



SENADO FEDERAL

PROJETO DE LEI Nº 3557, DE 2020

Altera a Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, para dar diferente tratamento fiscal às atividades de exploração e produção de petróleo ou gás natural.

AUTORIA: Senador Rogério Carvalho (PT/SE)



[Página da matéria](#)



SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador Rogério Carvalho

PROJETO DE LEI Nº , DE 2020

Altera a Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, para dar diferente tratamento fiscal às atividades de exploração e produção de petróleo ou gás natural.

O CONGRESSO NACIONAL decreta:

Art. 1º Esta Lei altera a Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, de modo a dar diferente tratamento aos incentivos fiscais para as atividades de exploração de blocos e de desenvolvimento da produção de campos de petróleo ou de gás natural.

Art. 2º Fica revogado o art. 1º da Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017.

Parágrafo único. O efeito da revogação do caput deste artigo não alcança os ativos formados de 28 de dezembro de 2017 até a data da publicação desta Lei, mediante gastos aplicados nas atividades de desenvolvimento para viabilizar a produção de campos de petróleo ou de gás natural.

Art. 3º O caput do art. 6º da Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 6º Fica suspenso o pagamento de tributos federais na importação ou na aquisição no mercado interno de matérias-primas, de produtos intermediários, de produtos industrializados e de materiais de embalagem para serem utilizados integralmente no processo produtivo de produto final destinado às atividades de que trata o caput do art. 5º desta Lei. (NR)”

Art. 4º O art. 7º da Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 7º As suspensões de tributos previstas nos arts. 5º e 6º desta Lei somente se aplicarão aos fatos geradores ocorridos até 31 de dezembro de 2025, sem prejuízo da posterior exigibilidade das obrigações estabelecidas nos referidos artigos. (NR)”

Art. 5º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação e produzirá efeitos:

I – a partir do primeiro dia do ano seguinte ao de sua publicação quanto ao art. 2º; e

II – depois de decorridos 90 (noventa) dias de sua publicação quanto ao art. 3º.

JUSTIFICAÇÃO

A produção nacional de petróleo e gás natural é caracterizada pela baixa participação do Estado Brasileiro na renda petrolífera, também denominada participação governamental. No Brasil, os principais regimes fiscais de exploração e produção são concessão e regime de partilha de produção. Atualmente, o regime de concessão é responsável pela maior parcela da participação governamental; no futuro, a maior parcela poderá ser decorrente do regime de partilha de produção.

Esses dois regimes já apresentam critérios detalhados para cálculo dos custos de produção e, consequentemente, da receita líquida a ser dividida entre os contratados e o Estado brasileiro. Registre-se que receita líquida é a diferença entre a receita bruta e os custos de produção.

No regime de concessão, a participação governamental é composta pelos royalties, participação especial, taxa de retenção de área, bônus de assinatura, Imposto sobre a Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição sobre o Lucro Líquido (CSLL).

Nesse regime, de 2008 a 2018, as empresas petrolíferas pagaram R\$ 156,691 bilhões a título de royalties e R\$ 154,048 bilhões a título de participação especial. A Petrobrás pagou, então, R\$ 273,729 bilhões de royalties e participação especial, mas apenas R\$ 65,991 bilhões de IRPJ e CSLL. A receita



SF/20988.77178-52

bruta de produção da Petrobrás foi de R\$ 1,367 trilhão, o que representou 87,2% da receita bruta total do País.

Desse modo, pode-se afirmar que o pagamento total de IRPJ e CSLL, de 2008 a 2018, foi muito inferior a R\$ 100 bilhões. Assim, a participação governamental, considerando-se os royalties, a participação especial, o IRPJ e a CSLL, foi inferior a 26,2% da receita bruta.

Sobre a maior parte da produção sob o regime de concessão incide uma alíquota de royalties de 10% aplicada sobre a receita bruta. A alíquota da participação especial varia de zero a percentuais pouco abaixo de 40% e é aplicada sobre receita líquida.

No regime de concessão, a receita líquida é definida nos termos do § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Nos termos desse parágrafo, para cálculo da receita líquida podem ser deduzidos da receita bruta da produção, além dos royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor. Nessa Lei, não há menção à “exaustão”.

