



CÂMARA DOS DEPUTADOS

## PROJETO DE LEI N.<sup>º</sup> 6.083-A, DE 2016 (Do Sr. Celso Pansera)

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para estabelecer critérios de individualização da produção de áreas do polígono do Pré-Sal que se estendam por área da União; tendo parecer da Comissão de Desenvolvimento Econômico, pela aprovação deste, com substitutivo, e, pela rejeição dos de nº 11191/18, 11192/18, 11211/18 e 5007/20, apensados (relator: DEP. AUGUSTO COUTINHO).

**NOVO DESPACHO:**  
ÀS COMISSÕES DE:  
DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO;  
MINAS E ENERGIA;  
FINANÇAS E TRIBUTAÇÃO (ART. 54 RICD) E  
CONSTITUIÇÃO E JUSTIÇA E DE CIDADANIA (ART. 54 RICD)

**APRECIAÇÃO:**  
Proposição Sujeita à Apreciação Conclusiva pelas Comissões - Art. 24 II

### S U M Á R I O

I - Projeto inicial

II - Projetos apensados: 11191/18, 11192/18, 11211/18 e 5007/20

III - Na Comissão de Desenvolvimento Econômico:

- Parecer do relator
- Substitutivo oferecido pelo relator
- Parecer da Comissão
- Substitutivo adotado pela Comissão

**O CONGRESSO NACIONAL** decreta:

Art.1º Os arts. 30 e 36 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passam a vigorar com a seguinte redação:

*"Art. 36. ....*

*§ 3º As jazidas de que trata o **caput**, descobertas por empresas ou consórcios contratados sob regime de concessão ou de partilha de produção, poderão ser objeto de acordo de individualização de produção, no qual poderá ser mantido o mesmo operador nas áreas da União, sendo aplicável à jazida unificada as participações governamentais do regime em que ocorreu a descoberta.*

*§ 4º As receitas líquidas, obtidas pela dedução das participações governamentais de que trata o § 3º da receita bruta da jazida unificada, serão divididas entre a União e as empresas ou consórcios na proporção do volume recuperável de petróleo equivalente presente nas áreas da União e nas áreas das empresas ou consórcios, podendo ser descontados da parcela da União, proporcionalmente, os custos incorridos pelas empresas ou consórcios e um valor relativo à prestação de serviços pelo operador, nos termos do acordo de individualização da produção." (NR)*

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

### **JUSTIFICAÇÃO**

O processo de individualização da produção de jazidas de petróleo, também chamado de unitização, é uma prática comum no setor petrolífero. O processo torna-se necessário quando o reservatório descoberto se estende para além do bloco contratado.

O processo de unitização implica a celebração de um acordo para produção conjunta das partes, de forma a evitar a produção predatória das jazidas. A unitização da produção permite a otimização da produção e pode reduzir custos por economias de escala e escopo, ampliando os ganhos resultantes da produção.

No caso da província do Pré-Sal, há casos em que áreas sujeitas a unitização envolvem áreas não contratadas. Nos termos da Constituição Federal, a União, tem a propriedade e o controle sobre as áreas não contratadas.

Nessas áreas, a Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA deve representar a União nos acordos de individualização da produção – AIP. No entanto, a PPSA não pode participar diretamente dos investimentos, que devem ficar a cargo da empresa

ou consórcio que descobriu a área. No entanto, as receitas da União poderiam ser descontadas dos custos de capital e de investimento feitos pelo contratado.

De acordo com a Resolução nº 25/2013, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, o concessionário deverá “carregar” os investimentos em nome da União, sendo resarcido a partir da produção mensal da jazida unitizada.

Falta, contudo, base legal para a edição dessa Resolução. A política pública referente à individualização da produção deve ser estabelecida em lei, não em atos infralegais. Esse é o objetivo do projeto de lei aqui apresentado, que altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para estabelecer uma política pública para a unitização de jazidas que se estendam por área da União.

De acordo com o Ministério de Minas e Energia, merecem destaque os seguintes acordos de individualização da produção:

- 4 acordos assinados (Jazida Compartilhada de Tartaruga Mestiça/Campo de Tartaruga Verde, Jazida Compartilhada de Lula/Sul de Lula/Campos de Lula e Sul da Lula e Jazida Compartilhada de Massa/Campo de Argonauta e Campo de Sapinhoá),
- 3 acordos em andamento (Caxaréu, Pirambu e Sul de Sapinhoá);
- 4 pré-acordos de individualização em andamento (Libra, Gato do Mato, Carcará e Epitonium),
- 1 negociação finalizada com a conclusão sobre a não extensão da jazida para áreas não contratadas (Carapeba),
- 7 potenciais casos adicionais a serem avaliados pela PPSA, e início de negociação dependente de solicitação pela ANP.

A Figura 1 mostra áreas unitizáveis no polígono do Pré-Sal em áreas não contratadas da União, segundo a PPSA.

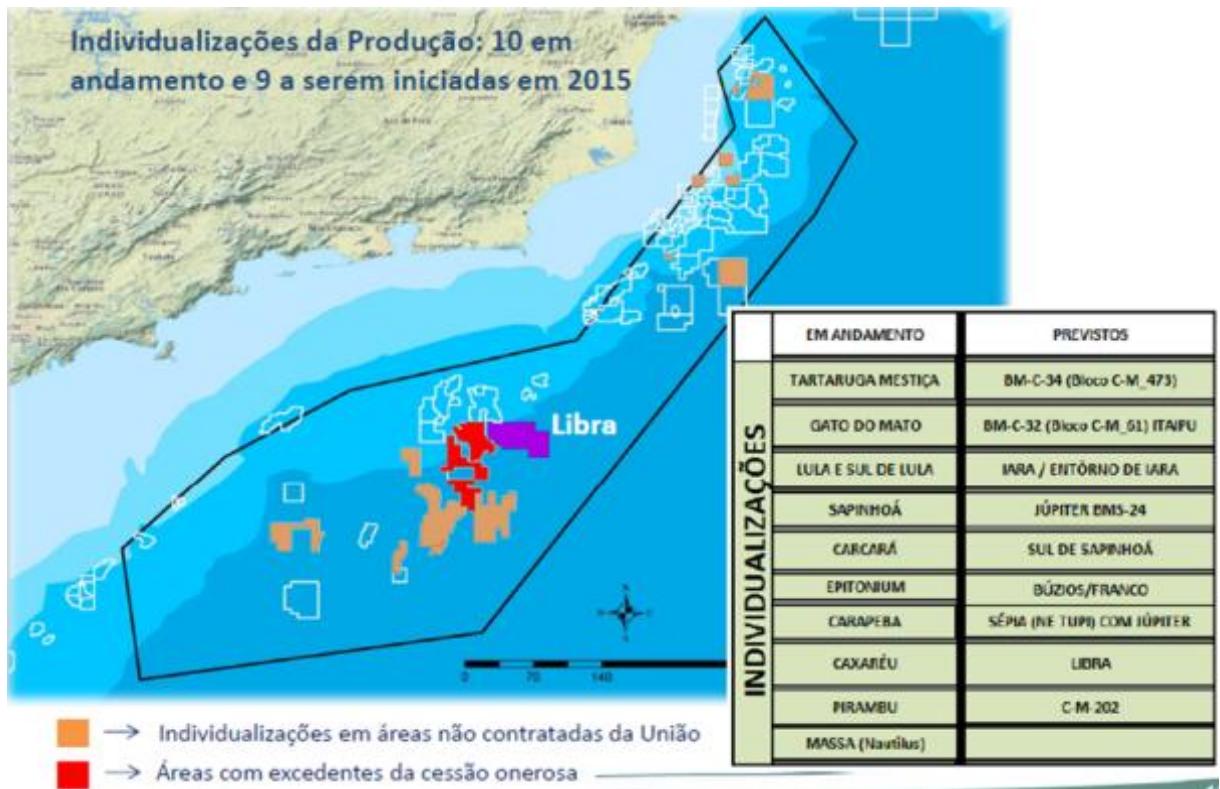


Figura 1 – Áreas unitizáveis no Pré-Sal.

Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, a questão da individualização da produção em áreas do polígono do Pré-Sal pode destravar investimentos de R\$ 120 bilhões, devido ao potencial calculado entre 8 e 10 bilhões de barris de petróleo nas áreas unitizáveis.

A grande maioria das jazidas unitizáveis apresentam, na área da União, volume recuperável inferior a 1 bilhão de barris equivalentes de petróleo cada uma. É importante, então, que a empresa ou o consórcio que realizou a descoberta possa ter o direito de ser operadora nas áreas adjacentes à sua.

Os citados investimentos, principalmente em áreas onde a Petrobras não tem interesse, podem gerar importante aumento na produção petrolífera nacional e um acréscimo no pagamento de tributos e receitas governamentais diretas do setor, tais como royalties, participação especial e excedente em óleo.

A receita líquida da jazida unificada será dividida entre a empresa ou consórcio e a União na proporção do volume recuperável de cada uma das áreas. Serão descontados da receita da União os custos incorridos pelas empresas ou consórcios e um valor relativo à prestação de serviços pelo operador, nos termos do acordo de individualização da produção.

Como são muitas as áreas unitizáveis presentes no polígono do Pré-Sal, o projeto de lei aqui proposto vai permitir o pleno desenvolvimento dessa província no curto prazo, com grande geração de emprego, renda e desenvolvimento do País. Contamos, então, com o apoio dos nobres Parlamentares para sua aprovação.

Sala das Sessões, em 31 de agosto de 2016.

Deputado CELSO PANSERA

**LEGISLAÇÃO CITADA ANEXADA PELA**

Coordenação de Organização da Informação Legislativa - CELEG  
Serviço de Tratamento da Informação Legislativa - SETIL  
Seção de Legislação Citada - SELEC

**LEI N° 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010**

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

**O PRESIDENTE DA REPÚBLICA**

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

.....  
**CAPÍTULO III**  
**DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**  
.....

.....  
**Seção VIII**  
**Do Contrato de Partilha de Produção**  
.....

Art. 30. A Petrobras, na condição de operadora do contrato de partilha de produção, deverá:

I - informar ao comitê operacional e à ANP, no prazo contratual, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos ou de quaisquer minerais;

II - submeter à aprovação do comitê operacional o plano de avaliação de descoberta de jazida de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, para determinação de sua comercialidade;

III - realizar a avaliação da descoberta de jazida de petróleo e de gás natural nos termos do plano de avaliação aprovado pela ANP, apresentando relatório de comercialidade ao comitê operacional;

IV - submeter ao comitê operacional o plano de desenvolvimento da produção do campo, bem como os planos de trabalho e de produção, contendo cronogramas e orçamentos;

V - adotar as melhores práticas da indústria do petróleo, obedecendo às normas e aos procedimentos técnicos e científicos pertinentes e utilizando técnicas apropriadas de

recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas; e

VI - encaminhar ao comitê operacional todos os dados e documentos relativos às atividades realizadas.

Art. 31. A cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato de partilha de produção somente poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização do Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANP, 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 Ministério de Minas e Energia; e

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

Parágrafo único. A Petrobras somente poderá ceder a participação nos contratos de partilha de produção que obtiver como vencedora da licitação, nos termos do art. 14.

Art. 32. O contrato de partilha de produção extinguir-se-á:

I - pelo vencimento de seu prazo;

II - por acordo entre as partes;

III - pelos motivos de resolução nele previstos;

IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato;

V - pelo exercício do direito de desistência pelo contratado na fase de exploração, desde que cumprido o programa exploratório mínimo ou pago o valor correspondente à parcela não cumprida, conforme previsto no contrato; e

VI - pela recusa em firmar o acordo de individualização da produção, após decisão da ANP.

§ 1º A devolução de áreas não implicará obrigação de qualquer natureza para a União nem conferirá ao contratado qualquer direito de indenização pelos serviços e bens.

§ 2º Extinto o contrato de partilha de produção, o contratado fará a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou a indenizar os danos decorrentes de suas atividades e a praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelas autoridades competentes.

## CAPÍTULO IV DA INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

Art. 33. O procedimento de individualização da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos deverá ser instaurado quando se identificar que a jazida se estende além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção.

§ 1º O concessionário ou o contratado sob o regime de partilha de produção deverá informar à ANP que a jazida será objeto de acordo de individualização da produção.

§ 2º A ANP determinará o prazo para que os interessados celebrem o acordo de individualização da produção, observadas as diretrizes do CNPE.

Art. 34. A ANP regulará os procedimentos e as diretrizes para elaboração do acordo de individualização da produção, o qual estipulará:

I - a participação de cada uma das partes na jazida individualizada, bem como as hipóteses e os critérios de sua revisão;

II - o plano de desenvolvimento da área objeto de individualização da produção; e

III - os mecanismos de solução de controvérsias.

Parágrafo único. A ANP acompanhará a negociação entre os interessados sobre os termos do acordo de individualização da produção.

Art. 35. O acordo de individualização da produção indicará o operador da respectiva

jazida.

Art. 36. A União, representada pela empresa pública referida no § 1º do art. 8º e com base nas avaliações realizadas pela ANP, celebrará com os interessados, nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não partilhadas, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário ou contratado sob regime de partilha de produção.

§ 1º A ANP deverá fornecer à empresa pública referida no § 1º do art. 8º todas as informações necessárias para o acordo de individualização da produção.

§ 2º O regime de exploração e produção a ser adotado nas áreas de que trata o *caput* independe do regime vigente nas áreas adjacentes.

Art. 37. A União, representada pela ANP, celebrará com os interessados, após as devidas avaliações, nos casos em que a jazida não se localize na área do pré-sal ou em áreas estratégicas e se estenda por áreas não concedidas, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário.

.....  
.....

## **RESOLUÇÃO ANP Nº 25 DE 08/07/2013**

O Diretor-Geral Substituto da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, no uso das atribuições, que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 32, de 21 de fevereiro de 2013, tendo em vista as disposições da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, da Lei nº 12.304, de 02 de agosto de 2010, da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, da Resolução de Diretoria nº 651, de 26 de junho de 2013, em conformidade com os Contratos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e

Considerando:

Que, nos termos do art. 20 da Constituição Federal, pertencem à União os recursos minerais, inclusive os do subsolo, bem como os recursos naturais em geral da plataforma continental e da zona econômica exclusiva;

Que, na forma da Constituição, o desenvolvimento nacional é um dos objetivos da República Federativa do Brasil (art. 3º) e que, nos termos do art. 174 § 1º tal desenvolvimento deverá ser equilibrado;

Que, conforme o *caput* e incisos I, II e IV do art. 1º, inciso I do art. 2º, inciso IX do art. 8º e inciso I do art. 44 da Lei nº 9.478/1997, e também conforme o inciso IX do art. 2º e inciso V do art. 30 da Lei nº 12.351/2010, a exploração dos recursos energéticos brasileiros, em especial os petrolíferos, se dará de forma racional, conservativa e ambientalmente sustentável.

Que, consoante os arts. 7º e 8º da Lei nº 9.478/1997, cumpre à ANP a tarefa de regular, contratar e fiscalizar as atividades da Indústria do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil;

Que a Individualização da Produção é um instituto jurídico mundialmente conhecido e eficaz para evitar a Produção depredatória de Jazidas petrolíferas que se estendam além da área outorgada a um detentor de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural;

Que a Individualização da Produção deverá seguir as Melhores Práticas da Indústria de Petróleo;

Que o art. 34 da Lei nº 12.351/2010 atribui à ANP a regulação dos procedimentos e diretrizes para elaboração dos Acordos de Individualização da Produção, na forma disciplinada pelos arts. 33 a 41 do mesmo estatuto legal;

torna público o seguinte ato:

## CAPÍTULO I DO OBJETO

Art. 1º Esta Resolução tem por objeto regular o Procedimento de Individualização da Produção de Petróleo e Gás Natural, que deve ser adotado quando se identificar que uma Jazida de Petróleo, Gás Natural ou outros hidrocarbonetos fluidos se estende além de um Bloco concedido, cedido onerosamente ou contratado.

## CAPÍTULO II DAS DEFINIÇÕES

Art. 2º Para os fins previstos nesta Resolução, consideram-se, além das definições contidas na Lei nº 9.478/1997, na Lei nº 12.351/2010 e nos Contratos de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, as seguintes:

I - Acordo de Individualização da Produção: acordo celebrado entre as partes, após a Declaração de Comercialidade, para Desenvolvimento e Produção unificados de Jazida Compartilhada, com conteúdo mínimo indicado no art. 13 desta Resolução e contendo o Plano de Desenvolvimento individualizado;

II - Área Individualizada: polígono definido pela projeção em superfície da(s) Jazida(s) Compartilhada(s) objeto do Acordo de Individualização da Produção;

III - Área não Contratada: toda e qualquer área que não seja objeto de Contrato de Concessão, Contrato de Cessão Onerosa ou Contrato de Partilha de Produção;

IV - Área sob Contrato: Bloco ou Campo objeto de um Contrato de Concessão, Contrato de Cessão Onerosa ou Contrato de Partilha de Produção;

V - Barril de Óleo Equivalente (Boe): unidade utilizada pela Industria do Petróleo para quantificar e comparar a energia relativa a volumes de diferentes combustíveis, onde 1bbl de Petróleo = 1 Boe ? 5.800.000 BTU ? 1.700 KWh.

VI - Cessionária: a PETROBRAS, na condição de parte do Contrato de Cessão Onerosa celebrado com a União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda;

VII - Compromisso de Individualização da Produção: instrumento celebrado após a Declaração de Comercialidade que formaliza a alocação da Produção de Jazida Compartilhada que se estende por Áreas sob Contrato distintas, cujos direitos de Exploração e Produção pertencem à mesma empresa ou a consórcio de idêntica composição e mesmos percentuais de participação;

VIII - Concessionário: empresa ou consórcio que houver firmado Contrato de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural com a União, por intermédio da ANP;

IX - Contratado: a PETROBRAS ou, quando for o caso, o consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação para a Exploração e Produção de Petróleo, de Gás Natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de Partilha de Produção;

X - Jazida Compartilhada: Reservatório ou Jazida que se estende além de uma determinada Área sob Contrato;

XI - Laudo Técnico: parecer que, na ausência de Acordo de Individualização da Produção voluntariamente firmado entre as Partes, servirá de base para determinar a forma como serão apropriados os direitos e obrigações sobre a Jazida Compartilhada;

XII - Obrigaçāo Divisível: prestação que tem por objeto uma coisa ou fato suscetíveis de divisão.

XIII - Obrigaçāo Indivisível: prestação que tem por objeto uma coisa ou fato não suscetíveis de divisão por natureza, por motivo de ordem econômica, ou dada a razão

determinante do negócio jurídico.

XIV - Operador da Área Individualizada: empresa responsável pela condução, direta e indireta, das atividades de Exploração, Avaliação, Desenvolvimento, Produção e de desativação das instalações.

