



Decreto nº 10.320, de 9 de abril de 2020.

Subcomitê 1

Regimes de Contratação e Aprimoramentos Regulatórios

Brasília, março de 2021.

Integrantes do Programa de Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural – BidSIM.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Rafael Bastos da Silva
Jair Rodrigues dos Anjos
Carlos Agenor Onofre Cabral
Diogo Santos Baleeiro
Clayton de Souza Pontes

CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA

Gustavo Henrique Ferreira
Gustavo Cerqueira Ataíde
José Mauro Esteves dos Santos
Rogério Alexandre Regina

MINISTÉRIO DA ECONOMIA

Gustavo Gonçalves Manfrim
Maurício Marins Machado
Romário de Oliveira Batista
Hugo Manoel Marcato Affonso

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Dirceu Cardoso Amorelli Junior
Ronan Magalhães Ávila
Renato Lopes Silveira
Claudio Jorge Martins de Souza

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (CONVIDADO)

Heloisa Borges Esteves
Marcos Frederico Farias de Souza
Marcelo Castello Branco Cavalcanti
Marcelo Ferreira Alfradique
Regina Freitas Fernandes
Adriana Queiroz Ramos
Carlos Augusto Góes Pacheco
Jorge Gonçalves Bezerra Junior
Pericles de Abreu Brumati
Victor Hugo Trocate da Silva

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

CASA CIVIL

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA



Sumário

1. INTRODUÇÃO	4
2. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS REGIMES DE CONCESSÃO E DE PARTILHA DE PRODUÇÃO - REPERCUSSÕES NA ATRATIVIDADE	6
2.1 Aspectos Intrinsecamente Relacionados aos Modelos de Partilha de Produção e de Concessão	6
2.2 O Papel da Gestora nos Contratos de Partilha de Produção no Brasil	9
2.3 Aspectos Extrinsecamente Vinculados aos Modelos de Partilha de Produção e de Concessão	11
2.3.1 Critério de Definição do Vencedor do Leilão	12
2.3.2 Aspectos Fiscais dos Regimes de Contratação	13
2.3.3 Direito de Preferência	15
2.3.4 Destinação de Recursos	17
3. URGÊNCIA EM “DESTRAVAR” A OFERTA DE ÁREAS NO POLÍGONO DO PRÉ-SAL	20
4. PROJETOS DE ALTERAÇÃO LEGAL EM TRAMITAÇÃO	24
4.1 O projeto de Lei nº 3.178/2019	24
4.2 O Projeto de Lei nº 5.007/2020	27
5. INTERAÇÕES DO SUBCOMITÊ 1 COM O MERCADO.....	31
5.1 Metodologia para a análise dos tópicos	32
5.1.1 Impacto versus Complexidade	41
5.1.2 Preenchimento da Tabela	43
5.1.3 Análise de discrepâncias	44
5.1.4 Resultados	46
5.1.5 Considerações Finais	48
6. OPORTUNIDADES DE MELHORIA NO DESENHO DO MERCADO VISANDO À ATRAÇÃO DE INVESTIMENTOS E AO MELHOR APROVEITAMENTO DOS RECURSOS PETROLÍFEROS BRASILEIROS	49
6.1 Redução de royalties em campos maduros e de economicidade marginal	49
6.2 Adequação da relação entre royalties e participação especial	52
6.3 Pagamento parcelado do bônus de assinatura	54
6.4 Calibração do bônus de assinatura nas rodadas de licitação	55
6.5 Definição de “Campo”	59
6.6 Garantias de Abandono e Descomissionamento	61
6.6.1 Modelo de Aporte Progressivo	63
6.6.2 Rol de Modalidades de Garantias e Termo para Assegurar Obrigações de Descomissionamento	64
6.7 Licenciamento ambiental	67
6.7.1 Histórico sobre o Licenciamento Ambiental	67
6.7.2 Instrumentos Normativos e Regulatórios	68
6.7.3 Panorama dos processos de licenciamento ambiental nas atividades de E&P de petróleo e gás natural:	72
6.8 Calendário de rodadas	76
6.9 Estabilidade de regras	78
7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	81

1. INTRODUÇÃO

1. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2030, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a produção de petróleo e gás natural no Brasil poderá atingir, em 2030, aproximadamente 7 milhões de barris de petróleo equivalente por dia, posicionando o País entre os cinco maiores produtores e exportadores de petróleo do mundo. A maior parte desta produção virá do Pré-sal.

2. Tais projeções consideram a continuidade das ofertas/contratação de áreas para exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural. As rodadas de licitações promovidas pela Agência Nacional do petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) são fundamentais para garantir o crescimento sustentável da produção petrolífera no médio e no longo prazo, bem como da indústria de bens e serviços a ela associada.

3. Pelos expressivos números do setor, relevância no produto interno bruto (PIB) e benefícios socioeconômicos advindos dessas atividades, é notório que os procedimentos licitatórios de áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural são estratégicos para o desenvolvimento do País, como mecanismo de atração de investimentos, notadamente privados, de maximização dos recursos da União, de recolhimento de royalties e tributos para a União, estados e municípios e de aumento da competitividade na indústria do petróleo nacional.

4. Neste contexto, e considerando que o Brasil compete globalmente por investimentos em exploração e produção de petróleo e gás natural, foi publicado em 13 de abril de 2020 o Decreto nº 10.320, que instituiu o Programa para Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (BidSIM) e criou o seu Comitê Interministerial Executivo.

5. A finalidade do programa é aumentar a competitividade e a atratividade das áreas a serem ofertadas nas rodadas de licitações para exploração e produção de petróleo e gás natural, cabendo ao Comitê Interministerial Executivo, composto por membros do Ministério de Minas e Energia (MME), Casa Civil da Presidência da República (CC), Ministério da Economia (ME), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a convidada Empresa de Pesquisa Energética (EPE), propor aperfeiçoamentos na governança e na metodologia das rodadas de licitações de exploração e produção de petróleo e gás natural, nos regimes de contratação, nas metodologias de estabelecimento dos seus parâmetros técnicos e econômicos, na definição de áreas estratégicas e nas simulações de modelagem que embasam as decisões do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

6. Destaca-se, ainda, que a instituição do programa teve fulcro em recomendação do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos, mediante a Resolução CPPI nº 103, de 19 de novembro de 2019.

7. Em sua primeira reunião ordinária, realizada em 15 de junho de 2020, o Comitê Interministerial Executivo do BidSIM aprovou a criação de três subcomitês para tratar de temas específicos ligados aos objetivos do programa, a saber:

Subcomitê 1 - Regimes de Contratação e Aprimoramentos Regulatórios;

Subcomitê 2 - Metodologia para a Definição de Parâmetros Técnicos e Econômicos das Licitações de Partilha de Produção; e

Subcomitê 3 - Metodologia para Classificação de Áreas Estratégicas.

8. Recai sobre o MME a competência de representar a União como Poder Concedente, formulador, indutor e supervisor da implementação de políticas públicas que tratem do aproveitamento dos recursos energéticos do País, inclusive os relacionados à exploração dos recursos de petróleo e de gás natural, zelando pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda desses recursos.

9. A análise aprofundada do regime de contratação imposto pela Lei nº 12.351/2010 para a região do Pré-sal é extremamente relevante para subsidiar as discussões entre o Executivo e o Legislativo, visando a tomada de decisão, fundamentada em estudos técnicos sobre qual regime de contratação melhor atende aos objetivos da Política Energética, aumentando a atração de investimentos para o setor e a arrecadação fiscal, maximizando o valor a ser arrecadado pela União, Estados e Municípios.

10. O objetivo inicial do Subcomitê 1 foi avaliar, comparativamente, a partir da curva de aprendizado e da experiência adquirida desde a publicação da Lei nº 12.351/2010, sob os aspectos técnicos e econômicos, os regimes de concessão e de partilha da produção, tendo em vista as áreas remanescentes dentro do polígono do Pré-sal.

11. Posteriormente, na 9ª Reunião do Subcomitê 1, realizada em 04 de agosto de 2020, ampliou-se o escopo deste Subcomitê, incluindo a identificação e a análise preliminar de oportunidades de aprimoramentos legais ou regulatórios em temas que afetem direta ou indiretamente o potencial do Brasil em aumentar a competitividade e atrair investimentos no setor de E&P de petróleo e gás natural.

12. O método de trabalho empregado incluiu o levantamento de informações sobre os regimes de contratação vigentes e a realização de reuniões com agentes e instituições do setor de petróleo e gás natural. Os subsídios produzidos ou coletados foram discutidos no âmbito do Comitê Interministerial Executivo, com vistas à elaboração do relatório final, que contemplará as devidas recomendações de ações visando o atingimento dos objetivos do BidSIM.

2. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS REGIMES DE CONCESSÃO E DE PARTILHA DE PRODUÇÃO - REPERCUSSÕES NA ATRATIVIDADE

13. Os tipos de regime de exploração e produção de petróleo variam muito em razão de como os lucros são divididos e de como os custos são tratados. Em geral, o grau de conhecimento acerca das possíveis reservas, dos seus volumes recuperáveis, dos custos de produção e a curva de preços futuros do petróleo são critérios orientadores da escolha dos Estados produtores acerca da modalidade de contratação a ser utilizada em cada país.

14. As formas mais utilizadas no mundo para contratação de empresas estatais ou privadas são: concessão, partilha de produção, *joint venture* e serviços. A descoberta do *play* Pré-sal da Bacia de Santos, em 2006, fez com que o governo instituisse, em 2010, o regime de partilha. Até então, todas as áreas eram outorgadas mediante concessão. Desde então, o País tem um regime regulatório misto.

15. Atualmente coexistem quatro formas de contratação sob as quais as atividades de E&P no Brasil são conduzidas:

1. o Regime de Concessão (RC), instituído pela Lei nº 9.478/1997 e empregado na contratação de áreas em todo o País, excetuando-se a área do Polígono do Pré-sal e as áreas declaradas estratégicas;
2. o Regime de Partilha de Produção (RPP), instituído pela Lei nº 12.351/2010, e empregado na contratação de atividades no interior do polígono do Pré-sal e em áreas estratégicas;
3. a Cessão Onerosa (CO), instituída pela Lei nº 12.276/2010, aplicável a seis áreas específicas no interior do polígono do Pré-sal (que deram origem a 10 campos); e
4. a Produção de Área não Contratada (PANc), aplicável à produção a partir de área da União, em processo de unitização, sendo disciplinado pela combinação das Leis nº 12.351/2010 e nº 9.478/1997.

16. Destas formas de contratação, duas foram alvo do presente trabalho, em função de serem as únicas atualmente disponíveis para contratação: RC e RPP. Esta seção buscará caracterizá-los para, então, identificar se e como podem ter sua atratividade elevada.

2.1 Aspectos Intrinsecamente Relacionados aos Modelos de Partilha de Produção e de Concessão

17. Ao avaliar a atratividade que cada regime de contratação exerce sobre o investidor é importante que se tenha claro o que os diferencia estruturalmente. Somente esta distinção permite concluir se é necessário substituir um regime por outro, ou se apenas alterações pontuais em seus parâmetros já resultariam no efeito esperado.

18. Do ponto de vista estrutural, a distinção entre os regimes está no papel que a União cumpre em cada um. O Poder Concedente atua de diversas formas nos empreendimentos de E&P: como formulador de política, como regulador, fiscalizador, coletor de tributos, dentre outras atividades. No RPP, diferente do RC, o Estado também assume a função de empreendedor. É isso, essencialmente, que distingue os dois regimes.

19. No Brasil, o RPP é aplicado em áreas do Pré-sal e outras definidas como estratégicas. As empresas vencedoras são aquelas que oferecem à União o maior percentual de petróleo e gás natural produzido (ou seja, o maior excedente em óleo), a partir de um percentual mínimo fixado.

20. O CNPE oferece primeiramente à Petrobras a preferência de ser operadora dos blocos a serem contratados. Quando a Petrobras manifesta interesse em atuar na condição de operadora, ela deve informar em quais áreas deseja exercer esse direito, indicando sua participação no consórcio, que deverá ser igual ou superior a 30%.

21. Os consórcios são compostos pela Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA), representando a União, e pelas empresas vencedoras da licitação. Os custos necessários às operações são descontados do valor total e o excedente em óleo é partilhado entre as empresas e a União, conforme os percentuais definidos no contrato.

22. Já no regime de concessão, a empresa titular do contrato tem a propriedade de todo o óleo e gás que venha a ser descoberto e produzido na área outorgada. Por esse modelo de contrato, a concessionária paga participações governamentais, tais como: bônus de assinatura, ocupação ou retenção de área, *royalties* e, em caso de campos de grande produção, a participação especial.

23. A atuação estatal empreendedora traz diversos impactos sobre o contrato, muitos dos quais podem repercutir negativamente na sua atratividade junto aos investidores. Agir como empreendedor acarreta a necessidade de a União participar da gestão do projeto de E&P e decidir sobre aspectos comerciais, financeiros, operacionais, além de controlar o empreendimento em conjunto com os titulares da outorga. Isso, obviamente, implica a assunção de custos e riscos adicionais por parte dos agentes em relação ao Contrato de Concessão (CC). Alguns desses custos serão descritos a seguir.

24. A forma pela qual o Estado atua na gestão de um projeto de E&P é distinta daquela de um investidor regular. Empreendedores, em geral, contribuem com recursos para implementar suas decisões; a União, no Contrato de Partilha de Produção (CPP), impõe aos demais agentes que a “carreguem”. Veja-se com McPhearson¹ descreve os CPPs:

“Production sharing is a popular form of state participation in oil prospective or producing developing countries. Production sharing is similar to “free” equity participation in that it provides the state with an equity share income after cost recovery by the private investor, without any offsetting financial obligation. In contrast to “free equity, however, production sharing involves the state, represented by its NOC, actively in operations as a commercial party, a regulator and a fiscal agent. As the state’s representative, the NOC participates with private investors in the conduct of operations as it does under full and carried interest equity arrangements. At the same time, however, the NOC oversees those operations from a regulator’s point of view and

1 The taxation of petroleum and minerals: principles, problems and practice/edited by Philip Daniel, Michael Keen and Charles McPherson. Routledge, 270 Madison Avenue, New York, NY 10016. p. 267.

takes responsibility for assessing, collecting and commercializing the production share due to the state and remitting proceeds to the state.”

25. O fato de o sócio privado “carregar” o Estado contribui para reduzir a atratividade dos CPPs. Na prática, significa que os investidores terão de arcar com gastos em proporção superior à parcela da receita que poderão auferir no empreendimento (assumindo que os custos serão recuperados, tema a ser abordado a seguir).

26. Esse ônus exclusivo ao empreendedor no regime de partilha foi determinado pelo § 2º do art. 8º da Lei nº 12.351/2010:

“A empresa pública de que trata o § 1º deste artigo não assumirá os riscos e não responderá pelos custos e investimentos referentes às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.”

27. Ademais disso, a atuação estatal-empresarial impõe ainda outros custos. Um que se reputa elevado é o poder conferido à representante da União na governança dos CPPs em detrimento dos investidores. Além da estrutura em si, o fato dela não ser objeto de negociação com os sócios também contribui para a redução da atratividade dos CPPs brasileiros. A governança é definida a priori em um Anexo da minuta do edital, restando aos agentes que desejem participar do processo licitatório, apenas uma escolha: aderir aos termos do Anexo ou não participar do certame.

28. De acordo com o disposto no art. 4º da Lei nº 12.304/2010, compete à Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), empresa que representa a União nos CPPs, praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos de partilha de produção. A principal finalidade da estatal é a maximização dos resultados econômicos dos CPPs para o Poder Concedente e, para tanto, o modelo de Contrato de Consórcio consolidado confere à gestora amplos poderes na governança do consórcio. A título ilustrativo, menciona-se a previsão, em sua cláusula 5.3 (Anexo X no contrato da 6ª Rodada de Partilha de Produção), de que, embora a Gestora não detenha qualquer participação indivisa nos direitos e obrigações do Consórcio, a ela são assegurados 50% dos votos nas deliberações do Comitê Operacional (COp), além de voto de qualidade e poder de veto, nos termos estipulados no próprio CPP e em seus anexos.

29. O poder conferido à PPSA pode exacerbar a percepção de risco dos investidores, ao se considerar cenários de eventual desalinhamento de interesses entre os agentes e o Estado. Normalmente, os empreendedores aportam capital e gerem seus projetos de E&P em busca do máximo lucro, o que ocasionalmente pode não ser de todo convergente com a defesa dos interesses da União nos contratos.

30. Uma característica particular dos contratos de partilha, e de fato um dos principais motivadores para a adoção deste regime no Brasil, é também um fator que pode ser interpretado como uma desvantagem do modelo: a atuação estatal na comercialização de parcela do excedente em óleo da União.

31. A comercialização desse volume de excedente em óleo da União é, naturalmente, um processo muito mais complexo que a mera arrecadação de participações governamentais e tributos

(fonte da receita governamental nos CCs). Nos CPPs, o Estado deve levar sua produção aos mercados globais de petróleo, negociando preços, prazos e condições em ambiente extremamente especializado e dinâmico². Embora originalmente tenha se imaginado que a União conseguiria comercializar os hidrocarbonetos de sua propriedade em condições vantajosas, na prática, conciliar esse processo com os princípios da Administração Pública representam um grande desafio.

32. Como pôde ser observado, o RPP representa um controle maior da União sobre a produção de suas jazidas. Entretanto, frequentemente implica maiores custos e riscos para o investidor, atraindo-o somente em situações especiais, como em oportunidades com potencial para reservas gigantes e com baixo risco exploratório, ou em parcelas de campos já descobertos, como na Licitação dos Volumes Excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa. Nestes casos, a potencialidade econômica extraordinária compensa o risco e os custos adicionais inerentes ao RPP. Do contrário, a atratividade para o modelo é bastante reduzida ou nula.

33. A comparação entre os resultados dos processos licitatórios da 16ª Rodada de Concessão, realizada em outubro de 2019, e da 6ª Rodada de Partilha de Produção, ocorrida um mês depois, pode ser um indício de exaustão do RPP no Brasil. Com efeito, para áreas contíguas e com características sísmicas similares licitadas nessas Rodadas, um em cada regime, observou-se que, na 16ª Rodada de Concessão, a BP Energy do Brasil Ltda arrematou o bloco S-M-1500 com um bônus de assinatura de R\$ 307,7 milhões, enquanto o seu correlato em termos geológicos, o bloco de Bumerangue, da 6ª de Partilha, não recebeu ofertas. Por fim, um ponto distinto do contrato de partilha “*per se*” é o desenho *sui generis* adotado no Brasil em relação ao papel da gestora nos CPPs. Esse formato enseja críticas por parte do mercado, as quais foram trazidas ao conhecimento do Grupo de Trabalho e são sintetizadas na subseção a seguir.

2.2 O Papel da Gestora nos Contratos de Partilha de Produção no Brasil

34. As reuniões conduzidas pelo Subcomitê 1 indicaram uma clara preocupação das empresas em relação ao risco de desalinhamento de objetivos entre os contratados e o Estado (representado pela PPSA). Isto porque enquanto o interesse das empresas é claro (maximizar o retorno de seu investimento), à PPSA compete, nos termos do artigo 4º da Lei nº 12.304/10, defender os interesses da União nos comitês operacionais. Ocorre que a lei não traz uma definição clara de quais são os interesses da União, restando ao Decreto nº 8.063/2013, que institui o Estatuto Social da PPSA, a tarefa de esclarecer o tema ao determinar que a PPSA tem por finalidade maximizar o resultado econômico dos contratos de partilha de produção e de comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União.

35. Tanto o Estatuto Social da PPSA quando a Lei nº 13.303/2016 trazem contornos e exigências de governança que deixam claros os poderes e limites da União na gestão da empresa, entretanto, segundo os investidores, eventualmente seu objetivo primário – maximização do lucro – pode ficar em segundo plano a depender do que se interprete como os interesses da União.

36. Embora tal risco, atualmente, pareça nulo, se considerarmos que a vigência dos CPPs é de 35 anos, a possibilidade de alteração da definição dos interesses da União é precificada pelos investidores, de modo que uma eventual alteração no regime ou mesmo a adoção de regras de governança distintas nos próprios consórcios de partilha de produção pode ser interpretada como

2 As grandes empresas de petróleo contam com *tradings* próprias, tamanha é a especialização que a atividade requer.

medida favorável ao aumento da atratividade (por alterar a percepção de risco por parte dos agentes).

37. Outra crítica frequente refere-se à atuação da estatal no reconhecimento do “custo-óleo”³. De fato, independentemente do regime contratual, o controle de custos é tema recorrente no âmbito dos consórcios. Há grande preocupação sobre como são dispendidos os recursos dos consorciados e, em função disso, diversos mecanismos de controle e gestão foram concebidos e implementados. Por exemplo, os consorciados podem emitir opiniões no processo de contratação, agregar agentes à *bidding list*, impedir que empresas coligadas façam parte da *bidding list*, criar procedimentos concorrenciais mínimos, dentre outros.

38. Veja-se como Wright e Gallun⁴ se manifestam sobre o assunto:

“Non operators in joint venture operations have the right to audit the accounts and records of the operator within 24 months following the close of a year. Companies involved in joint venture operations normally have full-time joint interest auditors on staff to audit the charges made by operating companies in joint venture operations. Audits are generally not called more than once each calendar year. The audit is normally initiated by nonoperating partner with the arrest interest in the venture. This nonoperator usually provides the lead auditor in conducting the audit. The other nonoperators may furnish auditors or share the expenses of the audit. The nonoperators must give written notice to the operators than an audit is requested after which a date to begin the audit will be confirmed.”

39. Da mesma forma que os investidores, o Estado-empendedor corretamente se preocupa com a lisura, correção e adequação dos custos incorridos. No entanto, os mecanismos à disposição do Estado são mais poderosos que os acessíveis aos investidores regulares, uma vez que o não reconhecimento da despesa incorrida como custo em óleo representa, na prática, a não remuneração daquele gasto.

40. O reconhecimento dos gastos como “custo-óleo” é tema de uma cláusula específica dos contratos de partilha de produção, sendo seu detalhamento regido em anexo próprio aos contratos (Anexo VII no Contrato da 6ª Rodada de Partilha de Produção).

41. Alegam as empresas que, não obstante o detalhamento nos contratos, o reconhecimento de custos, como o custo-óleo, ao fim e ao cabo, depende exclusivamente do juízo da PPSA. Embora o argumento pareça exagerado, uma vez que o CPP traz detalhamento bastante extensivo dos itens

3 Nas contratações em regime de partilha de produção o Estado Brasileiro recebe, além dos tributos e participações governamentais previstos na legislação, uma parte da sua remuneração em óleo. Ou seja, o excedente em óleo é a parcela da produção de petróleo e/ou gás natural a ser repartida entre a União e a empresa, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo e aos royalties devidos. Para se definir o excedente em óleo que cabe à União, torna-se essencial, portanto, a definição do montante da produção que representa o custo em óleo, correspondente à parcela da produção de petróleo e/ou gás natural correspondente aos custos e aos investimentos realizados pela empresa contratada na execução das atividades de exploração, produção e desativação das instalações.

4 *Fundamentals of Oil and Gas Accounting* by Rebecca A. Gallun and Charlotte J. Wright (2008), Hardcover, New Edition), p. 536.

que serão reconhecidos como custo-óleo e o procedimento para tanto, de fato nos casos em que a PPSA deixa de reconhecer um custo como custo-óleo, os investidores passam a remunerar o investimento a partir da sua própria parcela de óleo.

42. Ocorre que o desenho de mecanismos ótimos neste tipo de contrato é um desafio do ponto de vista dos incentivos que os contratos dão às partes. Isto porque, no caso dos contratos de partilha, uma vez que há previsão expressa de remuneração do custo antes da partilha do óleo-lucro, é necessária a existência de incentivos para a otimização da exploração. Entretanto, a partilha de lucros faz com que a empresa não se aproprie de todo o benefício de uma redução de custos porque parte dela é apropriada pelo governo, o que exige a atuação da União por meio da gestora.

43. Muito embora seja pouco provável que um gasto incorrido não seja reconhecido, uma vez que pela própria dinâmica de aprovação dos gastos no COp todo gasto aprovado é reconhecido (dito de outra forma: apenas não seria reconhecido um gasto que não tivesse previamente seguido o procedimento de aprovação previsto no próprio CPP), de fato gastos não reconhecidos como custo em óleo deixam de ser pagos pelo empreendimento recaindo exclusivamente sobre os investidores, o que faz com que a atratividade dos CPPs seja altamente sensível ao processo de reconhecimento do custo-óleo.