O detalhamento dos custos e da receita líquida do regime de concessão está estabelecido na Resolução da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP nº 12, de 21 de fevereiro de 2014. A Seção XII dessa Resolução detalha o cálculo da depreciação, prevista no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478/1997. A Resolução ANP nº 12/2014 também detalha o cálculo da amortização; a Seção XII trata da amortização dos gastos do campo produtor.

O parágrafo 4º do art. 27 dessa Seção estabelece que não será admitida amortização de gastos, para os quais seja registrada quota de depreciação. Dessa forma, não há possibilidade de duplicidade de dedução de amortização e depreciação. Nessa Resolução, assim como na Lei nº 9.478/1997, não há menção à “exaustão”.

No regime de partilha de produção, introduzido pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, não há pagamento de participação especial. Há, contudo, uma participação governamental denominada excedente em óleo da União,

obtida após a dedução do custo em óleo e da parcela do contratado no excedente em óleo do valor total da produção,

O custo em óleo, nos termos do inciso II do art. 2º dessa Lei, é a parcela da produção, 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. Na Lei nº 12.351/2010 e nos contratos de partilha de produção não há menção à “depreciação” nem à “exaustão”.

O regime de concessão e de partilha de produção apresentam semelhanças, mas também grandes diferenças conceituais. Dessa forma, o modelo tributário referente a IRPJ e CSLL deve considerar essas diferenças; o art. 1º da Lei nº 13.586, de 27 de dezembro de 2017, não estabeleceu esse modelo.

O grande mérito da Lei nº 13.586/2017 foi revogar, por meio do seu art. 11, o art. 12 do Decreto-Lei nº 62, de 21 de novembro de 1966, que permitia que a Petrobrás pudesse deduzir, para efeito de determinação do lucro sujeito à tributação, as importâncias aplicadas em cada exercício na prospecção e extração do petróleo cru.

Na realidade, o art. 12 do Decreto-Lei nº 62/1966 deveria ter sido revogado juntamente com o fim do monopólio da Petrobrás nas atividades de exploração e produção e com a promulgação da Lei nº 9.478/1997. Em vez disso, o Regulamento do Imposto de Renda (RIR), Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999, incorporou, com pequenos ajustes, esse artigo.

Entretanto, o caput do art. 1º da Lei nº 13.586/2017, à exceção da etapa de desenvolvimento da produção, estendeu os benefícios fiscais, anteriormente exclusivos para a empresa monopolista, a todas as empresas petrolíferas. A própria etapa de desenvolvimento da produção também não é adequadamente tratada nesse artigo.

O caput da Lei nº 13.586/2017 estabelece que, para fins de determinação do lucro real e da base de cálculo da CSLL, **poderão ser integralmente deduzidas as importâncias aplicadas, em cada período de apuração**, nas atividades de exploração e de produção, observado o disposto no § 1º do art. 1º.

A Lei nº 13.586/2017 não define o que são “importâncias aplicadas” e permite que as empresas, a critério delas, deduzam ou não, “integralmente” essas importâncias em cada período de apuração. Até mesmo um leigo em legislação tributária percebe a séria deficiência na redação desse caput.

A consequência disso é que as empresas poderão deduzir integralmente ou não da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, no período de apuração, todos os elevadíssimos custos de exploração e avaliação. Isso não é permitido nem no regime concessão nem no regime de partilha. Além disso, permite que possam ser deduzidos no período da apuração, por exemplo, os pagamentos feitos a título de royalties e bônus de assinatura relativos ao regime de partilha de produção.

São apresentadas, a seguir, as deficiências dos parágrafos do art. 1º da Lei nº 13.586/2017.

O § 1º do art. 1º da Lei nº 13.586/2017 dispõe que a despesa de exaustão decorrente de ativo formado mediante gastos aplicados nas atividades de desenvolvimento para viabilizar a produção de campo de petróleo ou de gás natural é dedutível na apuração do lucro real e da base de cálculo da CSLL.

A atual legislação, que rege todos os contratos de exploração e produção, tanto no regime de concessão como no regime de partilha de produção, sequer preveem “despesa de exaustão”. Dessa forma, não há uniformidade entre a terminologia nacional do setor petrolífero e a Lei nº 13.586/2017. Com a redação do § 1º do art. 1º da Lei nº 13.586/2017, pode-se interpretar que houve a criação de uma nova possibilidade de dedução.