XV - Parte: o Concessionário, a Cessionária, o Contratado sob o regime de Partilha de Produção ou a União, conforme for o caso, enquanto participantes do Procedimento de Individualização da Produção;

XVI - Participação: proporção que cabe aos detentores de direitos de Exploração e Produção sobre as Áreas sob Contrato e não Contratadas na Jazida Compartilhada, definida preferencialmente a partir do percentual do Volume Original de Óleo Equivalente da Jazida Compartilhada sob cada área;

XVII - Pré-acordo de Individualização da Produção: entendimento formalizado entre as possíveis Partes que pode incluir o planejamento conjunto das atividades de Avaliação da Jazida Compartilhada, bem como a definição de princípios que deverão embasar a celebração do Acordo de Individualização da Produção e o desenvolvimento da Jazida Compartilhada;

XVIII - Procedimento de Individualização da Produção: regramento a ser observado para a elaboração do Acordo de Individualização da Produção e do Compromisso de Individualização da Produção;

XIX - Redeterminação: alteração da Participação estabelecida no Acordo de Individualização da Produção ou no Compromisso de Individualização da Produção;

XX - Volume Original de Óleo Equivalente (VOE): quantidade de Barris de Óleo Equivalente correspondente aos Volumes Originais in situ de Petróleo e Gás Natural da Jazida Compartilhada.

## **PROJETO DE LEI N.º 11.191, DE 2018**

**(Do Sr. Mendonça Filho)**

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para dispor sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências.

**DESPACHO:**  
APENSE-SE À(AO) PL-6083/2016.

**O Congresso Nacional decreta:**

**Art. 1º** Esta Lei altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para atualizar o conceito de área do pré-sal, de forma a permitir que o Poder Executivo delimite as áreas a serem outorgadas sob o regime de partilha de produção, e dá outras providências.

**Art. 2º** O inciso IV do art. 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passa a

vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º .....

.....

IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, que venha a ser delimitada em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;

.....

.....” (NR)

**Art. 3º** O inciso V do art. 9º da Lei nº 12 351, de 22 de dezembro de 2010, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 9º .....

.....

V - a delimitação das regiões a serem classificadas como áreas do pré-sal e como áreas estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico;

.....

.....” (NR)

**Art. 4º** Acrescente-se o artigo 53 à Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997:

“Art. 53. Os parâmetros para cálculo de participações governamentais fixados por meio de decreto do Presidente da República de que trata este Capítulo deverão ser revisados periodicamente, em intervalo nunca superior a 5 (cinco) anos, levando-se em conta as condições observadas no mercado internacional de petróleo e gás natural.

§ 1º Uma primeira revisão será efetuada, obrigatoriamente, em até 12 (doze) meses da publicação desta Lei.

§ 2º Os novos parâmetros a serem eventualmente fixados não serão aplicáveis aos contratos em vigência na data da respectiva revisão.”

**Art. 5º** Fica revogado o Anexo “POLÍGONO PRÉ-SAL” da Lei nº 12 351, de 22 de dezembro de 2010.

**Art. 6º** Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

## JUSTIFICAÇÃO

A Constituição de 1988, em seu artigo 177, determina o monopólio da União nas atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos. Atualmente, o exercício desse monopólio pelo Estado Brasileiro dá-se por meio de dois regimes que coexistem no nosso ordenamento jurídico: o regime de concessão, instituído pela Lei 9.478/97, e o regime de partilha, instituído pela Lei 12.351/2010.

O artigo 3º da Lei 12.351/2010 determina que na *área do pré-sal* (delimitada pelo polígono definido no Anexo da mesma Lei) e em áreas consideradas estratégicas pelo Poder Executivo é obrigatória a adoção do regime de partilha. Nas áreas restantes, aplica-se o regime de concessão.

Acontece que essa forma estática pela qual atualmente define-se as áreas a serem exploradas sob cada regime inviabiliza o desenvolvimento de alguns projetos,

atrasando o desenvolvimento nacional e reduzindo os recursos disponíveis para as políticas sociais.

Um dos problemas decorrentes da rigidez da legislação vigente evidencia-se nos casos de áreas ainda não licitadas dentro do polígono que são contiguas a outras áreas já contratadas sob o regime de concessão. Nesses casos, a contratação pelo regime de concessão dessas novas áreas facilitaria o processo chamado de *unitização*, que é necessário quando os reservatórios petrolíferos se estendem para além dos limites das áreas sob contrato.

A unitização, que resulta num acordo entre as partes interessadas (titulares dos respectivos contratos de exploração e produção – E&P) com relação à identificação e à divisão dos respectivos direitos e responsabilidades das partes, é um processo complexo, custoso e que demanda considerável tempo para sua conclusão.

Nesse contexto, a multiplicidade dos regimes de E&P, com a consequente assimetria das respectivas regras contratuais, reduz a atratividade de investimentos e, por vezes, inviabiliza o desenvolvimento de alguns desses projetos. Nessas situações, a flexibilização quanto à adoção do regime de exploração mais adequado para cada caso (concessão ou partilha) seria um importante instrumento para mitigar tais dificuldades.

Outra questão a ser levada em conta é que os dois regimes tendem a gerar receitas governamentais que se distribuem de forma diferente ao longo do tempo. Sob o regime de concessão, os leilões têm sido disputados pelo critério de maior bônus de assinatura, o que gera uma receita imediata de maior vulto para o Estado. No caso da partilha, diferentemente, o critério adotado tem sido o da maior parcela de óleo destinada à União, de maneira que as participações governamentais demoram mais a serem percebidas pelo Estado.

Assim, a atualização proposta por este projeto coaduna-se com a necessidade de se impor às atividades de exploração e produção de petróleo e gás um caráter dinâmico e adaptável, capaz de atender às especificidades de cada caso particular, e de responder às conjunturas socioeconômicas presentes e futuras.

Ressalte-se que a decisão de natureza estratégica relacionada à escolha do regime para outorga das aludidas áreas estará sob o pleno controle do Estado Brasileiro, com participação obrigatória do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e da Presidência da República, permitindo o exercício legítimo do monopólio previsto na Constituição Federal.

Cabe destacar, ainda, que não haveria qualquer prejuízo às participações governamentais na adoção de um ou outro regime. Primeiro, porque os licitantes ofertam seus lances tendo em conta o risco e a viabilidade econômica em ‘Valor Presente Líquido – VPL dos projetos como um todo, independente do regime. Segundo, porque eventuais ajustes que se julgue necessários no regime de concessão podem ser realizados nos parâmetros de cálculo de participação especial via Decreto do Presidente da República, antes de cada leilão. Nesse sentido, a proposição prevê que seja realizada, em até 12 meses, uma revisão desses parâmetros, garantida a segurança jurídica para os contratos já em vigência.

De fato, a literatura especializada e as experiências recentes no Brasil

comprovam que não há um regime melhor a priori. O regime de concessão, adotado em 1997, permitiu ao Brasil duplicar sua produção e suas reservas em pouco mais de dez anos. O regime de partilha, após ajustes realizados em 2016, também gerou bons resultados a partir da 2ª rodada de leilões. Por outro lado, como demonstrando, há situações concretas em que a adoção de um dos regimes seria claramente mais vantajosa para a população brasileira, mas tal escolha resta impossível pela rigidez imposta pela atual Lei de Partilha.

O que se propõe, em suma, é dar à União a flexibilidade necessária para que se possa optar pelo regime mais adequado aos interesses nacionais em cada caso. Por todo o exposto, solicitamos o apoio dos Nobres Pares.

Sala das Sessões, em 12 de dezembro de 2018.

**DEPUTADO MENDONÇA FILHO**

Democratas/PE

**LEGISLAÇÃO CITADA ANEXADA PELA**

Coordenação de Organização da Informação Legislativa - CELEG

Serviço de Tratamento da Informação Legislativa - SETIL

Seção de Legislação Citada - SELEC

**CONSTITUIÇÃO  
DA  
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL  
1988**

**PREÂMBULO**

Nós, representantes do povo brasileiro, reunidos em Assembléia Nacional Constituinte para instituir um Estado democrático, destinado a assegurar o exercício dos direitos sociais e individuais, a liberdade, a segurança, o bem-estar, o desenvolvimento, a igualdade e a justiça como valores supremos de uma sociedade fraterna, pluralista e sem preconceitos, fundada na harmonia social e comprometida, na ordem interna e internacional, com a solução pacífica das controvérsias, promulgamos, sob a proteção de Deus, a seguinte Constituição da República Federativa do Brasil.

**TÍTULO VII  
DA ORDEM ECONÔMICA E FINANCEIRA**

**CAPÍTULO I  
DOS PRINCÍPIOS GERAIS DA ATIVIDADE ECONÔMICA**

Art. 177. Constituem monopólio da União:

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

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

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

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

V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção dos radioisótopos cuja produção, comercialização e utilização poderão ser autorizadas sob regime de permissão, conforme as alíneas b e c do inciso XXIII do *caput* do art. 21 desta Constituição Federal. ([Inciso com redação dada pela Emenda Constitucional nº 49, de 2006](#))

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

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

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

II - as condições de contratação;

III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União; ([Parágrafo acrescido pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995](#))

§ 3º A lei disporá sobre o transporte e a utilização de materiais radioativos no território nacional. ([Primitivo § 2º renumerado pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995](#))

§ 4º A lei que instituir contribuição de intervenção no domínio econômico relativa às atividades de importação ou comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados e álcool combustível deverá atender aos seguintes requisitos:

I - a alíquota da contribuição poderá ser:

a) diferenciada por produto ou uso;

b) reduzida e restabelecida por ato do Poder Executivo, não se lhe aplicando o disposto no art. 150, III, b;

II - os recursos arrecadados serão destinados:

a) ao pagamento de subsídios a preços ou transporte de álcool combustível, gás natural e seus derivados e derivados de petróleo;

b) ao financiamento de projetos ambientais relacionados com a indústria do petróleo e do gás;

c) ao financiamento de programas de infra-estrutura de transportes. ([Parágrafo acrescido pela Emenda Constitucional nº 33, de 2001](#))

Art. 178. A lei disporá sobre a ordenação dos transportes aéreo, aquático e terrestre, devendo, quanto à ordenação do transporte internacional, observar os acordos firmados pela União, atendido o princípio da reciprocidade. ([“Caput” do artigo com redação dada pela Emenda Constitucional nº 7, de 1995](#))

Parágrafo único. Na ordenação do transporte aquático, a lei estabelecerá as condições em que o transporte de mercadorias na cabotagem e a navegação interior poderão ser feitos por embarcações estrangeiras. ([Parágrafo único acrescido pela Emenda Constitucional nº 7, de 1995](#))

## **LEI N° 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010**

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em

áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

## O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

### CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Esta Lei dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos, e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

### CAPÍTULO II DAS DEFINIÇÕES TÉCNICAS

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

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

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

III - excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos *royalties* devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43;

IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;

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

VI - operador: o responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção; ([Inciso com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016](#))

VII - contratado: a Petrobras, quando for realizada a contratação direta, nos termos do art. 8º, inciso I, desta Lei, ou a empresa ou o 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; ([Inciso com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016](#))

VIII - conteúdo local: proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade;

IX - individualização da produção: procedimento que visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção;

X - ponto de medição: local definido no plano de desenvolvimento de cada campo onde é realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido, conforme regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;

XI - ponto de partilha: local em que há divisão entre a União e o contratado de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos, nos termos do respectivo contrato de partilha de produção;

XII - bônus de assinatura: valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção; e

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

## CAPÍTULO III DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

### Seção I Disposições Gerais

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 pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.

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. (*“Caput” do artigo com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

§ 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. (*Parágrafo acrescido pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

§ 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). (*Parágrafo acrescido pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

Art. 5º A União não assumirá os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.

Art. 6º Os custos e os investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção serão integralmente suportados pelo contratado, cabendo-lhe, no caso de descoberta comercial, a sua restituição nos termos do inciso II do art. 2º.

Parágrafo único. A União, por intermédio de fundo específico criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, nos termos do respectivo contrato.

Art. 7º Previamente à contratação sob o regime de partilha de produção, o Ministério de Minas e Energia, diretamente ou por meio da ANP, poderá promover a avaliação do potencial das áreas do pré-sal e das áreas estratégicas.

Parágrafo único. A Petrobras poderá ser contratada diretamente para realizar estudos exploratórios necessários à avaliação prevista no *caput*.

Art. 8º A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de partilha de produção:

- I - diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação; ou
- II - mediante licitação na modalidade leilão.

§ 1º A gestão dos contratos previstos no *caput* caberá à empresa pública a ser criada com este propósito.

§ 2º 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.

## Seção II Das Competências do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

Art. 9º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE tem como competências, entre outras definidas na legislação, propor ao Presidente da República:

I - o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços;

II - os blocos que serão destinados à contratação direta com a Petrobras sob o regime de partilha de produção;

III - os blocos que serão objeto de leilão para contratação sob o regime de partilha de produção;

IV - os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção;

V - a delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico;

VI - a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018*)

VII - a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

VIII - a indicação da Petrobras como operador, nos termos do art. 4º; (*Inciso acrescido pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

IX - a participação mínima da Petrobras caso a empresa seja indicada como operador, nos termos do art. 4º. (*Inciso acrescido pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

## Seção III Das Competências do Ministério de Minas e Energia

Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências:

I - planejar o aproveitamento do petróleo e do gás natural;

II - propor ao CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção;

III - propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção:

a) os critérios para definição do excedente em óleo da União;  
 b) o percentual mínimo do excedente em óleo da União;  
 c) a indicação da Petrobras como operador e sua participação mínima, nos termos do art. 4º; (*Alínea com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

d) os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos;

e) o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional; e

f) o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º;

IV - estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação prevista no inciso II do art. 8º, bem como para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção; e

V - aprovar as minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaboradas pela ANP.

§ 1º Ao final de cada semestre, o Ministério de Minas e Energia emitirá relatório sobre as atividades relacionadas aos contratos de partilha de produção.

§ 2º O relatório será publicado até 30 (trinta) dias após o encerramento do semestre, assegurado amplo acesso ao público.

## ANEXO

POLÍGONO PRÉ-SAL		
COORDENADAS POLICÔNICA/SAD69/MC54		
Longitude (W)	Latitude (S)	Vértices
5828309.85	7131717.65	1
5929556.50	7221864.57	2
6051237.54	7283090.25	3
6267090.28	7318567.19	4
6435210.56	7528148.23	5
6424907.47	7588826.11	6
6474447.16	7641777.76	7
6549160.52	7502144.27	8
6502632.19	7429577.67	9
6152150.71	7019438.85	10
5836128.16	6995039.24	11
5828309.85	7131717.65	1

## LEI N° 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

### O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

## CAPÍTULO VI

## DO REFINO DE PETRÓLEO E DO PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º desta Lei poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento, de liquefação, de regaseificação e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade. (*"Caput" do artigo com redação dada pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009*)

§ 1º A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.

§ 2º Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no § 1º do artigo anterior.

.....  
.....

## **PROJETO DE LEI N.º 11.192, DE 2018**

### **(Do Sr. Mendonça Filho)**

Altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para dispor sobre a exploração e a produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de concessão, inclusive em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências.

**DESPACHO:**  
APENSE-SE À(AO) PL-11191/2018.

**O Congresso Nacional decreta:**

**Art. 1º** Esta Lei determina a adoção do regime de concessão, na forma da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na exploração e produção de petróleo e gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, inclusive em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas.

**Art. 2º** A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º .....

.....

VIII - definir os blocos a serem objeto de concessão;

.....

X - induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão, observado o disposto no inciso IX.

.....

.....

Art. 5º As atividades econômicas de que trata o art. 4º desta Lei serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

.....

.....

Art. 8º .....

.....

.....

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção.

.....

.....

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

.....

§ 3º A critério do Poder Executivo, os contratos celebrados nos termos da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, poderão ser adaptados para o regime de concessão, nos termos desta Lei, desde que em comum acordo com o contratado, mantidos o equilíbrio econômico-financeiro do contrato e a estimativa de receita a ser auferida a título de participações governamentais, na forma do regulamento.

.....

.....

Art. 53. Os parâmetros para cálculo de participações governamentais fixados por meio de decreto do Presidente da República de que trata este Capítulo deverão ser revisados periodicamente, em intervalo nunca superior a 5 (cinco) anos, levando-se em conta as condições observadas no mercado internacional de petróleo e gás natural.

§ 1º Uma primeira revisão será efetuada, obrigatoriamente, em até 12 (doze) meses da publicação desta Lei.

§ 2º Os novos parâmetros a serem eventualmente fixados não serão aplicáveis aos contratos em vigência na data da respectiva revisão.

.....

....." (NR)

**Art. 3º** Revoga-se o art. 3º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

**Art. 4º** Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

## JUSTIFICAÇÃO

O regime de concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural foi adotado em 1997, com a publicação da Lei nº 9.478/1997. Nos anos seguintes à sua implementação, o modelo provou sua eficácia de forma inequívoca, ao permitir que o Brasil dobrasse sua produção anual e o volume de suas reservas provadas de petróleo e gás em pouco mais de 10 anos.

Mesmo com o sucesso do modelo de concessão, após o anúncio da descoberta do pré-sal, em 2007, o governo Lula patrocinou uma revisão na legislação do setor, criando o modelo de partilha de produção, sob o argumento de que a alteração garantiria mais recursos para o Estado e fortaleceria a Petrobras. A nova legislação apresentava viés claramente estatizante, ao obrigar a estatal a investir um mínimo de 30% em todos os leilões realizados na área do pré-sal.

O primeiro teste do modelo de partilha foi decepcionante. O leilão do super campo de Libra, à época anunciado como a “joia da coroa”, contou com apenas um consórcio participante e resultou em um percentual de participação governamental extremamente baixo, quando se tem em conta o risco exploratório reduzido e o tamanho das reservas em disputa no certame.

Além do resultado fraco em termos de participações governamentais, a tese de que o regime de partilha seria vantajoso para a Petrobras também sofreu um duro golpe. Em 2014, 17 anos depois da entrada em vigor do regime de concessão, a Petrobras detinha 83,5% da produção brasileira de petróleo e gás natural e 90% das nossas reservas provadas. No leilão de Libra, todavia, a participação da estatal no consórcio ficou em apenas 40%.

Em 2016, o governo Temer revisou o regime de partilha, retirando a obrigatoriedade da Petrobras de investir no mínimo 30% em todas as áreas a serem licitadas no pré-sal, dando à estatal o direito de exercer a preferência sobre as áreas de seu interesse. A mudança mostrou-se positiva, viabilizando maior competição e resultados melhores que o de Libra nas rodadas seguintes de leilões de partilha de produção.

Ainda assim, há desvantagens que são intrínsecas ao regime de partilha e que tornam legítima a discussão sobre a adoção do regime de concessão também nas áreas do pré-sal e estratégicas.

Primeiramente, o regime de partilha é mais complexo, apresenta maiores custos de transação e enfraquece as atribuições da ANP, pela obrigatoriedade da participação da PPSA nos consórcios e pela necessidade de comercialização do petróleo pela União. Do ponto de vista institucional, o maior número de agentes tende a aumentar a ineficiência e o risco de captura, além de demandar maior esforço fiscalizatório.