44. Tal qual ocorre com a questão da governança, é sabido que nos processos de reconhecimento dos custos como custo-óleo, a PPSA tem se pautado pelo respeito à racionalidade e razoabilidade. Além disso, em função das preocupações sumariamente descritas acima, o próprio CPP traz instrumentos “tranquilizadores” aos investidores como o seguinte excerto: *“Os gastos aprovados pelo Comitê Operacional serão reconhecidos como Custo em Óleo conforme a Seção IV do Anexo VII deste Contrato, ressalvadas as situações expressamente previstas neste Contrato ou aquelas explicitadas pela Gestora no Comitê Operacional”* (item 1.6 da Seção i – Comitê Operacional do Anexo XI – Regras do Consórcio).

45. Não obstante, o mero atraso no reconhecimento, por exemplo, pode causar prejuízo aos investidores, de modo que o risco “custo em óleo” ganha relevo e certamente é precificado pelos investidores.

46. Outro ponto de crítica comum dos investidores em relação aos contratos de partilha de produção pode causar é o fato de que o Estado deve vender seu petróleo, uma operação extremamente complexa e que, até certo ponto, não pode ser realizada desconectada dos demais investidores. O volume de petróleo produzido é de propriedade conjunta tanto dos investidores quando do Estado. O alívio do volume armazenado também é feito de forma conjunta e requer estrito cumprimento dos prazos, sob pena de paralização da produção, o que tem o potencial de impor significativos prejuízos ao empreendimento. Tais operações são regidas por instrumentos jurídicos próprios, que preveem, inclusive, as hipóteses e penalidades pelo atraso de alguma das partes na condução das operações. Entretanto, a atuação estatal novamente pode representar um risco, uma vez que a submissão a princípios e preceitos de gestão de recursos públicos podem afetar a velocidade com que algumas decisões são tomadas.

2.3 Aspectos Extrinsecamente Vinculados aos Modelos de Partilha de Produção e de Concessão

47. Além dos elementos que definem a natureza dos regimes (aspectos intrínsecos, abordados no item 2.1), a inserção destes modelos no arcabouço legal brasileiro foi acompanhada da definição de fatores extrínsecos, mas que também afetam a atratividade das áreas licitadas. Critério de

definição do licitante vencedor, direito de preferência e alíquota de *royalties* são alguns exemplos de aspectos que não estão associados intrinsecamente a nenhum modelo, mas que podem ser decisivos ao gerar ou destruir atratividade. A alteração destes elementos, todavia, não ensejaria a mudança do modelo empregado, apenas ajuste e calibração.

2.3.1 Critério de Definição do Vencedor do Leilão

48. Indica a teoria econômica que as regras dos processos licitatórios por meio dos quais as áreas são oferecidas em cada modalidade contratual impactam a atratividade dos blocos em oferta⁵. Nas licitações mais recentes promovidas pela ANP, o critério adotado na licitação das áreas oferecidas sob CCs é uma composição entre o Programa Exploratório Mínimo (PEM), de forma secundária e o bônus de assinatura, de forma preponderante. Vence quem oferta a maior composição⁶. Já nas áreas oferecidas sob RPP, nos termos do artigo 18 da Lei nº 12.251/2010, vence o licitante que oferta maior percentual de excedente em óleo para a União. O processo licitatório dos CPPs também conta com bônus de assinatura, mas este possui valor fixo e não cumpre nenhum papel na definição do vencedor.

49. O bônus de assinatura (principal critério decisório na definição dos vencedores nas licitações em regime de concessão, mas comum aos dois processos licitatórios) é uma participação governamental com características regressivas. Ou seja, é descorrelacionada da capacidade contributiva da área: o agente paga mesmo que a área não gere lucro nenhum, no caso extremo – e não raro – paga mesmo que não haja descoberta comercial. O risco que ocasiona é evidente e a repercussão na atratividade, direta. Dessa forma, quando o valor do bônus é maior, entende-se que possivelmente a atratividade da área oferecida será menor, seja qual for o regime.

50. Já a alíquota de partilha (parâmetro específico dos CPPs) é um instrumento fiscal progressivo, diretamente vinculada ao lucro que a área gerará (caso gere). Os investidores somente partilham o lucro, é claro, se houver lucro. Ou seja, neste caso não há o risco de desembolso fundado em expectativa que eventualmente se frustra. Além disso, a alíquota de partilha varia diretamente com o preço do petróleo e com a produtividade média dos poços produtores, proxies da capacidade contributiva. Campos com menor capacidade de pagamento pagam menos e vice-versa.

5 *Auctions as Competition Mechanisms and the Brazilian Energy Industries Recent Experience. Heloisa Borges Bastos Esteves Paper Presented at: Energy Markets and Sustainability in a Larger Europe, Florence, Italy - June 10-31, 2007.*

6 A Lei nº 9.478/1997, em seu artigo 41, determina que no julgamento da licitação, além de outros critérios que o edital expressamente estipular, devem ser levados em conta o programa geral de trabalho, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os volumes mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros ofertados, e as participações governamentais (dentre elas os bônus de assinatura). Assim, ao longo das licitações, a ANP já adotou distintos elementos na composição dos critérios de oferta, conforme o objetivo de política energética pretendido em cada momento do tempo. Assim, os critérios de oferta já conferiram maior peso ao programa exploratório mínimo ofertado e, ainda, levaram em consideração o conteúdo local ofertado pelas empresas. A partir da 14ª Rodada de Licitações o conteúdo local deixou de ser critério de oferta nos certames e a Agência passou a adotar uma ponderação entre os elementos da oferta que privilegiam o bônus de assinatura (o bônus de assinatura possui peso de 80% na composição da nota final de cada empresa ofertante, enquanto o programa exploratório mínimo representa 20% da composição da nota).

51. No tocante às cargas fiscais, o formato da licitação dos CPPs é claramente superior ao dos CCs, uma vez que pode atingir maiores valores sem afetar gravemente a atratividade dos contratos, já que conta com instrumentos fiscais progressivos para ajuste. Ou seja, nos CPPs, há maior espaço de manobra do governo para ajuste da carga fiscal efetiva à realidade do contrato.

52. Tanto o formato do leilão como a configuração de algumas das participações governamentais são elementos extrínsecos aos modelos, tendo em vista que é possível ajustá-los sem que se substitua o regime contratual em si. Assim, é possível conceber um elemento progressivo a ser utilizado como parâmetros nos processos licitatórios dos CCs, sem abandonar o regime de concessão e seus benefícios para a atratividade dos investimentos.

2.3.2 Aspectos Fiscais dos Regimes de Contratação

53. Quando se trata da comparação entre a conveniência ou não de cada um dos regimes ora tratados, um debate recorrente gira em torno de qual dos regimes, RC ou RPP, maximiza a arrecadação fiscal.

54. Ocorre que os parâmetros fiscais de ambas as modalidades impedem uma resposta precisa e inequívoca para a questão, sendo importante, para avançarmos no tema, distinguir arrecadação efetiva da expectativa de arrecadação.

55. Os processos licitatórios ocorridos sob o RPP são parametrizados a partir da sua expectativa de arrecadação. A partir da expectativa de volume *in place* infere-se uma curva de produção e, desta, deduzem-se estimativas de investimentos necessários e custos associados. Ainda, são formulados cenários de preço de petróleo, do gás natural e valores dos dispêndios. A partir deste conjunto de informações são concebidos cenários de arrecadação em diferentes alternativas de bônus, alíquota de partilha e carga fiscal alvo. Assim, o processo de concepção dos parâmetros licitatórios dos CPPs mira em uma carga fiscal prospectiva esperada, hipotética e incerta, portanto.

56. A carga fiscal efetiva, na verdade, somente poderá ser identificada após o fim do contrato (cerca de três décadas quando há descobertas comerciais) e dependerá de inúmeros fatores, além dos parâmetros definidos no curso dos processos licitatórios. Compreender como estes parâmetros impactam nas cargas fiscais auxilia na consecução do objetivo de elevar a atratividade dos processos licitatórios, bem como no aumento da própria arrecadação em si. O restante dessa seção será dedicado à avaliação das distinções e coincidências fiscais dos contratos e como repercutem na atratividade.

57. Há duas participações governamentais comuns às duas modalidades contratuais: *royalties* e bônus de assinatura. Os *royalties* correspondem a uma compensação financeira devida pela produção de petróleo e gás natural, por meio de uma alíquota incidente sobre o valor de produção do campo. Na concessão, a alíquota de *royalties* varia de 5% a 10%, sendo 10% o valor mais frequente. Nos CPPs, a alíquota é fixa e igual a 15%.

58. Os *royalties*, tal qual o bônus de assinatura, tem características regressivas, pouco sensíveis que são ao lucro. É evidente o efeito negativo desta participação governamental na atratividade. Neste quesito os CPPs são menos atraentes que os CCs. Entretanto, sendo este um parâmetro extrínseco aos regimes, pode ser alterado (por lei) sem que haja necessidade de substituição de regime.

59. Os bônus já foram tratados na seção anterior. Apenas se sumariza aqui o que já foi dito: são elementos regressivos, uma vez que não são proporcionais à capacidade contributiva de cada área. Os efeitos dessa participação governamental sobre os investimentos não podem ser determinados de forma taxativa, uma vez que podem até mesmo estimular investimentos devido aos custos afundados do privado⁷.

60. Já a alíquota de partilha, conforme dito, é o único parâmetro de disputa das áreas oferecidas sob CPPs. A alíquota vencedora alimenta uma tabela da qual resulta a alíquota que será aplicada sobre o excedente em óleo no processo de partilha de produção entre os investidores e o Estado. A alíquota varia de acordo com o preço do petróleo e a produtividade média dos poços produtores, o que aproxima a partilha de um instrumento plenamente progressivo, já que a base de cálculo se aproxima do lucro do projeto e a alíquota é proporcional à capacidade contributiva (elevação de preço e produtividade geralmente implica elevação do lucro). Sendo a alíquota mínima um parâmetro licitatório, pode ser ajustada a cada área oferecida.

61. Os CCs também contam com um mecanismo de extração de renda petrolífera: a Participação Especial (PE), uma participação governamental a ser aplicada nos casos de grande volume de produção ou grande rentabilidade, prevista pela Lei nº 9.478/1997 e regulamentada pelo Decreto nº 2.705/1998. Ainda que guarde alguma semelhança com a partilha sua natureza é diversa: é uma participação governamental e não a contrapartida pela propriedade da jazida (como é a partilha). Sua base de cálculo, assim como nos CPPs, busca replicar o conceito de lucro, uma das condições para a os instrumentos progressivos. Sua alíquota, no entanto, varia de acordo com o volume de produção trimestral em metros cúbicos de petróleo equivalente, entre 0% e 40% em que, quanto maior a produção, maior é a alíquota, além de outras características que a influenciam como, por exemplo, o local da lavra, a profundidade e o período de produção. Variando de acordo com o estoque de produção, a forma de cálculo da alíquota da PE a afasta de um instrumento plenamente progressivo, já que o estoque de produção é fracamente correlacionado com lucratividade das áreas (diferente do que ocorre com a produtividade média dos poços produtores, fortemente correlacionada com a lucratividade das áreas).

62. Os CCs contam, ainda, com o Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área, valor pago por quilômetro quadrado da área retida ou ocupada. Ainda que em valores relativamente baixos, esta participação governamental é regressiva e afeta negativamente a atratividade dos contratos.

63. Ambas as modalidades contratuais também contam com um instrumento peculiar: imposição de gastos obrigatórios em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I). Conceitualmente não se trata de uma participação governamental, já que são gastos dos titulares.

64. Nos CCs a obrigatoriedade dos gastos de PD&I ocorre apenas para os campos que pagam Participação Especial. Nos CPPs, aplica-se um percentual fixo ao volume bruto da produção.

65. Encerrando os elementos componentes da carga fiscal estão os tributos. A maior parte das atividades de E&P é isenta da maior parte dos tributos indiretos por meio do Repetro, como será abordado abaixo. Ambas as modalidades contratuais se submetem ao pagamento do Imposto de Renda e a Contribuição Social sobre Lucro Líquido (IRCS), um tributo direto aplicado ao lucro da corporação.

⁷ McAfee, R. P., Mialon, H. M., & Mialon, S. H. (2010). *Do sunk costs matter? Economic Inquiry*, 48(2), 323-336.

66. Após tais descrições, ratifica-se que não há modalidade contratual que invariavelmente resulte em maior arrecadação. A identificação dos CPPs já contratados com maior arrecadação sustenta-se na opção governamental de aplicar a estes contratos parâmetros licitatórios, em especial bônus de assinatura, que elevam a arrecadação. Nada obstou (nem obsta) a que se aplicassem valores reduzidos de bônus e alíquotas de partilha, o que causaria a percepção inversa à atual, de que a carga fiscal engendrada pelos CPPs é menor que a dos CCs. Note-se que a redução de bônus e alíquota pode ser tal, inclusive, que supere o diferencial de alíquota de *royalties*, de 5% em desfavor dos CPPs.

67. Assim, os aspectos fiscais podem ser ajustados em ambas as modalidades contratuais para que estas se tornem mais atraentes. Ainda que haja limites fiscais dados por parâmetros mais gerais e de difícil alteração, como os tributos (diretos e indiretos), os parâmetros à disposição do governo podem ser ajustados de forma que ambos os contratos tenham equivalência. Neste ponto, inclusive, o CPP desfruta de certa vantagem em relação aos CCs, já que conta com dois parâmetros fiscais que podem ser ajustados no processo licitatório: o bônus de assinatura (regressivo) e a alíquota de partilha (progressivo), contra apenas um nos CCs, o bônus. A Participação Especial dos CCs, porém é regulamentada por um Decreto Presidencial e pode ser alterada mais facilmente do que os *royalties* e os tributos, insculpidos em lei.

68. Ainda que a carga fiscal não se sujeite a generalizações sobre qual tipo de contrato gera maior arrecadação, há algo que se pode generalizar em relação à arrecadação: processos concorrenciais mais intensos tendem a elevá-la (seja de curto, seja de longo prazo). Ambiente de negócios mais arriscado, como é do RPP, conforme descrito acima, tende a reduzir a competição, ou mesmo frustrar o processo licitatório, promovendo menor arrecadação. Entende-se que investidores, livres da atuação estatal na gestão dos empreendimentos, ficam mais confortáveis para correr os elevados riscos que a atividade de E&P naturalmente impõe.

69. O mercado de petróleo é global e as grandes empresas petrolíferas atuam em todos os continentes e estão continuamente comparando as oportunidades em termos de risco e retorno. Num cenário de transição energética, com mudança da matriz energética mundial, com o risco de políticas de governo que podem acelerar ou retardar a transição, é particularmente importante empreender esforço no sentido de reduzir riscos e trazer maior previsibilidade aos agentes interessados em monetizar as riquezas minerais de cada país.

2.3.3 Direito de Preferência

70. A Lei nº 12.351/2010 traz o seguinte dispositivo:

“Art. 4º O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobras a preferência para ser operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção.

§ 1º A Petrobras deverá manifestar-se sobre o direito de preferência em cada um dos blocos ofertados, no prazo de até 30 (trinta) dias a partir da comunicação pelo CNPE, apresentando suas justificativas.

§ 2º Após a manifestação da Petrobras, o CNPE proporá à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela empresa, indicando sua participação mínima no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento).”

71. Originalmente o dispositivo trazia a previsão da operação obrigatória da Petrobras em todos os contratos de partilha de produção. Ao final de 2016 a Lei da Partilha foi modificada, quando se substituiu a obrigatoriedade de a Petrobras ser operadora em todas as áreas do pré-sal, com participação mínima de 30% no consórcio vencedor, por um direito de preferência da companhia para atuar como operadora no pré-sal. O Decreto regulamentador do dispositivo trouxe, ainda, a possibilidade de a Petrobras desistir de sua opção caso não seja integrante do consórcio vencedor da licitação.

72. Ainda que o objetivo tenha sido aumentar a atratividade (com a retirada da operação única da Petrobras no Pré-sal), o dispositivo vigente ainda assim concede um privilégio à Petrobras (aos acionistas da Petrobras na verdade) sob o evidente custo de reduzir a atratividade das áreas alvo da manifestação de interesse da Petrobras.

73. Isto porque, uma análise simples de Teoria dos Jogos permite concluir que, na maior parte das vezes, será vantajoso para a Petrobras exercer a preferência para os blocos ofertados. Como ela terá sempre a opção de renunciar à preferência após conhecer o resultado do leilão, a melhor estratégia para a empresa será exercer a preferência prévia sempre que for interessante e financeiramente possível arcar com os bônus de assinatura e investimentos exploratórios proporcionais à sua participação. Por outro lado, apesar de não saberem previamente a oferta de cada competidor, as empresas que participam dos leilões entendem perfeitamente a racionalidade por trás da estratégia de seus competidores. Assim, qualquer movimento da Petrobras no sentido de manifestar ou não sua preferência funciona como uma importante sinalização para os demais jogadores, que definirão suas estratégias com base nesse sinal⁸.

74. Além disso, as empresas de petróleo, por sua natureza, têm o interesse na operação de suas áreas e o direito de preferência impede a consecução deste objetivo, colocando-as como investidoras não operadoras das áreas, o que pode não ser atrativo do ponto de vista da gestão do portfólio da maioria das *majors*.

75. Agravando a situação, o exercício do direito de preferência pela Petrobras sem a subsequente submissão de oferta, o que ocorreu na 6ª Rodada de Partilha de Produção para as áreas de Norte de Brava e Sudoeste de Sagitário enseja, no mínimo, um debate sobre a oportunidade de se outorgar tal direito à Petrobras. O suposto benefício que o direito de preferência traz, o de conferir à empresa (parcialmente) estatal a preferência sobre as áreas que julgue melhores, nos casos de Norte de Brava e Sudoeste de Sagitário, não ocorreu, e o movimento da empresa apenas resultou na redução da atratividade das áreas para os demais concorrentes. Com isso, o custo do exercício da preferência ficou claro: as áreas não foram arrematadas.

76. Assim, o direito de preferência *per se* reduz a atratividade das áreas sobre as quais foi exercido, o que o transforma em candidato de, no mínimo, uma profunda revisão, a qual ganha contornos de urgência quando se verifica o ocorrido na 6ª Rodada de Partilha de Produção.

8 Como exemplo, nos casos em que a Petrobras decida por não exercer a preferência, as demais empresas podem inferir que a empresa não tem tanto interesse nessa área – se tivesse, sua melhor estratégia teria sido exercer a preferência. Como resultado dessa sinalização as ofertas por essas áreas tendem a ser menos agressivas.

2.3.4 Destinação de Recursos

77. Em relação à distribuição das receitas governamentais, cabe destacar as diferenças na destinação desses recursos. Enquanto os valores arrecadados a título de *royalties* e participação especial são distribuídos entre Municípios, Estados e União. Os recursos provenientes do excedente em óleo no regime de partilha são destinados exclusivamente para a União.

78. Em relação as regras de distribuição de *royalties* e participação especial, a Lei nº 12.734/2012 modificou as Leis nº 9.478/1997 e nº 12.351/2010, para determinar novas regras de distribuição entre os entes da Federação dos *royalties* e da participação especial devidos em função da exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

79. Entretanto, em decisão monocrática na Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) 4917, ajuizada pelo governador do Rio de Janeiro, a ministra do Supremo Tribunal Federal (STF) Cármen Lúcia suspendeu, em caráter cautelar, dispositivos que preveem novas regras de distribuição dos *royalties* do petróleo contidas na Lei nº 12.734/2012⁹. O julgamento da ADI pelo Plenário da Corte do STF ainda não foi realizado.

80. As **Tabelas 1 a 4** resumem a destinação dos recursos arrecadados a título de *royalties* e participação especial produzidos na plataforma continental com e sem a aplicação das alterações promovida pela Lei nº 12.734/2020.

81. A comparação da **Tabela 1** com a **Tabela 2** permite observar que as alterações promovidas pela Lei nº 12.734/2012 aumentam significativamente a parcela destinada ao Fundo Especial, a ser distribuído para todos os estados e municípios, reduzindo principalmente a parcela destinada aos municípios produtores ou com instalações de embarque e desembarque.

82. Adicionalmente, na **Tabela 2** percebe-se que a Lei nº 12.734/2012 diferenciou a distribuição dos *royalties* do regime de partilha de produção em relação aos regimes de concessão e cessão onerosa, reservando uma parcela maior para a União e Estados e reduzindo a parcela do Fundo Especial.

9 MEDIDA CAUTELAR NA AÇÃO DIRETA DE INCONSTITUCIONALIDADE 4.917 DISTRITO FEDERAL

RELATORA : MIN. CÁRMEN LÚCIA

REQTE.(S) :GOVERNADOR DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

PROC.(A/S)(ES) :PROCURADOR-GERAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

INTDO.(A/S) :PRESIDENTE DA REPÚBLICA

ADV.(A/S) :ADVOGADO-GERAL DA UNIÃO

INTDO.(A/S) :CONGRESSO NACIONAL

ADV.(A/S) :ADVOGADO-GERAL DA UNIÃO

41. *Pelo exposto, na esteira dos precedentes, em face da urgência qualificada comprovada no caso, dos riscos objetivamente demonstrados da eficácia dos dispositivos e dos seus efeitos, de difícil desfazimento, defiro a medida cautelar para suspender os efeitos dos arts. 42-B; 42-C; 48, II; 49, II; 49-A; 49-B; 49-C; § 2º do art. 50; 50-A; 50-B; 50-C; 50-D; e 50-E da Lei Federal n. 9.478/97, com as alterações promovidas pela Lei n. 12.734/2012, ad referendum do Plenário deste Supremo Tribunal, até o julgamento final da presente ação.*

” Disponível em: <http://www.stf.jus.br/arquivo/cms/noticiaNoticiaStf/anexo/adi4917liminar.pdf> .

TABELA 1: Distribuição de *royalties* na plataforma continental considerando liminar do STF suspendendo parte da Lei nº 12.734/2012

ROYALTIES	Parcela até 5%	Parcela acima 5%
União	20,0%	40,0%
Estados	30,0%	22,5%
Municípios ¹	40,0%	30,0%
Fundo Especial ²	10,0%	7,5%

1 - Municípios produtores e com instalações de embarque e desembarque.

2 - Distribuído a todos os estados e municípios

TABELA 2: Distribuição de *royalties* na plataforma continental considerando as alterações promovidas pela Lei nº 12.734/2012

ROYALTIES	Concessão (5 a 10%) / Cessão Onerosa (10%)³	Partilha de Produção (15%)
União	20,0%	22,0%
Estados	20,0%	22,0%
Municípios ¹	7,0%	7,0%
Fundo Especial ²	54,0%	49,0%

1 - Municípios produtores e com instalações de embarque e desembarque.

2 - Distribuído a todos os estados e municípios

3 - Considerando o final da regra de transição definida nos art. 49-A, 49-B e 49-C, 50-A, 50-B, 50-C, 50-D e 50-E.

83. Cabe destacar que a alíquota de *royalty* do regime de Partilha (15%) é maior do que o da Concessão (de 5% a 10%) e de Cessão Onerosa (10%).

84. Já a análise da distribuição das participações especiais, detalhada nas **Tabelas 3 e 4**, apresentadas a seguir, permite observar que a Lei nº 12.734/2012 estabeleceu a destinação de recursos para o Fundo Especial, a ser distribuído para todos os estados e municípios, compensada com a redução das parcelas dos estados e municípios produtores e da União.

TABELA 3: Distribuição de participação especial atual considerando liminar do STF suspendendo parte da Lei nº 12.734/2012

PARTICIPAÇÃO ESPECIAL	Concessão
União	50,0%
Estados	40,0%
Municípios	10,0%

TABELA 4: Distribuição de participação especial considerando as alterações promovidas pela Lei nº 12.734/2012

PARTICIPAÇÃO ESPECIAL	Concessão ²
União	46,0%
Estados	20,0%
Municípios	4,0%
Fundo Especial ¹	30,0%

1 - Distribuído a todos os estados e municípios

2 – Considerando o final da regra de transição definida nos art. 50-A, 50-B, 50-C, 50-D e 50-E.

85. Cumpre ressaltar que independentemente das diferenças apontadas, os modelos de concessão e de partilha podem gerar resultados equivalentes em termos de *government take* e receita para as empresas contratadas, a depender dos parâmetros econômicos adotados.

86. Um dos aspectos mais relevantes a ser considerado na escolha do regime de contratação, em especial no atual momento da indústria do petróleo em que prevalece uma maior aversão ao risco, é o potencial do regime para atrair investimentos. A indústria do petróleo, globalizada como é, impõe a concorrência entre os países produtores na atração do capital das empresas, principalmente as *majors* do setor. Neste cenário, o regime que mais atrai o interesse das empresas, conforme constatado pelas interações do Comitê Interministerial com a indústria (Capítulo 6), e possui o maior potencial para gerar competitividade para o setor no Brasil é o regime de Concessão, por ser mais simples e apresentar menor custo de transação. Esses aspectos serão melhor detalhados adiante.

