estudos exploratórios necessários à avaliação.

Os contratos de partilha no polígono do pré-sal podem ser celebrados mediante prévia licitação na modalidade de leilão, ou, ainda, diretamente com a Petrobras, para preservação do interesse nacional e atendimento dos demais objetivos da política energética, neste caso dispensada a licitação, nos termos do art. 8º, I e 12 da Lei nº 12.351/2010, cuja gestão dos contratos, como dito alhures, ficará a cargo da empresa pública Pré-Sal.

A propósito, anota a ANP sobre o procedimento licitatório:

Os blocos e os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção são definidos em resolução do CNPE e as licitações, promovidas pela ANP. Cabe ao Ministério de Minas e Energia (MME) estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação e para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos, posteriormente aprovados por aquele órgão. Nas licitações de partilha promovidas pela ANP, a empresa vencedora será aquela que oferecer ao Estado brasileiro a maior parcela de petróleo e gás natural (ou seja, a maior parcela do excedente em óleo) (ANP, 2018)

A licitação no regime de partilha obedecerá ao que dispõe a Lei nº 12.351/2010, mas também às normas da ANP e do Edital licitatório, de forma que a Petrobras pode participar do leilão, inclusive para aumentar sua participação mínima, nos termos do art. 14 da referida lei. E, como citado acima, para o julgamento da licitação, será escolhida a proposta que apresente mais vantagem para a União, conforme critério da oferta de maior excedente em óleo, respeitado o percentual mínimo descrito no art. 10, III, “b”, da Lei.

É certo que nesse regime alguns riscos são mais acentuados, como a volatilidade do preço do barril de petróleo no mercado, além dos riscos inerentes ao desenvolvimento do projeto; nesse caso, se o custo de produção estiver acima do previsto, menor será a parcela de óleo para dividir com a União. Entretanto, como se sabe, os investimentos no setor do petróleo se projetam por vários anos, e são marcados por consideráveis oscilações de valor, o que torna complexa uma projeção que considere somente esse fator.

Ademais, conforme art. 4º da Lei nº 12.351/2010, considerando o interesse nacional, o CNPE pode oferecer à Petrobras o direito de preferência como operadora dos blocos sob regime de partilha de produção.

Nesse caso, a partir da comunicação do CNPE, a referida empresa deve manifestar-se sobre esse direito em cada bloco ofertado no prazo de trinta dias, justificando o interesse, ocasião em que o CNPE deverá propor à Presidência da República quais blocos serão operados pela Petrobras, ressalvada a participação de 30%, a ser explicada em tópico específico (CARDOSO; OLIVEIRA, 2018, p. 342)

Designada como operadora, o contrato de consórcio deverá estabelecer que ela será a responsável pela execução do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas perante o contratante ou terceiros, excetuando-se de responsabilidade a Petro-Sal, nos termos do § 2º do art. 8º da Lei.

Interessante salientar que atualmente tramita no Congresso Nacional o Projeto de Lei nº 3.178/2019 de autoria do Senador José Serra (PSDB-SP), que intenta alteração da legislação para “para permitir a licitação com concessão nos blocos em que esse regime for mais vantajoso para o Brasil e instituir a disputa em igualdade de condições nas licitações de partilha da produção” (BRASIL, 2019).

Em resumo, o projeto, que ainda não está incluído em pauta de votação no Plenário, prevê a revogação do direito de preferência para a Petrobras nas licitações no regime de partilha de produção, além de assegurar ao CNPE, assessorado pela ANP, a escolha do melhor regime jurídico a ser adotado nos leilões do pré-sal.

O tema é complexo e prevê alteração significativa no marco regulatório, mas até o momento não há como mensurar os rumos que serão adotados pelo Poder Legislativo.

3.3 DO CONSÓRCIO NO REGIME DA PARTILHA⁸, DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS E DISTRIBUIÇÃO DE ROYALTIES

Sempre que a Petrobras for contratada diretamente ou quando for vencedora de forma isolada da licitação, constituirá consórcio com a Petro-sal. De outro lado, o licitante vencedor

8 O Consórcio descrito na Lei nº 12.351/2010 é formado nos termos do art. 279 da Lei de Sociedade por Ações.

também constituirá consórcio com a Petro-Sal, bem como com a Petrobras, nos termos do art. 4º da Lei nº 12.351/2010, caso essa tenha exercido seu direito de preferência em ser operadora, ressalvada a participação não inferior a 30 (trinta) por cento. Essa participação implicará em sua adesão às regras do edital e à proposta vencedora.