Em segundo lugar, não é verdade que o regime de partilha garante mais

recursos para a União. Em realidade, estudos indicam que apenas em cenários muito específicos – nos quais combina-se campos de grandes volumes com altos valores por barril de petróleo – a partilha é capaz de gerar recursos iguais ou superiores à concessão. Ressalte-se, porém, que um desses campos era Libra, e os resultados citados não comprovaram tal hipótese.

Em terceiro, a concessão garante à União recursos imediatos, pois tende a gerar pagamentos superiores de bônus de assinatura. Em um cenário de grave crise fiscal, e tendo em conta a possibilidade de perda de valor do petróleo no médio prazo, pela adoção de fontes alternativas de energia, tal vantagem não deve ser ignorada.

Ainda, há evidências de que as regras do regime de partilha inviabilizam economicamente a produção de campos menos atrativos localizados no pré-sal, o que não ocorreria sob o regime de concessão, que é mais flexível do ponto de vista das participações governamentais mínimas.

Por fim, a existência de dois regimes fiscais para exploração e produção de petróleo e gás aumenta a complexidade regulatória e traz complicações para a gestão pela União de campos adjacentes e para os processos de “unitização”. Nesse sentido, a adoção de um modelo único seria desejável.

Por outro lado, são falaciosas algumas vantagens por vezes atribuídas ao regime de partilha. Além dos problemas já expostos, argumentos como o maior controle do ritmo de produção e maiores índices de conteúdo local não se sustentam. O controle do ritmo de produção pode ser realizado por meio do ritmo dos próprios leilões, ou por meio da Petrobras, enquanto o conteúdo local é historicamente superior sob o regime de concessão, e poderia ser induzido de forma mais transparente por meio da política comercial e alfandegária.

Na realidade, a retórica utilizada pelo governo do PT para aprovação do regime de partilha, além de falsa, esconde seu vício estatizante e centralizador: enquanto as participações especiais, sob o regime de concessão, são divididas entre todos os entes federados; o excedente em óleo – sua contraparte no regime de partilha – fica todo com a União.

Diante do exposto, propõe-se a discussão do retorno ao modelo anterior nas áreas do pré-sal e estratégicas a serem licitadas, e autoriza-se a União a proceder com a adaptação dos contratos de partilha vigentes para convertê-los ao regime de concessão, caso haja interesse, desde que em comum acordo com os contratados e sem perdas para a população brasileira.

Por todo o exposto, solicitamos o apoio dos Nobres Pares no sentido de retomar o regime de concessão, que se mostrou mais simples, competitivo e eficaz, com o propósito de gerar maiores ganhos para o povo brasileiro.

Sala das Sessões, em 12 de dezembro de 2018.

**DEPUTADO MENDONÇA FILHO**  
Democratas/PE

**LEGISLAÇÃO CITADA ANEXADA PELA**  
**Coordenação de Organização da Informação Legislativa - CELEG**  
**Serviço de Tratamento da Informação Legislativa - SETIL**  
**Seção de Legislação Citada - SELEC**

**LEI N° 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997**

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

**O PRESIDENTE DA REPÚBLICA**

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

**CAPÍTULO I**  
**DOS PRINCÍPIOS E OBJETIVOS DA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL**

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

- I - preservar o interesse nacional;
- II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;
- III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
- V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;
- VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;
- VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
- VIII - utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- IX - promover a livre concorrência;
- X - atrair investimentos na produção de energia;
- XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.
- XII - incrementar, em bases econômicas, sociais e ambientais, a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional; (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)
- XIII - garantir o fornecimento de biocombustíveis em todo o território nacional; (*Inciso acrescido pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)
- XIV - incentivar a geração de energia elétrica a partir da biomassa e de subprodutos da produção de biocombustíveis, em razão do seu caráter limpo, renovável e complementar à fonte hidráulica; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)
- XV - promover a competitividade do País no mercado internacional de biocombustíveis; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)
- XVI - atrair investimentos em infraestrutura para transporte e estocagem de biocombustíveis; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)
- XVII - fomentar a pesquisa e o desenvolvimento relacionados à energia renovável; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)
- XVIII - mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis. (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)

## CAPÍTULO II DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA

Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;

II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;

III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)

V - estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991; (*Inciso com redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)

VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico. (*Inciso acrescido pela Lei nº 10.848, de 15/3/2004*)

VII - estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos, que visem a sua utilização eficiente e compatível com os mercados interno e externos. (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009*)

VIII - definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010*)

IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis, bem como da sua cadeia de suprimento; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010, e com nova redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)

X - induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção, observado o disposto no inciso IX; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010*)

XI - definir diretrizes para comercialização e uso de biodiesel e estabelecer, em caráter autorizativo, quantidade superior ao percentual de adição obrigatória fixado em lei específica; (*Inciso acrescido pela Medida Provisória nº 647, de 28/5/2014, convertida na Lei nº 13.033, de 24/9/2014*)

XII - estabelecer os parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e (*Inciso acrescido pela Medida Provisória nº 688, de 18/8/2015, convertida na Lei nº 13.203, 8/12/2015*)

XIII - definir a estratégia e a política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica. (*Inciso acrescido pela Lei nº 13.203, 8/12/2015*)

§ 1º Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético.

§ 2º O CNPE será regulamentado por decreto do Presidente da República, que

determinará sua composição e a forma de seu funcionamento.

Art. 2º-A. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências, propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos:

I - valores de bonificação pela outorga das concessões a serem licitadas nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

II - prazo e forma de pagamento da bonificação pela outorga de que trata o inciso I; e

III - nas licitações de geração:

a) a parcela da garantia física destinada ao Ambiente de Contratação Regulada - ACR dos empreendimentos de geração licitados nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, observado o limite mínimo de 70% (setenta por cento) destinado ao ACR, e o disposto no § 3º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e

b) a data de que trata o § 8º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Parágrafo único. Nos casos previstos nos incisos I e II do *caput*, será ouvido o Ministério da Fazenda. ([Artigo acrescido pela Lei nº 13.203, 8/12/2015](#))

Art. 2º-B. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências, propor ao CNPE a política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica.

Parágrafo único. Na proposição de que trata o *caput*, será ouvido o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. ([Artigo acrescido pela Lei nº 13.203, 8/12/2015](#))

## CAPÍTULO III DA TITULARIDADE E DO MONOPÓLIO DO PETRÓLEO E DO GÁS NATURAL

### Seção I Do Exercício do Monopólio

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

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

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

II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;

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

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

Art. 5º As atividades econômicas de que trata o art. 4º desta Lei serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. ([Artigo com redação dada pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010](#))

### Seção II Das Definições Técnicas

Art. 6º Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado;

II - Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros;

III - Derivados de Petróleo: produtos decorrentes da transformação do petróleo;

IV - Derivados Básicos: principais derivados de petróleo, referidos no art. 177 da Constituição Federal, a serem classificados pela Agência Nacional do Petróleo;

V - Refino ou Refinação: conjunto de processos destinados a transformar o petróleo

em derivados de petróleo;

VI - Tratamento ou Processamento de Gás Natural: conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

VII - Transporte: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral; ([Inciso com redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011](#))

VIII - Transferência: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades; ([Inciso com redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011](#))

IX - Bacia Sedimentar: depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não;

X - Reservatório ou Depósito: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não;

XI - Jazida: reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção;

XII - Prospecto: feição geológica mapeada como resultado de estudos geofísicos e de interpretação geológica, que justificam a perfuração de poços exploratórios para a localização de petróleo ou gás natural;

XIII - Bloco: parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural;

XIV - Campo de Petróleo ou de Gás Natural: 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;

XV - Pesquisa ou Exploração: conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural;

XVI - Lavra ou Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação;

XVII - Desenvolvimento: conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás;

XVIII - Descoberta Comercial: descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção;

XIX - Indústria do Petróleo: conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados;

XX - Distribuição: atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito envasado, exercida por empresas especializadas, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXI - Revenda: atividade de venda a varejo de combustíveis, lubrificantes e gás liquefeito envasado, exercida por postos de serviços ou revendedores, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXII - Distribuição de Gás Canalizado: serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal;

XXIII - Estocagem de Gás Natural: armazenamento de gás natural em reservatórios próprios, formações naturais ou artificiais.

XXIV - Biocombustível: substância derivada de biomassa renovável, tal como biodiesel, etanol e outras substâncias estabelecidas em regulamento da ANP, que pode ser empregada diretamente ou mediante alterações em motores a combustão interna ou para outro tipo de geração de energia, podendo substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil; ([Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005, e com nova redação dada pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011](#))

XXV - Biodiesel: biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de

origem fóssil. (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)

XXVI - Indústria Petroquímica de Primeira e Segunda Geração: conjunto de indústrias que fornecem produtos petroquímicos básicos, a exemplo do eteno, do propeno e de resinas termoplásticas. (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.921, de 13/4/2009*)

XXVII - cadeia produtiva do petróleo: sistema de produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados, incluindo a distribuição, a revenda e a estocagem, bem como o seu consumo. (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.114, de 9/12/2009*)

XXVIII - Indústria de Biocombustível: conjunto de atividades econômicas relacionadas com produção, importação, exportação, transferência, transporte, armazenagem, comercialização, distribuição, avaliação de conformidade e certificação de qualidade de biocombustíveis; (*Inciso acrescido pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)

XXIX - Produção de Biocombustível: conjunto de operações industriais para a transformação de biomassa renovável, de origem vegetal ou animal, em combustível; (*Inciso acrescido pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)

XXX - Etanol: biocombustível líquido derivado de biomassa renovável, que tem como principal componente o álcool etílico, que pode ser utilizado, diretamente ou mediante alterações, em motores a combustão interna com ignição por centelha, em outras formas de geração de energia ou em indústria petroquímica, podendo ser obtido por rotas tecnológicas distintas, conforme especificado em regulamento; e (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)

XXXI - Bioquerosene de Aviação: substância derivada de biomassa renovável que pode ser usada em turborreatores e turbopropulsores aeronáuticos ou, conforme regulamento, em outro tipo de aplicação que possa substituir parcial ou totalmente combustível de origem fóssil. (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)

## CAPÍTULO IV DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (*Capítulo com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)

### Seção I Da Instituição e das Atribuições

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. (*"Caput" do artigo com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)

Parágrafo único. A ANP terá sede e foro no Distrito Federal e escritórios centrais na cidade do Rio de Janeiro, podendo instalar unidades administrativas regionais.

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe: (*"Caput" do artigo com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010*)

III - regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas;

IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração,

desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;

V - autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009*)

VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei;

VII - fiscalizar diretamente e de forma concorrente nos termos da Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009*)

VIII - instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento;

XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)

XII - consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;

XIII - fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;

XIV - articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;

XV - regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.

XVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à produção, à importação, à exportação, à armazenagem, à estocagem, ao transporte, à transferência, à distribuição, à revenda e à comercialização de biocombustíveis, assim como avaliação de conformidade e certificação de sua qualidade, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios; (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005, e com nova redação dada pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)

XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação; (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)

XVIII - especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis. (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)

XIX - regular e fiscalizar o acesso à capacidade dos gasodutos; (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009*)

XX - promover, direta ou indiretamente, as chamadas públicas para a contratação de capacidade de transporte de gás natural, conforme as diretrizes do Ministério de Minas e Energia; (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009*)

XXI - registrar os contratos de transporte e de interconexão entre instalações de transporte, inclusive as procedentes do exterior, e os contratos de comercialização, celebrados entre os agentes de mercado; (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009*)

XXII - informar a origem ou a caracterização das reservas do gás natural contratado e a ser contratado entre os agentes de mercado; (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009*)

XXIII - regular e fiscalizar o exercício da atividade de estocagem de gás natural, inclusive no que se refere ao direito de acesso de terceiros às instalações concedidas; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXIV - elaborar os editais e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários para a exploração das atividades de transporte e de estocagem de gás natural; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXV - celebrar, mediante delegação do Ministério de Minas e Energia, os contratos de concessão para a exploração das atividades de transporte e estocagem de gás natural sujeitas ao regime de concessão; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXVI - autorizar a prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXVII - estabelecer critérios para a aferição da capacidade dos gasodutos de transporte e de transferência; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXVIII - articular-se com órgãos reguladores estaduais e ambientais, objetivando compatibilizar e uniformizar as normas aplicáveis à indústria e aos mercados de gás natural. (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

Parágrafo único. No exercício das atribuições de que trata este artigo, com ênfase na garantia do abastecimento nacional de combustíveis, desde que em bases econômicas sustentáveis, a ANP poderá exigir dos agentes regulados, conforme disposto em regulamento: ("Caput" do parágrafo único acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011)

I - a manutenção de estoques mínimos de combustíveis e de biocombustíveis, em instalação própria ou de terceiro; (Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011)

II - garantias e comprovação de capacidade para atendimento ao mercado de combustíveis e biocombustíveis, mediante a apresentação de, entre outros mecanismos, contratos de fornecimento entre os agentes regulados. (Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011)

### III - (VETADO na Lei nº 13.723, de 4/10/2018)

Art. 8º-A Caberá à ANP supervisionar a movimentação de gás natural na rede de transporte e coordená-la em situações caracterizadas como de contingência.

§ 1º O Comitê de Contingenciamento definirá as diretrizes para a coordenação das operações da rede de movimentação de gás natural em situações caracterizadas como de contingência, reconhecidas pelo Presidente da República, por meio de decreto.

§ 2º No exercício das atribuições referidas no *caput* deste artigo, caberá à ANP, sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas na regulamentação:

I - supervisionar os dados e as informações dos centros de controle dos gasodutos de transporte;

II - manter banco de informações relativo ao sistema de movimentação de gás natural permanentemente atualizado, subsidiando o Ministério de Minas e Energia com as informações sobre necessidades de reforço ao sistema;

III - monitorar as entradas e saídas de gás natural das redes de transporte, confrontando os volumes movimentados com os contratos de transporte vigentes;

IV - dar publicidade às capacidades de movimentação existentes que não estejam sendo utilizadas e às modalidades possíveis para sua contratação; e

V - estabelecer padrões e parâmetros para a operação e manutenção eficientes do sistema de transporte e estocagem de gás natural.

§ 3º Os parâmetros e informações relativos ao transporte de gás natural necessários à supervisão, controle e coordenação da operação dos gasodutos deverão ser disponibilizados pelos transportadores à ANP, conforme regulação específica. (Artigo acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

Art. 9º Além das atribuições que lhe são conferidas no artigo anterior, caberá à ANP exercer, a partir de sua implantação, as atribuições do Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, relacionadas com as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool, observado o disposto no art. 78.

---

## CAPÍTULO V DA EXPLORAÇÃO E DA PRODUÇÃO

## Seção I

### Das Normas Gerais

Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP, ressalvadas as competências de outros órgãos e entidades expressamente estabelecidas em lei. ([Artigo com redação dada pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010](#))

Art. 22. O acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração.

§ 1º A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS transferirá para a ANP as informações e dados de que dispuser sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo ou gás natural, desenvolvidas em função da exclusividade do exercício do monopólio até a publicação desta Lei.

§ 2º A ANP estabelecerá critérios para remuneração à PETROBRÁS pelos dados e informações referidos no parágrafo anterior e que venham a ser utilizados pelas partes interessadas, com fiel observância ao disposto no art. 117 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, com as alterações procedidas pela Lei nº 9.457, de 5 de maio de 1997.

§ 3º O Ministério de Minas e Energia terá acesso irrestrito e gratuito ao acervo a que se refere o caput deste artigo, com o objetivo de realizar estudos e planejamento setorial, mantido o sigilo a que esteja submetido, quando for o caso. ([Parágrafo acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010](#))

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei, ou sob o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas, conforme legislação específica. ([“Caput” do artigo com redação dada pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010](#))

§ 1º ([Revogado pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010](#))

§ 2º A ANP poderá outorgar diretamente ao titular de direito de lavra ou de autorização de pesquisa de depósito de carvão mineral concessão para o aproveitamento do gás metano que ocorra associado a esse depósito, dispensada a licitação prevista no *caput* deste artigo. ([Parágrafo acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009](#))

Art. 24. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

§ 1º Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

§ 2º A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.

## CAPÍTULO VI

### DO REFINO DE PETRÓLEO E DO PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º desta Lei poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento, de liquefação, de regaseificação e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade. ([“Caput” do artigo com redação dada pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009](#))

§ 1º A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.

§ 2º Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no § 1º do artigo anterior.

.....

## **LEI N° 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010**

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

### **O PRESIDENTE DA REPÚBLICA**

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

#### **CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES PRELIMINARES**

Art. 1º Esta Lei dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos, e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

#### **CAPÍTULO II DAS DEFINIÇÕES TÉCNICAS**

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

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

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

III - excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos *royalties* devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43;

IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;

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

VI - operador: o responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

VII - contratado: a Petrobras, quando for realizada a contratação direta, nos termos do art. 8º, inciso I, desta Lei, ou a empresa ou o 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; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

VIII - conteúdo local: proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade;

IX - individualização da produção: procedimento que visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção;

X - ponto de medição: local definido no plano de desenvolvimento de cada campo onde é realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido, conforme regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;

XI - ponto de partilha: local em que há divisão entre a União e o contratado de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos, nos termos do respectivo contrato de partilha de produção;

XII - bônus de assinatura: valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção; e

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

.....  
.....

## **PROJETO DE LEI N.º 11.211, DE 2018**

**(Do Sr. Eli Corrêa Filho)**

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para dispor sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências.

**DESPACHO:**  
APENSE-SE À(AO) PL-11191/2018.

**O Congresso Nacional decreta:**

**Art. 1º** Esta Lei altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para atualizar o conceito de área do pré-sal, de forma a permitir que o Poder Executivo delimite as áreas a serem outorgadas sob o regime de partilha de produção, e dá outras providências.

**Art. 2º** O inciso IV do art. 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º .....

.....

IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, que venha a ser delimitada em ato do Poder

Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;

..... " (NR)

**Art. 3º** O inciso V do art. 9º da Lei nº 12 351, de 22 de dezembro de 2010, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 9º .....

.....  
V - a delimitação das regiões a serem classificadas como áreas do pré-sal e como áreas estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico;

..... " (NR)

**Art. 4º** Acrescente-se o artigo 53 à Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997:

"Art. 53. Os parâmetros para cálculo de participações governamentais fixados por meio de decreto do Presidente da República de que trata este Capítulo deverão ser revisados periodicamente, em intervalo nunca superior a 5 (cinco) anos, levando-se em conta as condições observadas no mercado internacional de petróleo e gás natural.

§ 1º Uma primeira revisão será efetuada, obrigatoriamente, em até 12 (doze) meses da publicação desta Lei.

§ 2º Os novos parâmetros a serem eventualmente fixados não serão aplicáveis aos contratos em vigência na data da respectiva revisão. "

**Art. 5º** Fica revogado o Anexo "POLÍGONO PRÉ-SAL" da Lei nº 12 351, de 22 de dezembro de 2010.

**Art. 6º** Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

## JUSTIFICAÇÃO

A Constituição de 1988, em seu artigo 177, determina o monopólio da União nas atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos. Atualmente, o exercício desse monopólio pelo Estado Brasileiro dá-se por meio de dois regimes que coexistem no nosso ordenamento jurídico: o regime de concessão, instituído pela Lei 9.478/97, e o regime de partilha, instituído pela Lei 12.351/2010.

