

# 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



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, faculta 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 eminente 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.



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



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.



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



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 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 Ullen, T. :Law & Economics. Prentice Hall; 6ª edição 20 february 2011.



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





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 cessação 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.”*



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



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



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.



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.



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



**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



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





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.....



§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