O § 2º do art. 1º permite que haja a exaustão acelerada do ativo, calculada mediante a aplicação da taxa de exaustão, determinada pelo método das

unidades produzidas, multiplicada por dois inteiros e cinco décimos. Nos termos do § 3º, essa cota será excluída do lucro líquido.

O § 5º do art. 1º da Lei nº 13.586/2017 estabelece que, quanto às máquinas, aos equipamentos e aos instrumentos facilitadores aplicados nas atividades de desenvolvimento da produção, a depreciação dedutível, para fins de determinação do lucro real e da base de cálculo da CSLL, deverá ser realizada de acordo com as taxas publicadas periodicamente pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, para cada espécie de bem, em condições normais ou médias.

Os bens de que trata esse parágrafo também compõem o ativo da empresa petrolífera, cuja depreciação pode ser deduzida da base de cálculo da participação especial, o que enseja a reversão do bem para a União.

A exemplo da Resolução ANP nº 12/2014, o art. 1º da Lei nº 13.586 /2017 deveria deixar clara a impossibilidade de haver exaustão de ativo para o qual fosse registrada quota de depreciação. Sem essa ressalva, pode-se interpretar que há possibilidade de duplicidade de dedução de exaustão e depreciação.

Quanto aos bens arrendados, o art. 13 do Decreto-Lei nº 1.598, de 26 de dezembro de 1977, dispõe que os encargos de depreciação, amortização e exaustão gerados por bem objeto de arrendamento mercantil não são considerados como custos para fins de apuração do lucro real da pessoa jurídica arrendatária, pois ela pode deduzir de seu lucro real as despesas relativas à contraprestação pelo arrendamento.

Nos termos da *International Financial Reporting Standard* – IFRS 16, todos os contratos de arrendamento deverão ser registrados no ativo e no passivo. As parcelas de arrendamento são contabilizadas como despesas financeiras e depreciação do ativo constituído¹. Assim sendo, pode-se interpretar que até os bens arrendados poderão ser “exauridos aceleradamente”.

¹ Disponível em <https://www.ifrs.org/-/media/project/leases/ifrs/published-documents/ifrs16-effects-analysis.pdf>. Acesso em 30 de junho de 2020.

No regime de partilha, não se aplicam os conceitos de depreciação, amortização e exaustão. Nesse regime, os custos de todos os bens que compõem o ativo serão recuperados pelo contratado como custo em óleo. Há, no entanto, um limite para a recuperação desses custos. Além disso, somente ocorrem a partir da entrada em produção do campo.

Quanto aos bens arrendados, os contratados sob esse regime receberão como custo em óleo a parcela da produção referente às parcelas de locação, manutenção e reparo e às relativas a arrendamento. Observa-se, então, que os contratos de arrendamento, que gerarão custo em óleo para a União, também poderão gerar encargos financeiros dedutíveis, depreciação e exaustão acelerada do ativo formado, o que pode levar à duplicidade de dedução.

Na exploração e produção de petróleo em águas profundas, como na província petrolífera do Pré-Sal, já é normal que os navios flutuantes de produção e estocagem (*Floating Production, Storage and Offloading* – FPSO) sejam arrendados. No entanto, com a possibilidade de benefícios fiscais, também poderão ser arrendados os navios-sonda de perfuração, de completação e de intervenção, e todas as embarcações de apoio.

É importante ressaltar que, com a promulgação da Lei nº 13.586/2017, o Brasil optou por não adotar o conceito de *ring-fencing* no regime de partilha de produção e não adotar o princípio da uniformidade, segundo o qual os custos e despesas dedutíveis como custo em óleo (*cost oil*) são os mesmos adotados para cálculo do imposto sobre a renda².

Com isso, o IRPJ e o CSLL efetivamente arrecadados continuarão a depender de todas as atividades corporativas da controladora, não apenas da rentabilidade do campo. Desse modo, muitas deduções na base de cálculo desses tributos continuarão sendo possíveis.