O artigo 3º da Lei 12.351/2010 determina que na *área do pré-sal* (delimitada pelo polígono definido no Anexo da mesma Lei) e em áreas consideradas estratégicas pelo Poder Executivo é obrigatória a adoção do regime de partilha. Nas áreas restantes, aplica-se o regime de concessão.

Acontece que essa forma estática pela qual atualmente define-se as áreas a serem exploradas sob cada regime inviabiliza o desenvolvimento de alguns projetos, atrasando o desenvolvimento nacional e reduzindo os recursos disponíveis para as políticas sociais.

Um dos problemas decorrentes da rigidez da legislação vigente evidencia-se

nos casos de áreas ainda não licitadas dentro do polígono que são contiguas a outras áreas já contratadas sob o regime de concessão. Nesses casos, a contratação pelo regime de concessão dessas novas áreas facilitaria o processo chamado de *unitização*, que é necessário quando os reservatórios petrolíferos se estendem para além dos limites das áreas sob contrato.

A unitização, que resulta num acordo entre as partes interessadas (titulares dos respectivos contratos de exploração e produção – E&P) com relação à identificação e à divisão dos respectivos direitos e responsabilidades das partes, é um processo complexo, custoso e que demanda considerável tempo para sua conclusão.

Nesse contexto, a multiplicidade dos regimes de E&P, com a consequente assimetria das respectivas regras contratuais, reduz a atratividade de investimentos e, por vezes, inviabiliza o desenvolvimento de alguns desses projetos. Nessas situações, a flexibilização quanto à adoção do regime de exploração mais adequado para cada caso (concessão ou partilha) seria um importante instrumento para mitigar tais dificuldades.

Outra questão a ser levada em conta é que os dois regimes tendem a gerar receitas governamentais que se distribuem de forma diferente ao longo do tempo. Sob o regime de concessão, os leilões têm sido disputados pelo critério de maior bônus de assinatura, o que gera uma receita imediata de maior vulto para o Estado. No caso da partilha, diferentemente, o critério adotado tem sido o da maior parcela de óleo destinada à União, de maneira que as participações governamentais demoram mais a serem percebidas pelo Estado.

Assim, a atualização proposta por este projeto coaduna-se com a necessidade de se impor às atividades de exploração e produção de petróleo e gás um caráter dinâmico e adaptável, capaz de atender às especificidades de cada caso particular, e de responder às conjunturas socioeconômicas presentes e futuras.

Ressalte-se que a decisão de natureza estratégica relacionada à escolha do regime para outorga das aludidas áreas estará sob o pleno controle do Estado Brasileiro, com participação obrigatória do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e da Presidência da República, permitindo o exercício legítimo do monopólio previsto na Constituição Federal.

Cabe destacar, ainda, que não haveria qualquer prejuízo às participações governamentais na adoção de um ou outro regime. Primeiro, porque os licitantes ofertam seus lances tendo em conta o risco e a viabilidade econômica em ‘Valor Presente Líquido – VPL dos projetos como um todo, independente do regime. Segundo, porque eventuais ajustes que se julgue necessários no regime de concessão podem ser realizados nos parâmetros de cálculo de participação especial via Decreto do Presidente da República, antes de cada leilão. Nesse sentido, a proposição prevê que seja realizada, em até 12 meses, uma revisão desses parâmetros, garantida a segurança jurídica para os contratos já em vigência.

De fato, a literatura especializada e as experiências recentes no Brasil comprovam que não há um regime melhor a priori. O regime de concessão, adotado em 1997, permitiu ao Brasil duplicar sua produção e suas reservas em pouco mais de

dez anos. O regime de partilha, após ajustes realizados em 2016, também gerou bons resultados a partir da 2ª rodada de leilões. Por outro lado, como demonstrando, há situações concretas em que a adoção de um dos regimes seria claramente mais vantajosa para a população brasileira, mas tal escolha resta impossível pela rigidez imposta pela atual Lei de Partilha.

O que se propõe, em suma, é dar à União a flexibilidade necessária para que se possa optar pelo regime mais adequado aos interesses nacionais em cada caso. Por todo o exposto, solicitamos o apoio dos Nobres Pares.

Sala das Sessões, em 13 de dezembro de 2018.

**DEPUTADO ELI CORRÊA FILHO**  
Democratas/SP

**LEGISLAÇÃO CITADA ANEXADA PELA**  
Coordenação de Organização da Informação Legislativa - CELEG  
Serviço de Tratamento da Informação Legislativa - SETIL  
Seção de Legislação Citada - SELEC

**CONSTITUIÇÃO  
DA  
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL  
1988**

**PREÂMBULO**

Nós, representantes do povo brasileiro, reunidos em Assembléia Nacional Constituinte para instituir um Estado democrático, destinado a assegurar o exercício dos direitos sociais e individuais, a liberdade, a segurança, o bem-estar, o desenvolvimento, a igualdade e a justiça como valores supremos de uma sociedade fraterna, pluralista e sem preconceitos, fundada na harmonia social e comprometida, na ordem interna e internacional, com a solução pacífica das controvérsias, promulgamos, sob a proteção de Deus, a seguinte Constituição da República Federativa do Brasil.

**TÍTULO VII  
DA ORDEM ECONÔMICA E FINANCEIRA**

**CAPÍTULO I  
DOS PRINCÍPIOS GERAIS DA ATIVIDADE ECONÔMICA**

- Art. 177. Constituem monopólio da União:
- I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;
  - II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;
  - III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das

atividades previstas nos incisos anteriores;

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

V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção dos radioisótopos cuja produção, comercialização e utilização poderão ser autorizadas sob regime de permissão, conforme as alíneas b e c do inciso XXIII do *caput* do art. 21 desta Constituição Federal. (*Inciso com redação dada pela Emenda Constitucional nº 49, de 2006*)

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

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

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

II - as condições de contratação;

III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União; (*Parágrafo acrescido pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995*)

§ 3º A lei disporá sobre o transporte e a utilização de materiais radioativos no território nacional. (*Primitivo § 2º renumerado pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995*)

§ 4º A lei que instituir contribuição de intervenção no domínio econômico relativa às atividades de importação ou comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados e álcool combustível deverá atender aos seguintes requisitos:

I - a alíquota da contribuição poderá ser:

a) diferenciada por produto ou uso;

b) reduzida e restabelecida por ato do Poder Executivo, não se lhe aplicando o disposto no art. 150, III, b;

II - os recursos arrecadados serão destinados:

a) ao pagamento de subsídios a preços ou transporte de álcool combustível, gás natural e seus derivados e derivados de petróleo;

b) ao financiamento de projetos ambientais relacionados com a indústria do petróleo e do gás;

c) ao financiamento de programas de infra-estrutura de transportes. (*Parágrafo acrescido pela Emenda Constitucional nº 33, de 2001*)

Art. 178. A lei disporá sobre a ordenação dos transportes aéreo, aquático e terrestre, devendo, quanto à ordenação do transporte internacional, observar os acordos firmados pela União, atendido o princípio da reciprocidade. (*“Caput” do artigo com redação dada pela Emenda Constitucional nº 7, de 1995*)

Parágrafo único. Na ordenação do transporte aquático, a lei estabelecerá as condições em que o transporte de mercadorias na cabotagem e a navegação interior poderão ser feitos por embarcações estrangeiras. (*Parágrafo único acrescido pela Emenda Constitucional nº 7, de 1995*)

.....  
.....

## **LEI N° 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010**

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de

partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

## O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

### CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Esta Lei dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos, e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

### CAPÍTULO II DAS DEFINIÇÕES TÉCNICAS

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

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

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

III - excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos *royalties* devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43;

IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;

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

VI - operador: o responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção; ([Inciso com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016](#))

VII - contratado: a Petrobras, quando for realizada a contratação direta, nos termos do art. 8º, inciso I, desta Lei, ou a empresa ou o 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; ([Inciso com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016](#))

29/11/2016)

VIII - conteúdo local: proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade;

IX - individualização da produção: procedimento que visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção;

X - ponto de medição: local definido no plano de desenvolvimento de cada campo onde é realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido, conforme regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;

XI - ponto de partilha: local em que há divisão entre a União e o contratado de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos, nos termos do respectivo contrato de partilha de produção;

XII - bônus de assinatura: valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção; e

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

## CAPÍTULO III DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

### Seção I Disposições Gerais

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 pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.

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. (*“Caput” do artigo com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

§ 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. (*Parágrafo acrescido pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

§ 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). (*Parágrafo acrescido pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

Art. 5º A União não assumirá os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.

Art. 6º Os custos e os investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção serão integralmente suportados pelo contratado, cabendo-lhe, no caso de descoberta comercial, a sua restituição nos termos do inciso II do art. 2º.

Parágrafo único. A União, por intermédio de fundo específico criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, nos termos do respectivo contrato.

Art. 7º Previamente à contratação sob o regime de partilha de produção, o Ministério de Minas e Energia, diretamente ou por meio da ANP, poderá promover a avaliação do potencial das áreas do pré-sal e das áreas estratégicas.

Parágrafo único. A Petrobras poderá ser contratada diretamente para realizar estudos exploratórios necessários à avaliação prevista no *caput*.

Art. 8º A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de partilha de produção:

- I - diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação; ou
- II - mediante licitação na modalidade leilão.

§ 1º A gestão dos contratos previstos no *caput* caberá à empresa pública a ser criada com este propósito.

§ 2º 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.

## **Seção II** **Das Competências do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE**

Art. 9º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE tem como competências, entre outras definidas na legislação, propor ao Presidente da República:

I - o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços;

II - os blocos que serão destinados à contratação direta com a Petrobras sob o regime de partilha de produção;

III - os blocos que serão objeto de leilão para contratação sob o regime de partilha de produção;

IV - os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção;

V - a delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico;

VI - a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018*)

VII - a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

VIII - a indicação da Petrobras como operador, nos termos do art. 4º; (*Inciso acrescido pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

IX - a participação mínima da Petrobras caso a empresa seja indicada como operador, nos termos do art. 4º. (*Inciso acrescido pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

## **Seção III** **Das Competências do Ministério de Minas e Energia**

Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências:

I - planejar o aproveitamento do petróleo e do gás natural;

II - propor ao CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção;

III - propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos dos contratos

de partilha de produção:

- a) os critérios para definição do excedente em óleo da União;
- b) o percentual mínimo do excedente em óleo da União;
- c) a indicação da Petrobras como operador e sua participação mínima, nos termos do art. 4º; (*Alínea com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)
- d) os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos;
- e) o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional;
- f) o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º;

IV - estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação prevista no inciso II do art. 8º, bem como para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção; e

V - aprovar as minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaboradas pela ANP.

§ 1º Ao final de cada semestre, o Ministério de Minas e Energia emitirá relatório sobre as atividades relacionadas aos contratos de partilha de produção.

§ 2º O relatório será publicado até 30 (trinta) dias após o encerramento do semestre, assegurado amplo acesso ao público.

.....  
.....

## **LEI N° 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997**

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

### **O PRESIDENTE DA REPÚBLICA**

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

.....

### **CAPÍTULO VI DO REFINO DE PETRÓLEO E DO PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL**

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º desta Lei poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento, de liquefação, de regaseificação e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade. (*"Caput" do artigo com redação dada pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009*)

§ 1º A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.

§ 2º Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no §

1º do artigo anterior.

.....  
.....

## **PROJETO DE LEI N.º 5.007, DE 2020**

### **(Do Sr. Paulo Ganime)**

Estabelece o regime de concessão e elimina o direito de preferência da Petrobras para ser o operador dos blocos de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências.

**DESPACHO:**  
APENSE-SE À(AO) PL-11191/2018.

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.

### JUSTIFICAÇÃO

Nos últimos anos, houve avanços legislativos que contribuíram para melhorar a competição e a atracção de investimentos na exploração e na produção de petróleo e gás natural do pré-sal. Destaca-se, por exemplo, a Lei nº 13.365/2016, que foi uma tentativa de eliminar a reserva de mercado que garantia à Petrobras ser o operador exclusivo do pré-sal. Esclarece-se que operador é o agente que verdadeiramente controla o leme do negócio, ficando responsável por exercer as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção do petróleo ou do gás natural.

A revogação dessa reserva de mercado, concluída em 2016, está relacionada com o fato da Petrobras ser sempre o operador exclusivo em todos os campos de petróleo, teve motivação no resultado decepcionante do primeiro leilão do pré-sal, em 2013. Na época, o super campo de Libra, anunciado como a “joia da coroa”, contou com somente um consórcio participante e resultou em percentual de participação governamental extremamente baixo. A decepção foi ainda maior quando considerado o baixo risco exploratório, assim como o imenso tamanho dessa jazida.

Acontece que a Lei de 2016 ajudou, mas não resolveu de fato o problema. Isso porque revogou a explícita reserva de mercado, porém constituiu outra reserva, implícita. Consistiu uma distorção criando outra. No caso, estabeleceu, ao modificar o art. 4º da Lei nº 12.351/2010, que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) - um órgão de assessoramento do Presidente da República - oferecerá à Petrobras a preferência para ser operador exclusivo dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção. Tudo isso permitido por trás da subjetividade do conceito do interesse nacional, a partir de ato infralegal.

Na prática, o direito de preferência funciona da seguinte forma. Meses antes de acontecer um leilão do pré-sal, a Petrobras manifesta ao CNPE que exercerá seu direito de preferência. Ao fazer isso, fixa previamente que será o operador do futuro bloco de exploração e produção, que ainda será leiloado. Então, qualquer eventual interessado já entra no leilão sabendo que, se ganhar, deverá obrigatoriamente aceitar que a Petrobras seja o responsável pela condução e execução das atividades econômicas em seu nome, na posição de operador do bloco. Portanto, deverá acolher, de modo compulsório, que a Petrobras será o comandante do seu investimento.

Tal obrigação, por força legal, é uma situação que desestimula fortemente a atração de investimentos e a concorrência nos leilões do pré-sal. No final do dia, como resultado do leilão, será menor a arrecadação para União, Estados, Distrito Federal e Municípios. Serão menores, também, os recursos oriundos da produção de petróleo e gás que serão destinados à educação, à saúde e ao meio ambiente. Como sociedade, todos perdemos.

Para piorar, a lei em vigor não vinculou o exercício do direito de preferência da Petrobras à necessidade de participar e dar lance no certame. A companhia estatal pode, tão somente, manifestar interesse com a finalidade de espantar concorrentes e, na hora do leilão, pode desaparecer e não ofertar lance. Como consequência, um “leilão vazio”, sem participantes, sem bônus de assinatura, sem receita para os entes federados, sem investimentos, sem empregos. Trata-se de uma autorização legal, vigente, para a Petrobras usar o instrumento de preferência para afastar a concorrência e atrasar o desenvolvimento do pré-sal.

No final de 2019, o péssimo resultado do leilão de petróleo do excedente da cessão onerosa evidenciou claramente esse problema. Mesmo sendo uma jazida sem precedentes na história petrolífera mundial, com baixíssimo risco exploratório e elevado potencial de retorno do capital, houve na prática um único participante: a própria Petrobras. A estatal exerceu, meses antes do leilão, seu direito de preferência em duas das quatro áreas que seriam ofertadas, contribuindo para afugentar competidores. No dia do certame, a estatal foi a única empresa deu lance. Esse movimento da Petrobras pode ter sido adequado na sua própria lógica empresarial, mas foi um péssimo negócio para a sociedade brasileira. Uma jazida importante, porém marcada pela falta de interesse, pela falta de competição, pela desistência das grandes petroleiras, pelo afastamento de investimentos e empregos no Brasil e pela redução do potencial de arrecadação financeira para União, Estados, Distrito Federal e Municípios.

Isso é incompatível com a exploração de um recurso natural de tamanha relevância para o país. Perdemos quando permitimos que tais fortuidades atrasem o pré-sal e outras bacias sedimentares estratégicas. A importância de corrigir esse grave problema é evidente. E é premente, porque a riqueza do petróleo do pré-sal está, literalmente, enterrada no subsolo e tem prazo de validade. O mundo está no meio da transição de fósseis para energias renováveis. Se atrasarmos, perderemos a janela de oportunidade.

Assim, com o objetivo de melhor desenvolver o pré-sal e propiciar ganhos para o Brasil, este projeto de lei estabelece algumas medidas. A primeira define que as novas áreas petrolíferas do pré-sal serão licitadas, a partir da conversão do PL em Lei, sob o regime de concessão. Os mesmos resultados, inclusive financeiros para União, Estados, Distrito Federal e Municípios, poderão ser obtidos de forma mais eficiente e simples. Além disso, elimina a necessidade da União ser um vendedor de petróleo e gás natural.

Outra medida, complementar, é a revogação do art. 4º da Lei nº 12.351/2010. Mesmo se tornando desnecessário esse dispositivo ao adotar o regime de concessão, conforme proposto neste PL, sua eliminação expressa é importante para deixar de

constar na lei, definitivamente, o direito de preferência da Petrobras para ser o operador dos blocos de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal. Decorrente dessa alteração, outras modificações legislativas são necessárias, para harmonizar todo o texto com o fim do direito de preferência da Petrobras, nos termos propostos no projeto de lei.

Ainda, vale também enfatizarmos que petróleo e gás natural só saem do fundo do poço se houver investimento. Isso depende de ambiente previsível, seguro e competitivo, sem intervenção e sem reservas de mercado, como é o caso da necessidade de eliminação do citado direito de preferência da Petrobras e a adoção de um modelo de exploração mais eficiente. Mas depende de outro ponto também, contemplado na proposição, que é reduzir o excessivo poder legal de intervenção da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) no operacional das empresas que atuam na exploração e produção de petróleo e gás. Nesse contexto de intervenção autorizada pelo comando legal, podemos citar, por exemplo, que é competência vigente da PPSA auditar custos e investimentos privados, assim como controlar os planos de exploração e produção das empresas privadas, bem como intervir diretamente nos comitês operacionais de cada bloco exploratório de petróleo e gás natural. Mais do que isso, é função da PPSA indicar o presidente de cada comitê operacional, inclusive com poder de voto e voto de qualidade.

Nesses termos, o empreendedor fica 100% a cargo da decisão da PPSA. Tal situação é risco para o investimento e atrasa o desenvolvimento do pré-sal. De um lado, temos um negócio de longo prazo, com risco inerente a essa situação, o que é natural e esperado; mas, no curto, médio e longo prazo, o empreendimento fica sempre sujeito à boa ou à má vontade do governante de plantão - um risco político que não deveria existir. Essa autorização de intervenção, cheia de subjetividades, exercida por meio de uma empresa pública, não é, seguramente, uma função estatal e é ruim para a sociedade, porque diminui o potencial do pré-sal.

