

COMISSÃO MISTA DA MEDIDA PROVISÓRIA Nº 795, DE 2017

MEDIDA PROVISÓRIA Nº 795, DE 2017

Dispõe sobre o tratamento tributário das atividades de exploração e de desenvolvimento de campo de petróleo ou de gás natural, altera a Lei nº 9.481, de 13 de agosto de 1997, e a Lei nº 12.973, de 13 de maio de 2014, e institui regime tributário especial para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos.

EMENDA SUPRESSIVA Nº

Suprima-se o art. 1º, renumerando-se os demais.

JUSTIFICAÇÃO

O art. 1º da Medida Provisória – MPV nº 795/2017 estabelece que, para fins de determinação do lucro real e da base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL, poderão ser integralmente deduzidas as importâncias aplicadas, em cada período de apuração, nas atividades de exploração e produção de jazidas de petróleo e de gás natural, definidas no art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Ocorre que as empresas petrolíferas que detêm direitos de exploração de produção, isoladamente ou em consórcios, já podem deduzir as importâncias aplicadas nas jazidas de petróleo e gás natural, tanto no regime de



concessão, de que trata a Lei nº 9.478/1997, quanto no regime de partilha de produção, de que trata a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras também pode deduzir essas despesas no regime de cessão onerosa, de que trata a Lei nº 12.276/2010, de 30 de junho de 2010.

No regime de concessão, o parágrafo 1º do art. 50 da Lei nº 9.478/1997 estabelece que os investimentos na exploração, os custos operacionais e a depreciação já podem ser deduzidos da receita bruta, conforme transcrito a seguir:

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

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

.....

Como o lucro no segmento é obtido a partir da receita bruta da produção, a dedução proposta pelo art. 1º da MPV nº 795/2017 já ocorre.

No regime de partilha de produção, o óleo produzido, em tese, seria da União, que transferiria uma pequena parte da produção para o contrato. Nesse regime, o óleo produzido é utilizado para pagamento dos *royalties* e para pagamento do custo em óleo, sendo o restante, chamado de excedente em óleo dividido entre a União e o contratado. Registre-se que, no Brasil, a parcela do contratado é maior que a da União.

O inciso II do art. 2º da Lei nº 12.351/2010 define que o custo em óleo corresponde aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração e produção, conforme transcrito a seguir:

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



.....

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; (grifo nosso)

.....

Dessa forma, parte do óleo produzida já é destinada ao contratado para cobrir os custos das importâncias aplicadas nas jazidas de petróleo e gás natural.

No regime de cessão onerosa, no qual a Petrobras tem direitos exclusivos de exploração e produção, não há pagamento de participação especial. Porém, tanto nesse regime, como na concessão e na partilha de produção, a Petrobras já deduzia as importâncias aplicadas na prospecção e extração de petróleo desde 1966, nos termos do art. 12 do Decreto-Lei nº 62/1966, transcrito a seguir:

Art 12. A Petróleo Brasileiro S. A. - PETROBRÁS - poderá deduzir, para efeito de determinação do lucro sujeito à tributação, as importâncias aplicadas em cada exercício na prospecção e extração do petróleo cru.

Esse benefício fiscal à Petrobras é uma grande distorção que, em vez de ser eliminada, estende-se, agora a todas as empresas petrolíferas, inclusive às empresas internacionais que devem ter participação bastante significativa nas 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção na província petrolífera do Pré-Sal.

Até o momento, foi realizada apenas a 1ª Rodada no regime de partilha de produção. Um único consórcio, liderada pela Petrobras, com 40% de participação, apresentou proposta e venceu a concorrência. Na 1ª Rodada, o excedente em óleo da União pode variar de apenas 9,93% a 45,56%, em função do preço do petróleo e da produtividade média dos poços. Quando o preço do



petróleo estava alto, o governo anterior estimou um percentual efetivo de 41,65%, para uma cotação corrigida do Brent de US\$ 110 por barril, que não deve se concretizar.

A Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE nº 02/2017 autorizou a realização da 2ª Rodada de Partilha de Produção e aprovou os parâmetros técnicos e econômicos das áreas ofertadas; a Resolução CNPE nº 09/2017 autorizou a realização da 3ª Rodada de Partilha de Produção e aprovou os parâmetros técnicos e econômicos das áreas ofertadas.

Na 2ª Rodada, o efetivo excedente em óleo da União varia de apenas 10,34%, para o Entorno de Sapinhoá, a 22,08%, para Norte de Carcará; na 3ª Rodada, esse percentual varia de 13,89%, para Peroba, a 22,87%, para Alto de Cabo Frio Oeste. Esses percentuais são previstos para uma cotação corrigida do Brent de US\$ 50 por barril e produtividade média de 11 mil barris por dia.

Observa-se, então, que os efetivos excedentes em óleo das 2ª e 3ª Rodadas são menores que os previstos 41,65% da 1ª Rodada, na qual foi licitada a área de Libra. É muito pouco provável que esse percentual seja alcançado nessa área. Registre-se, contudo, que os percentuais efetivos das 2ª e 3ª Rodadas são mais factíveis que os da 1ª Rodada, pois consideram uma cotação do Brent muito menor.

Na 2ª Rodada, o excedente em óleo da União pode variar de 1% a 30,33%; na 3ª Rodada, de 1% a 31,2%. Importa registrar que, nas 2ª e 3ª Rodadas, mesmo para cotações do Brent acima de US\$ 160 por barril e produtividade média dos poços acima de 24 mil barris por dia, o excedente em óleo da União pode chegar, no máximo, a 31,12%.

Como o processo é competitivo, as empresas poderão fazer ofertas acima do efetivo excedente em óleo. No entanto, não há garantia de que isso irá, de fato, ocorrer. Em Libra, isso não ocorreu, mas o cenário era da Petrobras como operadora única, o que inibia ofertas de outras empresas petrolíferas, principalmente das empresas interessadas na operação.



Além do baixo excedente em óleo da União, merece destaque as baixas exigências de conteúdo local para as próximas rodadas de licitação.

Nos termos da Resolução CNPE nº 7/2017, nas licitações, sob regime de concessão, de áreas terrestres contendo acumulações marginais, o conteúdo local não será objeto de exigência contratual.

Na 2ª Rodada será aplicado o mesmo percentual de conteúdo local aplicável nas áreas sob contrato adjacente.

Para blocos em mar, o conteúdo local mínimo obrigatório a ser exigido na 3ª Rodada de Partilha de Produção, no Pré-Sal, e para blocos em mar, na 14ª Rodada de Concessão, atenderá aos seguintes critérios:

- fase de exploração com mínimo obrigatório global de 18%;
- etapa de desenvolvimento da produção: com o mínimo de 25% para construção de poço; de 40% para o sistema de coleta e escoamento; e de 25% para a unidade estacionária de produção.
-

Em suma, não há nenhuma razão para deduzir as importâncias aplicadas nas atividades de exploração e produção de jazidas de petróleo e de gás natural, pois essas importâncias já foram deduzidas. Além disso, as perspectivas são de baixo efetivo excedente em óleo da União e de baixo conteúdo local. Caso a MPV nº 795 seja aprovada, a tributação será reduzida mais ainda.

O objeto da emenda ora apresentada é garantir que, pelo menos, o lucro real e a base de cálculo da CSLL sejam determinados sem deduções indevidas, que reduziriam injustamente a arrecadação federal e, indiretamente, a



arrecadação de Estados e Municípios, e aumentariam o já elevado déficit fiscal. Pedimos, então, o apoio dos Parlamentares do Congresso Nacional para sua aprovação.

Sala da Comissão, em de de 2017.

Senador Lindbergh Farias