De acordo com Lima(2018), as deduções permitidas pela Lei nº 13.586/2017 podem gerar uma redução de arrecadação de IRPJ e de CSLL de

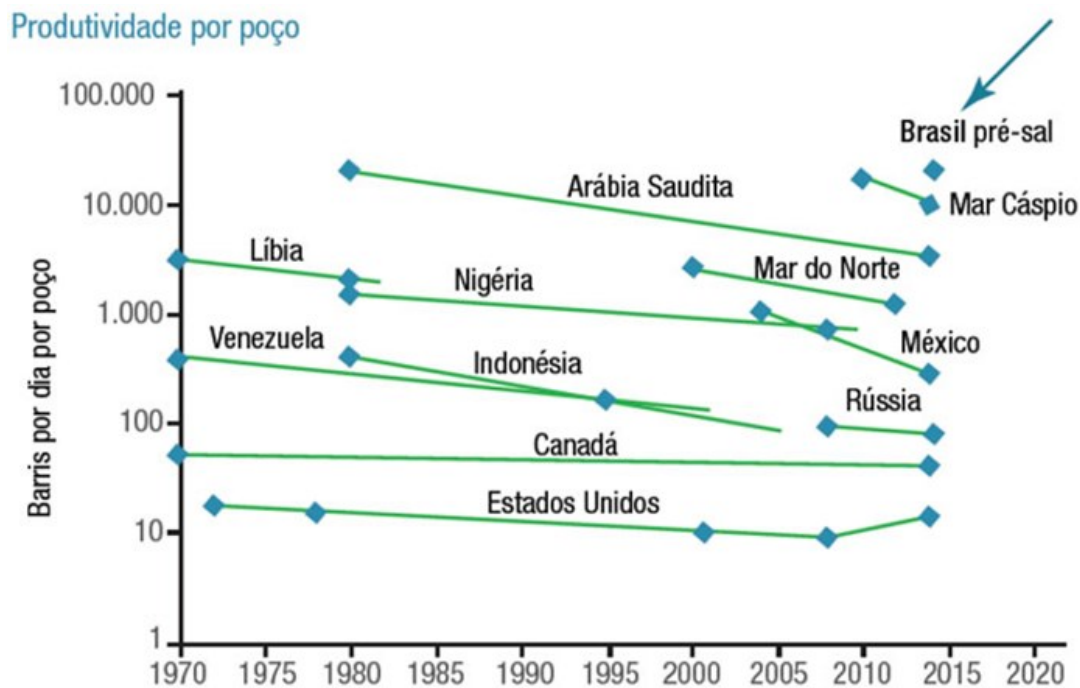
² Disponível em <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-oilandgas-indonesia.pdf>. Acesso em 30 de junho de 2020.

US\$ 23,5 por barril, o que pode significar uma renúncia fiscal superior a R\$ 1 trilhão³.

É importante destacar, ainda, que a não adoção do princípio da uniformidade fará com que o Estado brasileiro tenha três instituições trabalhando na apuração dos custos e despesas: a empresa pública Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), para acompanhar e controlar o cálculo do custo em óleo; a ANP, para acompanhar e controlar os custos de produção; e a Receita Federal do Brasil para acompanhar os custos para fins de IRPJ e CSLL.

Em consequência da promulgação da Lei nº 13.586/2017, foram muito as baixas arrecadações de IRPJ e CSSL, no ano de 2018, por empresas que participam de consórcios que produzem na extraordinária província petrolífera do Pré-Sal, onde estão localizados os poços de maior produtividade no mundo⁴. A Figura 1 apresenta a produtividade dos poços do Pré-Sal.

Figura 1: Produtividade por poço em diversos países



³ Disponível em <http://www.aepet.org.br/w3/images/2018/02/docs/PClima.pdf>. Acesso em 30 de junho de 2020.

⁴ Disponível em <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cdeic/audiencias/audiencias-publicas-2019>. Acesso em 25 de junho de 2020.

Apesar da alta rentabilidade dos campos do Pré-Sal onde atuam as empresas, como os campos de Lula e Sapinhoá da província petrolífera do Pré-Sal, que foram os que apresentaram maior receita líquida nesse ano, foi baixíssimo o pagamento de IRPJ e CSLL.

A Tabela 1 apresenta a produção de petróleo e gás natural das cinco maiores empresas petrolíferas estrangeiras que constam entre as mil maiores empresas do Brasil, segundo levantamento feito pelo Jornal Valor Econômico⁵.