3. URGÊNCIA EM “DESTRAVAR” A OFERTA DE ÁREAS NO POLÍGONO DO PRÉ-SAL

87. A produção de petróleo do pós-sal da Bacia de Campos, a que possui o maior volume acumulado no Brasil, vêm apresentando acentuada redução, em especial nos últimos seis anos. Nesse período, caiu mais de 50%, resultado do declínio natural dos campos e da menor prioridade que tais ativos vêm recebendo em função da concentração dos investimentos nos campos do Pré-sal, que apresentam plena ascensão da vazão produzida (**Figura 1**).

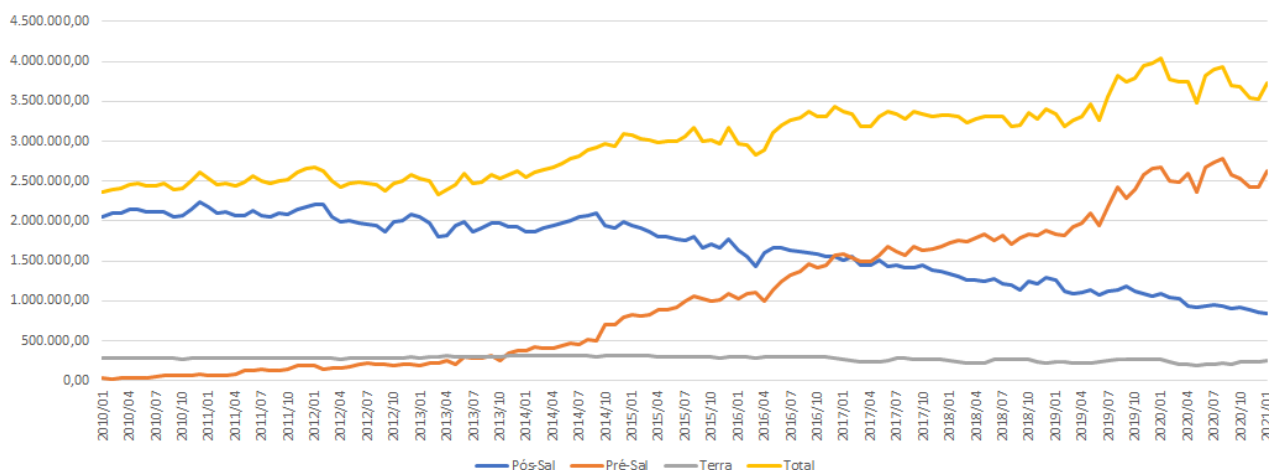


Figura 1: Produção de petróleo no Brasil nos diversos ambientes (fonte: ANP)

88. A **Figura 2** mostra as bacias de Campos e Santos com a delimitação do polígono do Pré-sal, as áreas contratadas em regime de partilha de produção e de concessão, as áreas de futuras rodadas de licitações planejadas até o ano de 2021, bem como as áreas incluídas no sistema de Oferta Permanente da ANP.

89. Perceba-se que existe uma vasta área dentro do polígono do Pré-sal sem qualquer previsão de contratação nas futuras rodadas de partilha de produção. Isto se deve ao fato de a licitação no modelo de partilha demandar a determinação pela União de um Bônus de assinatura fixo e um percentual de excedente em óleo mínimo, que são estimados a partir de simulações sobre um projeto de exploração e produção hipotético para o prospecto (oportunidade exploratória) mapeado. Ou seja, a metodologia adotada necessita da real expectativa da ocorrência de ao menos um projeto de produção robusto e viável para cada área ofertada.

90. O fato é que, após 10 anos da promulgação da Lei nº 12.351/2010, houve avanços significativos com relação ao conhecimento geológico dessa região, em decorrência do levantamento de milhares de quilômetros de linhas sísmicas, perfuração de centenas de poços, realização de testes de formação e da produção efetiva de ao menos 17 campos.

91. A identificação de alvos exploratórios (*leads* ou prospectos) para o *play* Pré-sal é tarefa relativamente simples. Com base nos dados sísmicos disponíveis, mapeia-se o horizonte conhecido como “base do sal”, que corresponde aproximadamente ao topo estratigráfico dos típicos reservatórios microbiais da Formação Barra Velha. No mapa resultante, procura-se por fechamentos estruturais que corresponderão a possíveis oportunidades exploratórias. Outros

elementos do sistema petrolífero, como selo e possibilidade de geração e migração, são identificados e classificados posteriormente.

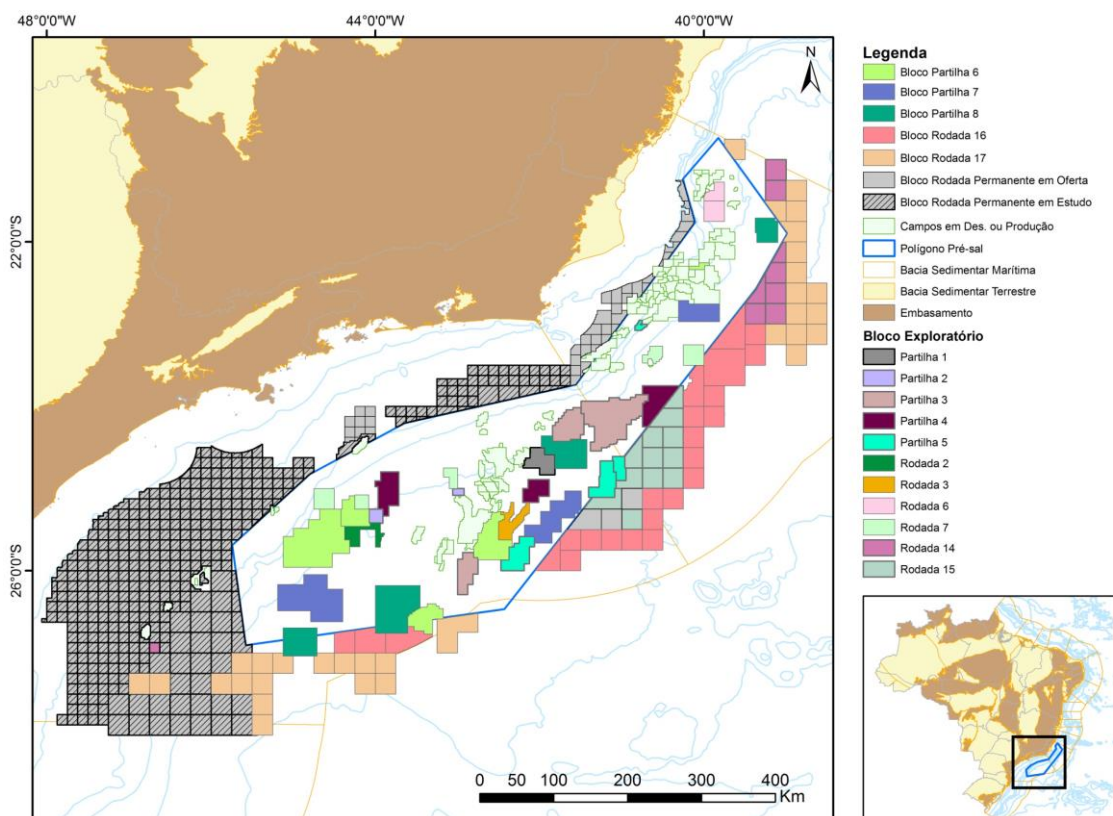


Figura 2: Áreas concedidas e previstas para serem ofertadas nas próximas rodadas de licitações (fonte: ANP)

92. Ocorre que praticamente toda a área do Pré-sal, e boa parte das bacias de Campos e Santos, conta hoje com sísmica 3D de boa qualidade, sendo que os mapas resultantes da interpretação destes dados nos mostram, com excelente grau de confiança, que todas as estruturas de grande porte e com baixo risco geológico na área do Pré-sal já foram contratadas (**Figura 3**). As oportunidades exploratórias que ainda podem ser identificadas no *play* Pré-sal da área não contratada remanescente são de pequeno volume prospectivo e/ou de grande risco exploratório.

93. O próprio formulador da Lei nº 12.351/2010, que estabeleceu o RPP, deixou claro quais foram os critérios utilizados à época para a delimitação da área do Pré-sal, que são os mesmos critérios adotados pela Lei na definição de áreas estratégicas, ou seja: baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos. Segue trecho da carta E.M.I. nº 00038 - MME/MF/MDIC/MP/CCIVIL, de 31 de agosto de 2009, que encaminha o Projeto de Lei nº 5.938/2009, que deu origem à Lei nº 12.351/2010:

“Esse modelo (concessão), em que cabe ao concessionário a totalidade do risco e dos rendimentos obtidos com a exploração, mostra-se incompatível com a natureza da área do PréSal. De fato, os dados geológicos atuais indicam a ocorrência de reservatórios do tipo carbonato microbial abaixo de uma extensa camada de sal que vão do litoral do Espírito Santo até o litoral de Santa Catarina. A área estimada é de 149 mil km², com

aproximadamente 800 km de extensão e, em algumas áreas, 200 km de largura, sob lâmina d'água de 800 a 3000 metros de profundidade e soterramento de 3 a 4 mil metros. Testes indicaram a existência de grandes volumes de óleo leve de alto valor comercial (30 graus API), com grande quantidade de gás natural associado. Trata-se de áreas nas quais são estimados **riscos exploratórios extremamente baixos** e **grandes rentabilidades**, o que determina a necessidade de marco regulatório coerente com a preservação do interesse nacional, mediante maior participação nos resultados e maior controle da riqueza potencial pela União e em benefício da sociedade.”

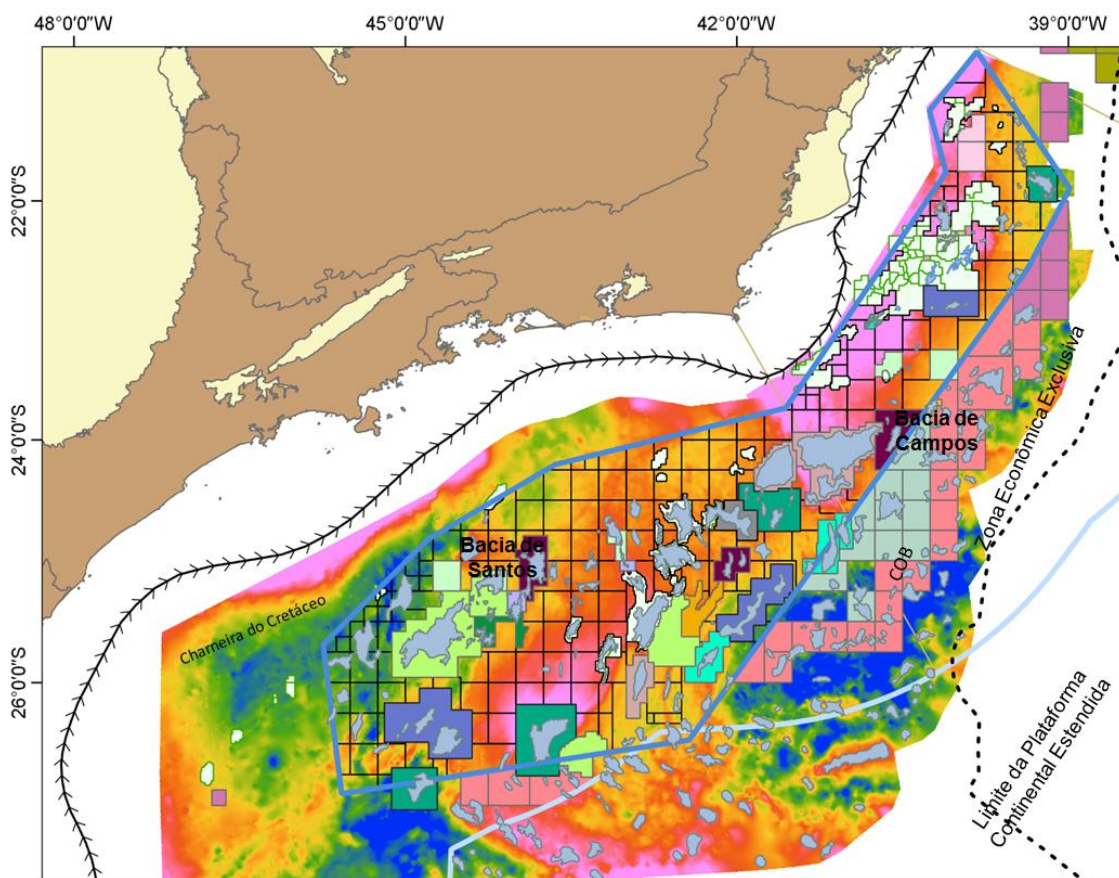


Figura 3: leads mapeados no play Pré-sal e áreas já contratadas ou a serem ofertadas em futuras rodadas de partilha de produção nas bacias de Campos e Santos. Os blocos com contornos em preto e não preenchidos são blocos dentro da área do Pré-sal sem expectativa de oferta futura, devido a não identificação de oportunidades exploratórias significativas. (fonte: ANP).

94. Por sua vez, a definição de “área estratégica” pela Lei nº 12.351/2010 é a seguinte: “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”.

95. Ocorre que, como visto, a grande área delimitada como “área do Pré-sal” pela Lei nº 12.351/2010 não é inteiramente caracterizada pelo baixo risco geológico, muito pelo contrário, existem vastas áreas com pouco potencial para descobertas relevantes na seção Pré-sal. Este fato dificulta a oferta destas áreas de menor prospectividade nas rodadas de licitações da ANP.

96. Por outro lado, nas áreas não contratadas dentro do polígono do Pré-sal, ainda resta um atrativo potencial para exploração dos horizontes do pós-sal, em geral carbonatos albianos e turbiditos do Cretáceo Superior ou cenozoicos, caracterizadas por volumes mais modestos e considerável risco exploratório.

97. Portanto, enquanto a produção da Bacia de Campos apresenta elevado declínio, impactando negativamente na arrecadação de Participações Governamentais, tributos e geração de empregos, o Brasil se encontra em grandes dificuldades para ofertar novos blocos para a exploração do pós-sal dentro da área do Pré-sal das bacias de Campos e Santos, devido às limitações advindas da Lei nº 12.351/2010.

98. Outro aspecto importante com relação à escolha do regime de contratação diz respeito às áreas unitizáveis dentro dos limites legais do Pré-sal. Em quase todos os casos conhecidos, os volumes percentuais da jazida que extrapolam da área contratada (na maioria dos casos em RC) para a área não contratada são muito pequenos, não justificando a contratação da maior parte destas áreas no RPP, pois isto acarretaria custos de transação desproporcionais.

99. Por todas as razões expostas neste capítulo, alterações legais que viabilizem a contratação no regime de concessão dentro do polígono do Pré-sal são urgentes, a fim de se manter a produção do pós-sal brasileiro, que hoje encontra-se em franco declínio.

4. PROJETOS DE ALTERAÇÃO LEGAL EM TRAMITAÇÃO

100. Diante da percepção de esgotamento do modelo de partilha de produção, somado à necessidade de promoção de alterações legais que viabilizem a contratação no regime de concessão dentro do polígono do Pré-sal a fim de se manter a produção do pós-sal brasileiro, foram propostas medidas legislativas que vislumbram flexibilizar ou alterar o regime fiscal utilizado no Pré-sal bem como excluir o direito de preferência da Petrobras, iniciativas que serão tratadas a seguir.

101. Ambas as propostas carecem do devido debate nas duas Casas do Congresso Nacional, mas fica evidente a intenção do legislador em solucionar alguns dos principais problemas que deram origem ao BidSIM: o risco de falta de atratividade dos modelos de licitação adotados pelo Brasil e privilégios que desequilibram a relação entre contratante, a União, e o contratado, empresas petrolíferas nacionais e internacionais.

4.1 O projeto de Lei nº 3.178/2019

102. Em 28 de maio de 2019, o Senador José Serra apresentou ao Senado Federal o Projeto de Lei nº 3.178 de 2019. Na versão original, a proposta trazia a seguinte redação:

"Art. 1º A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passa a vigorar com as seguintes modificações:

"Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em blocos na área do Pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União preferencialmente sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.

Parágrafo único. Aplica-se o regime de concessão, de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nos blocos do Pré-sal e áreas estratégicas cujo potencial geológico não justifique social e economicamente a licitação no regime de partilha de produção." (NR) "Art. 14. A Petrobras poderá participar da licitação prevista no inciso II do art. 8º." (NR)

"Art. 15.

.....

IV – a formação do consórcio previsto no art. 20;

..... " (NR)

"Art. 20. O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º desta Lei na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

.....

§ 2º Os direitos e as obrigações patrimoniais dos contratados serão proporcionais à sua participação no consórcio.

§ 3º O contrato de constituição de consórcio deverá indicar o operador, sem prejuízo da responsabilidade solidária das consorciadas perante o contratante ou terceiros, observado o disposto no § 2º do art. 8º desta Lei." (NR)

“Art. 31.

.....

Parágrafo único. A Petrobras somente poderá ceder a participação nos contratos de partilha de produção que obtiver como vencedora da licitação prevista no inciso II do art. 8º.” (NR)

Art. 2º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 3º Revogam-se os seguintes dispositivos da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010:

I – art. 4º;

II – incisos VIII e IX do art. 9º;

III – alínea c do inciso III do art. 10; e

IV – § 1º do art. 20”

103. Segundo o autor do Projeto de Lei (PL), os comandos acima descritos promovem alterações na legislação para que a riqueza do petróleo realmente beneficie as futuras gerações de brasileiros, tendo os seguintes objetivos:

a) Eliminar o direito de preferência da Petrobras nos leilões de partilha de produção, que distorce o processo competitivo e permite à petroleira destinar menores percentuais de excedente em óleo para a União; e

b) Permitir que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), assessorado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), decida qual é o melhor regime jurídico de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural a ser adotado nos leilões do Pré-sal.

104. Posteriormente, o próprio proponente do PL nº 3.178/2019 apresentou a Emenda nº 2, com a seguinte redação:

“Art. 1º A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passa a vigorar com as seguintes modificações:”

“Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em blocos na área do Pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União preferencialmente sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.

Parágrafo único. Aplica-se o regime de concessão, de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nos blocos do Pré-sal e áreas estratégicas quando a licitação no regime de partilha de produção não se justificar social e economicamente ou for inviável.” (NR)

“Art. 4º

.....

§ 3º A Petrobras é obrigada a apresentar oferta pelo bloco ao qual tem direito de preferência, sob pena de multa no valor do bônus de assinatura do referido bloco.” (NR)

105. Segundo o autor do PL nº 3.178/2019 e da Emenda nº 2, apesar de contrário à distorção provocada na competitividade dos leilões com o direito de preferência à Petrobras no regime de partilha de produção, a hipótese de prolongada discussão legislativa no Congresso, capaz de afetar os próximos leilões de partilha de produção, traria um prejuízo ainda maior que o provocado pelo direito de preferência.

106. Nesse contexto, apresentou a emenda que, em suas palavras, permitirá maior rapidez na formação de um consenso dentro do Parlamento sobre o direito de preferência. Na proposta, a preferência da Petrobras é mantida. Porém, a estatal, uma vez exercido o direito mencionado em um determinado bloco, é obrigada a apresentar oferta por ele. Caso contrário, pagará multa no valor do bônus de assinatura do referido bloco. Em relação a esse quesito, ressalta-se que a exclusão da possibilidade de preferência da Petrobras proporciona condições isonômicas de competição no setor, favorecendo a entrada de novos *players* no segmento *upstream*. Além disso, maiores serão as possibilidades de formação de consórcios e a ampliação das condições de concorrência do certame.

107. De forma geral, o citado PL traz importantes contribuições ao arcabouço legal para a exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando o aumento da competição nos certames de licitação e o aproveitamento racional dos recursos petrolíferos do País, na medida em que permite a oferta de áreas dentro do polígono do Pré-sal e áreas estratégicas no regime de concessão. Ademais, a possibilidade de permitir regime de concessão nas áreas do Pré-sal e estratégicas contorna problemas apontados do modelo de partilha, tais como os custos de transação decorrentes da intervenção do governo nas decisões de investimento e produção da concessionária.

108. Entretanto, em que pese a acertada motivação para a propositura do PL nº 3.178/2019, para que o instrumento legal atinja de fato os seus objetivos, sob alguns aspectos técnicos, caso a tramitação venha a prosperar, identificam-se alguns pontos que podem ser aperfeiçoados. Um deles está relacionado ao Parágrafo Único do art. 3º do PL nº 3.178/2019 que determina:

Na versão original -

“Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em blocos na área do Pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União preferencialmente sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.

Parágrafo único. Aplica-se o regime de concessão, de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nos blocos do Pré-sal e áreas estratégicas **cujo potencial geológico não justifique social e economicamente a licitação no regime de partilha de produção”**.

Na Emenda 2 -

‘Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em blocos na área do Pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União preferencialmente sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.

Parágrafo único. Aplica-se o regime de concessão, de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nos blocos do Pré-sal e áreas estratégicas **quando a licitação no regime de partilha de produção não se justificar social e economicamente ou for inviável.**”

109. Ambas as redações trazem a necessidade de os órgãos governamentais decidirem sobre a aplicação de um regime ou outro com base em um critério tão vago e subjetivo como “potencial geológico” e com base em justificativas de cunho “social” e “econômico”, igualmente de difícil caracterização. Tal previsão, se mantida, pode ensejar futuras contestações quanto a aplicação da lei, inclusive com o risco de que se decida oferecer todas ou quase todas as áreas dos futuros leilões no regime de partilha, mesmo naqueles casos em que a atratividade para o certame nesta modalidade seja notadamente reduzida.

110. Outro ponto passível de aprimoramento é a inclusão de previsão para que o CNPE possa decidir entre os regimes de contratação em condições de igualdade entre eles, com base em informações técnicas e visando o melhor resultado para a União, sob pena de se incorrer em maiores atrasos na exploração e produção de petróleo e gás natural na área do Pré-sal.

4.2 O Projeto de Lei nº 5.007/2020

111. A versão original do Projeto de Lei nº 5.007 de 2020, de autoria do Deputado Federal Paulo Ganime, traz a seguinte redação:

O Congresso Nacional decreta:

Art. 1º A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º

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, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;

..... ” (NR)

“Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas sob o regime de concessão, na forma da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

§ 1º Ficam preservados os contratos realizados sob o regime de partilha, celebrados antes da vigência desta Lei.

§ 2º De comum acordo, contratante e contratado poderão migrar o contrato de partilha para o regime de concessão, nos termos da regulamentação do Poder Executivo.” (NR)

“Art. 14. Fica vedado assegurar privilégio, benefício, preferência ou vantagem concorrencial nas licitações destinadas à exploração e à produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos.” (NR)

“Art. 20.

§ 4º Os consorciados poderão de comum acordo designar outro operador, a qualquer tempo.” (NR)

“Art. 23.

Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º indicará seus integrantes do comitê operacional em número proporcional ao percentual de excedente em óleo da União, limitado à metade dos membros.” (NR)

“Art. 31. É livre a negociação e a cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato de partilha de produção, observadas as seguintes condições:

I - preservação do objeto contratual e de suas condições;

II - atendimento, por parte do cessionário, dos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pelo poder concedente; e

III - exercício do direito de preferência dos demais consorciados, na proporção de suas participações no consórcio.” (NR)

“Art. 45. A comercialização do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da parcela destinada à União será regida pelas normas do direito privado, observados, entre outros, os princípios da isonomia, eficiência e transparência.

§ 1º A comercialização de que trata o caput terá como objetivo obter a maior receita para a União.

§ 2º Mediante licitação, a União, diretamente, ou por meio da empresa pública de que trata o § 1º do art. 8, indiretamente, poderá contratar um ou mais agentes comercializadores para exercer a comercialização do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o caput, ficando vedada a concessão de quaisquer espécies de privilégios, vantagens ou benefícios diferenciados que não possam ser estendidos a todos os compradores.

§ 3º Alternativamente à possibilidade disposta no parágrafo anterior, regulamentação do Poder Executivo poderá estabelecer que a parcela do excedente em óleo destinada à União poderá ser paga em espécie pela empresa ou pelo consórcio de empresas vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção.” (NR)

Art. 2º Revogam-se os seguintes dispositivos:

I - da Lei nº 12.351, de 2010:

a) art. 4º;

b) parágrafo único do art. 6º;

c) parágrafo único do art. 7º;

d) inciso I do art. 8º;

e) incisos II, VIII e IX do art. 9º;

f) alínea “c” do inciso III, do art. 10;

g) art. 12;

h) art. 19;

i) art. 25;

j) art. 38; e

k) Anexo.

II - da Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010:

a) alíneas “c”, “d” e “e” do inciso I do art. 4º; e

b) art. 5º.