Esclareço que a proposição não entra em si no mérito da existência PPSA, ainda que seja uma estrutura que representa mais gasto público, com dirigentes indicados politicamente, o que é incompatível com um estado moderno, eficiente e enxuto. Por observar questões de competências constitucionais, promover esse tipo de avanço depende da iniciativa do Poder Executivo. Ao nosso alcance, por iniciativa do Poder Legislativo, fica a possibilidade de mitigar o poder de intervenção sobre os contratos de partilha vigentes, nos termos delineados nesta proposição.

Com base no exposto, pedimos o apoio dos nobres Deputados e Senadores para a aprovação deste projeto de lei, fundamental para extraímos de fato a riqueza do pré-sal em prol da população.

Sala das Sessões, 23 de outubro de 2020.

**Deputado Federal Paulo Ganime**

**LEGISLAÇÃO CITADA ANEXADA PELA**  
**Coordenação de Organização da Informação Legislativa - CELEG**  
**Serviço de Tratamento da Informação Legislativa - SETIL**  
**Seção de Legislação Citada - SELEC**

**LEI N° 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010**

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

**O PRESIDENTE DA REPÚBLICA**

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

**CAPÍTULO I**  
**DISPOSIÇÕES PRELIMINARES**

Art. 1º Esta Lei dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos, e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

**CAPÍTULO II**  
**DAS DEFINIÇÕES TÉCNICAS**

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

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

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

III - excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos *royalties* devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43;

IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;

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

VI - operador: o responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

VII - contratado: a Petrobras, quando for realizada a contratação direta, nos termos do art. 8º, inciso I, desta Lei, ou a empresa ou o 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; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

VIII - conteúdo local: proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade;

IX - individualização da produção: procedimento que visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção;

X - ponto de medição: local definido no plano de desenvolvimento de cada campo onde é realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido, conforme regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;

XI - ponto de partilha: local em que há divisão entre a União e o contratado de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos, nos termos do respectivo contrato de partilha de produção;

XII - bônus de assinatura: valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção; e

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

### CAPÍTULO III DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

#### Seção I Disposições Gerais

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 pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.

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. (*“Caput” do artigo com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

§ 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. (*Parágrafo acrescido pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

§ 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). ([Parágrafo acrescido pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016](#))

Art. 5º A União não assumirá os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.

Art. 6º Os custos e os investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção serão integralmente suportados pelo contratado, cabendo-lhe, no caso de descoberta comercial, a sua restituição nos termos do inciso II do art. 2º.

Parágrafo único. A União, por intermédio de fundo específico criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, nos termos do respectivo contrato.

Art. 7º Previamente à contratação sob o regime de partilha de produção, o Ministério de Minas e Energia, diretamente ou por meio da ANP, poderá promover a avaliação do potencial das áreas do pré-sal e das áreas estratégicas.

Parágrafo único. A Petrobras poderá ser contratada diretamente para realizar estudos exploratórios necessários à avaliação prevista no *caput*.

Art. 8º A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de partilha de produção:

- I - diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação; ou
- II - mediante licitação na modalidade leilão.

§ 1º A gestão dos contratos previstos no *caput* caberá à empresa pública a ser criada com este propósito.

§ 2º 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.

## **Seção II** **Das Competências do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE**

Art. 9º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE tem como competências, entre outras definidas na legislação, propor ao Presidente da República:

I - o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços;

II - os blocos que serão destinados à contratação direta com a Petrobras sob o regime de partilha de produção;

III - os blocos que serão objeto de leilão para contratação sob o regime de partilha de produção;

IV - os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção;

V - a delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico;

VI - a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional; ([Inciso com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

VII - a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

VIII - a indicação da Petrobras como operador, nos termos do art. 4º; ([Inciso acrescido pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016](#))

IX - a participação mínima da Petrobras caso a empresa seja indicada como operador, nos termos do art. 4º. (*Inciso acrescido pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

### **Seção III Das Competências do Ministério de Minas e Energia**

Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências:

I - planejar o aproveitamento do petróleo e do gás natural;  
II - propor ao CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção;

III - propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção:

- a) os critérios para definição do excedente em óleo da União;
- b) o percentual mínimo do excedente em óleo da União;
- c) a indicação da Petrobras como operador e sua participação mínima, nos termos do art. 4º; (*Alínea com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)
- d) os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos;
- e) o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional; e
- f) o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º;

IV - estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação prevista no inciso II do art. 8º, bem como para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção; e

V - aprovar as minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaboradas pela ANP.

§ 1º Ao final de cada semestre, o Ministério de Minas e Energia emitirá relatório sobre as atividades relacionadas aos contratos de partilha de produção.

§ 2º O relatório será publicado até 30 (trinta) dias após o encerramento do semestre, assegurado amplo acesso ao público.

### **Seção IV Das Competências da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP**

Art. 11. Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei:

I - promover estudos técnicos para subsidiar o Ministério de Minas e Energia na delimitação dos blocos que serão objeto de contrato de partilha de produção;

II - elaborar e submeter à aprovação do Ministério de Minas e Energia as minutas dos contratos de partilha de produção e dos editais, no caso de licitação;

III - promover as licitações previstas no inciso II do art. 8º desta Lei;

IV - fazer cumprir as melhores práticas da indústria do petróleo;

V - analisar e aprovar, de acordo com o disposto no inciso IV deste artigo, os planos de exploração, de avaliação e de desenvolvimento da produção, bem como os programas anuais de trabalho e de produção relativos aos contratos de partilha de produção; e

VI - regular e fiscalizar as atividades realizadas sob o regime de partilha de produção, nos termos do inciso VII do art. 8º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

### **Seção V**

## **Da Contratação Direta**

Art. 12. O CNPE proporá ao Presidente da República os casos em que, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética, a Petrobras será contratada diretamente pela União para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção.

Parágrafo único. Os parâmetros da contratação prevista no *caput* serão propostos pelo CNPE, nos termos do inciso IV do art. 9º e do inciso III do art. 10, no que couber.

## **Seção VI Da Licitação**

Art. 13. A licitação para a contratação sob o regime de partilha de produção obedecerá ao disposto nesta Lei, nas normas a serem expedidas pela ANP e no respectivo edital.

Art. 14. A Petrobras poderá participar da licitação prevista no inciso II do art. 8º, inclusive para ampliar sua participação mínima definida nos termos do art. 4º. (*Artigo com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

### **Subseção I Do Edital de Licitação**

Art. 15. O edital de licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente:

I - o bloco objeto do contrato de partilha de produção;

II - o critério de julgamento da licitação, nos termos do art. 18;

III - o percentual mínimo do excedente em óleo da União;

IV - a formação do consórcio previsto no art. 20 e, nos termos do art. 4º, caso a Petrobras seja indicada como operador, a participação mínima desta empresa; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

V - os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos;

VI - os critérios para definição do excedente em óleo do contratado;

VII - o programa exploratório mínimo e os investimentos estimados correspondentes;

VIII - o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional;

IX - o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º;

X - as regras e as fases da licitação;

XI - as regras aplicáveis à participação conjunta de empresas na licitação;

XII - a relação de documentos exigidos e os critérios de habilitação técnica, jurídica, econômico-financeira e fiscal dos licitantes;

XIII - a garantia a ser apresentada pelo licitante para sua habilitação;

XIV - o prazo, o local e o horário em que serão fornecidos aos licitantes os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição; e

XV - o local, o horário e a forma para apresentação das propostas.

Art. 16. Quando permitida a participação conjunta de empresas na licitação, o edital conterá, entre outras, as seguintes exigências:

I - comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do

consórcio previsto no art. 20, subscrito pelas proponentes;

II - indicação da empresa responsável no processo licitatório, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais proponentes;

III - apresentação, por parte de cada uma das empresas proponentes, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio a ser constituído; e

IV - proibição de participação de uma mesma empresa, conjunta ou isoladamente, em mais de uma proposta na licitação de um mesmo bloco.

Art. 17. O edital conterá a exigência de que a empresa estrangeira que concorrer, em conjunto com outras empresas ou isoladamente, deverá apresentar com sua proposta, em envelope separado:

I - prova de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal;

II - inteiro teor dos atos constitutivos e prova de se encontrar organizada e em funcionamento regular, conforme a lei de seu país;

III - designação de um representante legal perante a ANP, com poderes especiais para a prática de atos e assunção de responsabilidades relativamente à licitação e à proposta apresentada; e

IV - compromisso de constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, caso seja vencedora da licitação.

## **Subseção II Do Julgamento da Licitação**

Art. 18. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo definido nos termos da alínea b do inciso III do art. 10.

## **Seção VII Do Consórcio**

Art. 19. A Petrobras, quando contratada diretamente ou no caso de ser vencedora isolada da licitação, 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.

Art. 20. O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º desta Lei e com a Petrobras, nos termos do art. 4º, caso ela seja indicada como operadora, na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976. (*“Caput” do artigo com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

§ 1º A participação da Petrobras no consórcio implicará sua adesão às regras do edital e à proposta vencedora.

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

§ 3º Caso a Petrobras seja indicada como operador, nos termos do art. 4º, o contrato de constituição de consórcio deverá designá-la como responsável pela execução do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das consorciadas perante o contratante ou terceiros, observado o disposto no § 2º do art. 8º desta Lei. (*Parágrafo com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016*)

Art. 21. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º integrará o consórcio como representante dos interesses da União no contrato de partilha de produção.

Art. 22. A administração do consórcio caberá ao seu comitê operacional.

Art. 23. O comitê operacional será composto por representantes da empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º e dos demais consorciados.

Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º indicará a metade dos integrantes do comitê operacional, inclusive o seu presidente, cabendo aos demais consorciados a indicação dos outros integrantes.

Art. 24. Caberá ao comitê operacional:

I - definir os planos de exploração, a serem submetidos à análise e à aprovação da ANP;

II - definir o plano de avaliação de descoberta de jazida de petróleo e de gás natural a ser submetido à análise e à aprovação da ANP;

III - declarar a comercialidade de cada jazida descoberta e definir o plano de desenvolvimento da produção do campo, a ser submetido à análise e à aprovação da ANP;

IV - definir os programas anuais de trabalho e de produção, a serem submetidos à análise e à aprovação da ANP;

V - analisar e aprovar os orçamentos relacionados às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção previstas no contrato;

VI - supervisionar as operações e aprovar a contabilização dos custos realizados;

VII - definir os termos do acordo de individualização da produção a ser firmado com o titular da área adjacente, observado o disposto no Capítulo IV desta Lei; e

VIII - outras atribuições definidas no contrato de partilha de produção.

Art. 25. O presidente do comitê operacional terá poder de voto e voto de qualidade, conforme previsto no contrato de partilha de produção.

Art. 26. A assinatura do contrato de partilha de produção ficará condicionada à comprovação do arquivamento do instrumento constitutivo do consórcio no Registro do Comércio do lugar de sua sede.

### **Seção VIII Do Contrato de Partilha de Produção**

Art. 27. O contrato de partilha de produção preverá 2 (duas) fases:

I - a de exploração, que incluirá as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade; e

II - a de produção, que incluirá as atividades de desenvolvimento.

Art. 28. O contrato de partilha de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos não se estende a qualquer outro recurso natural, ficando o operador obrigado a informar a sua descoberta, nos termos do inciso I do art. 30.

Art. 29. São cláusulas essenciais do contrato de partilha de produção:

I - a definição do bloco objeto do contrato;

II - a obrigação de o contratado assumir os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção;

III - a indicação das garantias a serem prestadas pelo contratado;

IV - o direito do contratado à apropriação do custo em óleo, exigível unicamente em caso de descoberta comercial;

V - os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos;

VI - os critérios para cálculo do valor do petróleo ou do gás natural, em função dos preços de mercado, da especificação do produto e da localização do campo;

VII - as regras e os prazos para a repartição do excedente em óleo, podendo incluir critérios relacionados à eficiência econômica, à rentabilidade, ao volume de produção e à variação do preço do petróleo e do gás natural, observado o percentual estabelecido segundo o disposto no art. 18;

VIII - as atribuições, a composição, o funcionamento e a forma de tomada de decisões e de solução de controvérsias no âmbito do comitê operacional;

IX - as regras de contabilização, bem como os procedimentos para acompanhamento e controle das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção;

X - as regras para a realização de atividades, por conta e risco do contratado, que não implicarão qualquer obrigação para a União ou contabilização no valor do custo em óleo;

XI - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação;

XII - o programa exploratório mínimo e as condições para sua revisão;

XIII - os critérios para formulação e revisão dos planos de exploração e de desenvolvimento da produção, bem como dos respectivos planos de trabalho, incluindo os pontos de medição e de partilha de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos;

XIV - a obrigatoriedade de o contratado fornecer à ANP e à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º relatórios, dados e informações relativos à execução do contrato;

XV - os critérios para devolução e desocupação de áreas pelo contratado, inclusive para a retirada de equipamentos e instalações e para a reversão de bens;

XVI - as penalidades aplicáveis em caso de inadimplemento das obrigações contratuais;

XVII - os procedimentos relacionados à cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato, conforme o disposto no art. 31;

XVIII - as regras sobre solução de controvérsias, que poderão prever conciliação e arbitragem;

XIX - o prazo de vigência do contrato, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, e as condições para a sua extinção;

XX - o valor e a forma de pagamento do bônus de assinatura;

XXI - a obrigatoriedade de apresentação de inventário periódico sobre as emissões de gases que provocam efeito estufa - GEF, ao qual se dará publicidade, inclusive com cópia ao Congresso Nacional;

XXII - a apresentação de plano de contingência relativo a acidentes por vazamento de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados; e

XXIII - a obrigatoriedade da realização de auditoria ambiental de todo o processo operacional de retirada e distribuição de petróleo e gás oriundos do pré-sal.

Art. 30. O operador do contrato de partilha de produção deverá: (*[“Caput” do artigo com redação dada pela Lei nº 13.365, de 29/11/2016](#)*)

I - informar ao comitê operacional e à ANP, no prazo contratual, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos ou de quaisquer minerais;

II - submeter à aprovação do comitê operacional o plano de avaliação de descoberta de jazida de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, para determinação de sua comercialidade;

III - realizar a avaliação da descoberta de jazida de petróleo e de gás natural nos termos do plano de avaliação aprovado pela ANP, apresentando relatório de comercialidade ao comitê operacional;

IV - submeter ao comitê operacional o plano de desenvolvimento da produção do campo, bem como os planos de trabalho e de produção, contendo cronogramas e orçamentos;

V - adotar as melhores práticas da indústria do petróleo, obedecendo às normas e aos procedimentos técnicos e científicos pertinentes e utilizando técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas; e

VI - encaminhar ao comitê operacional todos os dados e documentos relativos às

atividades realizadas.

Art. 31. A cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato de partilha de produção somente poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização do Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANP, 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 Ministério de Minas e Energia; e

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

Parágrafo único. A Petrobras somente poderá ceder a participação nos contratos de partilha de produção que obtiver como vencedora da licitação, nos termos do art. 14.

Art. 32. O contrato de partilha de produção extinguir-se-á:

I - pelo vencimento de seu prazo;

II - por acordo entre as partes;

III - pelos motivos de resolução nele previstos;

IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato;

V - pelo exercício do direito de desistência pelo contratado na fase de exploração, desde que cumprido o programa exploratório mínimo ou pago o valor correspondente à parcela não cumprida, conforme previsto no contrato; e

VI - pela recusa em firmar o acordo de individualização da produção, após decisão da ANP.

§ 1º A devolução de áreas não implicará obrigação de qualquer natureza para a União nem conferirá ao contratado qualquer direito de indenização pelos serviços e bens.

§ 2º Extinto o contrato de partilha de produção, o contratado fará a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou a indenizar os danos decorrentes de suas atividades e a praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelas autoridades competentes.

#### CAPÍTULO IV DA INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

Art. 33. O procedimento de individualização da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos deverá ser instaurado quando se identificar que a jazida se estende além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção.

§ 1º O concessionário ou o contratado sob o regime de partilha de produção deverá informar à ANP que a jazida será objeto de acordo de individualização da produção.

§ 2º A ANP determinará o prazo para que os interessados celebrem o acordo de individualização da produção, observadas as diretrizes do CNPE.

Art. 34. A ANP regulará os procedimentos e as diretrizes para elaboração do acordo de individualização da produção, o qual estipulará:

I - a participação de cada uma das partes na jazida individualizada, bem como as hipóteses e os critérios de sua revisão;

II - o plano de desenvolvimento da área objeto de individualização da produção; e

III - os mecanismos de solução de controvérsias.

Parágrafo único. A ANP acompanhará a negociação entre os interessados sobre os termos do acordo de individualização da produção.

Art. 35. O acordo de individualização da produção indicará o operador da respectiva jazida.

Art. 36. A União, representada pela empresa pública referida no § 1º do art. 8º e com base nas avaliações realizadas pela ANP, celebrará com os interessados, nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não partilhadas, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário ou contratado sob regime de partilha de produção.

§ 1º A ANP deverá fornecer à empresa pública referida no § 1º do art. 8º todas as informações necessárias para o acordo de individualização da produção.

§ 2º O regime de exploração e produção a ser adotado nas áreas de que trata o *caput* independe do regime vigente nas áreas adjacentes.

Art. 37. A União, representada pela ANP, celebrará com os interessados, após as devidas avaliações, nos casos em que a jazida não se localize na área do pré-sal ou em áreas estratégicas e se estenda por áreas não concedidas, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário.

Art. 38. A ANP poderá contratar diretamente a Petrobras para realizar as atividades de avaliação das jazidas previstas nos arts. 36 e 37.

Art. 39. Os acordos de individualização da produção serão submetidos à prévia aprovação da ANP.

Parágrafo único. A ANP deverá se manifestar em até 60 (sessenta) dias, contados do recebimento da proposta de acordo.

Art. 40. Transcorrido o prazo de que trata o § 2º do art. 33 e não havendo acordo entre as partes, caberá à ANP determinar, em até 120 (cento e vinte) dias e com base em laudo técnico, a forma como serão apropriados os direitos e as obrigações sobre a jazida e notificar as partes para que firmem o respectivo acordo de individualização da produção.

Parágrafo único. A recusa de uma das partes em firmar o acordo de individualização da produção implicará resolução dos contratos de concessão ou de partilha de produção.

Art. 41. O desenvolvimento e a produção da jazida ficarão suspensos enquanto não aprovado o acordo de individualização da produção, exceto nos casos autorizados e sob as condições definidas pela ANP.

## CAPÍTULO V DAS RECEITAS GOVERNAMENTAIS NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

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

I - *royalties*; e

II - bônus de assinatura.

§ 1º Os *royalties*, com alíquota de 15% (quinze por cento) do valor da produção, correspondem à compensação financeira pela exploração do petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos líquidos de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, sendo vedado, em qualquer hipótese, seu resarcimento ao contratado e sua inclusão no cálculo do custo em óleo. ([Parágrafo com redação dada pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012](#))

§ 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 resarcimento ao contratado. ([Parágrafo com redação dada pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012](#))

Art. 42-A. Os *royalties* serão pagos mensalmente pelo contratado em moeda nacional, e incidirão sobre a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, calculados a partir da data de início da produção comercial.