Tabela 1: Produção de petróleo e gás natural – 2018

Empresa	Petróleo (barris)	Produção de gás natural (mil m³)
Shell Brasil Ltda.	119.282.108,2	4.758.989,1
Petrogal Brasil S.A.	31.840.112,8	1.365.946,1
Repsol Sinopec S.A.	27.331.057,6	1.042.633,7
Equinor Brasil Energia Ltda.	13.518.658,2	23.862,4
Total E&P do Brasil Ltda.	7.155.339,5	294.846,8
Total	199.127.276,29	7.486.278,1

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

As empresas estrangeiras mostradas na Tabela 1 produziram 199,1 milhões de barris de petróleo e 7,486 bilhões de metros cúbicos de gás natural no Brasil. A Tabela 2 apresenta o lucro líquido dessas empresas⁶.

Conforme mostrado na Tabela 2, as cinco empresas estrangeiras produtoras de petróleo que constam entre as mil maiores empresas do Brasil apresentaram uma receita líquida de R\$ 47,405 bilhões e a soma dos lucros líquidos e dos prejuízos contábeis foi de apenas R\$ 1,951 bilhão. A Petrobrás (controladora) apresentou um lucro líquido de R\$ 25,779 bilhões. A única

⁵ Disponível em <https://www.valor.com.br/valor1000/2019/ranking1000maiores>. Acesso em 30 de junho de 2020.

⁶ Idem.

empresa que apresentou um lucro líquido compatível com a receita líquida foi a Repsol Sinopec.

Tabela 2: Lucro líquido – 2018

Empresa	Receita líquida (R\$ milhões)	Lucro líquido
Shell Brasil Ltda.	28.334,0	-1.230,0
Petrogal Brasil S.A.	8.056,0	963,7
Repsol Sinopec S.A.	6.707,9	2.075,8
Equinor Brasil Ltda.	2.845,2	386,6
Total E&P do Brasil Ltda.	1462,1	-244,9
Total	47.405,2	1.951,2

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Valor Econômico⁷

Ocorre que as deduções que trata o art. 1º da Lei nº 13.586/2017 são permitidas, não são obrigatórias. Na realidade, fica a critério da empresa “escolher” as deduções e, conseqüentemente, o resultado financeiro do período.

A Shell Brasil e a Total Brasil apresentaram prejuízo. Admitida uma alíquota de 25% sobre essa soma, as empresas petrolíferas estrangeiras que faturaram R\$ 47,405 bilhões podem ter pagado apenas R\$ 739 milhões de IRPJ.

Considerando-se apenas as empresas que apresentaram lucro, a arrecadação de IRPJ e CSLL foi de R\$ 1,765 bilhão; um valor irrisório. A Petrobrás (controladora) pagou R\$ 11,603 bilhões para uma receita de R\$ 281,099 bilhões. Dessa forma, as seis maiores produtoras de petróleo do Brasil pagaram apenas R\$ 13,368 bilhões de IRPJ e CSLL para uma receita de R\$ 328,504 bilhões. Esses impostos representaram apenas 4% da receita.

A Shell Brasil Petróleo Ltda. é a grande produtora de petróleo no País depois da Petrobrás. Com a Petrogal Brasil e a Petrobrás, a empresa compõe o consórcio do campo de Lula. A Shell tem uma participação de 25% nesse

⁷ Disponível em

https://www.valor.com.br/valor1000/2019/ranking1000maiores/Petr%C3%B3leo_e_G%C3%A1s. Acesso em 30 de junho de 2020.

consórcio. Em 2018, o campo de Lula produziu 315,126 milhões de metros cúbicos de petróleo e 7,331 bilhões de metros cúbicos de gás natural. Dessa forma, a Shell produziu 78,781 milhões de barris de petróleo e 1,832 bilhão de metros cúbicos de gás natural no campo de Lula.

Como o campo de Lula gerou uma receita bruta de R\$ 81,834 bilhões, a receita bruta da Shell nesse campo foi de R\$ 20,459 bilhões; a receita líquida foi de R\$ 15,888 bilhões. Como a alíquota média da participação especial para esse campo foi de 36,763%, o pagamento da Shell Brasil foi de R\$ 5,841 bilhões.

Como 50% da participação especial do campo de Lula são distribuídos para o Estado do Rio de Janeiro e seus Municípios, esses entes receberam da Shell, em 2018, R\$ 2,920 bilhões. A União também recebeu da Shell R\$ 2,920 bilhões, correspondente aos outros 50% da participação especial. A receita líquida da Shell no campo de Lula de R\$ 15,888 bilhões é, de certa forma, o “lucro operacional” do campo de Lula. Essa receita gerou elevado pagamento de participação especial, mas nenhuma receita para o FPE e FPM advinda do IRPJ.