Art. 3º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

112. A proposta em tela traz respostas a alguns dos anseios da indústria e contempla questões que podem aumentar a eficiência dos contratos para E&P de petróleo e gás natural, aumentando os benefícios para a União advindos destas medidas, porque:

a) altera o modelo de contratação do regime de partilha para o regime de concessão em áreas a serem licitadas no polígono do Pré-sal, sem afetar os contratos firmados antes da publicação da Lei;

b) permite que as partes contratadas façam a migração de regime, de partilha de produção para concessão, em comum acordo, segundo regulamento a ser publicado;

c) extingue o direito de preferência e quaisquer outros privilégios relacionados às licitações de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

d) permite a livre cessão de direitos e obrigações relativos ao contrato de partilha, se atendidas condições que preservem o objeto e a manutenção de requisitos técnicos, econômicos e jurídicos.

e) trata da comercialização do petróleo destinado à União, buscando maiores receitas para o Ente Federativo por meio de contratação de agentes comercializadores.

f) Permite o pagamento da parcela do excedente em óleo dos contratos de partilha em espécie.

113. Entretanto, cabem ressalvas ao PLS nº 5.007/2020. Como exemplo, pode ser citada a revogação dos dispositivos do inciso I, do art. 4º, e do art. 5º da Lei nº 12.304, de 2010, conforme proposição do PL em análise, que precisa ser objeto de análise para que a proposta não mantenha ou eleve os custos de transação do modelo de partilha.

114. A previsão de possibilidade de alteração dos contratos, ainda que em tese negociada, poderia ter o condão de trazer insegurança jurídica para o marco legal brasileiro, rompendo uma longa tradição de respeito aos contratos que poderia ter impactos negativos inclusive além dos

contratos da indústria de petróleo. Portanto, caso se ampare essa possibilidade, cabe explicitar adicionalmente que a migração de regime deve partir de iniciativa do contratado e sem comprometimento do equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

115. Quanto às alterações previstas sobre a composição do Comitê Operacional, também há necessidade de avaliar se o limite de indicação de representantes pela PPSA também afeta o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos. Isso porque a proposta pode conceder benefício (diminuir participação no comitê) ou impor prejuízo (se aumentar) ao ente regulado, alterando condições previamente estabelecidas em contrato e que foram precificadas quando da realização do leilão do direito de exploração do bloco.

5. INTERAÇÕES DO SUBCOMITÊ 1 COM O MERCADO

116. Entre as finalidades estabelecidas do BidSIM, o programa busca fomentar a competitividade e a atratividade das áreas a serem ofertadas nas rodadas de licitações para exploração e produção de petróleo e gás natural. Cabe ao Comitê Interministerial Executivo, composto por membros do MME, da Casa Civil da Presidência da República, do Ministério da Economia (ME), da ANP e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), propor aperfeiçoamentos na governança e na metodologia das rodadas de licitações de E&P de petróleo e gás natural, nos regimes de contratação, nas metodologias de estabelecimento dos seus parâmetros técnicos e econômicos, na definição de áreas estratégicas e nas simulações de modelagem que embasam a decisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

117. Com vista ao desenvolvimento dos estudos contemplados pelo BidSIM, o Subcomitê 1 convidou as principais empresas de E&P que atuam no Brasil para que estas expusessem a sua visão com relação ao potencial brasileiro em atrair investimentos para setor de E&P de petróleo e gás natural e, mais especificamente, para o Pré-sal sob os regimes de Concessão e Partilha de Produção. Buscou-se contemplar, nas avaliações, não somente os aspectos técnicos e econômicos dos diferentes regimes, como também a identificação e análise preliminar de oportunidades de aprimoramentos legais ou regulatórios em temas que afetem direta ou indiretamente o potencial do Brasil em aumentar a sua competitividade em relação a outros países produtores.

118. Durante o ano de 2020, o Subcomitê 1 organizou e conduziu as reuniões com o objetivo de promover o diálogo com as partes interessadas, com vistas ao aprimoramento do procedimento licitatório, buscando uma maximização do retorno para a União e para a sociedade brasileira. O aprimoramento do processo de contratação, possibilita, em última instância, o melhor atendimento ao interesse público nacional. Foram conduzidas reuniões individualizadas com empresas petrolíferas e grupos de interesse.

119. Além dos representantes das petroleiras, também atenderam às reuniões representantes do MME, ME, PPSA, ANP e EPE. Os encontros, elencados na **Tabela 5**, ocorreram por videoconferência. Todas as informações compiladas foram organizadas e consolidadas para auxiliar a visualização dos pontos críticos do processo.

120. Os entrevistados foram unânimes sobre a diminuição da atratividade com a aplicação do Regime de Partilha em áreas do Pré-sal. Além disso, segundo as empresas, rever o regime aplicável não seria o suficiente para resolver os problemas de atratividade e viabilidade econômica, dado que atualmente existe menor disponibilidade de capital para investimentos, maior volatilidade dos preços do petróleo e as oportunidades remanescentes do Pré-sal possuem alto risco geológico.

121. Com o objetivo de analisar os tópicos abordados pelas empresas, propôs-se avaliar e priorizar as propostas, segundo os critérios de Impacto e Complexidade.

Tabela 5 - Reuniões realizadas no âmbito do Subcomitê 1 (BidSIM)

Data	Empresa
08/07/2020	Instituto Brasileiro de Petróleo Gás e Biocombustíveis (IBP)
09/07/2020	Shell Brasil S.A.
16/07/2020	Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras)
16/07/2020	Equinor Brasil Energia Ltda.
20/07/2020	Chevron Brasil Ltda.
30/07/2020	ExxonMobil Exploração Brasil Ltda.
07/08/2020	BP Energy do Brasil Ltda.
19/08/2020	Petrogal Brasil S.A.
21/08/2020	Repsol Sinopec Brasil S.A.
28/08/2020	Total E&P do Brasil Ltda.

5.1 Metodologia para a análise dos tópicos

122. A etapa inicial da metodologia consistiu no levantamento de todos os tópicos abordados nas entrevistas em uma planilha denominada Tabela Bruta. Esse primeiro passo compreendeu a criação de três colunas: Tema, Tópico e Autoria. O Tópico corresponde à questão levantada por cada empresa e a Autoria faz menção a qual empresa abordou o referido tópico. O Tema corresponde ao assunto geral ao qual o tópico se refere.

123. Os temas levantados nesse primeiro passo foram: Alterações Leis/Contratos, Assimetria de Informação, Atratividade, Calendário de Rodadas, Conjuntura do Mercado, Conteúdo Local, Definição de Campo, Descomissionamento, Direto de preferência Petrobras, Lei do Gás, Licenciamento Ambiental, Licitação do Volume Excedente da Cessão Onerosa, Modalidade de Regime, Participações Governamentais, Redefinição de estratégia (empresas) e Regime Fiscal/Tributário.

124. A Tabela Bruta recebeu as seguintes manifestações das empresas, divididas por tema:

Alterações em Leis e Contratos

1. Em alguns momentos sentiram vulnerabilidades em pontos que tinham como certos, o que acarretou litígios (sobre segurança jurídica);
2. Gostariam de ter a possibilidade de prorrogar ou renovar os contratos, inclusive os de Partilha, para maximizar a exploração de jazidas, dos investimentos e garantir a manutenção de empregos;
3. Existe a necessidade de uma disposição legal para participação de consórcios liderados por Sociedade de Economia Mista. Gostariam de incluir no PL nº 3178/2019 a previsão expressa da definição das contratações de E&P para esse tipo de consórcio;

4. Em respeito aos contratos e para garantir segurança jurídica das partes envolvidas é desejável que qualquer mudança a ser feita seja sempre facultativa ou por incentivos;
5. Os termos dos editais e contratos precisam ser mais simples para a redução de custos na gestão e fiscalização destes;
6. Mudanças legislativas que alterem termos dos contratos não são bem-vistas pelo mercado. É fundamental proteger e respeitar os contratos atualmente existentes. Qualquer alteração deve valer apenas para contratos futuros;
7. Com relação ao PL nº 3178/2019, alguns agentes são favoráveis à aprovação enquanto outros acreditam que, apesar de o objetivo ser trazer maior clareza e mais estabilidade, cria uma discricionariedade que traria mais instabilidade: que é a possibilidade de escolha entre os regimes.

Assimetria de Informação

8. Sobre o direito de preferência da Petrobras, comentaram que na modalidade em vigor atualmente, existe uma certa assimetria pois algumas empresas preferem atuar nas licitações associadas a Petrobras, situação que retira competitividade do leilão. Deve-se aumentar o acesso aos dados da Petrobras, ainda que existam questões estratégicas da empresa, pois se entende que quanto mais informação menos incertezas.

Atratividade

9. Fora mencionado que o modelo brasileiro, atualmente, não apresenta a resiliência verificada no cenário internacional para situações de menor preço de petróleo e de queda na demanda;
10. O ambiente regulatório, institucional e fiscal deve garantir maior diversidade de atores, viabilizar o maior número de projetos (de pequenos a grandes);
11. O Bônus de assinatura deveria ser mais baixo, para viabilizar os leilões;
12. O pagamento parcelado do bônus é importante para promover a atratividade de mais *players* aos certames;
13. A percepção de risco exploratório no Pré-sal aumentou, devendo esse fator ser considerado na estratégia de cobrança dos bônus;
14. Necessidade de alteração nos parâmetros da Partilha para melhorar a atratividade: reduzir significativamente o *royalty* regressivo e bônus;
15. Estabilidade e previsibilidade são valores muito importantes para a indústria. Estabilidade para que as empresas planejem seus investimentos e previsibilidade para que a regra do jogo esteja presente a longo prazo;
16. Os pontos mais críticos são direito de preferência, previsibilidade, nível de bônus de assinatura e alíquota mínima de óleo lucro e condições dos contratos.

Calendário de Rodadas

17. Necessidade de um cronograma de licitações bem definido e espaçado no tempo.
18. Sobre a oferta permanente, a informação com antecedência facilita internamente a organização. O calendário influencia a tomada de decisão.

Conjuntura do Mercado

19. Desafios: alta volatilidade dos mercados, baixo nível de investimentos, redução na demanda mundial por petróleo, riscos geopolíticos, incertezas de mercado relacionadas com a imprevisibilidade da extensão da Covid-19, preço das commodities e alta competição por investimentos.
20. De acordo com as empresas consultadas, o preço do barril de petróleo no patamar atual de US\$ 40/b (entre julho e agosto de 2020) cria sérias limitações. O histórico recente da cotação do Brent indica a necessidade de cortes nos custos;
21. Áreas com *breakeven* elevados não devem ser desenvolvidos nos próximos cinco anos. A atração de investimentos será bem mais difícil;
22. Concorrência com outras oportunidades de exploração no mundo;
23. Processo de transição energética impõe necessidade de adaptação a cenários de preços baixos, em função da redução da demanda mundial por combustíveis.

Conteúdo Local

24. Iniciativas que poderiam prejudicar o ambiente de negócios, como por exemplo, a aprovação do PL nº 7401.

Definição de Campo

25. Definição do conceito de campo com base em critérios geológicos, conforme a prática internacional.

Descomissionamento

26. Regulamentação objetiva nos temas de Segurança Operacional e Descomissionamento.
27. Menor dependência de anuências e autorizações de órgãos do Governo para prosseguimento das atividades.

Direito de preferência Petrobras

28. Recomendação pela extinção desse direito, preservando-se o estatuto constitucional da livre concorrência no setor de gás natural.
29. O direito de preferência da Petrobras também desestimula o interesse das empresas em serem operadoras de áreas.
30. Traz maior incerteza, uma vez que nos casos que a Petrobras exerce o direito de preferência, poderá frustrar todo o planejamento de operação que está ocorrendo antes do *bid* entre os parceiros interessados em operar.

Lei do Gás

31. Considerada fundamental para ter o mercado de gás desenvolvido no Brasil.
32. Necessidade de um arcabouço regulatório para monetizar o gás do Pré-sal, é um fator relevante quando olhamos oportunidades e riscos dentro dos países.

Licenciamento Ambiental

33. A obtenção do licenciamento ambiental muitas vezes é processo moroso e burocrático.
34. Simplificação do licenciamento ambiental traz segurança jurídica.
35. O licenciamento ambiental é de conta e risco do investidor, sem devolução do bônus de assinatura pago, o que gera incertezas para o investidor.

Licitação do Volume Excedente da Cessão Onerosa

36. Elevados investimentos antecipados (ressarcimento à Petrobras) e nas fases iniciais do projeto.
37. Insegurança jurídica quanto ao relacionamento futuro com a Petrobras e eventuais acordos de unitização.
38. Atraso no acesso às receitas do projeto em razão dos ressarcimentos à Petrobras, que poderiam durar até 18 meses.
39. O excesso de complexidade do processo e a assimetria de informações cruciais para a tomada de decisões foi fator de desestímulo à apresentação de ofertas.
40. Valores de bônus e Lucro Óleo muito acima dos patamares internacionais atuais.
41. Incertezas quanto ao tratamento fiscal que seria dado ao ressarcimento à Petrobras.
42. O conhecimento antecipado dos valores que deveriam ser pagos à Petrobras, como ressarcimento dos investimentos já realizados, e do Plano de Desenvolvimento aprovado para a área diminuiria muito as incertezas associadas do processo.

43. Preço base do barril de petróleo usado como referência na 1ª LVECO, em torno de US\$70/b, já estava superior aos valores praticados à época. Entre julho e agosto de 2020 esse preço variou de 30 a 50 dólares por barril.

Modalidade de Regime

44. Regime único de Concessão traria maior simplificação e melhores condições comerciais e econômicas.
45. Custos iniciais elevados (bônus de assinatura e CAPEX) antes de acesso à receita.
46. A participação da PPSA na gestão do contrato, com poder de voto e veto e sem participação nos riscos, acarreta custos gerenciais mais elevados, menor agilidade nas decisões e insegurança entre os agentes.
47. Blocos não arrematados, mesmo em Áreas Estratégicas (como dentro do polígono do Pré-sal) deveriam ser oferecidos na modalidade de Oferta Permanente.
48. Áreas remanescentes no polígono do Pré-sal apresentam riscos exploratórios mais elevados. Há a necessidade de reavaliar esse novo nível de risco em relação aos custos de Bônus de assinatura e *Royalties* nessas áreas.
49. Operadores manifestam preocupações quanto à recuperação completa e oportuna dos custos iniciais envolvidos.
50. Coexistência de diferentes regimes contratuais, principalmente em áreas próximas, onde há a possibilidade de processos de unitização, gera complexidade adicional no gerenciamento dos contratos.

Participações Governamentais

51. Calibragem de bônus e participações governamentais, onde o ideal seria levar esses custos para a fase de produção.
52. Aumento da progressividade da Concessão.
53. Tributar apenas se houver renda líquida no projeto, ou seja, pagar participações apenas se houver resultados positivos. Ideal é que os campos paguem mais participação especial dentro do regime de concessão e menos *royalties* fixos sobre a receita gerada pelos projetos.

Redefinição de Estratégia

54. Desafios: otimização de portfólios e transição energética.
55. Maior prioridade em projetos petrolíferos de maior eficiência e valor.

Regime Fiscal/Tributário

56. Desafios: regime fiscal e tributário complexo, regime de partilha do Brasil possui a carga fiscal elevada e necessidade de eliminar/mitigar risco de câmbio (*forex risk*).
57. A importância da manutenção do Repetro e ainda mais abrangente que permita que uma parcela maior dos investimentos seja recuperada antes que o projeto passe a entregar participações governamentais mais significativas.
58. Dificuldade em justificar financiamentos devido à falta de estabilidade e simplicidade fiscal.

125. A etapa seguinte foi chamada de Itemização e consistiu no agrupamento de tópicos listados na Tabela Bruta em Itens, de forma a trabalhar com menos elementos para a priorização. Além das colunas Tema Geral, Item e Autoria, a planilha foi composta pelos seguintes questionamentos:

- a) Horizonte de Aplicação (Curto, Médio ou Longo Prazo) – avaliação do tempo para desenvolvimento e aplicação do Item;
- b) Deve ser tratado/continuar no GT (ainda sem priorização)? (SIM / NÃO) – opinar se o Item deve continuar a ser tratado dentro do subcomitê 1 do BidSIM;
- c) Deve ser remetido a outro fórum? Se SIM, qual fórum? – opinar se o item deve ser encaminhado para outro fórum e indicar qual;
- d) Nota Impacto *versus* Complexidade - próxima etapa a ser seguida após a consolidação dos Itens.

126. Em 21 de outubro de 2020, o Subcomitê 1 se reuniu para a discussão dos Itens propostos e encaminhamentos. A planilha foi enviada em seguida, para que cada entidade integrante do Subcomitê pudesse opinar sobre os 18 itens¹⁰ propostos conforme a **Tabela 6**.

TABELA 6: Itemização dos tópicos abordados nas interações do Subcomitê 1 com o mercado

Tema Geral	Item
Medidas de Transparência	Acesso à informação: Deve-se aumentar o acesso aos dados da Petrobras. Retomada das Consultas Públicas pela ANP. Calendário das rodadas: Beneficia <i>players</i> - podem se organizar melhor.

10 Os tópicos levantados pelas empresas relativos à Lei do Gás não foram incluídos na Itemização por já estarem sendo tratados em GT específico sobre esse tema.

Atratividade/ Modalidade de Contrato	Complexidade do regime da partilha/Atuação da PPSA: Complexidade com gestão do contrato e fiscalização da PPSA. A PPSA participa da decisão de investimentos sem participar do fluxo de caixa. Participação da PPSA causa atrasos decisórios. No regime de Partilha, a PPSA exerce a gestão do contrato, trazendo maiores custos de transação e complexidade operacional. O processo de aprovação dos gastos e auditoria posterior pela PPSA aumenta o custo de transação. A PPSA tem poder de voto e de veto o que causa instabilidade e não parece razoável, tendo em vista que a Empresa não aporta recursos e nem assume riscos dos projetos.
Atratividade	<p>Crítica ao alto valor no Bônus de assinatura: valor mínimo alto diminui a concorrência e inviabiliza leilões. Pagamento parcelado do bônus é importante para trazer mais players. Excesso de bônus e Lucro Óleo, que foram fixados em patamares que não se observa atualmente no mundo (na LVECO 2019). Percepção de risco exploratório no Pré-Sal aumentou. Necessita ser considerado na estratégia de cobrança dos bônus. Bônus de assinatura deve ser competitivo e não o principal componente licitável.</p> <p>Segurança Jurídica e Estabilidade de Regras: estabilidade fiscal e contratual, previsibilidade e transparência regulatória. Mudanças facultativas ou por incentivos. Mudanças precisam ser mais lentas e estruturadas para não "assustar" os investidores. Mudanças legislativas que alterem termos dos contratos não são bem vistas pelo mercado.</p> <p>Alíquota mínima de óleo lucro - item crítico na condição de oferta. Instrumento fiscal da licitação que meça o valor realizado (<i>Supplemental Petroleum Tax – SPT, Profit Share</i>)</p>
Alterações Legais/ Contratos	<p>Prorrogação de contratos: prorrogar/renovar os contratos para maximizar a exploração de jazidas e de investimentos, manutenção de empregos. Postergação dos contratos de partilha. Contratos precisam ser mais simples.</p> <p>Importância do PL nº 3.178/2019: apoio. Incluir no PL a previsão expressa da definição das contratações de E&P nos consórcios operados por Sociedades de Economia Mista (Petrobras). O PL deixa o processo mais complexo (Shell). Cria uma discricionariedade que traria mais instabilidade: que é a possibilidade de escolha entre os regimes (Total). Direito de preferência da Petrobras: Desestimula as companhias que tem interesse em operar.</p> <p>Disposição legal para participação de consórcios liderados por Sociedade de Economia Mista. Iniciativas, como o PL nº 7401, que caso aprovadas, prejudicariam o ambiente de negócios. Definição de Campo: definição do conceito de campo com base em critérios geológicos. ANP está trabalhando na Ação Regulatória I-13: Plano de Desenvolvimento. Passa pelo assunto definição de campo (mas não será apenas por critérios geológicos).</p>
Descomissionamento	Regulamentação objetiva nos temas de Segurança Operacional e Descomissionamento, menor dependência de anuências e autorizações da ANP para prosseguimento das atividades, aprimoramentos na garantia de abandono (as cias tem necessidade de buscar seguro fiança ou carta de crédito para cumprir a obrigação com a ANP). A ANP está trabalhando na Ação Regulatória I-11: Garantias Financeiras de Descomissionamento.

Licenciamento Ambiental	Licenciamento ambiental - o tempo é longo. Blocos são devolvidos por não conseguir o licenciamento. É de conta e risco do investidor, sem devolução do bônus de assinatura pago (gera incertezas). Simplificação e segurança jurídica. Colocar em oferta apenas as áreas que já contarem com certo grau de certeza na emissão do respectivo licenciamento ambiental
Licitação do Volume Excedente da CO	Itens críticos: Elevados valores em investimentos <i>upfront</i> e os altos desembolsos na fase inicial do projeto, com destaque para o pagamento da compensação à Petrobras pelo direito de coparticipação nas jazidas. O ideal é que o valor de compensação à Petrobras já fosse conhecido. Insegurança jurídica e incertezas em relação ao acordo futuro com a Petrobras. Prazo longo para acesso às receitas. Excesso de complexidade e reduzido nível de acesso às informações sobre as áreas. Risco da unitização. Acordo de coparticipação devem ter termos mais claros dentro do edital de licitação. Dar conhecimento com antecedência ao acordo de Coparticipação. Valor alto o bônus e os parâmetros da licitação foram proibitivos.
Modalidade de Regime	Concessão - regime único. Bônus de assinatura deve ser competitivo e não o principal componente licitável. Na partilha há o risco para o investimento, caso o Governo não consiga vender sua parte, com o comprometimento da produção.
	Oferta Permanente: Caso não se tenha sucesso em determinado BID, colocar a área em Oferta Permanente. Áreas estratégicas deveriam ser incluídas. Incluir áreas do Pré-sal, por exemplo. Informação com antecedência facilita internamente a organização. O calendário influencia a tomada de decisão.
Participações Governamentais	<i>Royalties</i> : redução das alíquotas, trazer os royalties para 1% para os Campos Marginais, pagar royalties apenas se houver resultados positivos, flexibilização em função da rentabilidade dos campos, redução da regressividade do royalty, mudar <i>Royalty</i> para bases dinâmicas (exemplo preço). Hoje a carga fiscal tem peso grande na fase de desenvolvimento. Ideal seria levar esses custos para a fase de produção. A ANP está trabalhando na Ação Regulatória I-12: Campos Marginais. A ação é sobre a definição de campo, mas pode suprir a questão dos royalties também.
	Participação Especial: mudar Participação Especial para bases dinâmicas (exemplo preço), atualização da norma que relaciona com o imposto de renda, implementação de uma depreciação adicional (<i>uplift</i> para efeito fiscal), redução das alíquotas.
Regime Fiscal / Tributário	Simplificação: Regime fiscal deve ser mais simples para ser competitivo. Unitização: Redução da complexidade relacionada à unitização e operação única para blocos que abrangem vários regimes fiscais.
	Tributação excessiva: Brasil é o único país que tributa investimentos. A recuperação de custos é a mais onerosa de todos. Tributa na fase de exploração e descomissionamento. Taxação indireta. Necessidade de eliminar risco de câmbio (<i>forex risk</i>). Regime de partilha do Brasil possui a carga fiscal elevada. A arrecadação se inicia antes da fase de produção.

	<p>REPETRO: manutenção. Repetro ainda mais abrangente que permita que uma parcela maior dos investimentos seja recuperada antes que o projeto passe a entregar participações governamentais mais significativas (importância do valor do dinheiro no tempo). Ideal era que se chegasse a 100% de aproveitamento tributário dos tangíveis (hoje chega a apenas 60%).</p>
--	---

127. As contribuições recebidas do Ministério de Minas e Energia (MME), Ministério da Economia (ME) e pela Subchefia de Análise e Acompanhamento de Políticas Governamentais (SAG - Casa Civil) foram incorporadas àquelas propostas previamente estabelecidas pela EPE.

128. Para a realização dos procedimentos Agrupamento e Consolidação, foram considerados apenas os itens que deveriam ser tratados no GT no Subcomitê 1 do BidSIM – Regime de Contratação e Aprimoramentos Regulatórios. A princípio, foram retirados das listagens os temas gerais: i) Medidas de Transparência; ii) Licenciamento Ambiental e; ii) Licitação do Volume Excedente da Cessão Onerosa (LVECO).

129. O critério para a retirada de determinado item dependia da unanimidade das respostas fornecidas pelos quatro agentes que contribuíram para a revisão da tabela. Caso determinado item apresentasse, ao menos, uma posição em favor de sua permanência para a análise no GT do Subcomitê 1, este seria mantido.

130. A exceção à esta regra foi a exclusão do item i) Medidas de Transparência. Apesar de a Casa Civil ter optado por sua permanência nos assuntos a serem debatidos no GT, decidiu-se por sua exclusão, pois entendeu-se que o assunto em pauta (retomada das Consultas Públicas pela ANP e manutenção de um calendário das rodadas) já está devidamente conduzido/resolvido.

131. O segundo e o terceiro tema obtiveram unanimidade por suas exclusões do escopo do trabalho que vem sendo conduzido no Subcomitê 1 do BidSIM.