§ 1º Os critérios para o cálculo do valor dos *royalties* serão estabelecidos em ato do Poder Executivo, em função dos preços de mercado do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, das especificações do produto e da localização do campo.

§ 2º A queima de gás em *flares*, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do contratado serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos *royalties*, sob os regimes de concessão e partilha, e para cálculo da participação especial, devida sob regime de concessão. (*Artigo acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012*)

Art. 42-B. Os *royalties* devidos em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção serão distribuídos da seguinte forma: (*Artigo acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012*)

I - quando a produção ocorrer em terra, rios, lagos, ilhas lacustres ou fluviais: (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012*)

a) 20% (vinte por cento) para os Estados ou o Distrito Federal, se for o caso, produtores; (*Alínea acrescida pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012*)

b) 10% (dez por cento) para os Municípios produtores; (*Alínea acrescida pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012*)

c) 5% (cinco por cento) para os Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outro hidrocarboneto fluido, na forma e critérios estabelecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP); (*Alínea acrescida pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012*)

d) 25% (vinte e cinco por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, se for o caso, de acordo com os seguintes critérios: (*Alínea acrescida pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012*)

1. os recursos serão distribuídos somente para os Estados e, se for o caso, o Distrito Federal, que não tenham recebido recursos em decorrência do disposto na alínea "a" deste inciso, na alínea "a" do inciso II deste artigo, na alínea "a" do inciso II dos arts. 48 e 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no inciso II do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013*)

2. o rateio dos recursos do fundo especial obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE), de que trata o art. 159 da Constituição; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012*)

3. o percentual que o FPE destina aos Estados e ao Distrito Federal, se for o caso, que serão excluídos do rateio dos recursos do fundo especial em decorrência do disposto no item 1 será redistribuído entre os demais Estados e o Distrito Federal, se for o caso, proporcionalmente às suas participações no FPE; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013*)

4. o Estado produtor ou confrontante, e o Distrito Federal, se for produtor, poderá optar por receber os recursos do fundo especial de que trata esta alínea, desde que não receba recursos em decorrência do disposto na alínea "a" deste inciso, na alínea "a" do inciso II deste artigo, na alínea "a" do inciso II dos arts. 48 e 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no inciso II do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013*)

5. os recursos que Estados produtores ou confrontantes, ou que o Distrito Federal, se for o caso, tenham deixado de arrecadar em função da opção prevista no item 4 serão adicionados aos recursos do fundo especial de que trata esta alínea; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013*)

e) 25% (vinte e cinco por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios de acordo com os seguintes critérios: (*Alínea acrescida pela*

(Lei nº 12.734, de 30/11/2012)

1. os recursos serão distribuídos somente para os Municípios que não tenham recebido recursos em decorrência do disposto nas alíneas "b" e "c" deste inciso e do inciso II deste artigo, nas alíneas "b" e "c" do inciso II dos arts. 48 e 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no inciso III do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; (Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012)

2. o rateio dos recursos do fundo especial obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Municípios (FPM), de que trata o art. 159 da Constituição; (Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012)

3. o percentual que o FPM destina aos Municípios que serão excluídos do rateio dos recursos do fundo especial em decorrência do disposto no item 1 será redistribuído entre Municípios proporcionalmente às suas participações no FPM; (Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013)

4. o Município produtor ou confrontante poderá optar por receber os recursos do fundo especial de que trata esta alínea, desde que não receba recursos em decorrência do disposto nas alíneas "b" e "c" deste inciso e do inciso II deste artigo, nas alíneas "b" e "c" do inciso II dos arts. 48 e 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no inciso III do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; (Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013)

5. os recursos que Municípios produtores ou confrontantes tenham deixado de arrecadar em função da opção prevista no item 4 serão adicionados aos recursos do fundo especial de que trata esta alínea; (Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013)

f) 15% (quinze por cento) para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo; (Alínea acrescida pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012)

II - quando a produção ocorrer na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva: (Inciso acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012)

a) 22% (vinte e dois por cento) para os Estados confrontantes; (Alínea acrescida pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012)

b) 5% (cinco por cento) para os Municípios confrontantes; (Alínea acrescida pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012)

c) 2% (dois por cento) para os Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outro hidrocarboneto fluido, na forma e critérios estabelecidos pela ANP; (Alínea acrescida pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012)

d) 24,5% (vinte e quatro inteiros e cinco décimos por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, se for o caso, de acordo com os seguintes critérios: (Alínea acrescida pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012)

1. os recursos serão distribuídos somente para os Estados e, se for o caso, o Distrito Federal, que não tenham recebido recursos em decorrência do disposto na alínea "a" do inciso I e deste inciso II, na alínea "a" do inciso II dos arts. 48 e 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no inciso II do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; (Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013)

2. o rateio dos recursos do fundo especial obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE), de que trata o art. 159 da Constituição; (Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012)

3. o percentual que o FPE destina aos Estados e ao Distrito Federal, se for o caso, que serão excluídos do rateio dos recursos do fundo especial em decorrência do disposto no item 1 será redistribuído entre os demais Estados e o Distrito Federal, se for o caso, proporcionalmente às suas participações no FPE; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013*)

4. o Estado produtor ou confrontante, e o Distrito Federal, se for produtor, poderá optar por receber os recursos do fundo especial de que trata esta alínea, desde que não receba recursos em decorrência do disposto na alínea "a" do inciso I e deste inciso II, na alínea "a" do inciso II dos arts. 48 e 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no inciso II do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013*)

5. os recursos que Estados produtores ou confrontantes, ou que o Distrito Federal, se for o caso, tenham deixado de arrecadar em função da opção prevista no item 4 serão adicionados aos recursos do fundo especial de que trata esta alínea; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013*)

e) 24,5% (vinte e quatro inteiros e cinco décimos por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios de acordo com os seguintes critérios: (*Alínea acrescida pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012*)

1. os recursos serão distribuídos somente para os Municípios que não tenham recebido recursos em decorrência do disposto nas alíneas "b" e "c" do inciso I e deste inciso II, nas alíneas "b" e "c" do inciso II dos arts. 48 e 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no inciso III do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013*)

2. o rateio dos recursos do fundo especial obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Municípios (FPM), de que trata o art. 159 da Constituição; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012*)

3. o percentual que o FPM destina aos Municípios que serão excluídos do rateio dos recursos do fundo especial em decorrência do disposto no item 1 será redistribuído entre Municípios proporcionalmente às suas participações no FPM; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013*)

4. o Município produtor ou confrontante poderá optar por receber os recursos do fundo especial de que trata esta alínea, desde que não receba recursos em decorrência do disposto nas alíneas "b" e "c" do inciso I e deste inciso II, nas alíneas "b" e "c" do inciso II dos arts. 48 e 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no inciso III do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013*)

5. os recursos que Municípios produtores ou confrontantes tenham deixado de arrecadar em função da opção prevista no item 4 serão adicionados aos recursos do fundo especial de que trata esta alínea; (*Item acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012*)

f) 22% (vinte e dois por cento) para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo. (*Alínea acrescida pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012*)

§ 1º A soma dos valores referentes aos *royalties* devidos aos Municípios nos termos das alíneas "b" e "c" dos incisos I e II deste artigo, com os royalties devidos nos termos das

alíneas "b" e "c" dos incisos I e II dos arts. 48 e 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com a participação especial devida nos termos do inciso III do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, ficarão limitados ao maior dos seguintes valores:

I - os valores que o Município recebeu a título de *royalties* e participação especial em 2011;

II - 2 (duas) vezes o valor *per capita* distribuído pelo FPM, calculado em nível nacional, multiplicado pela população do Município. ([Parágrafo acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013](#))

§ 2º A parcela dos *royalties* de que trata este artigo que contribuiu para o valor que exceder o limite de pagamentos aos Municípios em decorrência do disposto no § 1º será transferida para o fundo especial de que trata a alínea "e" dos incisos I e II. ([Parágrafo acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013](#))

§ 3º Os pontos de entrega às concessionárias de gás natural produzido no País serão considerados instalações de embarque e desembarque, para fins de pagamento de *royalties* aos Municípios afetados por essas operações, em razão do disposto na alínea "c" dos incisos I e II. ([Parágrafo acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013](#))

§ 4º A opção dos Estados, Distrito Federal e Municípios de que trata o item 4 das alíneas "d" e "e" dos incisos I e II poderá ser feita após conhecido o valor dos *royalties* e da participação especial a serem distribuídos, nos termos do regulamento. ([Parágrafo acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013](#))

Art. 42-C. Os recursos do fundo especial de que tratam os incisos I e II do *caput* do art. 42-B terão a destinação prevista no art. 50-E da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. ([Artigo acrescido pela Lei nº 12.734, de 30/11/2012, vetado pelo Presidente da República, mantido pelo Congresso Nacional e publicado no DOU de 15/3/2013](#))

Art. 43. O contrato de partilha de produção, quando o bloco se localizar em terra, conterá cláusula determinando o pagamento, em moeda nacional, de participação equivalente a até 1% (um por cento) do valor da produção de petróleo ou gás natural aos proprietários da terra onde se localiza o bloco.

§ 1º A participação a que se refere o *caput* será distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco, vedada a sua inclusão no cálculo do custo em óleo.

§ 2º O cálculo da participação de terceiro de que trata o *caput* será efetivado pela ANP.

Art. 44. Não se aplicará o disposto no art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aos contratos de partilha de produção.

## CAPÍTULO VI

### DA COMERCIALIZAÇÃO DO PETRÓLEO, DO GÁS NATURAL E DE OUTROS HIDROCARBONETOS FLUIDOS DA UNIÃO

Art. 45. O petróleo, o gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos destinados à União serão comercializados de acordo com as normas do direito privado, dispensada a licitação, segundo a política de comercialização referida nos incisos VI e VII do art. 9º.

Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º, representando a União, poderá contratar diretamente a Petrobras, dispensada a licitação, como agente comercializador do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos referidos no

*caput.*

Art. 46. A receita advinda da comercialização referida no art. 45 será destinada ao Fundo Social, conforme dispõem os arts. 47 a 60.

- I – [\(VETADO na Lei 14.052, de 8/9/2020\)](#)
- II – [\(VETADO na Lei 14.052, de 8/9/2020\)](#)
- III – [\(VETADO na Lei 14.052, de 8/9/2020\)](#)

.....  
Art. 68. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 22 de dezembro de 2010; 189º da Independência e 122º da República.

LUIZ INÁCIO LULA DA SILVA

Guido Mantega

Miguel Jorge

Márcio Pereira Zimmermann

Paulo Bernardo Silva

Sergio Machado Rezende

Carlos E. Esteves Lima

Alexandre Rocha Santos Padilha

Luis Inácio Lucena Adams

## ANEXO

POLÍGONO PRÉ-SAL		
COORDENADAS POLICÔNICA/SAD69/MC54		
Longitude (W)	Latitude (S)	Vértices
5828309.85	7131717.65	1
5929556.50	7221864.57	2
6051237.54	7283090.25	3
6267090.28	7318567.19	4
6435210.56	7528148.23	5
6424907.47	7588826.11	6
6474447.16	7641777.76	7
6549160.52	7502144.27	8
6502632.19	7429577.67	9
6152150.71	7019438.85	10
5836128.16	6995039.24	11
5828309.85	7131717.65	1

## LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

**O PRESIDENTE DA REPÚBLICA,**

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

## CAPÍTULO I

### DOS PRINCÍPIOS E OBJETIVOS DA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

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

- I - preservar o interesse nacional;
- II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;
- III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
- V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;
- VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;
- VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
- VIII - utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- IX - promover a livre concorrência;
- X - atrair investimentos na produção de energia;
- XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.
- XII - incrementar, em bases econômicas, sociais e ambientais, a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional; (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)
- XIII - garantir o fornecimento de biocombustíveis em todo o território nacional; (*Inciso acrescido pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)
- XIV - incentivar a geração de energia elétrica a partir da biomassa e de subprodutos da produção de biocombustíveis, em razão do seu caráter limpo, renovável e complementar à fonte hidráulica; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)
- XV - promover a competitividade do País no mercado internacional de biocombustíveis; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)
- XVI - atrair investimentos em infraestrutura para transporte e estocagem de biocombustíveis; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)
- XVII - fomentar a pesquisa e o desenvolvimento relacionados à energia renovável; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)
- XVIII - mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis. (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)

## CAPÍTULO II

### DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA

Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

- I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;

II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;

III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas; (*Inciso com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005*)

V - estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991; (*Inciso com redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)

VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico. (*Inciso acrescido pela Lei nº 10.848, de 15/3/2004*)

VII - estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos, que visem a sua utilização eficiente e compatível com os mercados interno e externos. (*Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009*)

VIII - definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010*)

IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis, bem como da sua cadeia de suprimento; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010, e com nova redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011*)

X - induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção, observado o disposto no inciso IX; (*Inciso acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010*)

XI - definir diretrizes para comercialização e uso de biodiesel e estabelecer, em caráter autorizativo, quantidade superior ao percentual de adição obrigatória fixado em lei específica; (*Inciso acrescido pela Medida Provisória nº 647, de 28/5/2014, convertida na Lei nº 13.033, de 24/9/2014*)

XII - estabelecer os parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e (*Inciso acrescido pela Medida Provisória nº 688, de 18/8/2015, convertida na Lei nº 13.203, 8/12/2015*)

XIII - definir a estratégia e a política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica. (*Inciso acrescido pela Lei nº 13.203, 8/12/2015*)

§ 1º Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético.

§ 2º O CNPE será regulamentado por decreto do Presidente da República, que determinará sua composição e a forma de seu funcionamento.

**LEI N° 12.304, DE 2 DE AGOSTO DE 2010**

Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências.

**O PRESIDENTE DA REPÚBLICA**

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 4º Compete à PPSA:

I - praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia, especialmente:

- a) representar a União nos consórcios formados para a execução dos contratos de partilha de produção;
- b) defender os interesses da União nos comitês operacionais;
- c) avaliar, técnica e economicamente, planos de exploração, de avaliação, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como fazer cumprir as exigências contratuais referentes ao conteúdo local;
- d) monitorar e auditar a execução de projetos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos;
- e) monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção; e
- f) fornecer à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) as informações necessárias às suas funções regulatórias;

II - praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, especialmente:

- a) celebrar os contratos, representando a União, com agentes comercializadores ou comercializar diretamente petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União, preferencialmente por leilão; ([Alínea com redação dada pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))
- b) cumprir e fazer com que os agentes comercializadores cumpram a política de comercialização de petróleo e de gás natural da União; ([Alínea com redação dada pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))
- c) monitorar e auditar operações, custos e preços de venda de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos praticados pelo agente comercializador; e ([Alínea com redação dada pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))
- d) celebrar contratos, representando a União, para refino e beneficiamento de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União. ([Alínea acrescida pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

III - analisar dados sísmicos fornecidos pela ANP e pelos contratados sob o regime de partilha de produção;

IV - representar a União nos procedimentos de individualização da produção e nos acordos decorrentes, nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não contratadas sob o regime de partilha de produção; e

V - exercer outras atividades necessárias ao cumprimento de seu objeto social, conforme definido no seu estatuto.

§ 1º No exercício das competências previstas no inciso I do *caput* deste artigo, a

PPSA deverá observar as melhores práticas da indústria do petróleo. ([Parágrafo único transformado em § 1º pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida e com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

§ 2º A receita a que se refere o inciso III do *caput* do art. 49 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, será considerada: ([“Caput” do parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida e com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

I - após a dedução dos tributos e dos gastos diretamente relacionados à operação de comercialização, caso seja proveniente da comercialização direta pela PPSA; ou ([Inciso acrescido pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

II - após a dedução dos tributos, dos gastos diretamente relacionados à operação de comercialização e da remuneração do agente comercializador, caso seja proveniente da comercialização a partir de contratos com agentes comercializadores. ([Inciso acrescido pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

§ 3º Os gastos diretamente relacionados à comercialização deverão ser previstos: ([“Caput” do parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida e com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

I - em contrato firmado entre a PPSA e o agente comercializador; ([Inciso acrescido pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

II - em contrato firmado entre a PPSA e o comprador; e ([Inciso acrescido pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

III - no edital de licitação. ([Inciso acrescido pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

§ 4º Não serão incluídos nas despesas de comercialização a remuneração e os gastos incorridos pela PPSA na execução de suas atividades, tais como despesas de custeio e investimento e o pagamento de tributos incidentes sobre o objeto de sua atividade. ([Parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

§ 5º A remuneração do agente comercializador será calculada na forma prevista no contrato de que tratam as alíneas *a* e *d* do inciso II do *caput* deste artigo, observadas as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) consubstanciadas na política de comercialização de petróleo e de gás natural da União. ([Parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida e com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

§ 6º A comercialização pela PPSA utilizará a política estabelecida pelo CNPE e o preço de referência fixado pela ANP. ([Parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida e com redação dada pela Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

§ 7º Nos acordos de individualização da produção de que trata o inciso IV do *caput* deste artigo, os gastos incorridos pelo titular de direitos da área adjacente na exploração e na produção do quinhão de hidrocarbonetos a que faz jus a União terão o tratamento dado ao custo em óleo a que se referem os incisos I e II do *caput* do art. 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. ([Parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

§ 8º O CNPE poderá fixar diretrizes para o cumprimento do disposto na alínea *c* do inciso II do *caput* deste artigo. ([Parágrafo acrescido pela Medida Provisória nº 811, de 21/12/2017, convertida na Lei nº 13.679, de 14/6/2018](#))

Art. 5º É dispensada a licitação para a contratação da PPSA pela administração pública para realizar atividades relacionadas ao seu objeto.

Art. 6º A PPSA terá seu capital social representado por ações ordinárias nominativas, integralmente sob a propriedade da União.

Parágrafo único. A integralização do capital social será realizada com recursos oriundos de dotações consignadas no orçamento da União, bem como pela incorporação de qualquer espécie de bens suscetíveis de avaliação em dinheiro.

.....  
.....

**LEI N° 13.365, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2016**

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção.

**O PRESIDENTE DA REPÚBLICA**

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º Os arts. 2º, 4º, 9º, 10, 14, 15, 20 e 30 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passam a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 2º .....

VI - operador: o responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção;

VII - contratado: a Petrobras, quando for realizada a contratação direta, nos termos do art. 8º, inciso I, desta Lei, ou a empresa ou o 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)

# COMISSÃO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO

## PROJETO DE LEI Nº 6.083, DE 2016

Apensados: PL nº 11.191/2018, PL nº 11.192/2018, PL nº 11.211/2018 e PL nº 5.007/2020

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para estabelecer critérios de individualização da produção de áreas do polígono do Pré-Sal que se estendam por área da União.

**Autor:** Deputado CELSO PANSERA

**Relator:** Deputado AUGUSTO COUTINHO

### I - RELATÓRIO

O Projeto de Lei nº 6.083, de 2016, de autoria do ilustre Deputado Celso Pansera, altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para estabelecer critérios de individualização da produção de áreas do polígono do Pré-Sal que se estendam por área da União. No art. 1º da Proposição, determina-se que os arts. 30 e 36 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passam a vigorar com nova redação. Na verdade, ocorre alteração apenas no art. 36, o qual é acrescido dos §§ 3º e 4º.