Nesse sentido veja-se ainda o que afirma Sauer e Rodrigues sobre o papel da Petrobras na partilha:

Interessa ao Estado, ou à Sociedade, proprietária do petróleo, apropriar-se da maior parcela possível do excedente. Mas aí há detalhes que merecem atenção. Segundo a legislação, atualmente em alteração no Congresso, a Petrobras deve deter no mínimo 30% de participação no consórcio vencedor da licitação, e assim, do contrato, assumindo o papel de operadora. Todavia, como suspeitado, e confirmado no Leilão de Libra - único realizado sob o regime de partilha até 2016 (outubro) -, os consórcios sem a Petrobras não se viabilizaram. Em parte, porque, caso vencessem a licitação, em disputa com a Petrobras, esta deveria ser incorporada ao consórcio; de outra parte, porque a Petrobras, detentora dos conhecimentos e capacidade tecnológica nas operações do pré-sal, se encontra em posição de assimetria em relação aos demais concorrentes que não lograrem acordo com ela para integrarem o consórcio. (SAUER; RODRIGUES, 2016, p. 199)

Essa participação em 30 (trinta) por cento, de certa forma, pode atrapalhar a captura de interesse de investidores, principalmente estrangeiros.

Entretanto, esse direito de preferência é constitucional, uma vez que, como dito no tópico referente à cessão onerosa, sendo os hidrocarbonetos bens da União, são legítimas as intenções de preservar o interesse público com certo controle e participação da produção, dando a opção à Petrobras de participar dos consórcios no percentual informado.

Além disso, no regime de partilha as receitas governamentais são o Bônus de Assinatura e os Royalties, nos termos do art. 42 da Lei nº 12.351/2010, além do excedente em óleo que será comercializado e demais tributos incidentes sobre o produto.

Apresentaremos a seguir algumas definições importantes:

O bônus de assinatura não integra o custo em óleo; ele corresponde a um valor fixo devido pelo contratado a União, o qual é pago por ocasião da assinatura do contrato, sendo vedado seu ressarcimento.

Veja-se o que afirma Sauer e Rodrigues sobre o bônus de assinatura:

[...] é um pagamento antecipado feito pelo vencedor. No caso de Libra foi de 15 bilhões de reais. O cálculo do ofertante fará o devido desconto desse bônus de sua oferta de na participação da União no óleo lucro. A exigência de um alto pagamento imediato elevado revela uma opção do Governo: ter logo muito dinheiro à mão, em detrimento do que poderia receber no futuro. (SAUER; RODRIGUES, 2016, p. 201)

Ou seja, conforme explica o autor, o governo opta por receber esse importe e, logo de início fazer uso dos recursos para subsidiar suas ações.

A propósito, já dissemos Borges de Oliveira: No processo de concessão, o bônus de assinatura, primeiramente, corresponde “ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao

valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação” (art. 9º do Decreto 2705/98). Trata-se “de uma prestação devida pelo vencedor da licitação que teria a finalidade principal de ‘recuperar os custos governamentais decorrentes do processo” (OLIVEIRA, 2005, p.497). Ainda, de acordo com o artigo 10 do Decreto, os recursos provenientes do bônus de assinatura serão destinados à ANP. (OLIVEIRA, 2017, p. 34)

Já os Royalties constituem uma compensação financeira mensal, devida pelo contratado a partir do início da produção comercial, com alíquota de 15 (quinze) por cento pela exploração do petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos líquidos e, também não são computados no cálculo de custo em óleo, sendo vedado seu ressarcimento. Os royalties constituem valores substanciais, mais próximos da ideia de compensação pela extração e uso das jazidas (BORGES DE OLIVEIRA, 2017, p. 34).