132. A respeito do Tema Geral Licenciamento Ambiental, o MME sugeriu remetê-lo para a iniciativa de workshop sobre licenciamento ambiental, que está sendo desenvolvida entre o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e o MME. Eventualmente, segundo a Casa Civil, o assunto também poderia ser encaminhado ao Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), ou a outro fórum pertinente.

133. Em relação ao Tema iii (LVECO), o MME sugeriu encaminhá-lo ao grupo coordenado pela Secretaria Executiva do MME, que atualmente trata da questão do LVECO de Sépia e Atapu. Já o ME, recomendou o encaminhamento ao CNPE.

134. Após a retirada desses três temas do escopo de análise, restaram dezesseis itens a serem analisados e posteriormente ordenados segundo um critério de priorização.

135. Ao realizar a etapa de agrupamento dos itens previamente identificados, dentro de cada “Tema Geral” concernente, optou-se por uma nova subdivisão dos itens. Este procedimento justifica-se pelo fato de que, mesmo estando contidos em um mesmo Tema, apresentam particularidades que demandam uma avaliação/quantificação independente das demais.

136. A Tabela 7 apresenta o resultado da etapa de Consolidação, com os dezesseis Itens/ações que seguirão para a análise de Impacto x Complexidade.

TABELA 7: Consolidação dos Itens que seguem para análise de priorização dentro do Subcomitê 1.

Tema Geral	Código	Item/Ação
Modalidade de Contrato	A	Complexidade do Regime de Partilha / Atuação da PPSA
	B	Acesso à informação
Atratividade	C	Bônus de assinatura
	D	Segurança Jurídica e Estabilidade de Regras
	E	Alíquota Mínima de Lucro Óleo
Alterações Legais / Contratos	F	Prorrogação de Contratos
	G	PL nº 3.178/2019
	H	Participação de Consórcios / Definição de Campo
Descomissionamento	I	Segurança Operacional e Descomissionamento
Modalidade de Regime	J	Concessão / Regime único
	K	Oferta Permanente
Participações Governamentais	L	Flexibilização dos royalties
	M	Participações Especiais
Regime Fiscal / Tributário	N	Simplificação Regime Fiscal
	O	Carga Fiscal Elevada
	P	Manutenção REPETRO

5.1.1 Impacto versus Complexidade

137. A etapa Impacto versus Complexidade consistiu na criação de quesitos para a avaliação de cada Item/Ação quanto à complexidade para a implementação da ação e o potencial de impactar os agentes.

138. O quesito Impacto, como o próprio nome indica, representa a relevância de determinado item/ação para a estratégia de determinada empresa/agente.

139. O segundo quesito definido, Complexidade, busca avaliar a possibilidade de uma determinada medida, com efetivo potencial para elevar a atratividade do certame, ser implementada – preferencialmente em tempo hábil para as próximas rodadas de licitações constantes do atual calendário de licitações do Governo Federal.

Classificação - Complexidade/ Prazo de implementação

140. Para a classificação quanto a Complexidade/ Prazo de implementação da ação, foi atribuído um peso a cada fator (linha), de acordo com uma quantificação pré-determinada (podendo variar entre 1 a 3, a depender de cada caso). Esta lógica, adotada nesta etapa do trabalho, tem por objetivo sinalizar ao MME uma possibilidade de tratamento das informações. É aconselhável, em etapas posteriores do processo, o aperfeiçoamento da proposta aqui indicada, bem como rodadas iterativas de ponderação de critérios pelos diferentes agentes envolvidos no certame licitatório.

141. Quesitos de classificação para Complexidade/ Prazo de Implementação adotados¹¹:

- i. Necessidade de alteração normativa: Ministerial ou Interno GT (1), Regulatória (2), Legal (3);
- ii. Nível de controvérsias ou necessidade de estudos na proposta: baixo (1), médio (2), alto (3);
- iii. Aplicabilidade temporal: curto prazo (1), médio prazo (2) ou longo prazo (3);
- iv. Abrangência no setor de E&P: Restrito a um modelo de contrato (1), impacta outras formas de contrato (2);
- v. Interdependência com outras iniciativas: não (1), sim (2).

142. Para o quesito i (Necessidade de alteração normativa), quanto maior for a necessidade de alterações legais para sua implementação, maior complexidade haverá. Caso a sua aplicação dependa de ações inerentes ao próprio GT, ou à ajustes infralegais, sua complexidade e, por conseguinte, seu prazo para implementação será menor.

143. Para o quesito ii (Nível de controvérsias), quanto maior a necessidade de aprofundamento de estudos e análises dos impactos de uma possível aplicação/implementação do tema, maior será sua complexidade e, possivelmente seu prazo de implementação. É prudente, contudo, avaliar a existência de estudos preliminares, ou em andamento, da temática em questão, uma vez que, ainda que possua uma complexidade elevada, o estágio de tratativas e investigações já existentes sobre o tema poderá reduzir seu prazo de implementação. Esse relativo equilíbrio deve ser levado em consideração nas avaliações de cada tema.

144. Para o quesito iii (Aplicabilidade temporal): quanto maior o prazo necessário para implementação, maior será a nota do item. Entretanto, assim como no item anterior, é necessário avaliar se já existe em vigor algum processo de avaliação do tema (que possa vir a alterar sua percepção de aplicabilidade temporal).

145. No quesito iv (Abrangência para o setor de E&P), busca-se avaliar se a proposta se restringe apenas à uma modalidade de contrato, sem interferência nas demais, ou se trata de proposta que necessitaria de compartilhamento de soluções entre diversos modelos contratuais (Concessão, Partilha, Oferta Permanente, Cessão Onerosa etc.) e de áreas exploratórias (*onshore* ou *offshore*).

146. Por fim, o quesito v (Interdependência com outras iniciativas) relaciona a necessidade/dependência de análise conjunta de outras iniciativas para a concretização do tema em questão.

¹¹ Buscou-se utilizar a metodologia de classificação e os quesitos identificados pela equipe Gás/Elétrica da EPE, em trabalhos prévios. Todavia, ajustes e acréscimos foram realizados para adequar a classificação/quantificação ao tema em questão (critérios de atratividade para as empresas de E&P, de petróleo e gás natural, com interesses em desenvolver suas atividades, existentes ou novas) no Brasil.

Classificação - Potencial de Impactar Agentes

147. Similarmente ao caso de Complexidade/Prazo de Implantação, o mesmo procedimento foi adotado para a classificação quanto ao Potencial de Impactar Agentes; entretanto, o espectro de classificação varia entre 1 (pequeno potencial) e 2 (grande potencial).

148. Quesitos de classificação para o Potencial de Impactar Agentes adotados:

- i. Influência na arrecadação de recursos para a União / sociedade: pequeno (1) ou grande (2);
- ii. Influência na promoção da atratividade de empresas petrolíferas para os certames e para maiores investimentos no País: pequeno (1) ou grande (2);
- iii. Promoção da desburocratização e de um ambiente de negócios mais transparente: pequeno (1) ou grande (2);
- iv. Influência na ampliação da cadeia produtiva do petróleo e gás, e melhorias: pequeno (1) ou grande (2).

149. O quesito i (Influência na arrecadação de recursos para a União/sociedade) busca quantificar o impacto da aplicação de determinado item para a arrecadação final da União (notadamente no curto e no médio prazos) e, em última instância, para a sociedade.

150. O quesito ii (Influência na promoção da atratividade de empresas petrolíferas) tem por intuito avaliar o quanto a implementação de determinada medida poderá contribuir para aumentar a atratividade das empresas para o ambiente de E&P no Brasil, considerando-se não apenas a participação em novos certames licitatórios, como também a manutenção e (eventual) expansão nos projetos já em andamento no País.

151. O quesito iii (Promoção da desburocratização e de um ambiente de negócios mais transparente) busca avaliar o quanto a implementação de determinado item impactaria (concomitantemente para os órgãos governamentais e para as empresas petrolíferas e/ou instituições financeiras) em termos de simplificação e redução da complexidade no tratamento que questões contratuais, contábeis e fiscais no segmento de E&P de petróleo e gás natural.

152. Finalmente, o quesito iv (Promoção do desenvolvimento da cadeia produtiva do petróleo e gás e melhorias) visa obter uma avaliação sobre o impacto da implementação de determinado item sobre a ampliação da cadeia produtiva do petróleo e gás natural, abarcando, inclusive, os impactos sobre a atividade da indústria para-petrolífera (fornecedora de bens e serviços específicos) para o setor de E&P. Do ponto de vista econômico, busca-se avaliar quais seriam as consequências futuras da aplicabilidade de determinado item nas relações contratuais das para-petroleiras com as *majors*/petroleiras.

5.1.2 Preenchimento da Tabela

153. Após a estruturação dos critérios e dos itens/ações a serem avaliados, a tabela foi enviada para que cada integrante do Subcomitê 1 pudesse analisar os itens elencados nas colunas quanto aos quesitos listados em cada linha. Cada um recebeu uma nota (variando de 1 a 3), para cada

quesito de Complexidade e de Impacto, sendo esta avaliação (subjetiva) baseada no conhecimento e percepções de cada avaliador em relação ao tema em questão. Para cada item (coluna), a tabela apresenta a média ponderada tanto para o critério de Complexidade quanto para o de Impacto.

154. Além da avaliação elaborada pela EPE, foram recebidas avaliações da ANP, ME/PPI e MME. A consolidação dos resultados foi realizada através da média das notas atribuídas por cada avaliador para um mesmo item versus quesito. O resultado é apresentado na **Tabela 8** onde a nota de complexidade de um determinado item é representada pela média ponderada das notas de cada quesito sobre complexidade e seu peso correspondente. Da mesma forma é calculada a nota sobre o Potencial de Impactar Agentes.

5.1.3 Análise de discrepâncias

155. É relevante assinalar que as atribuições dos valores de Impacto e de Complexidade, relacionados à percepção de cada empresa/agente, foram realizados por agentes de Governo que responderam à solicitação de preenchimento da planilha (EPE, ANP, ME/PPI e MME) e podem refletir as expectativas destas instituições para os itens avaliados. Dessarte, as avaliações podem ser aprimoradas com a participação de diferentes agentes e refletir, na integralidade, o real intento de todos os participantes.

156. Do mesmo modo, as diferentes notas atribuídas por cada instituição para um mesmo item versus quesito no preenchimento da planilha Impacto versus Complexidade, com a indicação de alguma divergência nos valores podem ser oriundas das percepções subjetivas que cada agente possui a respeito de determinada temática, bem como em razão das perspectivas de visão e missão de determinado órgão (diferentes finalidades institucionais, como planejamento; gestão/coordenação; regulação; etc.).

157. Além da questão intrínseca da subjetividade no enquadramento quantitativo de cada item analisado, é mister considerar o nível de informação e expectativa de cada instituição. Desta forma, embora o método inicialmente proposto para equacionamento das escalas de relevância dos aspectos ressaltados pelos agentes, com vistas a auxiliar a interpretação através de uma abordagem ordenativa, à luz do conjunto de informações qualitativas disponíveis, seja considerado adequado, sugere-se que a ponderação quantitativa das respostas dos participantes sejam posteriormente aprimoradas pelo MME e demais órgãos públicos que coordenam as análises, com o retorno das impressões e sugestões de aperfeiçoamento, fundamentais à continuidade do desenvolvimento do presente estudo.

TABELA 8: Resultado da Tabela Impacto x Complexidade com a média das avaliações recebidas por cada instituição integrante do Subcomitê 1 (ANP, EPE, ME/PPI e MME)

Complexidade/ Prazo de implementação da ação	Peso	Complexidade do Regime de Partilha / Atuação da PPSA	Acesso à informação	Bônus de assinatura	Segurança Jurídica e Estabilidade de Regras	Alíquota Mínima de Lucro Óleo	Prorrogação de Contratos	PL 3.178/2019	Participação de Consórcios / Definição de Campos	Segurança Operacional e Descomissionamento	Concessão / Regime único	Oferta Permanente	Flexibilização dos royalties	Participações Especiais	Simplificação Regime Fiscal	Carga Fiscal Elevada	Manutenção REPETRO
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
Necessidade de alteração normativa: Ministerial ou Interno GT (1), Regulatória (2), Legal (3);	2	3,00	2,00	2,00	2,50	1,50	2,50	3,00	2,75	2,50	2,00	2,75	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Nível de controvérsias ou necessidade de estudos na proposta: baixo (1), médio (2), alto (3)	2	2,25	2,00	2,25	2,00	2,75	1,75	2,75	2,50	2,50	1,25	2,75	2,75	3,00	3,00	2,75	2,75
Aplicabilidade temporal: curto prazo (1), médio prazo (2) ou longo prazo (3);	2	2,25	1,75	1,50	2,00	2,00	1,50	2,00	2,00	2,25	1,75	2,00	1,75	2,25	2,50	2,25	2,00
Abrangência no setor de E&P: Restrito a um modelo de contrato (1), impacta outras formas de contrato (2);	1	1,00	1,25	1,50	1,75	1,50	1,75	1,50	2,00	1,75	1,25	1,75	1,25	2,00	2,00	2,00	1,50
Interdependência com outras iniciativas: não (1), sim (2)	2	1,75	2,00	1,75	1,75	2,00	1,25	2,00	1,75	1,75	2,00	1,75	1,50	2,00	2,00	1,75	2,00
Total	9	2,17	1,86	1,83	2,03	2,00	1,75	2,33	2,22	1,72	2,19	1,69	2,25	2,14	2,50	2,56	2,39
Potencial de Impactar Agentes																	
Influência na arrecadação de recursos para a União / sociedade: pequeno (1) ou grande (2);	2	2,00	1,25	2,00	1,25	2,00	1,25	1,75	1,50	1,75	1,25	2,00	2,00	2,00	2,00	1,75	2,00
Influência na promoção da atratividade de empresas petrolíferas para os certames e para maiores investimentos no País: pequeno (1) ou grande (2);	2	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,50	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Promoção da desburocratização e de um ambiente de negócios mais transparente: pequeno (1) ou grande (2);	2	2,00	1,75	1,00	2,00	1,00	1,25	2,00	2,00	1,75	1,50	1,00	1,00	2,00	1,50	2,00	2,00
Promoção do desenvolvimento da cadeia produtiva do petróleo e gás, e melhorias: pequeno (1) ou grande (2);	1	2,00	1,25	1,75	1,50	1,25	1,50	1,75	1,25	1,75	1,50	1,50	1,50	2,00	1,75	2,00	2,00
Total	7	2,00	1,61	1,68	1,71	1,61	1,50	1,89	1,75	1,54	1,82	1,43	1,64	1,64	2,00	1,82	1,93

5.1.4 Resultados

158. O resultado da metodologia é o Gráfico Impacto versus Complexidade (**Figura 4**) onde cada Item/Ação se posiciona como um ponto com a coordenada X representada pela média ponderada dos quesitos de Complexidade e a coordenada Y correspondendo à média ponderada dos quesitos sobre o Potencial de Impactar Agentes.

159. O item “Complexidade do Regime de Partilha/Atuação da PPSA”, por exemplo, recebeu médias ponderadas de 2,17 para Complexidade e 2,00 para Potencial de Impactar Agentes. Esse item se localiza então no ponto (2,17;2,00) do gráfico.

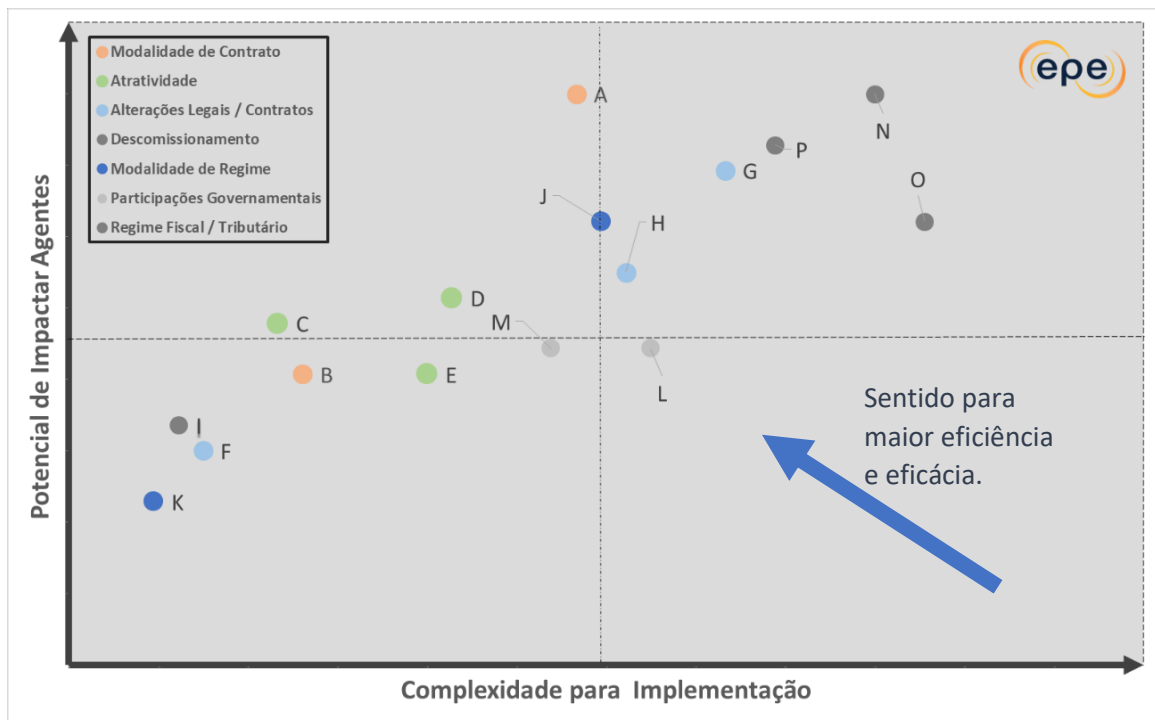


FIGURA 4: Gráfico Impacto x Complexidade

160. Pelo posicionamento obtido das questões levantadas, em função de seu impacto para as estratégias das empresas e para a indústria de E&P nacional, bem como da complexidade relativa para suas implementações, é possível fornecer uma recomendação de priorização das medidas a serem encaminhadas para aprimoramento dos próximos certames licitatórios. Propostas com maior grau de impacto na atratividade das empresas petrolíferas, conjugadas a um menor grau de complexidade (no sentido de maior factibilidade de implementação), são passíveis de serem elencadas como preferenciais para apreciação dos agentes do Governo responsáveis pelo aprimoramento dos certames.

161. Os itens prioritários serão aqueles com maior Potencial de Impactar Agentes e menor complexidade, sendo assim, espera-se que os itens priorizados sejam aqueles localizados no quadrante superior esquerdo.

162. Ao se observar os itens alocados no quadrante superior esquerdo, percebe-se que as questões apontadas pelas empresas que se relacionam com a Atratividade, notadamente “Segurança Jurídica” (item D) e questões associadas ao “Bônus de assinatura” (item C) foram as que apresentaram um impacto significativo associado à uma baixa complexidade para sua implementação. O quesito “Complexidade do Regime de Partilha / Atuação da PPSA” (item A), também se destaca dos demais, em função de seu elevado potencial de impacto.

163. É importante ressaltar que um possível ordenamento de prioridades, baseada na localização dos itens nos seus quadrantes, consiste tão somente em uma proposta de condução das políticas a serem debatidas pelo Governo. De acordo com o seu plano estratégico, outras ações, que se situaram em um estágio intermediário (aquelas que possuem um binômio de alto impacto/alta complexidade ou de baixo impacto/baixa complexidade) poderiam ser privilegiadas, a fim de atenderem a objetivos e cronogramas específicos. Dessarte, assuntos relacionados às questões de modalidades de regime fiscal e tributário podem estar presentes nas pautas de propostas, uma vez que, apesar da complexidade em sua implementação (por vezes atreladas a alterações legais), seus impactos mais que compensariam a temporalidade de suas materializações.

164. Na análise elaborada, destacaram-se os pontos associados à “simplificação do Regime Fiscal” (item N), à “manutenção do REPETRO” (item P) e à “elevada carga fiscal em vigor” (item O), apresentando, esta, expressivo peso na fase de desenvolvimento dos projetos. É necessário ressaltar a relevância da questão associada à adoção de um regime único de licitação - modalidade Concessão (item J). A percepção obtida a partir das contribuições das empresas atuantes no segmento de E&P de óleo e gás é a de que a exploração das áreas sob o regime de concessão poderia melhorar a atratividade da licitação, ainda que entenda a dificuldade para obter a flexibilização em relação à obrigatoriedade de exploração pelo regime de partilha (conforme previsto em Lei).

165. De modo análogo, pode ser interessante uma estratégia de promover aprimoramentos nas questões que sejam mais factíveis de serem implementadas, ou aprimoradas, em um curto período (geralmente associadas a propostas infralegais). Visualizando-se a Figura 4, os quesitos “Segurança Operacional e Descomissionamento” (item I); “Prorrogação de Contratos” (item F), e Oferta Permanente (item K), a despeito de seus relativamente reduzidos impactos, possuem baixa complexidade para suas implementações/aprimoramentos.

166. Confirma-se que, de modo geral, itens com maior potencial de impactar agentes foram também classificados como mais complexos. Um critério que pode ser usado na priorização de um determinado item é a não necessidade de dispositivo legal (dado que o processo legislativo não acompanha, necessariamente, a dinâmica do setor de petróleo e gás natural). Ainda assim, um item com grande potencial de impactar agentes e que precise de um projeto de lei pode já ter obtido um considerável avanço e ser

classificado como prioritário. Caberá ao Governo gerenciar da melhor forma possível seus custos de oportunidade diante de escolhas entre o risco versus retorno e o prazo versus custo.

167. Na atual conjuntura, com orçamentos menores, as companhias globais serão cautelosas e seletivas quanto a seus investimentos. Clareza, previsibilidade, economicidade e segurança jurídica são pontos críticos para garantir o ambiente competitivo necessário ao sucesso dos próximos certames licitatórios.

5.1.5 Considerações Finais

168. Os procedimentos licitatórios de petróleo e gás natural são estratégicos, visam à atração de investimentos, à maximização dos ganhos da União e o aumento da competitividade na indústria do petróleo nacional. Entretanto, é pertinente avaliar a conjuntura atual da indústria petrolífera no mundo, notadamente em função do novo patamar de preços de petróleo e de sua demanda, influenciados pela pandemia da Covid-19 e por discussões relacionadas ao ritmo da transição energética e políticas de descarbonização.

169. O método proposto de priorização na abordagem dos temas debatidos no âmbito do Subcomitê 1 do BidSIM, compilados por intermédio das reuniões, possibilitaram identificar os pontos que ensejam maior análise e tratamento (tanto no arcabouço legal e regulatório, como no fiscal e socioeconômico) pela equipe técnica do Governo. A priorização na condução desses itens poderá auxiliar no aprimoramento do ambiente regulatório, institucional e fiscal, promovendo maior atratividade de investimentos (inclusive em áreas de menor rentabilidade) e maior diversidade de atores, viabilizando o maior número possível de projetos de E&P e mantendo as operações correntes no País.

6. OPORTUNIDADES DE MELHORIA NO DESENHO DO MERCADO VISANDO À ATRAÇÃO DE INVESTIMENTOS E AO MELHOR APROVEITAMENTO DOS RECURSOS PETROLÍFEROS BRASILEIROS

170. Conforme mencionado, das reuniões com as empresas e instituições do setor petrolífero, surgiram importantes contribuições e sugestões de itens que precisariam ser tratados no arcabouço legal e regulatório da indústria do petróleo no Brasil, caso o País pretenda manter-se competitivo no cenário internacional em face dos novos paradigmas do mercado.

171. Este capítulo se propõe a expor os principais temas que merecem a atenção governamental ou que representam oportunidades de melhoria no desenho do mercado, para fins de maximização dos resultados das rodadas de licitações nos regimes de concessão e de partilha da produção, além de serem apresentadas sugestões de encaminhamento para cada tema, sempre que possível.

6.1 Redução de royalties em campos maduros e de economicidade marginal

172. Em 24/09/2018 foi publicada a Resolução ANP nº 749, aplicável a todos os contratos de concessão, que regulamentou o procedimento para conceder, a pedido da empresa operadora, e desde que comprovado o benefício econômico para os entes federados, redução de *royalties* para até 5% sobre a produção incremental de campos maduros. O novo regulamento atende à Resolução do CNPE nº 17/2017, artigo 3º, inciso XII.

173. O principal objetivo da Resolução ANP nº 749/2018 é fomentar atividades em campos maduros, alavancando investimentos no curto prazo. Ela estabelece que, sobre a produção que estiver dentro da curva de referência do campo, irá incidir a alíquota de *royalty* atual de cada contrato. Na produção incremental (que ultrapassar o previsto nessa curva), a alíquota poderá ser reduzida para até 5%, dependendo do volume adicional que for efetivamente produzido.

174. A medida beneficia os campos maduros, ou seja, aqueles em produção há pelo menos 25 anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% do volume das reservas provadas (1P), que tenham sua produção incrementada a partir da realização de novos investimentos.