A Shell também tem participação de 30% no campo de Sapinhoá, que, em 2018, foi o segundo campo de maior produção no Brasil, ficando atrás somente do campo de Lula. Nesse campo, em 2018, a Shell produziu 4,312 milhões de barris de petróleo e 498,224 milhões de metros cúbicos de gás natural, o que gerou uma receita líquida de R\$ 4,492 bilhões.

Observa-se, então, que a receita líquida da Shell Brasil Petróleo Ltda. nos campos de Lula e Sapinhoá, extraída dos Relatórios Trimestrais de Participação Especial da ANP⁸, foi de R\$ 20,380 bilhões em 2018, mas não foi pago nenhum valor de IRPJ e CSLL.

Os poços dos campos do Pré-Sal são os de maior produtividade no mundo; eles são mais produtivos que os poços da Arábia Saudita, segundo a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), conforme apresentação feita pela Secretária de

⁸ Disponível em http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Participacao_Especial/relatorio-distribuicao-pe/4trimestre-2018.pdf e 1º, 2º e 3º trimestres de 2018. Acesso em 30 de junho de 2020.

Petróleo, Gás Natural de Bicomcombustíveis na Câmara dos Deputados em 10 de julho de 2019⁹.

O prejuízo contábil da Shell Brasil decorre das deduções permitidas pela Lei nº 13.586/2017. Como a Shell Brasil é uma sociedade limitada, é difícil quantificar cada uma das deduções, mas é possível afirmar que as deduções foram muito elevadas. Essa é a única forma de uma empresa que tem 25% no campo de Lula e 30% no campo de Sapinhoá apresentar prejuízo contábil.

Enquanto a Shell Brasil Petróleo Ltda. apresentou prejuízo contábil em 2018, a Royal Dutch Shell PLC, que tem ADRs¹⁰ negociadas na bolsa de Nova Iorque, apresentou lucro líquido de US\$ 17,51 bilhões e pagou imposto sobre a renda de US\$ 8,79 bilhões¹¹. Como, em 2018, o câmbio médio foi de 3,65 Reais por Dólar, a Royal Dutch Shell apresentou um lucro líquido de R\$ 86,2495 bilhões, antes dos tributos sobre a renda, e pagou tributos sobre a renda de R\$ 30,255 bilhões.

Analisa-se, a seguir, a participação governamental da Shell Brasil Petróleo Ltda. nos campos de Lula e Sapinhoá. Como a Shell Brasil não pagou IRPJ nem CSLL, a participação governamental, em 2018, foi composta basicamente de royalties, participação, bônus de assinatura e despesa com retenção de área.

A Shell Brasil Petróleo Ltda. pagou royalties de R\$ 676 milhões, no campo de Sapinhoá, e R\$ 2,046 bilhões, no campo de Lula. Quanto à participação especial, a empresa pagou R\$ 1,277 bilhão, no campo de Sapinhoá, e R\$ 5,088 bilhões no campo de Lula.

O bônus de assinatura de Lula foi de R\$ 15,164 milhões e o de Sapinhoá foi de R\$ 51,450 milhões, o que gera valor anual para a Shell de apenas R\$ 1,2 milhão. Os bônus de assinatura e as taxas de retenção de área foram de R\$ 1,3 milhão.

⁹ Disponível em <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cdeic/audiencias/audiencias-publicas-2019>. Acesso em 4 de outubro de 2019.

¹⁰ American Deposit Receipts

¹¹ Disponível em <https://www.marketwatch.com/investing/stock/rds.a/financials>. Acesso em 4 de outubro de 2019.



SF/20988.77178-52

Como a receita líquida da Shell Brasil Petróleo Ltda. foi de R\$ 20,380 bilhões e a participação governamental foi de R\$ 9,088 bilhões, em termos percentuais, a participação governamental da empresa foi de 44,6%.