A distribuição desses Royalties é feita nos percentuais estabelecidos no art. 42-B da Lei nº 12.351/2010. Para melhor compreensão do sistema de distribuição, bem como considerando a abordagem prioritária ao regime de partilha neste artigo, citaremos abaixo apenas os percentuais pertinentes as operações desenvolvidas na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva, a saber:

- a) 22% (vinte e dois por cento) para os Estados confrontantes;
- b) 5% (cinco por cento) para os Municípios confrontantes;
- c) 2% (dois por cento) para os Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outro hidrocarboneto fluido, na forma e critérios estabelecidos pela ANP;
- d) 24,5% (vinte e quatro inteiros e cinco décimos por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, se for o caso, de acordo com os seguintes critérios:
- e) 24,5% (vinte e quatro inteiros e cinco décimos por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios de acordo com os seguintes critérios(...)
- f) 22% (vinte e dois por cento) para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo .

Esses percentuais demonstram que a intenção do legislador foi priorizar uma distribuição justa das riquezas decorrentes da exploração dos hidrocarbonetos entre os diversos entes federativos, bem como fundos especiais e sociais.

Outrossim, no tocante ao petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos que foram destinados à União em decorrência da parcela do contrato de partilha, devem ser comercializados de acordo com as normas do direito privado, inclusive sendo dispensada a licitação. A PPSA poderá contratar diretamente a Petrobras, representando a União, como agente comercializadora dessa parcela de produção, priorizando o mercado nacional.

A receita decorrente da comercialização mencionada no parágrafo anterior deverá ser destinada ao Fundo Social vinculado à Presidência da República, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, por meio de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do

esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, tudo conforme art. 47 e seguintes da Lei 12.351/2010.

Outrossim, no ano de 2031, os dezessete contratos de partilha de produção que atualmente estão em andamento, atingirão o pico de produção, com 3,89 milhões de barris de petróleo extraído por dia, o que representa um número impressionante, se considerarmos que toda a produção de petróleo no País em 2019 atingiu 2,9 milhões de barris/dia (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2019, p. 26)

Veja-se ainda a seguinte projeção:

Levando-se em conta um câmbio de US\$ 4 e o preço do barril a US\$ 60, a receita estimada para a União com a venda do óleo é de R\$ 110 bilhões em 2032, quando a produção da União atingirá o pico de produção. Entre 2020 e 2032, a receita total projetada é de R\$ 424 bilhões [...] Considerando a receita estimada com a comercialização do óleo da União, os royalties a serem pagos por todos os contratos (R\$ 349 bilhões) e os impostos pagos ao governo federal (R\$ 227 bilhões), as participações governamentais alcançarão R\$ 1 trilhão no período 2020-2032 (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2019, p. 28).

Nesse sentido, em que pese a rentabilidade virtual que se avizinha no modelo da partilha, isso não significa que é o regime mais vantajoso. Nesse aspecto, Sauer e Rodrigues debruçam-se sobre essa questão:

Após os regimes de serviços, os regimes de concessões e de partilha de produção alternam-se no posto daquele que gera maior receita governamental. O regime de concessões, na maior parte dos casos, gera maior renda, já que ele traz maior parcela governamental, com exceção do caso dos campos contratados sob um regime misto de cessão onerosa e de partilha de produção e dos campos de Libra e Lula e Cernambi, para os quais em alguns cenários de preços do barril de petróleo o regime de partilha de produção traz maior receita ao governo, pois são aqueles com as maiores reservas dentre os analisados. (SAUER; RODRIGUES, 2016, p. 205)

Para os autores, o regime de partilha não é necessariamente o que garante maior receita governamental. De acordo com as simulações econômico-financeiras realizadas em sua pesquisa, na maior parte dos campos analisados, o regime das concessões é quem oferece maior receita, pois nesse regime a soma dos royalties e da participação especial é mais elevada do que a soma dos royalties e da participação da União no excedente óleo no caso do regime de partilha de produção (SAUER; RODRIGUES, 2016, p. 205).