O novo § 3º inserido no art. 36 estabelece que essas jazidas, descobertas por empresas ou consórcios contratados sob regime de concessão ou de partilha de produção, poderão ser objeto de acordo de individualização de produção, no qual poderá ser mantido o mesmo operador nas áreas da União, sendo aplicáveis à jazida unificada as participações governamentais do regime em que ocorreu a descoberta.

Já o § 4º acrescido ao art. 36 consigna que as receitas líquidas, obtidas pela dedução dessas participações governamentais da receita bruta da jazida unificada, serão divididas entre a União e as empresas ou consórcios na



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

proporção do volume recuperável de petróleo equivalente presente nas áreas da União e nas áreas das empresas ou consórcios, podendo ser descontados da parcela da União, proporcionalmente, os custos incorridos pelas empresas ou consórcios e um valor relativo à prestação de serviços pelo operador, nos termos do acordo de individualização de produção.

Na Justificação do Projeto, o Autor defende que a política pública referente à individualização da produção deve ser estabelecida em lei, não apenas em normativos infralegais, como ocorre na Resolução nº 25/2013, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Reconhece o Autor da Proposição que, no Pré-Sal, existem áreas sujeitas à individualização não contratadas, que são de propriedade e controle da União, segundo a Constituição Federal. Nessas áreas, a Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA), que deve representar a União nos acordos de individualização, não pode participar diretamente dos investimentos, os quais são realizados pela empresa ou pelo consórcio que descobriu a área.

À época da apresentação do Projeto, havia quatro acordos de individualização assinados, três em andamento, quatro pré-acordos, um em negociação finalizada e sete potenciais casos adicionais. Nesse contexto, estimativa do Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) indicava que poderiam ser destravados R\$ 120,0 bilhões em investimentos com esses acordos.

Defende o Autor que, em virtude de a maioria das jazidas unitizáveis apresentar volume inferior a um bilhão de barris equivalentes de petróleo cada uma, seria importante que a empresa ou consórcio que realizou a descoberta tivesse o direito de ser o operador nas áreas adjacentes.

Adicionalmente, entende o Autor que os investimentos mencionados, principalmente em áreas nas quais a Petrobras não tem interesse, podem engendrar aumento na produção petrolífera e acréscimo no pagamento de tributos e receitas diretas. A receita líquida da jazida unificada seria dividida entre a empresa ou consórcio e a União na proporção do volume recuperável de cada área. Descontar-se-iam da receita da União os custos incorridos pelas



empresas ou consórcios, bem como o valor relativo à prestação de serviços pelo operador, nos termos do acordo de individualização.

Como são previstas muitas áreas unitizáveis no Pré-Sal, conclui o Autor que o Projeto permitiria o pleno desenvolvimento dessa atividade no curto prazo, com grande geração de emprego e renda e progresso econômico no País.

O Projeto em análise apresenta quatro apensados, os Projetos de Lei nº 11.191, de 2018, nº 11.192, de 2018, nº 11.211, de 2018, e nº 5.007, de 2020. O Projeto de Lei nº 11.191, de 2018, de autoria do preclaro Deputado Mendonça Filho, altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para dispor sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, em áreas do Pré-Sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências.

O Projeto de Lei nº 11.191, de 2018, facilita ao Poder Executivo delimitar por meio de ato próprio a área do Pré-Sal e revoga o atual polígono que demarca o Pré-Sal. Também prevê que os parâmetros para cálculo de participações governamentais fixados por meio de decreto do Presidente da República deverão ser revisados periodicamente, em intervalo nunca superior a cinco anos, levando-se em conta as condições observadas no mercado internacional de petróleo e gás natural, sem se aplicar aos contratos em vigência na data da respectiva revisão.

O Projeto de Lei nº 11.211, de 2018, do egrégio Deputado Eli Corrêa Filho, tem conteúdo equivalente ao Projeto de Lei nº 11.191, de 2018, e propõe modificações similares na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e na Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

O Projeto de Lei nº 11.192, de 2018, de autoria do eminentíssimo Deputado Mendonça Filho, altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para dispor sobre a exploração e a produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de concessão, inclusive em áreas do Pré-Sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências.



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

Almeja-se, no Projeto de Lei nº 11.192, de 2018, que seja adotado regime de concessão, na forma da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para a exploração e produção de petróleo e gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, inclusive em áreas do Pré-Sal e em áreas estratégicas. Também se postula que os contratos celebrados pelo regime de partilha poderão ser adaptados para o regime de concessão, além de ser indicada, como no Projeto de Lei nº 11.191, de 2018, a revisão dos parâmetros para cálculo de participações governamentais. Os limites do polígono do Pré-Sal, ademais, seriam definidos pelo Poder Executivo.

Já o Projeto de Lei nº 5.007, de 2020, do insigne Deputado Paulo Ganime (NOVO/RJ), estabelece o regime de concessão e elimina o direito de preferência da Petrobras para ser o operador dos blocos de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências. Também estipula que o polígono do Pré-Sal será demarcado pelo Poder Executivo e que serão livres a negociação e a cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato de partilha de produção, observadas algumas condições.

Em especial, o Projeto de Lei nº 5.007, de 2020, determina que 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. Fixa ainda que, de comum acordo, contratante e contratado poderão migrar o contrato de partilha para o regime de concessão, nos termos da regulamentação do Poder Executivo.

Com respeito à tramitação, o Projeto de Lei nº 6.083, de 2016, foi apresentado pelo Deputado Celso Pansera (PMDB-RJ) em 31/08/2016. Em 16/09/2016, a Proposição foi distribuída às Comissões de Desenvolvimento Econômico, de Minas e Energia; de Finanças e Tributação (art. 54 RICD) e de Constituição e Justiça e de Cidadania (art. 54 RICD), estando sujeita à apreciação conclusiva pelas Comissões e ao regime de tramitação ordinária.

O Projeto foi recebido pela antiga CDEICS em 21/09/2016. Nesta Comissão, em 05/10/2016, foi designado como Relator o Deputado Paulo



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

Martins (PSDB-PR). Foi aberto prazo, em 10/10/2016, para emendas à Proposição (5 sessões a partir de 11/10/2016), o qual foi encerrado em 20/10/2016, não tendo sido apresentadas emendas. Em 24/10/2016, o Projeto foi devolvido pelo Relator sem manifestação.

Em 25/10/2016, foi designado como Relator o Deputado Marcelo Matos (PHS-RJ), que apresentou, em 07/12/2016, o Parecer do Relator nº 1 CDEICS, pela aprovação. Em 13/12/2016, foi apresentado o Requerimento de Reconstituição de proposição nº 5.699/2016, pela CDEICS. Em 14/12/2016, o Projeto foi retirado de pauta em reunião da CDEICS e foi apresentado o Requerimento de Urgência nº 5.707/2016 para a Proposição, pelo Deputado Celso Pansera (PMDB-RJ).

Em 20/12/2016, foi deferido o Requerimento de Reconstituição nº 5.699/2016, tendo sido o projeto reconstituído distribuído à CDEICS em 27/12/2016. Em reuniões da CDEICS, a Proposição foi retirada de pauta em 29/03/2017, em 11/04/2017 e em 19/04/2017. O Projeto foi devolvido ao Relator, Deputado Marcelo Matos (PHS-RJ), para alterações no parecer em 19/04/2017, tendo sido devolvido pelo Relator sem alterações no parecer em 17/08/2017.

Em 30/08/2017, foi designado como Relator na CDEICS o Deputado Jorge Côrte Real (PTB-PE), que apresentou, em 18/12/2018, o Parecer do Relator nº 2 CDEICS, pela rejeição. Em 31/01/2019, ao fim da Legislatura, foi arquivado o Projeto de Lei nº 6.083, de 2016, momento em que o Relator, Deputado Jorge Côrte Real, deixou de ser membro da Comissão. Já em 26/02/2019, a Proposição foi desarquivada.

Em 26/03/2019, foi designado como Relator do Projeto na CDEICS o Deputado Vitor Lippi (PSDB-SP). Em 27/03/2019, foi reaberto prazo para emendas ao Projeto (5 sessões a partir de 28/03/2019), o qual se encerrou em 09/04/2019, sem apresentação de emendas. Quando da instalação da Comissão, em 10/03/2021, o Relator, Deputado Vitor Lippi, não integrava a Comissão (deixou de ser membro em 03/02/2020), sendo o Projeto considerado devolvido pelo Relator sem manifestação em 12/03/2021.



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

Em 29/03/2021, foi designado Relator da matéria na CDEICS o Deputado Marco Bertaiolli, que apresentou Parecer do Relator n. 3 CDEICS, Parecer do Relator, pela aprovação deste, do PL 11191/2018, do PL 11192/2018, do PL 11211/2018, e do PL 5007/2020, apensados, com Substitutivo.

Em 03/05/2022 foi designado relator o Deputado Alexis Fonteyne, que apresentou Parecer do Relator n. 4 CDEICS, pela aprovação deste, do PL 11191/2018, do PL 11192/2018, do PL 11211/2018, e do PL 5007/2020, apensados, com Substitutivo.

Em 22/03/2023, a Presidência da Câmara, tendo em vista a edição da Resolução da Câmara dos Deputados n. 1/2023, decidiu a sua redistribuição à Comissão de Desenvolvimento Econômico, em substituição à Comissão de Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviços, extinta pela mesma Resolução.

Em 25/03/2025, tive a honra de ser designado relator na Comissão de Desenvolvimento Econômico.

Não foram apresentadas emendas.

É o Relatório.

## **II - VOTO DO RELATOR**

Quando o Estado concede ou realiza uma partilha ou concessão de um campo de petróleo e/ou gás há um problema fundamental: não se sabe exatamente se aquele campo, na realidade, faz parte de um campo maior ou não.

Sendo um campo na realidade maior, com interligações subterrâneas, não observáveis *a priori*, a concessão ou partilha de todo este campo para um único parceiro ou consórcio privado seria mais eficiente. O parceiro/consórcio privado seria capaz de tornar mais eficiente o processo exploratório ao longo



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

de toda a vida do campo o que, ademais, pela concorrência na licitação, resultaria em mais receitas para a União.

No entanto, nem o Estado nem o consórcio/parceiro privado sabem exatamente como é o traçado subterrâneo do campo, mas apenas algumas pistas. Daí que a divisão dos campos para licitação *ex-ante* não segue exatamente as conexões subterrâneas que permitirão a otimização *ex-post* do processo exploratório, simplesmente pela falta de informação sobre como as áreas licitadas, de fato, se conectam entre si.

Ao se constatar as conexões subterrâneas dos campos *ex-post*, é fundamental se integrar a exploração dos campos envolvidos para conferir racionalidade e eficiência à exploração.

No caso de dois agentes privados que realizaram a concessão/partilha de dois campos adjacentes que se revelaram ser muito conectados, ou seja, que na verdade constituem o mesmo campo, o grande problema é que cada um terá incentivos a investir muito rápido de forma a capturar a grande parte das reservas de óleo e gás para si. Isso compromete a exploração racional do campo em que que cabe otimizar, inclusive, o ritmo de exploração para maximizar a extração de óleo e gás ao longo do tempo.

Como destacam Cooter e Ullen (2000)<sup>1</sup>, este é um caso de “propriedade fugitiva” que, diferentemente de casas e terra, não ficam “paradas” ou possuem fronteiras bem definidas. Assim, se houver um campo único que foi concedido e/ou partilhado para mais de um parceiro/consórcio, quando se deixa que cada um destes parceiros/consórcios extraia óleo e gás da forma que deseja, sem integração das atividades entre eles, há uma tendência em se investir rápido demais, o que degrada o campo como um todo. Há necessidade, portanto, de integrar estas atividades de exploração *ex-post* que é o que se chama de “individualização” ou “unitização” dos campos para evitar a degradação gerada pela exploração predatória.

---

<sup>1</sup> Cooter,R. e Ulen,T. :Law & Economics. Prentice Hall; 6<sup>a</sup> edição 20 february 2011.



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

Dado este problema, a Lei da Partilha (Lei nº 12.351, de 22/12/10) prevê a individualização (ou unitização) da produção em seus arts. 33 a 35, tão logo “se identificar que a jazida se estende além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção”, o que deve ser informado e acompanhado pela ANP. Para o caso de dois campos com operadores distintos, nada mais é que uma determinação para harmonizar e integrar a exploração desses campos. Ou seja, o Estado sinaliza para os dois agentes privados que é obrigatória a integração da exploração dos campos *ex-post* pois foi constatado tratar-se de um campo só, evitando os naturais incentivos à exploração rápida demais que acabe por degradar o campo.

Note-se, no entanto, que a Lei deixa para os agentes comporem a melhor forma de realizar a individualização/integração dos campos entre si, apenas prevendo a anuência da ANP. Dado que a racionalização da exploração dos campos também é do interesse dos dois agentes, basta ao Estado apenas garantir que eles chegarão a algum acordo.

Mas este problema também pode ocorrer quando o campo em partilha se estende por áreas não concedidas ou não partilhadas.

Note-se que aqui o problema de racionalização da produção é distinto do anterior, pois nas áreas não concedidas ou partilhadas não está havendo qualquer tipo de exploração ainda, dado que elas nem foram colocadas para concessão ou partilha. Cabe aqui a individualização não porque ambos os agentes estão explorando o mesmo campo de forma não integrada, mas porque, não havendo exploração da parte não concedida ou partilhada, também se compromete/dificulta a exploração da parte concedida ou partilhada, sendo relevante também a celebração de Acordo de Individualização da Produção a fim de regular os direitos e deveres do futuro concessionário ou contratado, sem comprometer-se o desenvolvimento eficiente e sustentável da produção de petróleo e gás.

Daí que o art. 36 da Lei da Partilha define que, neste caso, a União, representada pela PPSA, celebrará com os agentes acordo de individualização da produção em regime que independe do vigente nas áreas adjacentes, que



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

será também submetido à ANP, podendo contratar-se a Petrobras para realizar as atividades de avaliação. No entanto, com a entrada em vigor da Lei 15.164/2025, faz-se necessário estabelecer uma ordem de prioridade para realizar a licitação das áreas não concedidas ou não contratadas, que se estendam por uma jazida compartilhada, a fim de que se evite conflito entre os regimes legais vigentes e seus procedimentos específicos.

As novas regras de individualização propostas no projeto de lei do Deputado Celso Pansera restringem-se a este caso de áreas concedidas/partilhadas em que jazidas existentes se estendem para áreas não concedidas/não partilhadas.

Nestes casos, a ANP deverá, em até 15 dias contados da comunicação prevista no §1º do art. 33, comunicar o CNPE sobre a extensão da jazida, indicando a necessidade de priorização da realização de licitação abrangendo a área não concedida ou não contratada. Uma vez iniciada a licitação para outorga da Área não Contratada, fica vedada a realização do procedimento previsto no art. 46-A, que não se confunde com aquela licitação e se refere à cessão dos direitos e deveres da União na Jazida Compartilhada, objeto do Acordo de Individualização da Produção já celebrado e que envolve a Área não Contratada. Caso a licitação se encerre sem celebração de contrato, a União estará autorizada a realizar o procedimento do art. 46-A.

A previsão tem por objetivo evitar uma sobreposição de procedimentos entre a licitação que é conduzida pelo agente regulador e àquele, na modalidade leilão, que autoriza a União a alienar seus direitos e obrigações decorrentes dos acordos de individualização da produção nas áreas não concedidas ou não contratadas, objeto deste projeto substitutivo.

Nessa linha são alterados os dois parágrafos do art. 36 da Lei da Partilha. O primeiro (§ 1º) define que “*uma vez iniciada a realização da licitação da área não concedida ou não contratada pela ANP, nos termos do caput, fica vedada a realização do procedimento previsto no art. 46-A desta Lei.*”



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

No segundo parágrafo (§ 2º), define-se que “*encerrado o processo de licitação de que trata o §1º deste artigo, sem a celebração de um contrato de concessão ou de partilha de produção, fica a União autorizada a realizar o procedimento previsto no art. 46-A desta Lei.*”

No tocante ao art. 37, sem prejuízo do procedimento previsto no art. 36, a União, representada pela PPSA (artigo 5º que altera a Lei 12.304/2010), celebrará com os contratados que já integram a área a ser individualizada, após as devidas avaliações, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro contratado no que lhe for aplicável.

Em decorrência, o artigo 4º da Lei nº 12.304/2010 é alterado para prever expressamente a competência da PPSA para representar a União nos AIPs de jazidas que se estendam por áreas não concedidas ou não contratadas, não apenas se limitando à representação nos acordos de individualização que envolvam áreas estratégicas ou do polígono do pré-sal.

O acordo de individualização deverá indicar as obrigações das partes quanto às participações e receitas governamentais e de terceiros, obedecendo ao estabelecido nos contratos que regem as áreas sob contrato de concessão ou regime de partilha. A ANP deverá fornecer à PPSA todas as informações necessárias para o acordo, e a União e as empresas ou consórcios ratearão os custos de produção e investimentos conforme sua participação na Jazida.

A ideia, portanto, do projeto é melhor esclarecer as questões de direitos de propriedade sobre as jazidas que estão no subsolo, agregando valor a estas riquezas, promovendo maior segurança jurídica, eficiência ao processo de individualização da produção, estimulando o desenvolvimento eficiente e sustentável da produção de petróleo e gás no país.

Os ajustes do artigo 37 se norteiam no mesmo racional adotado pelo art. 46-A, §3º da Lei 12.351/2010, que prevê que nos leilões de áreas não contratadas promovidos pela PPSA haverá sub-rogação do vencedor da licitação nos direitos e obrigações assumidos pela União nos acordos de individualização de produção a ele transferidos e nos contratos



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

complementares aos acordos de individualização da produção, ressalvadas as prerrogativas exclusivas da PPSA, as quais não são transferidas, nos termos definidos pelo edital da licitação. Ou seja, considerando que o leilão previsto no art. 46-A se refere aos direitos e obrigações da União decorrentes do acordo de individualização da produção, sua existência é pressuposto para que a PPSA possa realizar o leilão em questão.

Para tanto, entendemos ser preciso um equilíbrio entre as regras mais gerais e que demandam maior estabilidade a constarem de leis e as regras que devem constar da regulamentação do Poder Executivo para que sejam fortalecidos os incentivos adequados para a devida exploração de áreas a serem individualizadas ou unitizadas.

Nessa linha de fortalecer direitos de propriedade, entendemos ser pertinente se promover licitação da área não contratada e, sem prejuízo deste fato, a União, representada pela PPSA, celebrará com os concessionários que já integram a área a ser individualizada, após as devidas avaliações por esta empresa pública, acordo de individualização da produção, cujos termos obrigarão o futuro concessionário ou contratado.

Ou seja, a União “antecipa” o recebimento de sua participação licitando a área não contratada. Caso não iniciado o processo de licitação ou caso concluído sem a contratação ou concessão, pode ser realizado o leilão previsto no artigo 46-A da Lei n.º 15.164/25, sendo certo que em todo caso não há prejuízo à celebração do acordo de individualização da produção pela PPSA, representando a União (artigo 37). E estas regras valerão igualmente tanto para o caso de contratos de concessão quanto para o regime de partilha.