175. Com base nos dados do Boletim Anual de Reservas (BAR) de 2019, aproximadamente 260 campos se classificam como maduros, nos termos da Resolução ANP nº 749/2018 sendo, portanto, elegíveis ao incentivo.

176. Até o mês de outubro de 2020, foram aprovadas pela Diretoria Colegiada da ANP dez Planos de Desenvolvimento com investimentos que justificaram a concessão do

incentivo de redução de *royalties* sobre a produção incremental com base na referida regulamentação. Adicionalmente, estão em análise planos de desenvolvimento que incluem 48 outros campos, para as quais o operador solicitou o benefício.

177. No âmbito da consulta pública da qual resultou a Resolução nº 749/2018 foi apontado que outros campos, não somente os que são classificados como maduros, poderiam necessitar de incentivos para sua produção. São as chamadas acumulações de hidrocarbonetos com economicidade marginal, as quais tem a sua produção inviabilizada por razões econômicas devido a fatores como pequeno porte, características do óleo, desafios logísticos, técnicos ou operacionais.

178. Sob o ponto de vista da indústria, na prática, existem vários campos (terrestres e marítimos), detentores de declarações de comercialidade e que não são desenvolvidos por questões técnicas e econômicas, colocando em dúvida a tomada de decisão para a continuidade dos investimentos.

179. Durante as discussões desenvolvidas na Tomada Pública de Contribuições (TPC) ANP nº 8/2018 foram colhidas sugestões para a definição de critérios para enquadramento de áreas ou campos como marginais.

180. Os agentes que participaram da TPC 08/2018 entendem que se faz necessário o desenvolvimento de políticas e o aprimoramento das normas para incentivar a atração de investimentos para o desenvolvimento e a produção de acumulações ou campos marginais, inclusive aquelas que apresentem desafios logísticos, técnicos ou operacionais para o desenvolvimento da produção, promovendo o aumento das reservas, da produção e do fator de recuperação.

181. No Workshop realizado em 24/04/2019, em parceria com o IBP, tendo como objetivos apresentar os entendimentos sobre o tema da referida TPC e alinhar as expectativas entre a indústria e a ANP, os participantes concordaram em desenvolver os temas em três grupos de trabalho:

GT1: Critérios para definição e enquadramento de um campo como marginal;

GT2: Métodos para o gerenciamento das garantias para fins de desativação e abandono, principalmente no que tange ao fundo de provisionamento; e

GT3: Políticas e diretrizes por meio de Resolução CNPE visando a estabelecer incentivos para o desenvolvimento de campos enquadrados como marginais.

182. O GT1 concluiu em fevereiro de 2020 seu relatório, após a realização de estudo sobre a regulamentação de outros países produtores a fim de entender como são tratados campos com baixo retorno econômico e os conceitos adotados quanto a marginalidade dos campos.

183. As contribuições advindas da TPC 08/2018 e os estudos do GT1 permitiram, portanto, o avanço na elaboração da minuta de resolução que regulamentará o enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural com economicidade marginal, para fins da Política Energética Nacional.

184. Na agenda regulatória 2020-2021 da ANP, a referida minuta de resolução possui previsão de publicação no primeiro trimestre de 2021.

185. Na minuta de resolução de enquadramento, estuda-se uma metodologia que permita a classificação de um campo como marginal de forma automática e outra que permita a classificação levando-se em consideração a avaliação econômica do projeto de exploração.

186. Essa abordagem permite concluir que, como observado no benchmark internacional, já existem limites pré-estabelecidos de vazão de produção dos campos e de vazão média de seus poços dependendo do seu ambiente (terra, águas rasas ou profundas), para os quais eles sejam enquadrados como de economicidade marginal, reduzindo a complexidade da classificação e dispensando análises adicionais.

187. Haverá ainda a possibilidade de um enquadramento caso a caso, para o qual a minuta estabelecerá os requisitos e dados a serem apresentados para a avaliação da ANP como premissas e dados básicos empregados na análise do plano de desenvolvimento apresentado pelo operador, as metodologias de avaliação dos parâmetros como preços de petróleo e gás natural, a vida útil do projeto, a análise de risco cambial, o fluxo de caixa em meio digital, que considere os gastos utilizados na elaboração do Plano de Desenvolvimento e operação.

188. A resolução de enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade marginal está alinhada com a Resolução CNPE nº 04, de 04/06/2020, por meio da qual recomenda-se à ANP que dê prosseguimento aos estudos e ações visando à definição e à implementação de eventuais incentivos à exploração, desenvolvimento e produção por empresas de pequeno ou médio porte; e de acumulações de hidrocarbonetos ou campos com economicidade marginal, iniciados com a Tomada Pública de Contribuições ANP nº 8/2018.

189. Importante salientar que em continuidade à definição do que são campos de economicidade marginais, sejam estudados quais incentivos são necessários e com possibilidade de incorporação na política energética nacional para que seja incentivado o aumento da produção e recuperação das reservas brasileiras.

190. Cabe ainda observar que se encontra em análise o relatório final do GT03, cujos principais incentivos vislumbrados, com base nas contribuições advindas da TPC e no relatório do GT, referem-se aos seguintes temas:

- (i) reduções nas participações governamentais;
- (ii) fim da exigência de investimentos adicionais para prorrogação contratual da fase de produção;
- (iii) simplificações diversas nos sistemas e procedimentos de medição da produção;
- (iv) estabelecimento de TAC como instrumento da ANP em substituição à aplicação de multas;
- (v) simplificação ou dispensa do envio de alguns documentos no caso de campos marginais.

191. Para implementação de redução nas participações governamentais o CNPE poderia editar resolução explicitando essa diretriz, como ocorreu nas Resoluções CNPE nº 17/2017 e nº 04/2020, dado que há impacto imediato na arrecadação de entes federados, ainda que para possibilitar a extensão da produção e a elevação de investimentos ou despesas operacionais no campo, com conseqüente aumento da arrecadação futura. Da mesma forma, seria necessária uma revisão da Resolução CNPE nº 02/2016, caso se decida dispensar os campos marginais da exigência de investimentos adicionais como condição para prorrogação contratual da fase de produção.

192. Também alinhada com a Resolução CNPE nº 04/2020, encontra-se em elaboração pela ANP a Resolução visando disciplinar as condições de redução alíquota de royalties para empresas de pequeno e médio porte, definidas segundo a Resolução ANP nº 32/2014.

6.2 Adequação da relação entre royalties e participação especial

193. Os *royalties* e a participação especial são duas espécies de receitas governamentais integrantes dos contratos de concessão, assim definidos na Lei nº 9.478, de 1997:

“Art. 47. Os **royalties** serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a **dez por cento da produção de petróleo ou gás natural**.

§ 1º Tendo em conta **os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes**, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente,

a **redução** do valor dos *royalties* estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, **no mínimo, cinco por cento da produção**.

§ 2º Os critérios para o cálculo do valor dos *royalties* serão estabelecidos por decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

(...)

Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, **nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade**, haverá o pagamento de uma **participação especial**, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República.

§ 1º A participação especial será aplicada sobre a **receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos** na exploração, os **custos operacionais**, a **depreciação** e os **tributos** previstos na legislação em vigor.

(...)”

194. Da leitura dos dispositivos transcritos acima, depreende-se que tanto os *royalties* quanto a participação especial são tipos de participações governamentais que incidem sobre a receita decorrente da produção de hidrocarbonetos, entretanto com forma de incidência diferente entre elas.

195. Enquanto o caput do art. 47 define que o *royalty* equivale a dez por cento de toda e qualquer produção de petróleo ou gás natural, podendo ser reduzido a cinco por cento nos termos do parágrafo primeiro, o art. 50 estabelece que a participação especial incidirá i) apenas nos casos de grande volume de produção ou de elevada rentabilidade, e ii) será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos, os custos operacionais, a depreciação e os tributos. Assim, verifica-se que tais participações governamentais diferem i) na hipótese de incidência – toda e qualquer produção, no caso dos *royalties*, e apenas nos casos de grande volume ou rentabilidade, para a participação especial – e ii) na base de cálculo – produção bruta, no caso dos *royalties*, e “receita líquida”, no caso da participação especial.

196. A diferença na base de cálculo das participações governamentais pode se mostrar crucial para a viabilização de determinados projetos, como aqueles de recuperação avançada de petróleo e/ou economicidade marginal. Nesses casos, apesar de os empreendimentos poderem gerar receitas não desprezíveis, a renda econômica ou a lucratividade da atividade podem estar bastante comprimidas em função de altos custos operacionais, por exemplo. Nesta hipótese, a incidência de uma participação governamental sobre a receita bruta, como os *royalties*, pode inviabilizar

economicamente o seu desenvolvimento, enquanto a aplicação de uma participação governamental apenas sobre a receita líquida, que permita a recuperação dos custos da atividade, asseguraria a implementação do projeto, aumentando sua atratividade para o operador e maximizando a arrecadação estatal.

197. O Decreto nº 2.705/1998, que *“define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais, estabelece as faixas de produção e as alíquotas de participação especial devida pelas concessionárias”*.

198. Feitas estas considerações, uma alternativa para aumentar a atratividade dos projetos e melhorar o aproveitamento dos recursos petrolíferos nacionais seria a expansão das hipóteses de incidência da participação especial, promovendo-se concomitantemente a redução das alíquotas de *royalties*. Tal arranjo preservaria a carga fiscal da atividade ao tempo em que poderia estimular o desenvolvimento de novos empreendimentos, hoje considerados inviáveis ou pouco atrativos.

199. A depender da amplitude das alterações desejadas, para efetivar tal alternativa, seriam necessárias alterações no art. 47 e no art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, mencionados acima, ou no Decreto nº 2.705/1998.

6.3 Pagamento parcelado do bônus de assinatura

200. O bônus de assinatura constitui-se de receita governamental, devida pelas empresas que assinarão o contrato para exploração e produção de petróleo e gás natural, seja no regime de concessão ou no regime de partilha de produção, devendo ser pago no ato da assinatura, conforme art. 46 da Lei nº 9.478/1997 e art. 42 da Lei nº 12.351/2010, abaixo transcritos.

Art. 46 da Lei nº 9.478/1997: *“O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.”*

Art. 42 Lei nº 12.351/2010: *“O regime de partilha de produção terá as seguintes receitas governamentais:*

(...)

II - bônus de assinatura.

(...)

§ 2º O bônus de assinatura não integra o custo em óleo e corresponde a 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.”

201. No regime de concessão o bônus de assinatura é fixado em seu patamar mínimo para cada área ofertada, sendo este um dos parâmetros de licitação junto com o Programa Exploratório Mínimo. Já no regime de partilha de produção, o bônus de assinatura é fixo e a concorrência se dá apenas com relação ao percentual de excedente em óleo para a União.

202. Por ser paga à União antes mesmo do início do termo contratual, sem qualquer hipótese de recuperação como custo em óleo nos contratos de partilha ou para fins de apuração da participação especial nos contratos de concessão, o bônus de assinatura representa um desembolso à título perdido para o investidor. Quando o valor do bônus de assinatura é estabelecido em patamares muito altos, há grande potencial de afastar possíveis interessados seja porque não dispõem do montante em caixa, seja porque consideram o risco do negócio muito elevado.

203. Uma possível forma de mitigar o efeito negativo dos bônus de assinatura elevados sobre a concorrência seria com a permissão de parcelamento deste bônus. O parcelamento teria o condão de possibilitar que as empresas fizessem um planejamento financeiro mais aderente às suas condições e capacidade de investimento, havendo o potencial de aumentar a competição nos certames de licitação.

204. Naturalmente, para que o parcelamento seja possível, seria necessário alterar os citados art. 46 da Lei nº 9.478/1997 e art. 42 da Lei nº 12.351/2010, adicionando tal previsão e eventuais mecanismos de atualização monetária.

6.4 Calibração do bônus de assinatura nas rodadas de licitação

205. Os artigos 9º, 10º e 11º, da Lei nº 12.351, de 2010, estabelecem as competências do CNPE, MME e ANP relativas à contratação de blocos exploratórios no regime de partilha de produção. Considerando o objetivo desse tópico, cabe destaque para o inciso IV do art. 9º, que estabelece como competência ao CNPE propor ao Presidente da República os parâmetros técnicos e econômicos dos blocos a serem contratados no regime de partilha de produção, o que nos leva a discutir as condições de contorno para a calibração dos valores de bônus de assinatura e percentual mínimo do excedente em óleo para os blocos que sejam colocados em oferta.

206. O fluxograma da **Figura 5** mostra as principais ações dos órgãos envolvidos, quais sejam a ANP, o MME e o CNPE, na preparação de uma rodada de licitação, considerando as atribuições legais dessas instituições.

207. O processo de definição dos parâmetros técnicos da licitação de blocos no regime de partilha tem início na avaliação geológica dos blocos, que é realizada pela ANP. Para cada uma das áreas são avaliadas as potencialidades de descoberta e fiscal, permitindo que sejam realizadas modelagens econômicas considerando a alíquota

mínima de partilha e o bônus de assinatura, para cargas fiscais que podem variar entre 60% e 90%.

208. A partir do estudo da ANP acerca da viabilidade técnica dos projetos passíveis de serem desenvolvidos em cada uma das áreas consideradas para oferta, são utilizados modelos alternativos para os parâmetros técnicos e econômicos a serem indicados para a decisão do CNPE, quais sejam o Bônus de assinatura e a Alíquota Mínima do Excedente em Óleo para a União.

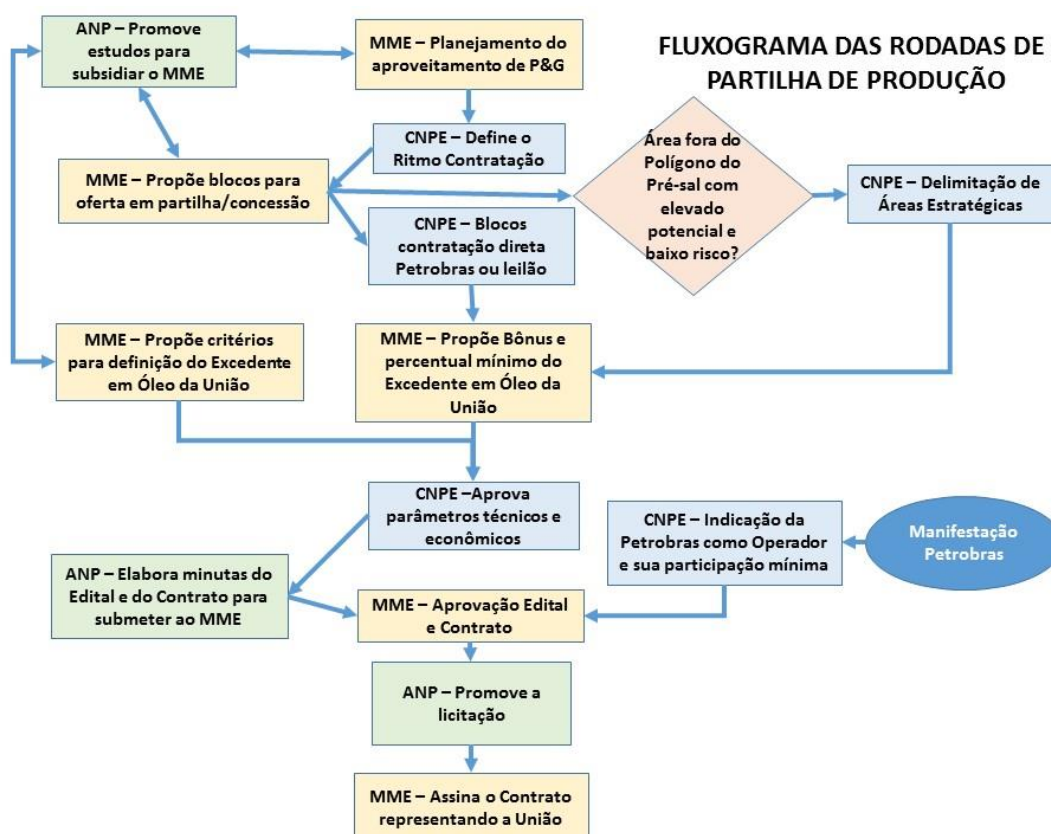


Figura 5: Fluxograma com principais ações, de instituições de governo, relativas à contratação de blocos exploratórios no regime de partilha de produção

209. A **Figura 6** mostra exemplo de gráfico gerado a partir das modelagens, o qual é utilizado para representar as alternativas de valores de bônus de assinatura e alíquota mínima do excedente em óleo para a União, para estimativas de cargas fiscais a serem perseguidas na licitação. No exemplo, trata-se de prospecto hipotético com um volume de óleo *in place* (VOIP) de 3,19 bilhões de barris, com probabilidade de sucesso de 21% e fator de recuperação de 20%. A reta diagonal em azul descreve os pontos onde o valor

presente líquido do projeto seria nulo para as combinações de alíquota mínima e bônus de assinatura. A reta na cor vermelha exprime o limite de viabilidade econômica.

210. Com o intuito de evitar valores extremos, no gráfico acima dois limitadores foram definidos de forma proporcional a 20% e 70%, incluindo a alternativa relacionada a 50%, conforme escala da Probabilidade de Sucesso (PdS), havendo a indicação dessa probabilidade estimada para o bloco na própria escala. O binômio alíquota mínima de partilha e bônus de assinatura é calculado a partir da projeção PdS no eixo das alíquotas mínimas. Identificada esta alíquota, calcula-se, então, o bônus necessário para que se obtenha a carga fiscal objetivo das simulações.

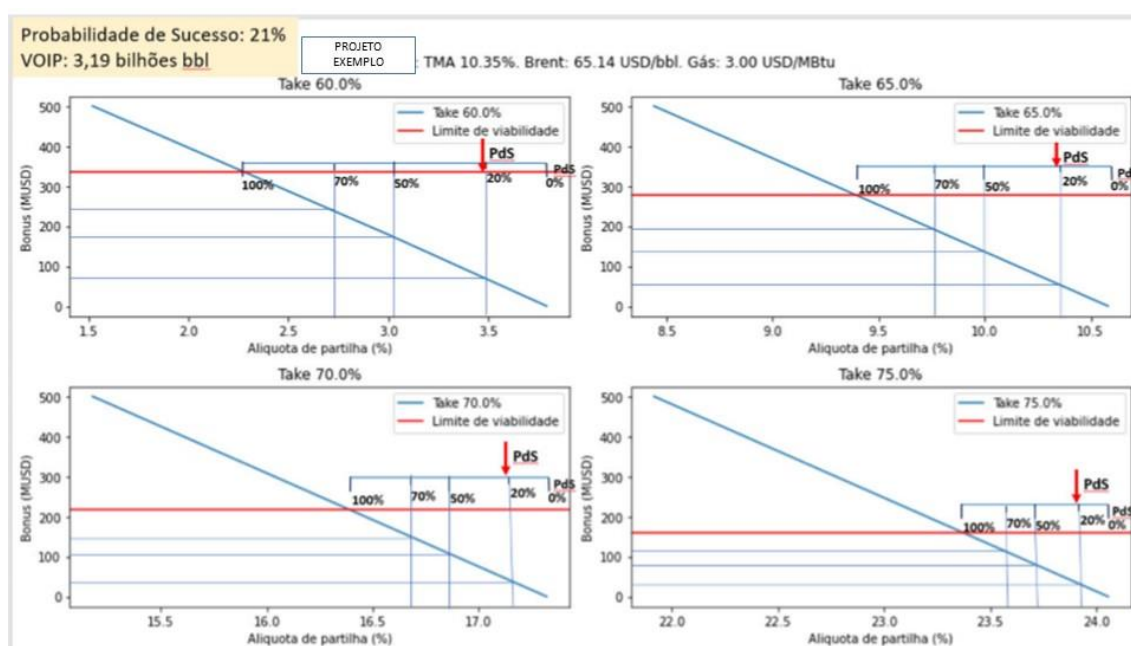


Figura 6: exemplo de gráfico da avaliação econômica de projeto hipotético para jazida com VOIP de 3,19 bilhões de bbl e probabilidade de sucesso de 21%, para definição dos parâmetros econômicos do leilão pelo CNPE (bônus de assinatura, alíquota mínima de partilha e carga fiscal almejada)

211. Com essa metodologia busca-se estabelecer parâmetros econômicos que maximizem o resultado do leilão para a União, evitando-se deixar margem de elevados ganhos para o consórcio vencedor no caso de venda pelo lance mínimo. Em contraponto, tem-se menor espaço para disputa pelos blocos, prejudicando a concorrência.

212. A partir das discussões já realizadas com representantes de empresas, fica clara a preferência por valores mais baixos de bônus de assinatura, que representam menor

pressão econômica para o resultado do projeto, no caso de descoberta. Pela análise econômica realizada percebe-se que o Valor Presente para as receitas inferidas da União é maior para as combinações que representem menores valores de bônus e maiores valores da alíquota mínima para o leilão. Ocorre que, nesse caso, a União tem maior participação no risco de descoberta, renunciando a maiores valores do bônus para se buscar maior arrecadação no futuro, o que pode não ocorrer, no caso de insucesso exploratório.

213. A escolha de bônus elevados impõe maior risco ao futuro contratado, que deve assumir uma elevada saída de caixa sustentando-se em uma área que pode não conter acumulações comerciais de petróleo. Entretanto, além desse efeito, que é mais evidente, há outro relacionado à transferência de risco que deve ser considerado: caso o evento positivo da descoberta de petróleo ocorra, a União terá menores benefícios, porque bônus mais elevados significam alíquota de partilha menores, resultando em menores receitas para a União no longo prazo.

214. Além disso, bônus de assinatura elevados tendem a reduzir o potencial competitivo do processo concorrencial por vários motivos. Em primeiro lugar, porque impõe barreira à entrada: somente pode participar do processo concorrencial a empresa que dispõe do valor do bônus para desembolsar. Em segundo lugar, o bônus é um gasto afundado e quanto maior, mais se intensifica o problema da inconsistência dinâmica, fazendo com que a União deixe de se submeter ao risco de perder quando o preço cai e deixe de ganhar quando o preço ou a eficiência do projeto se elevam.

215. A escolha da carga fiscal e da combinação mais adequada de bônus e alíquota mínima de partilha é uma proposição do CNPE ao Presidente da República, nos termos do artigo 9º da Lei nº 12.351, de 2010. Tal recomendação deve, idealmente, considerar as análises e estudos realizados pela ANP e pelo MME e fatores tais como:

- a) Situação conjuntural econômica nacional e global (cotação do Brent, câmbio, expectativa de demanda no médio a longo prazo etc.);
- b) Potencialidade das áreas (análogos, dimensão do prospecto etc.);
- c) Expectativa de interesse das empresas nas áreas em oferta;
- d) Estímulo à concorrência nas licitações.

216. Não obstante as considerações aqui expostas, cumpre destacar que o Subcomitê 2 do Programa BidSIM está estudando a proposição de metodologia e critérios para o estabelecimento dos parâmetros de leilão dos contratos de partilha de produção, considerando as características de cada área, mantendo o interesse econômico para as empresas potencialmente interessadas.

6.5 Definição de “Campo”

217. Primeiramente, faz-se um resumo de como a delimitação de campo é tratada na legislação e regulamentação da ANP atuais.

218. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto 1997, define Campo de Petróleo ou de Gás Natural como a “área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção”.

219. Os Contratos de Concessão, assim como os Contratos de Partilha, para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, dispõem de forma geral sobre a área a ser retida para desenvolvimento e produção, sem abordar critérios que devem ser empregados para delimitá-la e definir limites entre campos distintos.

220. Existe ainda um item, dentro da Cláusula que aborda o Plano de Desenvolvimento, que trata da Área de Desenvolvimento, da seguinte forma (exemplo do modelo da Décima-Quinta Rodada de Licitações):

10.4. A Área de Desenvolvimento deverá abranger todas as Jazidas a serem produzidas.

10.4.1. A Área de Desenvolvimento deverá ser delimitada com base nos dados e informações obtidos durante a Fase de Exploração e da Avaliação de Descoberta, de acordo com a Legislação Aplicável e com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

10.4.2. Durante a Etapa de Desenvolvimento, o Concessionário poderá solicitar à ANP a modificação da Área de Desenvolvimento a fim de nela incorporar outras parcelas da Área de Concessão, desde que, cumulativamente:

a) seja constatado que uma ou mais jazidas extrapolem a Área de Desenvolvimento; e

b) as parcelas que se pretende incorporar não tenham sido devolvidas pelo Concessionário em cumprimento às disposições do Contrato.

10.5. A Área de Desenvolvimento a ser retida será aquela constante do Relatório Final de Avaliação de Descoberta aprovado pela ANP.

10.5.1. Caso a Área de Desenvolvimento seja diferente daquela constante do Relatório Final de Avaliação de Descoberta, o Concessionário deverá adequá-la nos termos do parágrafo 10.7.