Todavia, Sauer e Rodrigues salientam que a diferença nas receitas dos dois regimes diminui quando o preço do petróleo se eleva:

Quando os preços do petróleo se elevam, a diferença nas receitas governamentais entre os dois regimes diminui, já que a parcela do excedente em óleo no regime de partilha de produção passa a ser cada vez maior, considerando as regras aplicadas no caso do campo de Libra, adotado como referência. De acordo com essas regras, foi adotada uma alíquota base de participação da União no excedente em óleo, que aumenta conforme se elevam os preços do barril de petróleo, além de estar vinculada à produção média diária dos poços. . (SAUER; RODRIGUES, 2016, p. 219)

É uma constatação lógica, pois se os preços se elevarem as receitas governamentais serão maiores, mas entendemos que não é prudente alimentar expectativas de câmbio mais

favorável ou ainda maior valorização do petróleo e seus derivados, pelas razões já explanadas no início deste artigo.

A partir desses dados, não é difícil perceber que a opção por um regime deve ser muito bem planejada, com espeque na legislação, além de atender ao interesse público e buscando sempre os melhores retornos financeiros ao Poder Público.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao longo deste trabalho foi apresentada uma breve história da formação do petróleo na camada pré-sal, bem como a importância das reservas de hidrocarbonetos ali contidas. Dentre muitos desafios logísticos e econômicos, a prospecção e extração nos campos dessa região têm sido muito bem sucedidas, não apenas pelo produto extraído ser de boa qualidade, mas também em razão do sucesso nas perfurações ser superior à média mundial.

É certo que o petróleo é uma fonte de energia não renovável, mas ainda será utilizado por muito tempo em razão da grande demanda e cenário tecnológico atual; é por essa razão que a descoberta dos campos do pré-sal veio em momento adequado, até mesmo porque, até algum tempo atrás, não existia ainda tecnologia suficiente para a perfuração nessa camada que dista cerca de sete quilômetros da superfície do oceano atlântico.

Destarte, foi demonstrado que os hidrocarbonetos são propriedade da União, e sua extração fora prevista no texto constitucional como monopólio. Todavia, após 1995, esse monopólio sofreu mitigação quando foi prevista a contratação de empresas privadas ou estatais para exercer a produção, as quais detêm apenas o direito de explorar a atividade nos termos contratados.

Nesse sentido, embora a região do pré-sal esteja localizada a 300 quilômetros do litoral continental, está posicionada na plataforma continental, a qual integra o mar territorial e a zona econômica exclusiva, onde o Brasil tem direitos de soberania para fins de exploração e aproveitamento do mar e seu subsolo, nos termos da Convenção de Montego Bay, da qual somos signatários. A riqueza sob nossos mares, com projeções animadoras de extração, pode projetar o país no cenário internacional como um dos maiores produtores de petróleo do mundo.

Demonstrou-se, ainda, o marco regulatório do petróleo, constituído por diversas leis que disciplinam os regimes de exploração, com especial destaque para a Lei nº 12.351, de 2010, que alterou parte do marco regulatório então vigente, prevendo o regime de cessão onerosa, o qual propiciou a capitalização da Petrobras com a outorga de produção de até cinco bilhões de barris de óleo, dando início à exploração em áreas do polígono, mesmo sem licitação. Além disso, a referida lei implementou ainda o regime de Partilha nos campos do pré-sal, que então passava a conviver com o regime da Concessão previsto na Lei 9.478/1997.

Para tanto, verificou-se que uma das principais mudanças referentes à mudança do marco regulatório implementadas pela Lei nº 12.351/2010 foi que o regime da partilha possibilitou maior controle do Estado mediante o direito de preferência da Petrobras, e a participação em 30% de eventuais consórcios, além do recebimento de parte do petróleo produzido, royalties e demais participações. Esse controle, de certa forma, até poderá fomentar o cres-

cimento tecnológico do país em matéria petrolífera, bem como manter maior ingerência no controle da produção.

Por fim, numa comparação entre os regimes da Concessão e da Partilha, percebe-se a existência de simulações teóricas no sentido de que o contrato de Concessão pode trazer mais retorno em recursos financeiros ao Poder Público, do que o regime da Partilha; isso ocorre desde que as oscilações de preços do petróleo não saiam da normalidade, elevando de maneira expressiva o preço do barril de petróleo. Ou seja, em condições normais, haverá maiores receitas governamentais. Contudo, como é perceptível, esta não é uma lógica válida para todas as ocasiões, o que nos faz concluir que a opção por um ou outro regime dependerá sempre de uma análise contextual ampla, do ponto de vista geopolítico, econômico e técnico.