Ainda sobre o leilão previsto no art. 46-A, o atual §3º do art. 46-C da Lei nº 12.351/2010 determina que as partes originais dos acordos de individualização da produção deverão fornecer informações e autorizações necessárias para que a PPSA, seus representantes e contratados possam acessar os dados necessários à elaboração de estimativas de produção e custos. Nas demais modalidades de licitação realizadas pela ANP para a outorga de direitos de exploração e produção de petróleo e gás, a Agência



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

toma por base dados públicos ou que estejam em seu domínio para o cálculo dos critérios do leilão ou do valor mínimo a ser ofertado. Assim, procedemos à exclusão do referido §3º do art. 46-C, de forma a dar equivalência ao tratamento conferido à PPSA e à ANP no processo de preparação do leilão.

O capítulo IV da Lei 12.351, de 2010 (arts. 33 a 41), já estabelece um conjunto bastante robusto de regras gerais sobre os processos de individualização em geral. Os arts. 36 a 38 tratam especificamente das áreas não concedidas ou não partilhadas e também fornecem regras gerais importantes sobre estes casos.

O art. 46 da Lei 9.478, de 1997, define que “*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*”.

O pagamento à vista do bônus de assinatura no ato da assinatura do contrato compromete a participação de agentes menos líquidos, mas mais eficientes que os concorrentes na licitação. Vários pagamentos por concessões são realizados em prestações e não de uma vez. Até dívidas tributárias são pagas em prestações. Isso pode favorecer empresas pequenas e médias, naturalmente com menos recursos em caixa, a participar destas licitações. Assim, incluímos a possibilidade de o bônus de assinatura ser pago de forma parcelada.

O art. 47 atual determina que os *royalties* da concessão sejam 10% da produção de petróleo ou gás natural. O § 1º deste artigo define que este valor pode se reduzir para 5% “*tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes*”.

Há três alterações pertinentes aqui. Primeiro, cabe introduzir expressamente questões de viabilidade comercial, variação das condições de mercado, o interesse público em desenvolver e estender a produção, a maturidade do campo e a possibilidade de serem acumulações marginais ou campos maduros.



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

Segundo, é possível que o valor mínimo de 5% ainda seja elevado para viabilizar a atividade. Sendo assim, propõe-se a redução da alíquota de royalties em percentual a ser definido pela ANP, como forma de ampliar a competitividade e viabilizar novos investimentos em acumulações marginais ou campos maduros. Operacionalmente, esta flexibilização é fundamental para campos maduros e acumulações marginais. Para campos maduros, a redução de royalties viabiliza investimentos e revitalização que, sob o regime fiscal atual, seriam economicamente inviáveis, permitindo assim, a extensão operacional de campos que seriam prematuramente abandonados. Para acumulações marginais, permite o desenvolvimento operacional de descobertas de menor volume que permaneceriam não desenvolvidas, possibilitando o aproveitamento de infraestrutura ociosa em campos próximos.

Terceiro, é possível que apenas se chegue à conclusão de que o campo licitado não justifica percentuais de royalties maiores a posteriori. Assim, a ANP deveria poder, também na forma de regulamentação, reduzir *a posteriori* os royalties para aumentar a atratividade e a viabilidade econômica desses ativos, incentivando a continuidade e a expansão dos investimentos. Esta possibilidade reduziria o risco *ex-ante* dos licitantes, tornando-os mais agressivos em seus lances. Definimos que este seria o caso quando I) as informações que forem sendo obtidas sobre os campos indicarem que sua lucratividade é menor do que se esperava antes da licitação ou; II) o campo se tornou maduro, já tendo passado a fase equivalente ao seu pico de produção.

Esta flexibilidade operacional permite adaptar o regime fiscal às condições reais encontradas durante as operações, assegurando a continuidade de operações em bases operacionais que seriam desativadas e permitindo a utilização prolongada de ativos já amortizados. Os impactos operacionais diretos resultam em operações mais eficientes, redução de custos operacionais e melhor aproveitamento dos recursos petrolíferos nacionais.

Enfim, em se tratando de uma parceria do público com o privado, riscos fora do controle de ambos devem ser compartilhados, o que amplia o número de campos que encontrarão agentes privados dispostos a explorá-los.



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

Assim, procedemos a mudanças nos arts. 47 e 48 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, de forma a incorporar tais alterações. Também realizamos a mesma mudança na Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, de forma a permitir redução dos royalties no caso do regime de partilha.

A prestação de garantias oferece um seguro para a União acerca da exploração e dos pagamentos das quantias devidas ao Estado. No entanto, garantias também subtraem recursos que poderiam ser investidos mais diretamente na exploração. Sendo assim, cabe flexibilizar a exigência de garantias em alguns casos que elas não sejam consideradas necessárias, conforme regulamentação da ANP. Assim, acrescentamos o § 2º ao art. 43 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, definindo a possibilidade de dispensa total ou parcial das garantias com base em uma avaliação dos riscos envolvidos nas atividades e da capacidade técnica, econômica e financeira dos concessionários que será regulamentada pela ANP.

Em relação aos quatro projetos apensos, são propostas alterações sobre o regime atual de partilha que podem gerar excessiva insegurança jurídica para o processo de estabelecimento de parcerias com o setor privado.

Sendo assim, somos pela APROVAÇÃO do Projeto de Lei Nº 6.083, de 2016 na forma do Substitutivo em anexo e pela Rejeição dos Projetos de Lei apensos nº 11.191/2018, nº 11.192/2018, nº 11.211/2018 e nº 5.007/2020.

Sala da Comissão, em \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2025.

Deputado AUGUSTO COUTINHO  
 Relator



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

## Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.083, de 2016 (Apensados: PL nº 11.191/2018, PL nº 11.192/2018, PL nº 11.211/2018 e PL nº 5.007/2020)

Altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para estabelecer critérios de individualização da produção de áreas do polígono do pré-sal que se estendam por área da União e dá outras providências.

O CONGRESSO NACIONAL decreta:

Art. 1º. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 46. O bônus de assinatura corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão e terá seu valor mínimo e a forma de pagamento estabelecidos no edital, que poderá prever o pagamento em parcelas.” (NR)

“Art. 47.....

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção, a viabilidade comercial de uma descoberta, a variação das condições de mercado, o interesse público em fomentar o desenvolvimento, a extensão da produção, o fato de se tratarem de acumulações marginais ou outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente e na forma da regulamentação, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo em percentual a ser definido pela ANP para campos maduros ou marginais, ou até cinco por cento nos demais casos, sobre o total da produção.

§ 1ºA A redução dos royalties prevista no § 1º poderá ser concedida pela ANP em momento posterior à licitação, na forma de regulamentação da agência, quando, alternativamente:

I - as informações que forem sendo obtidas sobre os campos indicarem que sua lucratividade é menor do que se esperava antes da licitação; ou



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

II- o campo se tornar maduro, já tendo passado a fase equivalente ao seu pico de produção; ou

III – outros fatores pertinentes, quando houver interesse público em fomentar o desenvolvimento e a extensão da produção.

.....  
 “Art. 48. A parcela do valor total dos royalties que representar 5% (cinco por cento) da produção, caso o valor total dos royalties previstos no contrato de concessão exceda 5% (cinco por cento) da produção, ou a integralidade dos royalties, caso o valor total dos royalties previstos no contrato de concessão seja igual ou inferior a 5% (cinco por cento) da produção, será distribuída segundo os seguintes critérios: .....” (NR)

Art. 2º Acrescente-se o § 2º ao art. 43 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com a seguinte redação:

“Art. 43.....

§ 2º A ANP deverá regular as hipóteses em que a prestação de garantias para o cumprimento do contrato prevista no inciso V deste artigo será dispensada, total ou parcialmente, com base em uma avaliação dos riscos envolvidos nas atividades e da capacidade técnica, econômica e financeira dos concessionários.”

Art. 3º A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 36 No caso em que a jazida a ser individualizada se estenda por áreas não concedidas ou não contratadas, a ANP deverá, em até 15 (quinze) dias contados a partir da comunicação a que se refere o §1º do art. 33 desta Lei, comunicar ao CNPE acerca da extensão da jazida sobre uma área não concedida ou não contratada, indicando a necessidade de priorização da realização de uma licitação abrangendo a área não concedida ou não contratada..

Parágrafo único. O regime de exploração e produção a ser adotado nas áreas de que trata o caput independe do regime vigente nas áreas adjacentes.”

“Art. 37. Sem prejuízo do procedimento previsto no art. 36, a União, representada pela empresa pública de que trata o §1º do art. 8º desta Lei, celebrará com os concessionários ou contratados que já integram a área a ser individualizada, após as devidas avaliações por esta empresa pública, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

concessionário ou contratado.

§ 1º O acordo de individualização da produção deverá indicar as obrigações das partes quanto às participações e receitas governamentais e de terceiros devidas, obedecendo ao estabelecido nos contratos que regem as áreas sob contrato de concessão ou regime de partilha que contêm a jazida a ser individualizada.

§ 2º A ANP deverá fornecer à empresa pública referida no § 1º do art. 8º todas as informações necessárias para o acordo de individualização da produção.

§ 3º A União e as empresas ou consórcios ratearão os custos de produção e os investimentos concernentes às operações sob o acordo de individualização de produção com base na proporção de sua participação na jazida a ser individualizada.

§ 4º Iniciadas as tratativas entre a empresa pública referida no caput e os concessionários e contratados que já integram a área a ser individualizada, a realização do procedimento de licitação mencionado no art. 46A aguardará a aprovação dos acordos de individualização de produção pela ANP.”

“Art. 46-A. Fica a União autorizada a alienar seus direitos e obrigações decorrentes da celebração de acordos de individualização da produção em áreas não concedidas ou não partilhadas na área do pré-sal e em áreas estratégicas, mediante licitação na modalidade leilão.”

.....  
 Art. 4º Revoga-se o §3º do art. 46-C da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

Art. 5º Acrescente-se o § 4º ao art. 29 e o § 1º-A ao art. 42 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, com a seguinte redação:

“Art. 29.....

§4º A ANP deverá regular as hipóteses em que a prestação de garantias para o cumprimento do contrato prevista no inciso III deste artigo será dispensada, total ou parcialmente, com base em uma avaliação dos riscos envolvidos nas atividades e da capacidade técnica, econômica e financeira dos contratados.”

“Art. 42.....



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*

§1º-A A ANP poderá conceder, com base em critérios estabelecidos na legislação aplicável e em regulamentação, redução do percentual de royalties previsto nos Contratos de Partilha de Produção, de modo a viabilizar a declaração de comercialidade, a extensão da vida útil e a maximização do fator de recuperação dos campos.

”

.....

Art. 6º A Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, passa a vigorar com a seguinte alteração:

“Art. 4º .....

IV - representar a União nos procedimentos de individualização da produção e nos acordos decorrentes, nos casos em que as jazidas se estendam por áreas não concedidas ou não contratadas sob o regime de partilha de produção.”

.....

Art. 7º Os acordos de individualização da produção celebrados pela PPSA como representante da União até a entrada em vigor desta lei deverão ser cumpridos nos termos conforme celebrados.

Art. 8º Caso a notificação de que trata o § 1º do art. 33 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 tenha sido protocolada perante a ANP até a data de entrada em vigor desta Lei, o acordo de individualização da produção será negociado e celebrado pela PPSA.

Art. 9º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Sala da Comissão, em                   de                   de 2025

Deputado AUGUSTO COUTINHO  
 Relator



\* C D 2 5 2 3 3 3 8 5 8 1 0 0 \*



Câmara dos Deputados

## COMISSÃO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO

### PROJETO DE LEI Nº 6.083, DE 2016

#### III - PARECER DA COMISSÃO

A Comissão de Desenvolvimento Econômico, em reunião extraordinária realizada hoje, mediante votação ocorrida por processo simbólico, concluiu pela aprovação do Projeto de Lei nº 6.083/2016, e pela rejeição do PL 11191 /2018, do PL 11192/2018, do PL 11211/2018, e do PL 5007/2020, apensados, com Substitutivo, nos termos do Parecer do Relator, Deputado Augusto Coutinho.

Registraram presença à reunião os seguintes membros:

Lafayette de Andrada - Presidente, Padovani e Vitor Lippi - Vice-Presidentes, Any Ortiz, Daniel Almeida, Gilson Daniel, Luiz Gastão, Rodrigo da Zaeli, Zé Neto, Augusto Coutinho, Danilo Forte, Helder Salomão, Luiz Philippe de Orleans e Bragança e Rosângela Reis.

Sala da Comissão, em 26 de novembro de 2025.

Deputado LAFAYETTE DE ANDRADA  
Presidente





**CÂMARA DOS DEPUTADOS**  
COMISSÃO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO

Apresentação: 03/12/2025 12:33:15.160 - CDE  
SBT-A 1 CDE => PL 6083/2016

**SBT-A n.1**

**SUBSTITUTIVO ADOTADO PELA COMISSÃO AO PROJETO DE  
LEI Nº 6083, DE 2016**

(APENSADOS: PL N° 11.191/2018, PL N° 11.192/2018, PL N°  
11.211/2018 E PL N° 5.007/2020)

Altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para estabelecer critérios de individualização da produção de áreas do polígono do pré-sal que se estendam por área da União e dá outras providências.

O Congresso Nacional decreta:

Art. 1º. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 46. O bônus de assinatura corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão e terá seu valor mínimo e a forma de pagamento estabelecidos no edital, que poderá prever o pagamento em parcelas.” (NR)

“Art. 47.....

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção, a viabilidade comercial de uma descoberta, a variação das condições de mercado, o interesse público em fomentar o desenvolvimento, a extensão da produção, o fato de se tratarem de acumulações marginais ou outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente e na forma da regulamentação, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo em percentual a ser definido pela ANP para campos maduros ou marginais, ou até cinco por cento nos demais casos, sobre o total da produção.

§ 1ºA A redução dos royalties prevista no § 1º poderá ser concedida pela ANP em momento posterior à licitação, na forma de regulamentação da agência, quando,



\* C D 2 5 5 6 5 4 0 5 7 5 0 0 \*

alternativamente:

- I - as informações que forem sendo obtidas sobre os campos indicarem que sua lucratividade é menor do que se esperava antes da licitação; ou
  - II- o campo se tornar maduro, já tendo passado a fase equivalente ao seu pico de produção; ou
  - III – outros fatores pertinentes, quando houver interesse público em fomentar o desenvolvimento e a extensão da produção.
- 

“Art. 48. A parcela do valor total dos royalties que representar 5% (cinco por cento) da produção, caso o valor total dos royalties previstos no contrato de concessão exceda 5% (cinco por cento) da produção, ou a integralidade dos royalties, caso o valor total dos royalties previstos no contrato de concessão seja igual ou inferior a 5% (cinco por cento) da produção, será distribuída segundo os seguintes critérios: .....” (NR)

Art. 2º Acrescente-se o § 2º ao art. 43 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com a seguinte redação:

“Art. 43.....

§ 2º A ANP deverá regular as hipóteses em que a prestação de garantias para o cumprimento do contrato prevista no inciso V deste artigo será dispensada, total ou parcialmente, com base em uma avaliação dos riscos envolvidos nas atividades e da capacidade técnica, econômica e financeira dos concessionários.”

Art. 3º A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 36 No caso em que a jazida a ser individualizada se estenda por áreas não concedidas ou não contratadas, a ANP deverá, em até 15 (quinze) dias contados a partir da comunicação a que se refere o §1º do art. 33 desta Lei, comunicar ao CNPE acerca da extensão da jazida sobre uma área não concedida ou não contratada, indicando a necessidade de priorização da realização de uma licitação abrangendo a área não concedida ou não contratada..

Parágrafo único. O regime de exploração e produção a ser adotado nas áreas de que trata o caput independe do regime vigente nas áreas adjacentes.”

“Art. 37. Sem prejuízo do procedimento previsto no art. 36, a União, representada pela empresa pública de que trata o §1º do art. 8º desta Lei, celebrará com os



\* C D 2 5 5 6 0 5 7 5 0 0 \*

concessionários ou contratados que já integram a área a ser individualizada, após as devidas avaliações por esta empresa pública, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário ou contratado.

§ 1º O acordo de individualização da produção deverá indicar as obrigações das partes quanto às participações e receitas governamentais e de terceiros devidas, obedecendo ao estabelecido nos contratos que regem as áreas sob contrato de concessão ou regime de partilha que contêm a jazida a ser individualizada.

§ 2º A ANP deverá fornecer à empresa pública referida no § 1º do art. 8º todas as informações necessárias para o acordo de individualização da produção.

§ 3º A União e as empresas ou consórcios ratearão os custos de produção e os investimentos concernentes às operações sob o acordo de individualização de produção com base na proporção de sua participação na jazida a ser individualizada.

§ 4º Iniciadas as tratativas entre a empresa pública referida no caput e os concessionários e contratados que já integram a área a ser individualizada, a realização do procedimento de licitação mencionado no art. 46A aguardará a aprovação dos acordos de individualização de produção pela ANP.”

“Art. 46-A. Fica a União autorizada a alienar seus direitos e obrigações decorrentes da celebração de acordos de individualização da produção em áreas não concedidas ou não partilhadas na área do pré-sal e em áreas estratégicas, mediante licitação na modalidade leilão.”

---

Art. 4º Revoga-se o §3º do art. 46-C da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

Art. 5º Acrescente-se o § 4º ao art. 29 e o § 1º-A ao art. 42 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, com a seguinte redação:

“Art. 29.....

§4º A ANP deverá regular as hipóteses em que a prestação de garantias para o cumprimento do contrato prevista no inciso III deste artigo será dispensada, total ou parcialmente, com base em uma avaliação dos riscos envolvidos nas atividades e da capacidade técnica, econômica e financeira dos contratados.”



\* C D 2 5 5 6 5 4 0 5 7 5 0 0 \*

“Art. 42.....

§1º-A A ANP poderá conceder, com base em critérios estabelecidos na legislação aplicável e em regulamentação, redução do percentual de royalties previsto nos Contratos de Partilha de Produção, de modo a viabilizar a declaração de comercialidade, a extensão da vida útil e a maximização do fator de recuperação dos campos.

”

Art. 6º A Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, passa a vigorar com a seguinte alteração:

“Art. 4º .....

IV - representar a União nos procedimentos de individualização da produção e nos acordos decorrentes, nos casos em que as jazidas se estendam por áreas não concedidas ou não contratadas sob o regime de partilha de produção.”

Art. 7º Os acordos de individualização da produção celebrados pela PPSA como representante da União até a entrada em vigor desta lei deverão ser cumpridos nos termos conforme celebrados.

Art. 8º Caso a notificação de que trata o § 1º do art. 33 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 tenha sido protocolada perante a ANP até a data de entrada em vigor desta Lei, o acordo de individualização da produção será negociado e celebrado pela PPSA.

Art. 9º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Sala da Comissão, em 26 de novembro de 2025

**Deputado Lafayette de Andrada  
Presidente**



\*