10.6. O Concessionário reterá da Área de Desenvolvimento apenas a Área do Campo aprovada pela ANP no âmbito do Plano de Desenvolvimento.

10.6.1. O Concessionário deverá devolver imediatamente à ANP as parcelas restantes, observado o disposto nos parágrafos 3.4 e 3.5 e na Legislação Aplicável.

221. Portanto, o contrato não estabelece critérios específicos para delimitação da área de desenvolvimento (que se tornará, quando da aprovação do PD, a área do campo), remetendo-se ao Relatório Final de Avaliação de Descobertas (RFAD) e ao Plano de Desenvolvimento (PD), documentos regidos por regulamentação específica, no caso, respectivamente, a Resolução ANP nº 30/2014 e a Resolução ANP nº 17/2015. A área é originalmente proposta quando da submissão do RFAD, sendo aprovada de forma definitiva quando da aprovação do PD.

222. A Resolução ANP nº 30/2014 trata deste tema quando aborda a Declaração de Comercialidade (DC) e o RFAD, em seu Regulamento Técnico, determinando que a DC deve conter os limites propostos para a área declarada comercial, que passa, a partir da aprovação do RFAD, a se constituir na área de desenvolvimento. Esta resolução estabelece ainda que a área deve ser definida “em função dos limites das jazidas efetivamente avaliadas, segundo os critérios estabelecidos neste Regulamento e observando as disposições do Contrato”. Determina que “o RFAD deverá conter os elementos que permitam a avaliação de adequação técnica da Área de Desenvolvimento proposta”, e posteriormente define o que seriam consideradas jazidas efetivamente avaliadas.

223. A Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015, que tem por objetivo aprovar os Regulamentos Técnicos do Plano de Desenvolvimento de campos, define Área do Campo como “a área circunscrita pelo polígono que define o Campo, por ocasião da aprovação do Plano de Desenvolvimento”, reproduzindo definição do contrato. Ademais, no §1º do seu artigo 6º, determina que: “São critérios para agrupamento dos Reservatórios que delimitarão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais e econômicos, delimitação está sujeita à aprovação, determinação ou revisão pela ANP, no âmbito da análise do Plano de Desenvolvimento”.

224. A revisão da Resolução ANP nº 17/2015 faz parte da Agenda Regulatória 2020-2021, incluindo não apenas a questão da delimitação de campo, mas todos os aspectos regulatórios envolvidos no desenvolvimento do campo.

225. Em novembro de 2018, no âmbito do acordo para encerramento da controvérsia envolvendo o Parque das Baleias, a ANP aprovou, por meio da Resolução de Diretoria (RD) nº 737, de 28/11/2018, a Tomada Pública de Contribuições (TPC) nº 09/2018, considerando, entre outras coisas, as definições legais e regulamentares, e as recentes controvérsias existentes em relação aos critérios aplicados na delimitação de área de campo de petróleo ou gás natural.

226. O objetivo da TPC nº 09/2018 foi coletar contribuições para a eventual elaboração ou revisão de instrumentos regulatórios que contemplassem os critérios a serem aplicados na delimitação de Área de Campo de Petróleo ou Gás Natural; incluindo-se: agrupamento de reservatórios; definição de reservatório contínuo; instalações e equipamentos a serem considerados. Foi solicitado o envio de dados, informações e evidências que justificassem e suportassem as contribuições apresentadas para a definição dos critérios a serem aplicados na delimitação de área de campo.

227. Todas as contribuições recebidas e relacionadas ao objeto e aos objetivos da TPC foram consideradas válidas e submetidas à avaliação interna da Agência, e estão disponíveis no portal da ANP (www.anp.gov.br) para apreciação.

228. A Nota Técnica nº 107/2020/SDP/ANP-RJ-e consubstanciou as análises das contribuições recebidas e concluiu sobre os critérios que preliminarmente deveriam constar na minuta de revisão da Resolução ANP nº 17/2015.

229. Foram abordadas todas as questões atinentes ao tema, levantadas na TPC: interpretação da Lei ao mencionar instalações; possibilidade de haver mais de um campo em um mesmo contrato; definição do termo “reservatório contínuo”; possibilidade de um campo conter mais de um reservatório contínuo e situações em que isso poderia ocorrer; incertezas no momento em que ocorre a delimitação do campo; influência da delimitação de campo em outros aspectos de desenvolvimento e produção; consideração de inclusão de outros reservatórios ainda não totalmente avaliados em um campo a ser desenvolvido.

230. Por se tratar de um tema complexo e controverso, a Nota Técnica recomendou que a discussão, sobre os significados de “reservatório contínuo”, de “profundidade variáveis” e “abrangendo instalações” no processo de delimitação de campo, fosse tratada e aprofundada no período de consulta e audiência públicas da revisão da Resolução ANP nº 17/2015.

231. Considerando que a delimitação de campo deve ser definida no âmbito da análise do PD, ela será tratada na revisão da Resolução ANP nº 17/2015. A expectativa da ANP é que a consulta pública da revisão desta Resolução seja iniciada em fevereiro de 2021.

6.6 Garantias de Abandono e Descomissionamento

232. O descomissionamento de instalações é o conjunto de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações utilizadas para a produção do campo. Ela compreende o abandono permanente e arrasamento de poços, a remoção de instalações, a destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos, a recuperação ambiental da área e a preservação das condições de segurança da navegação local.

233. As atividades de descomissionamento requerem vultosos gastos e ocorrem em um momento em que o empreendimento não apresenta mais retorno financeiro.

234. Visando trazer proteção à União quanto à realização dessas atividades, os contratos de outorga de direitos de E&P contemplam cláusula determinando a obrigação de apresentação de garantias financeiras, com o fim de garantir que esta obrigação seja cumprida.

235. Apesar dos contratos já trazerem essas obrigações, a ANP, buscando proporcionar maior segurança jurídica e transparência, começou a debater o tema em 2015.

236. Em 2018, na Tomada Pública de Contribuições (TPC) nº 08/2018, realizada para colher subsídios para avaliação de incentivos regulatórios ao desenvolvimento e produção de campos marginais, a indústria apontou à ANP que o estabelecimento de critérios e metodologias para o gerenciamento de garantias financeiras para o descomissionamento seria fundamental.

237. Em resposta às contribuições recebidas no âmbito da TPC nº 08/2018, em 2019, foi realizado um Workshop em parceria com o IBP, tendo como objetivo principal apresentar os entendimentos sobre o tema da referida TPC a fim de alinhar as expectativas entre a indústria e a Agência. No Workshop foi apontado como a primeira prioridade a implementação por parte da ANP de regulamentação para adequada exigência das garantias para fins de descomissionamento de instalações.

238. A ANP pela Nota Técnica nº 64/2019, além da contribuição do mercado, ratificou a necessidade de regulamentação, tendo em vista uma conjuntura de fatores que poderiam ensejar o aumento do inadimplemento das obrigações de descomissionamento, dentre eles:

a) A proximidade do fim dos contratos de campos da Rodada Zero e, portanto, a proximidade do descomissionamento dos primeiros contratos outorgados pela ANP;

b) O possível aumento da inexecução das atividades de descomissionamento devido à falta de recurso das empresas de menor porte que se sagraram vencedoras no processo do Plano de Desinvestimento da Petrobras.

239. Observando tanto a necessidade da indústria quanto a percepção da ANP para o estabelecimento de regras claras sobre essas Garantias foi criado o Grupo de Trabalho - GT1, com a participação de integrante da ANP e de empresas associadas ao IBP, visando desenvolver e elaborar sobre o tema.

240. Como resultado do GT1, a ANP elaborou minuta de resolução contendo procedimentos que disciplinassem as garantias financeiras para fins de descomissionamento de instalações, que foi alvo da Consulta e Audiência Públicas nº 10/2020.

241. Importante destacar que a ANP estima que o montante necessário para o descomissionamento de todos os campos atualmente em desenvolvimento e produção, até o encerramento de todos os contratos, seria em torno de R\$ 158,58 bilhões.

242. A regulamentação dos tipos de garantias adequados a caucionar a obrigação, dos procedimentos para sua apresentação e execução, dos critérios de cada modalidade, seus limites e vedações, confeririam segurança jurídica à indústria. Isso porque o contrato trouxe a obrigação da apresentação de tais garantias sem definir, contudo, as balizas normativas desta obrigação.

243. Contudo, tendo em vista o montante envolvido no descomissionamento hoje no Brasil, o aporte do valor integral da obrigação a ser garantida seria um desafio para a indústria.

244. Assim a ANP, em sua resolução, criou mecanismos que viabilizassem a ponderação dos dois interesses: assegurar o descomissionamento dos Campos, através da análise de risco das empresas e do aporte de garantias financeiras versus fomentar a atratividade do Brasil, permitindo que as empresas realizem investimentos em campos em produção, visando o aumento do fator de recuperação, em conformidade com as diretrizes do CNPE.

6.6.1 Modelo de Aporte Progressivo

245. O primeiro incentivo estudado pela ANP no âmbito das garantias financeiras de descomissionamento foi a sistemática de cálculo dos valores a serem aportados ao longo da vida produtiva do campo, denominado de Modelo de Aporte Progressivo (MAP).

246. Como o próprio nome indica, o modelo traz uma sistemática de aporte anual do valor a ser garantido, que aumenta progressivamente ao longo da vida do campo. Assim, diminui-se o impacto financeiro no início da vida útil, momento em que os contratados também precisam realizar vultosos investimentos no desenvolvimento da área.

247. Desta forma, objetivou-se liberar capital para o incremento de investimentos no desenvolvimento do campo, fomentando o aumento do fator de recuperação, assim como sua vida útil. A sistemática dilui o aporte para a garantia de descomissionamento ao longo do contrato, garantindo-se, contudo, que 100% do valor a ser garantido estaria assegurado antes do final do contrato.

248. Intrinsecamente, o modelo é baseado na produção acumulada do campo e nas reservas remanescentes. Portanto, quanto mais o campo produz, maior será o valor a ser garantido, o que confere segurança para a União e, quanto maior a reserva, menor será o valor a ser garantido, o que estimula o aumento de reservas e consequente volume de hidrocarbonetos a ser produzido.

249. Outro fator relevante considerado foi o tempo do contrato, de forma que quanto menor o tempo restante do contrato maior será o valor a ser garantido. Tal relação poderá estimular as empresas a solicitar extensão contratual, implicando em maiores investimentos no campo e prolongação da sua vida útil.

250. Como incentivo adicional, foi estabelecido o MAP incentivado nas cessões dos contratos para exploração e produção de campos cuja fase de produção esteja próxima do seu término (últimos 10 anos da fase de produção).

251. A Cessão de Contratos é a transferência de titularidade de direitos e obrigações decorrentes do contrato de E&P. Neste momento o novo cessionário realiza novos investimentos (PD de prorrogação contratual), assim, para viabilizar os reinvestimentos em campos maduros o MAP incentivado será calculado descontando-se a produção acumulada anterior, gerando um valor menor a ser garantido nos primeiros aportes.

6.6.2 Rol de Modalidades de Garantias e Termo para Assegurar Obrigações de Descomissionamento

252. A resolução proposta traz um rol de modalidades de garantias aceitas pela ANP para o descomissionamento, quais sejam, Carta de Crédito, Seguro Garantia, Penhor de Óleo, Garantia Corporativa.

253. Ressalta-se que a Garantia Corporativa, modalidade ainda não prevista nos contratos de E&P, mas aceita internacionalmente, está sendo prevista na minuta de resolução, com a premissa de que outra empresa do mesmo grupo societário poderia, comprovando baixo risco de inadimplemento por notas de classificação de risco, garantir as obrigações de descomissionamento da contratada.

254. A exigência de garantias, no entanto, está associada ao aumento de custos incorridos na atividade de produção de petróleo e gás natural, na medida em que:

- a) as empresas contratadas diminuem sua capacidade de captação de recursos financeiros quando penhoram sua produção de petróleo e gás natural para garantir o descomissionamento de seus campos;

b) as empresas contratadas incorrem no custo de oportunidade do capital depositado em fundos de provisionamento, em relação a outros projetos que poderiam empreender;

c) as empresas contratadas, quando efetivamente transferem o risco de *default* do valor das atividades de descomissionamento de instalações para outra pessoa jurídica, por meio de carta de crédito ou seguro garantia, geram uma contrapartida para essa transferência de risco, a qual se caracteriza como um custo financeiro, a ser precificado pelas instituições financeiras, quer sejam bancos ou seguradoras;

d) as empresas que integram o grupo societário da contratada e emitem uma garantia corporativa também diminuem sua capacidade de captação de recursos financeiros.

255. Percebe-se que a exigência de garantias financeiras se faz de extrema importância quando se considera que empresas contratadas apresentam um risco relevante de default ou mesmo de solvência no período que compreende a fase de operação dos contratos de E&P.

256. Nesses casos, é de suma importância a exigência de garantias, de forma que os custos de descomissionamento das instalações não sejam arcados pela sociedade em geral ou mesmo pelo Poder Público, mas sim pelas empresas responsáveis por tais atividades. Fez-se mister, no entanto, avaliar os casos em que as empresas contratadas apresentam risco de default em frequência baixa.

257. Observou-se na experiência internacional, que alguns países, com o objetivo de promover a maximização do potencial de valor econômico das reservas de petróleo e gás natural pelos operadores, apenas exigem garantias se acreditam que os operadores não poderão arcar com os custos de descomissionamento (como no caso do *Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning*, do Reino Unido), ou estabelecem outros mecanismos para diminuir a oneração, no caso específico dos Estados Unidos da América, que permite a garantia por um mecanismo de “*self-insurance*”, o qual não requer a transferência de risco para outra pessoa jurídica.

258. Considerou-se que a exigência de garantias para empresas que possuem um risco improvável de default pode levar a um aumento de custos e impacto econômico negativo nos projetos de E&P e, conseqüentemente, uma menor atratividade desses projetos, em detrimento da demanda por blocos exploratórios nos leilões de concessão e partilha no País, e em favor da demanda por projeto de E&P em outros países que possuem uma regulação capaz de avaliar quais são os casos em que existe um nível inaceitável de risco dos custos de desativação recaírem sobre o governo.

259. Assim, a ANP previu na minuta de Resolução casos em que os concessionários, que se enquadrassem em requisitos específicos de robustez financeira, não

apresentariam uma garantia de descomissionamento, mas firmariam com a ANP um Termo para Assegurar Obrigações de Descomissionamento.

260. Os parâmetros financeiros mínimos para que o concessionário pudesse firmar os citados termos seriam:

a) a comprovação por meio de nota de classificação de risco atestada por agência de classificação de risco de crédito com mais de 1.000 (mil) certificações na faixa triplo A ou entre as faixas duplo A+ a duplo A-

b) o limite máximo a ser assegurado não exceda: i) 10% (dez por cento) do patrimônio líquido da contratada, com notas situadas dentro da faixa duplo A+ a duplo A-, na escala nacional Brasil; ii) 25% (vinte e cinco por cento) do patrimônio líquido da contratada, com nota na faixa triplo A ou acima, na escala nacional Brasil.

c) as reservas 2P do campo ou polo, possuam valor estimado igual ou superior ao custo total do descomissionamento.

d) a ANP deverá, ainda, avaliar a capacidade econômica e financeira da contratada que apresente classificação de risco brAA+, brAA e brAA-, por meio de análise de índices de liquidez, de endividamento e de rentabilidade.

261. A dispensa da exigência da transferência de risco baseada no risco de default para empresas com rating na faixa entre brAAA e brAA, mostrou-se adequada a fomentar a atratividade e manter o legítimo interesse da União, uma vez que se entende que a sistemática adotada é capaz de avaliar quando existe um nível inaceitável de risco de inadimplemento da desativação e afasta a oneração da empresa.

262. A minuta de regulamentação prevê ainda que o contratado precisaria comprovar a manutenção dos requisitos anualmente, e que o Termo para Assegurar Obrigações de Descomissionamento, por possuir características de título executivo extrajudicial, com valor certo, declarado pelo próprio contratado, facilitaria a execução da empresa.

263. Aponte-se, por oportuno, que foi concluído que custos adicionais para as atividades de produção de petróleo e gás no oferecimento de garantias financeiras para o descomissionamento girariam em torno de US\$ 2,92 bilhões (dois bilhões, novecentos e vinte milhões de dólares americanos) até o ano de 2056, apenas levando em conta os concessionários e campos que já se encontram em atividade atualmente. Assim, a saída apresentada afasta o custo, mas apenas para empresas que demonstrem ter saúde financeira para tanto.

264. Entende-se, portanto, que as medidas de incentivos implementadas pela ANP para mitigar a oneração dos contratados quando do oferecimento de garantias financeiras para o descomissionamento procurou cumprir a determinação prevista no art. 3º inciso II da resolução CNPE nº 17/2017. A Agência Reguladora fixou critérios para

ampliar a atratividade das áreas a serem licitadas para exploração e produção de petróleo, face à competição global por recursos de exploração e produção.

6.7 Licenciamento ambiental

265. O tema Licenciamento Ambiental foi apontado pelos Operadores como um fator que poderia levar ao atraso no início das atividades de E&P, principalmente na fase de exploração.

266. A previsibilidade do licenciamento ambiental foi proposta na Resolução CNPE nº 17/2017, que estabeleceu a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, definiu suas diretrizes e orientou o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010:

Art. 1º Estabelecer como Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural a maximização da recuperação dos recursos in situ dos reservatórios, a quantificação do potencial petrolífero nacional e a intensificação das atividades exploratórias no País, bem como a promoção da adequada monetização das reservas existentes, resguardado os interesses nacionais.

§ 1º Na implementação da Política, as seguintes diretrizes deverão ser observadas:

...

IX - promover a previsibilidade quanto ao licenciamento ambiental dos empreendimentos petrolíferos, por meio do estabelecimento de diálogo entre os atores governamentais e setoriais; e

X - assegurar a observância das normas e procedimentos ambientais, de segurança operacional e das melhores práticas nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, de forma ambientalmente sustentável.

6.7.1 Histórico sobre o Licenciamento Ambiental

267. A Lei nº 6.938/1981, que instituiu a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA) e criou o Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA) representou o marco do sistema normativo ambiental brasileiro. Através da promulgação dessa lei, o licenciamento ambiental é definido como um instrumento da PNMA.

268. Através da Resolução CONAMA nº 01/1986 foram estabelecidos os critérios básicos e as diretrizes gerais para uso da Avaliação de Impacto Ambiental (AIA). Nessa resolução são definidas as atividades cujo licenciamento depende da elaboração de

Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Dentre as atividades listadas consta a extração de combustível fóssil (petróleo, xisto, carvão).

269. A Resolução CONAMA nº 23/1994 institui procedimentos e licenças ambientais específicas para as atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural. Dentre as licenças específicas estabelecidas podemos mencionar a Licença Prévia para Perfuração – LPper e a Licença Prévia de Produção para Pesquisa – LPpro.

270. Em 1997, o CONAMA publica a Resolução nº 237 que regulamenta o licenciamento ambiental estabelecido na PNMA. Um dos principais pontos dessa resolução é a definição de competência dos órgãos em âmbito federal, estadual, Distrito Federal e municipal para licenciar.

271. Posteriormente, em 2011, é promulgada a Lei Complementar nº 140, que também aborda a questão das competências para o licenciamento. Conforme definido na Resolução nº 237/1997 e corroborado na Lei Complementar nº 140/2011, para os empreendimentos de exploração de petróleo e gás natural marítimos a competência do licenciamento cabe ao IBAMA, órgão licenciador federal. Para as atividades desenvolvidas em terra, geralmente, a competência cabe aos Órgãos Estaduais do Meio Ambiente (OEMAs).

6.7.2 Instrumentos Normativos e Regulatórios

272. Em síntese e complementação ao tópico anterior, para a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em terra, destacamos a seguir os principais instrumentos normativos e regulatórios.

Licenciamento Ordinário Trifásico

273. De modo abrangente, as atividades da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis se enquadram nas disposições gerais acerca do licenciamento ambiental, ou seja, obedecem às diretrizes básicas da Resolução CONAMA nº 237, de 1997.

274. A Resolução CONAMA nº 237, de 1997, regulamenta o licenciamento ambiental como trifásico:

1. Licença Prévia (LP): Concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação.

O prazo de validade da Licença Prévia (LP) deverá ser, no mínimo, o estabelecido pelo cronograma de elaboração dos planos, programas e projetos relativos ao empreendimento ou atividade, não podendo ser superior a 5 (cinco) anos.

2. Licença de Instalação (LI): Autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante. O prazo de validade da Licença de Instalação (LI) deverá ser, no mínimo, o estabelecido pelo cronograma de instalação do empreendimento ou atividade, não podendo ser superior a 6 (seis) anos.

3. Licença de Operação (LO): Autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação. O prazo de validade da Licença de Operação (LO) deverá considerar os planos de controle ambiental e será de, no mínimo, 4 (quatro) anos e, no máximo, 10 (dez) anos.

275. Por essa Resolução o órgão ambiental competente definirá, se necessário, procedimentos específicos para as licenças ambientais, observadas a natureza, características e peculiaridades da atividade ou empreendimento e, ainda, a compatibilização do processo de licenciamento com as etapas de planejamento, implantação e operação.

276. Também indica que poderão ser estabelecidos procedimentos simplificados para as atividades e empreendimentos de pequeno potencial de impacto ambiental, e que deverão ser estabelecidos critérios para agilizar e simplificar os procedimentos de licenciamento ambiental das atividades e empreendimentos que implementem planos e programas voluntários de gestão ambiental, visando a melhoria contínua e o aprimoramento do desempenho ambiental.

Licenciamento Específico

277. A indústria de petróleo possui particularidades em seu processo de instalação, o que se reflete no processo de licenciamento ambiental. Assim, a Resolução CONAMA nº 23, de 1994, estipula a existência da Licença Prévia de Perfuração (LPper) e da Licença Prévia de Produção para Pesquisa (LPpro).

278. Licença Prévia para Perfuração (LPper): autorizando a atividade de perfuração e apresentando, o empreendedor, para a concessão deste ato, Relatório de Controle Ambiental - RCA, das atividades e a delimitação da área de atuação pretendida.

279. Licença Prévia de Produção para Pesquisa (LPpro): autorizando a produção para pesquisa da viabilidade econômica da jazida, apresentando, o empreendedor, para a concessão deste ato, o Estudo de Viabilidade Ambiental – EVA.

280. Existe debate a respeito de uma licença de pré-operação para o processo de licenciamento ordinário, já que, em algumas atividades de petróleo e gás, os impactos ambientais só podem ser completamente mensurados após o início da atividade. Porém, para o correto cumprimento dos princípios da prevenção e da precaução, apenas uma pequena parcela das atividades poderia ser iniciada com tal licença. Por fim o responsável pelo empreendimento deve solicitar, tal como no processo de licenciamento ordinário, a Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO).

281. O licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar, é regrado a partir da Portaria MMA nº 422, de 26 de outubro de 2011.

282. A Resolução CONAMA nº 350, de 6 de julho de 2004, dispõe sobre o licenciamento ambiental específico das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição.

Portaria MMA nº 422/2011

283. O licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás offshore é de responsabilidade do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA.

284. A principal orientação para o processo de licenciamento ambiental das atividades de petróleo e gás offshore é estabelecida pela Portaria MMA nº 422/2011, que dispõe sobre os procedimentos que devem ser observados pelo IBAMA, caracterizando assim o licenciamento ambiental no âmbito federal, para atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural situados no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar; além de atividades e empreendimento realizados com tecnologias similares àquelas utilizadas para exploração petrolífera, com fins científicos e de planejamento.

285. Para o licenciamento das atividades de pesquisa sísmica, é necessária a obtenção da Licença de Pesquisa Sísmica-LPS junto ao IBAMA. As atividades de pesquisa sísmica são enquadradas em três classes:

Classe 1 – Pesquisas sísmicas em profundidade inferior a 50 metros ou em áreas de sensibilidade ambiental, sendo exigida a elaboração de um EIA/RIMA.

Classe 2 – Pesquisas sísmicas em profundidade entre 50 e 200 metros, sendo exigida a elaboração de Estudo Ambiental de Sísmica/Relatório de Impacto Ambiental Sísmica (EAS/RIAS).

Classe 3 – Pesquisas sísmicas em profundidade superior a 200 metros, sendo exigida a elaboração de um EAS ou Informações Complementares ao Plano de Controle Ambiental de Sísmica (PCAS).

286. As atividades enquadradas na Classe 1 têm um prazo máximo de 12 meses para a decisão sobre o deferimento ou indeferimento da LPS. Para as atividades enquadradas nas Classes 2 e 3, o prazo máximo é de 6 meses.

287. A contagem desses prazos terá início com a apresentação de toda a documentação solicitada no Termo de Referência e no Termo de Requerimento de Licença, a qual ainda poderá ser suspensa quando da necessidade de estudos complementares. A validade da LPS não pode ser superior a 5 anos, sendo necessária a solicitação de sua renovação com antecedência mínima de 30 dias de seu prazo de validade, ficando automaticamente prorrogada até a manifestação conclusiva do IBAMA.