REFERÊNCIAS

- ABREU, Fábio Viana de. O Pré-sal brasileiro e a legislação do novo marco regulatório: Uma Avaliação geoeconômica dos recursos energéticos do Pré-sal. *Revista de Geologia*, Fortaleza, v. 26, n. 1, p. 7-16, 2013.
- ANP. *Os regimes de concessão e de partilha*. Brasília: ANP, 2018. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/os-regimes-de-concessao-e-de-partilha>. Acesso em: 2 abr. 2020 .
- BORGES, Emerson. *A Constituição brasileira ao alcance de todos*. Belo Horizonte: D'Plácido, 2020.
- BORGES DE OLIVEIRA, Emerson Ademir. A inconstitucionalidade das leis estaduais fiscalizatórias de participações governamentais. *Revista da Faculdade de Direito da UERJ*, n. 32, p. 32-53, dez. 2017.
- BRASIL. *Projeto de Lei nº 3178, de 2019*: Modifica a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que 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, para permitir a licitação com concessão nos blocos em que esse regime for mais vantajoso para o Brasil e instituir a disputa em igualdade de condições nas licitações de partilha da produção. Brasília: Senado Federal, 2019.
- CARDOSO, Gleissa Mendonça Faria; OLIVEIRA, Emerson Ademir Borges de. A Petrobras diante do atual regime de partilha de produção na exploração dos blocos do Pré-sal. *Revista dos Tribunais*, v. 995, ano 107, p. 325-349, set. 2018.
- EPE . *Desafios do Pré-Sal*. Rio de Janeiro: EPE, 2018.
- FERRO, Fernando; TEIXEIRA, Paulo. *Os desafios do Pré-Sal*. Brasília: Edições Câmara, 2009.
- FOGAÇA, Jennifer Rocha Vargas. O que é o pré-sal? *Brasil Escola*. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/quimica/o-que-presal.htm>. Acesso em: 21 abr. 2020.
- IBP. *Índice de sucesso exploratório da Petrobras*. Rio de Janeiro: IBP, 2016.
- LIMA, Haroldo. Pré-sal discussões e grandes perspectivas. *Revista Princípios*, São Paulo, v. 98, p. 51-55, out./ nov. 2008.
- LEÃO, Rodrigo; TRABALI NETO, Sergio. Leilão do pré-sal e crise saudita: o petróleo na disputa entre China e EUA. *Carta Capital*, 2019. Disponível em: <https://www.cartacapital.com.br/opiniao/leilao-do-pre-sal-e-crise-saudita-o-petroleo-na-disputa-entre-china-e-eua/>. Acesso em: 18 mar. 2020.
- OLIVEIRA, Diogo Pignataro de; XAVIER, Yanko Marcius de Alencar. Abordagem Jurídica Internacional do Compartilhamento de Petróleo e Gás entre Estados Soberanos: Os Acordos de Unitização. In: XVI CONGRESSO NACIONAL DO CONPEDI (CONSELHO NACIONAL DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO DE DIREITO), 2007. *Anais do XVI Congresso Nacional do CONPEDI*. Belo Horizonte/MG, 2007, p. 679-699.
- PEDROSA, Oswaldo; CORRÊA, Antônio. *A crise do petróleo e os desafios do pré-sal*. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2016.

PETROBRAS. *Pré-sal*. 2020. Disponível em:

<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>. Acesso em: 4 abr. 2020 .

PETROBRAS. *Cessão Onerosa*. 2019. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-cessao-onerosa.htm>. Acesso em: 4 abr. 2020 .

PRÉ-SAL PETRÓLEO. *Estimativa de resultados nos contratos de partilha de produção*. Rio de Janeiro: Pré-sal Petróleo, 2019.

SAUER, Ildo L.; RODRIGUES, Larissa Araújo. Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. *Estudos Avançados*, São Paulo, v. 30, n. 88, p. 185-229, dez. 2016.

SCHUTTE, Giorgio Romano. *Panorama do Pré-Sal: desafios e oportunidades*. Brasília: Ipea, 2012.

SCHWAB, Nicholas Daviss. *Aplicando a Quarta Revolução Industrial*. São Paulo: Edino, 2019.

Recebido/Received: 01.10.2020.

Aprovado/Approved: 24.04.2021 .