288. No âmbito do licenciamento ambiental da perfuração de poços no ambiente marinho, é necessária a obtenção de uma Licença de Operação (LO), que autoriza a atividade de perfuração marítima e estabelece as condições, restrições e medidas de controle ambiental a serem observadas pelo empreendedor.

289. As atividades de perfuração seguem as seguintes classes de licenciamento:

Classe 1 – Perfuração marítima em local com profundidade inferior a 50 metros ou a menos de 50 km de distância da costa ou em áreas de sensibilidade ambiental, sendo exigida a elaboração de um EIA/RIMA.

Classe 2 – Perfuração marítima em local com profundidade entre 50 e 1000 metros, a mais de 50 km de distância da costa, sendo exigida a elaboração de Estudo Ambiental de Perfuração/Relatório de Impacto Ambiental de Perfuração (EAP/RIAP).

Classe 3 – Perfuração marítima em local com profundidade superior a 1000 metros, a mais de 50 km de distância da costa, sendo exigida a elaboração de um Estudo Ambiental de Perfuração (EAP).

290. O licenciamento ambiental das atividades de pesquisa sísmica e de perfuração de poços podem ter critérios alternativos para o enquadramento das atividades quando estudos ambientais de abrangência regional tiverem sido realizados nas áreas de interesse. O processo de licenciamento ambiental das atividades de produção e

escoamento de petróleo e gás natural segue a regra geral de licenciamento trifásico, descrito acima.

291. Os prazos para obtenção das licenças ambientais das atividades de E&P Offshore estão previstos na Portaria MMA n° 422/2011:

Emissão do Termo de Referência pelo IBAMA no prazo de 15 (quinze) dias úteis, contados a partir da data de protocolo da Ficha de Caracterização da Atividade (FCA). Excepcionalmente e de forma justificada, o prazo para emissão de Termo de Referência será passível de prorrogação, até um máximo de 90 (noventa) dias, caso o IBAMA julgue necessário o encaminhamento de informações adicionais ou realização de vistoria para subsidiar a sua elaboração.

Caso a documentação solicitada no Termo de Referência não seja encaminhada em até 1 (um) ano contado da sua emissão e o empreendedor não se manifeste quanto à intenção de prosseguir com o processo de licenciamento, consultando o IBAMA sobre eventuais atualizações do TR, o processo será arquivado pelo órgão licenciador.

Excepcionalmente e de forma justificada, o IBAMA poderá solicitar estudo preliminar de modelagem de dispersão de poluentes no mar para subsidiar a elaboração do Termo de Referência.

O prazo máximo para decisão do IBAMA sobre o deferimento ou indeferimento do pedido de LO é de 12 (doze) meses, quando o licenciamento for conduzido na Classe 1 (um) ou 6 (seis) meses para o licenciamento nas Classes 2 e 3, a partir do encaminhamento da documentação solicitada no Termo de Referência.

6.7.3 Panorama dos processos de licenciamento ambiental nas atividades de E&P de petróleo e gás natural:

292. O aumento da previsibilidade do licenciamento ambiental depende de uma série de fatores que devem ser equacionados através de medidas estruturantes, envolvendo a indústria e o Governo.

293. Para análise dos pontos de melhoria relacionados ao licenciamento ambiental, podemos dividir as Bacias Sedimentares *Offshore* em duas categorias: Bacias Maduras/Conhecidas, contemplando as Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo; e as Bacias de Novas Fronteiras, as demais bacias.

294. As Bacias Maduras/Conhecidas são caracterizadas por alta atividade de E&P, onde se tem um bom conhecimento geológico e ambiental. São áreas em que os atuais processos de licenciamento ambiental estão sendo realizadas em lâmina d'água inferior a 50 metros de profundidade e distância da costa maior que 50 km (Classe 2 e 3), e a

expectativa seria de licenciamento em 6 meses após a apresentação dos estudos ambientais, exceto se for o caso de polígonos de perfuração ou áreas geográficas. Nesses casos o(s) empreendimento(s) seriam de Classe 1, com expectativa de 1 ano para emissão das licenças após a apresentação dos estudos ambientais.

295. A **Tabela 9** abaixo apresenta a estatística da emissão das licenças ambientais de perfuração no ambiente *offshore* (fonte: ANP):

296. Conforme apresentado acima, os tempos médios do licenciamento ambiental ultrapassam os períodos previstos na regulação correlata, quer sejam Classe 1 ou 2 e 3. Neste contexto, destacamos alguns dados que ajudam na compreensão dos desafios a serem enfrentados:

- As últimas licenças ambientais emitidas em Bacias de Novas Fronteiras ocorreram no ano de 2013.
- Já foram perfurados 2931 poços exploratórios *offshore* no Brasil;
- 1685 poços exploratórios apenas em Campos e Santos;
- 1377 poços exploratórios apenas dentro do polígono do Pré-sal;
- Em Bacias sem Campos em Produção (Novas Fronteiras), foram apenas 319 poços exploratórios, desses, todos perfurados antes de 2013;
- Na Margem Equatorial não se perfura um poço exploratório desde 2015 (bacia potiguar); Nas bacias de Barreirinhas e Foz do Amazonas desde 2012, na bacia Pará-Maranhão desde 2011;

297. Outra situação relacionada com o elevado tempo para o licenciamento ambiental é a suspensão dos contratos de exploração (**Tabela 10**), pois os Operadores têm opção de solicitar suspensão contratual se o órgão ambiental atrasar o prazo regulamentar do licenciamento.

298. Os blocos exploratórios de Bacias de Nova Fronteira são os mais afetados tanto com relação ao tempo médio de licenciamento quanto para o total de blocos com os contratos suspensos pela ANP.

Tabela 9: Emissão de Licença de Operação para perfuração de poços *offshore*

Ano Emissão	Licença de Operação (LO) - Perfuração				
	Total	Bacia de Nova Fronteira		Bacias Conhecidas	
		Total	Tempo Médio Licenciamento (anos)	Total	Tempo Médio Licenciamento (anos)
2010	3	1	6	2	3,5
2011	5	3	5,7	2	5
2012	2	0	----	2	3,5
2013	6	2	6,5(*1)	4	5(*2)
2014	2	0	-----	2	4
2015	-----	-----	-----	-----	-----
2016	1	-----	-----	1	-----
2017	-----	-----	-----	-----	-----
2018	2	0	----	2	1,5
2019	2	0	----	2	1
2020	2	0	----	2	2
	Total	Total	Média	Total	Média
	25	6	6,1	19	3,2

Notas:

(*1) Camamu-Almada

(*2) Descartado tempo do licenciamento da Enterprise Oil

Tabela 10: Blocos Exploratórios *Offshore* Contratos com a ANP e suspensões (Fonte: ANP):

	Total de Blocos <i>Offshore</i>	Total de Blocos Suspensos	%
Bacias Nova Fronteiras	89	40	45%
Bacias Maduras/Conhecidas	65	1	1%
Total	154	41	26%

299. Algumas situações podem ocasionar o excessivo tempo de licenciamento, como, por exemplo:

- a) Sistemas de Gestão Processual ineficientes;

- b) Quadro de pessoal insuficiente e inadequada valorização da carreira;
- c) Deficiências Normativas;
- d) Grande volume de demandas;
- e) Dificuldades de infraestrutura;
- f) Restrições orçamentárias;
- g) Baixa Qualidade dos estudos ambientais;
- h) Falta de retroalimentação das fases do processo (Pré e Pós Licença);
- i) Elevada discricionariedade dos estudos ambientais e falta de padronização;
- j) Priorização dos processos de licenciamento em bacias conhecidas;

300. Várias Iniciativas vêm sendo tomadas e estão sendo planejadas para que o Governo possa debater a questão do planejamento energético com foco no licenciamento ambiental offshore, a saber:

- a) Relatório Arcadis/BID – *Bechmark* de licenciamento ambiental;
- b) Portaria Interministerial disciplinando a emissão da Manifestação Conjunta;
- c) Conclusão das AAAS das Bacias de Sergipe, Alagoas e Jacuípe (marítimas) e Solimões (terrestres);
- d) Workshop de Planejamento Energético e Licenciamento Ambiental (marítimas);
- e) Emissão do Caderno de Boas Práticas de Licenciamento Ambiental e Harmonização dos Procedimentos de Licenciamento Ambiental *Onshore* (REATE 2020);
- f) Instituição do Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos PROMAR.
- g) Termo de Cooperação Técnica entre o Ibama e a ANP;

301. Entretanto, somente através de um amplo debate e comprometimento dos órgãos governamentais com competências previstas para o assunto será possível medidas estruturantes efetivas para a garantia de previsibilidade do licenciamento ambiental.

6.8 Calendário de rodadas

302. Ao longo de mais de 20 anos após a abertura do setor de petróleo e gás natural do Brasil, com a edição da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como "Lei do Petróleo", o setor passou por importantes transformações. Entre 1999 e 2008 foram mantidas ofertas anuais, por meio das chamadas "Rodadas de Licitações de Blocos Exploratórios", as quais permitiram o crescimento da produção e, principalmente, propiciou a descoberta das reservas no Pré-sal, em 2007.

303. Dadas as descobertas no Pré-sal, entre 2009 e 2012 não foram realizadas ofertas de áreas para exploração, em parte devido às discussões sobre o novo modelo regulatório. Nesse período tivemos um "gap de rodadas", finalizado apenas em 2013 com a oferta da área de Libra, na 1ª Rodada de Partilha da Produção.

304. Entre 2013 e 2017 foram realizadas outras 3 rodadas de concessão, 2 de acumulações marginais e a 2ª Rodada de Partilha, até a definição da Nova Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, estabelecida pela Resolução do CNPE nº 17/2017.

305. Dentre os objetivos precípuos da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, podem-se citar: atrair investimentos, maximizar a recuperação dos recursos dos reservatórios, quantificar o potencial petrolífero nacional e intensificar as atividades exploratórias no País, bem como promover a adequada monetização das reservas existentes, resguardando os interesses nacionais.

306. A partir de então, dando prosseguimento na implementação da Política, foi estabelecido um calendário de rodadas de licitações até o ano de 2022. Para tal, uma série de Resoluções CNPE foram editadas em 2017 (nº 21 e nº 22, de 09 de novembro), 2018 (nº 10, de 05 de junho; nº 17, nº 18 e nº 19, de 17 de dezembro), 2019 (nº 03, de 20 de março) e 2020 (nº 03, de 04 de junho e nº 07, de agosto) estabelecendo um calendário bastante robusto de rodadas:

- 3 rodadas em 2018: 15ª Rodada de Licitações, com blocos no regime de Concessão, 4ª e 5ª Rodadas de Partilha de Produção, com áreas do Pré-sal;
- 4 Rodadas em 2019: 16ª Rodada de Licitações, com blocos no regime de Concessão e 6ª Rodada de Partilha de Produção, com áreas do Pré-sal, 1º Ciclo da Oferta Permanente, além da rodada de oferta dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa;
- 1 Rodada em 2020: 2º Ciclo da Oferta Permanente;
- 2 Rodadas em 2021: 17ª Rodada de Licitações, com blocos no regime de Concessão e; e rodada de oferta dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa – Sépia e Atapu;

- 1 Rodada em 2022: 18ª Rodada de Licitações, com blocos no regime de Concessão.

307. Com relação à 7ª e 8ª Rodadas de Licitação no Modelo de Partilha de Produção, temporariamente suspensas em função da pandemia da Covid-19, será encaminhado pelo MME ao CNPE nova proposta para a oferta destas áreas após a conclusão dos trabalhos do Subcomitê 2 do BidSIM, que trata de “Metodologia para definição dos Parâmetros Técnicos e Econômicos das Licitações de E&P de Petróleo e Gás Natural”.

308. Como resultados recentes, pode-se resumir que no período de 2017 a 2010 já foram realizadas 12 rodadas de licitações, sendo 6 no modelo de partilha de produção, na região do Pré-sal (2ª a 6ª Rodadas de Partilha da Produção e o Leilão dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa) e 6 no modelo de concessão (14ª a 16ª Rodada de Licitações, 4ª Rodada de Acumulações Marginais e 1º e 2º Ciclo da Oferta Permanente).

309. Todas estas licitações permitiram a arrecadação de mais de R\$ 112 bilhões a título de bônus de assinatura com a contratação de 138 áreas (+ 20 campos marginais). Com o sucesso dos certames, estimam-se grandes impactos nas arrecadações e vultosos investimentos a serem realizados (mais de 215 bilhões de dólares, segundo a ANP), o que, inclusive, fomentará nossa indústria fornecedora de bens e serviços.

310. Com os investimentos já previstos, somados às expectativas das rodadas futuras (incluindo a licitação dos volumes excedentes do Contrato de Cessão Onerosa das áreas de Atapu e Sépia, que não foram arrematadas no leilão realizado em 2019), espera-se que nossa produção atinja 7 milhões de barris de óleo equivalente por dia em 2030, segundo o Plano Decenal de Energia - PDE 2030, com o ingresso de mais de 50 FPSOs (navios de produção, estocagem e transferência de petróleo), além do melhor aproveitamento de nossas Bacias Sedimentares.

311. Entretanto, à luz do atual conhecimento das Bacias Sedimentares brasileiras, considera-se que o ciclo de oferta de áreas com grande atratividade está próximo do final, ou seja, serão cada vez mais raras as rodadas de licitações que apresentem áreas com alto potencial de produção e baixo risco exploratório ao mercado. Isso significa que as áreas remanescentes da União representam oportunidades para a exploração, porém com elevado risco exploratório.

312. Diante deste cenário, foi instituída pela Resolução CNPE nº 17/2010 a Oferta Permanente das áreas para exploração e produção. Nos termos da Resolução CNPE nº 3/2020, a Oferta Permanente consiste na oferta contínua de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais localizados em quaisquer bacias terrestres ou marítimas. A exceção são os blocos localizados no polígono do pré-sal, nas áreas estratégicas ou na Plataforma Continental além das 200 milhas náuticas, bem como os autorizados a compor a 17ª e a 18ª Rodadas de Licitações.

313. Como compreende a oferta contínua de oportunidades, a Oferta Permanente subverte a lógica do calendário de licitações ao permitir que as empresas, ao mesmo tempo que têm a garantia de possibilidade de crescimento de seu portfólio conforme a estratégia de cada uma, não estão mais restritas a um cronograma fixo determinado pela ANP.

314. Considerando o atual cenário, considera-se que o modelo de Oferta Permanente traz uma série de vantagens tanto para o Governo quanto para o mercado, como dinamismo e previsibilidade.

6.9 Estabilidade de regras

315. A atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural é caracterizada por grande demanda de capital e longo prazo para maturação. Ao decidir por um projeto, a companhia de E&P busca garantir que as regras sobre as quais elaborou o seu plano de investimentos serão preservadas no âmbito regulatório e jurídico.

316. Durante as interações do Subcomitê 1 do BidSIM com os agentes, pode-se perceber que a clareza, a estabilidade de regras e a segurança jurídica são itens decisivos na escolha por investir em um determinado país. Para projetos similares, com mesmo aporte de capital e expectativa de retorno, as companhias optam por investir onde há maior estabilidade do ambiente de negócios e respeito aos contratos.

317. Quanto maior a previsibilidade do investidor com relação às leis e regras relacionadas ao seu negócio, menor será o “*spread*” de risco aplicado em seu custo de capital. Em um ambiente instável, apenas alguns projetos que geram grande retorno devem receber investimentos, restando um número grande de bons projetos não selecionados.

318. A estabilidade das regras é frequentemente associada ao conceito de segurança jurídica, princípio essencial e inerente ao próprio Estado de Direito. Como aponta Silva (2006)¹², uma condição da segurança jurídica está na relativa certeza que os indivíduos têm de que as relações realizadas sob o império de uma norma devem perdurar ainda quando tal norma seja substituída. O princípio da segurança jurídica apresenta um aspecto objetivo, da estabilidade das normas, e um aspecto subjetivo, da proteção à confiança ou confiança legítima, que considera a boa-fé dos agentes privados que esperam que os atos praticados pelo poder público sejam mantidos e respeitados pela própria Administração e por terceiros.

319. Assim, para que a previsibilidade e a transparência sejam mantidas é preciso que as mudanças sejam estruturadas, com a participação dos demais reguladores e o

12 SILVA, José Afonso da (2006). Comentário Contextual à Constituição. São Paulo: Malheiros.

envolvimento da indústria, garantindo que as partes afetadas pela regulação e os interessados possam se manifestar a seu respeito.

320. Em seu artigo *“Evaluating the Stability of the Oil and Gas Exploration and Production Regulatory Framework in Brazil”*, Costa e Leoneti (2019)¹³ modelam o arcabouço regulatório de exploração e produção de petróleo e gás brasileiro como um jogo multicritério não cooperativo e, em seguida, avaliam a estabilidade do jogo modelado. Os autores concluem que, seguindo a lógica do jogo, somente na presença de fortes garantias de que o eventual sacrifício de algumas recompensas dos *players* no curto e médio prazo serão compensadas no futuro, o arcabouço regulatório brasileiro para E&P pode ser considerado estável.

321. Em entrevistas com agentes do setor energético sobre segurança regulatória para o Caderno Opinião (FGV Energia, 2019)¹⁴ foram levantados como pontos críticos o período sem oferta de blocos e as dificuldades para se obter o licenciamento ambiental.

322. O período sem realização de rodadas de licitações desestimulou os investimentos estrangeiros no País e fez com que as empresas nacionais ficassem sem opções para diversificar o seu portfólio. A continuidade da oferta de áreas também foi citada no PNE 2050 (EPE, 2020)¹⁵ como recomendação para que seja possível manter a produção nacional no patamar dos níveis previstos para 2030. A previsibilidade das ofertas permite que as companhias se organizem quanto às possibilidades de investimentos.

323. Sobre o licenciamento ambiental, as inseguranças das companhias tem sido os prazos de obtenção da licença, que muitas vezes ultrapassam o que foi modelado pela companhia ou consórcio para uma determinada descoberta, além da possibilidade de não obtenção. Em áreas com contrato, o processo exploratório e a avaliação ambiental devem estar alinhados.

324. Visando antecipar questões socioambientais críticas para o licenciamento ambiental das atividades de E&P de petróleo e gás natural foi instituído o Estudo

13 Costa e Leoneti (2019) *“Evaluating the Stability of the Oil and Gas Exploration and Production Regulatory Framework in Brazil”*. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/337121229_Evaluating_the_Stability_of_the_Oil_and_Gas_Exploration_and_Production_Regulatory_Framework_in_Brazil>.

14 (FGV Energia, 2019) Caderno Opinião – Entrevistas com agentes do setor energético sobre segurança regulatória. Disponível em: <<https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/entrevistas-com-agentes-do-setor-energetico-sobre-seguranca-regulatoria>>.

15 (EPE, 2020) Plano Nacional de Energia – 2050. Exploração e Produção de Petróleo, publicado em 16 de dezembro de 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>>.

Ambiental de Área Sedimentar (EAAS)¹⁶, com o objetivo de subsidiar a classificação de aptidão de áreas com vistas à outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural. Já foram desenvolvidos estudos para a Bacia do Solimões e para a porção marítima das bacias de Sergipe, Alagoas e Jacuípe.

325. Ainda sobre as entrevistas para o Caderno Opinião, destacou-se como um exercício positivo o processo de revisão da Resolução ANP nº 27/2006, que estabelecerá o regulamento técnico de descomissionamento de instalações de produção com participação do IBAMA, da Marinha do Brasil e do IBP.

326. Nos últimos anos, o governo federal tem implementado ações para a disseminação dos princípios de qualidade regulatória já sedimentados em diversos países. Para avaliar a qualidade regulatória das agências, Dematté (2019)¹⁷ utilizou três eixos de análise: Avaliação de Impacto Regulatório (AIR), Transparência e Controle Social e Insights Comportamentais.

327. Sobre a AIR, a autora destaca a necessidade de qualificação dos servidores e de encontrar indicadores apropriados para o monitoramento. Já com relação à transparência e controle social, percebeu-se maturidade nos procedimentos relacionados à audiência e consulta pública e à publicidade das reuniões de diretoria. Por último, as agências reguladoras ainda não estão adotando a estratégia de insights comportamentais nas intervenções regulatórias que são propostas.

16 A Portaria Interministerial No 198, de 5 de abril de 2012 instituiu a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS, processo de avaliação baseado em estudo multidisciplinar, com abrangência regional, chamado Estudo Ambiental de Área Sedimentar – EAAS.

17 Dematté, Franciele Cristina Medrado (ENAP, 2019) Qualidade regulatória das agências reguladoras federais de infraestrutura do Brasil. Disponível em: <<https://repositorio.enap.gov.br/handle/1/4110>>.

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

328. Este relatório do Subcomitê 1 do BidSIM analisou diversos aspectos que impactam diretamente a atratividade dos investimentos em E&P no Brasil, em particular os atuais regimes de contratação vigentes no País.

329. O relatório expõe a necessidade de flexibilização ou alteração do regime de contratação para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural dentro dos limites do polígono do Pré-sal, permitindo a contratação no regime de concessão, como principal mecanismo de aumento da atratividade dos investimentos no País.

330. A mudança, que precisa ser processada no Legislativo, a exemplo dos PLs nºs 3.178/2019 e 5.007/2020, é considerada fundamental para a manutenção da atratividade do Brasil na competição global por investimentos na indústria do petróleo e gás natural.

331. Adicionalmente, foram identificados possíveis pontos de aprimoramento regulatório ou legal, descritos no Capítulo 6 do presente relatório, que visam a criação de um ambiente mais propício aos investimentos em E&P de petróleo e gás natural.

332. A este respeito, visando dar tratamento prático a estes temas, listamos na **Tabela 11** os possíveis pontos de aprimoramento com as devidas recomendações de abordagem e respectivos prazos previstos.

Tabela 11: principais temas com potencial para aprimoramentos, visando o aumento de competitividade e atração de investimentos para a exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil

Tema	Abordagem	Prazos previstos	Observações
6.1. Redução de <i>royalties</i> em campos marginais e maduros	I - Publicação de resolução pela ANP contendo critérios para a definição de campos de economicidade marginal; II - Estudo do MME sobre a pertinência de proposição ao CNPE de resolução visando estabelecer diretrizes sobre o tema.	I - Mar/2021; II - Dez/2021	-
6.2. Recalibração da relação entre <i>royalties</i> e participação especial	Estudo do MME sobre a pertinência de proposição ao poder legislativo sobre alterações nos artigos 47 e 50 da Lei 9.478/1997.	Dez/2021	-
6.3. Pagamento parcelado do bônus de assinatura	Estudo do MME sobre a pertinência de proposição ao poder legislativo sobre alterações no art. 46 da Lei 9.478/1997 e art. 42 da Lei 12.351/2010.	Dez/2021	-

6.4. Calibração do bônus de assinatura nas rodadas de licitação	Subcomitê 2 do BidSIM fará proposta de procedimento para definição de bônus de assinatura e alíquota mínima de excedente em óleo para a União, nas licitações em regime de partilha de produção.	Abr/2021	Necessário que o bônus de assinatura não seja uma barreira de entrada para as empresas interessadas e não limite a concorrência dos certames.
6.5. Definição de “Campo”	Revisão da Resolução ANP nº 17/2015.	Em andamento	Necessário adotar critérios que não causem barreiras ao desenvolvimento das acumulações descobertas. Verificar a necessidade/pertinência de manifestação do CNPE com a edição de diretrizes sobre o tema.
6.6. Garantias de Abandono e Descomissionamento	Publicação de resolução pela ANP.	Em andamento	Necessário adotar critérios que garantam a segurança com relação à desativação dos campos, sem comprometer desnecessariamente a economicidade dos campos.
6.7. Licenciamento ambiental	I - Interação entre MME, MMA, ANP e IBAMA. Realização do workshop de licenciamento ambiental envolvendo estes órgãos e a indústria. II – Criação de Grupos de Trabalho para recomendar diretrizes a serem adotadas no planejamento das rodadas e no licenciamento ambiental	I - Realizado em dez/2020 II – Abr/2021	Necessário que os procedimentos relacionados ao licenciamento ambiental, especialmente em baías de fronteira exploratória, sejam cada vez mais previsíveis. A partir do workshop, estão sendo desenvolvido dois grupos de trabalho sobre o tema.
6.8. Calendário de rodadas	Oferta Permanente de áreas para E&P de petróleo e gás natural	Em andamento	Adoção de medidas pelo MME, CNPE e ANP que reforcem o modelo de oferta permanente de áreas para E&P de petróleo e gás natural, garantindo a maior previsibilidade possível ao mercado.
6.9. Estabilidade de regras	-	-	Em geral, as ações propostas nos demais temas listados possuem o objetivo de conferir maior previsibilidade ao setor.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



CASA CIVIL



MINISTÉRIO DA
ECONOMIA