Se a participação governamental de R\$ 9,087 bilhões fosse subtraída da receita líquida de R\$ 20,380 bilhões, o “lucro líquido” da Shell Brasil Petróleo Ltda. nos campos de Lula e Sapinhoá, em 2018, teria sido de R\$ 11,292 bilhões. Esse “lucro líquido” geraria um pagamento de IRPJ e CSLL de R\$ 3,840 bilhões.

Com esse pagamento de R\$ 3,840 bilhões, a participação governamental aumentaria de 44,6% para 63,4%, que ainda seria um percentual muito baixo para os padrões internacionais. Na Noruega, onde os campos na plataforma continental têm uma rentabilidade bem menor que Lula e Sapinhoá, a participação governamental em 2018 foi de 82%¹².

Segundo Martén, Whittaker e Bourio, o Brasil está entre os países com menor participação governamental média de 2009 a 2014¹³. Na Noruega, a participação governamental, nesse período, foi de 76%, enquanto no Brasil essa participação foi de 56%. Isso, por si só, já evidencia a baixa arrecadação de tributos no Brasil.

Desse modo, a Lei nº 13.586/2017 gerou uma redução de arrecadação de IRPJ e CSLL para a Shell Brasil Petróleo Ltda., em 2018, de R\$ 3,840 bilhões, no caso dos campos de Sapinhoá e Lula. Nesse ano, a produção da Shell Brasil Petróleo Ltda. nesses campos foi de 120,570 milhões de barris equivalentes de petróleo. Assim, a redução de arrecadação foi de pelo menos R\$ 31,849 por barril, sem considerar as possíveis reduções devido a outras atividades, ao segmento Corporativo da empresa e ao prejuízo financeiro de R\$ 3,389 bilhões.

Na realidade, como a Shell deu prejuízo, a soma dos custos dos produtos vendidos, das despesas denominadas operacionais e do resultado financeiro foi maior que a receita de R\$ 28,334. A relação entre essa receita e a produção de

¹² Disponível em <https://app.vanmeursenergy.com/documents/free/68401001.pdf>. Acesso em 4 de outubro de 2019.

¹³ Disponível em <https://www.bcg.com/pt-br/publications/2015/government-take-in-upstream-oil-and-gas-framing-a-more-balanced-dialogue.aspx>. Acesso em 24 de junho de 2020.

149,211 milhões de barris equivalentes de petróleo pela Shell foi maior que R\$ 189,891 por barril.

Apesar de a Petrobrás ter apresentado lucro líquido consolidado de R\$ 26,698 bilhões, em 2018, a estatal, assim como a Shell Brasil Petróleo Ltda., apresentou, em razão da Lei nº 13.586/2017, um alto padrão de deduções.

No caso da Petrobrás, foram deduzidos da base de cálculo do IRPJ e da CSLL royalties de R\$ 17,923 bilhões e participação especial de R\$ 21,685 bilhões, pois essas participações governamentais são tratadas como custos, além das taxas de retenção de área, mas que são irrisórias em relação às anteriores. Também foram deduzidas a despesa com exaustão acelerada, os custos de exploração e os bônus de assinatura, que a Petrobrás tem depletado pelo método das unidades produzidas.

Foram deduzidos, ainda, pela Petrobrás, em 2018, as despesas denominadas operacionais do segmento de exploração e produção de R\$ 19,463 bilhões; as despesas denominadas operacionais do segmento Corporativo de R\$ R\$ 16,911 bilhões; e o resultado financeiro líquido negativo do segmento Corporativo no valor de R\$ 21,100 bilhões.

Em 2018, incluindo-se o pagamento pela Petrobrás (controladora) de IRPJ e CSLL de R\$ 11,603 bilhões, a participação governamental total foi de R\$ 56,383 bilhões, o que representou apenas 44,1% da receita líquida do segmento de exploração e produção de R\$ 127,764 bilhões. Apenas a fatia de 65% da Petrobrás no campo de Lula deveria ter gerado um pagamento de IRPJ e CSLL de R\$ 8,138 bilhões.

Em 2018, a receita da Petrobras (controladora) foi de R\$ 281,099 bilhões e o lucro antes dos impostos foi de R\$ 37,382 bilhões. Dessa forma, a soma do custo dos produtos vendidos, das despesas operacionais e do resultado financeiro foi de R\$ 243,717 bilhões. A relação entre essa soma e a produção de 834,9 milhões de barris equivalentes de petróleo foi de R\$ 291,912 por barril. Assim sendo, a redução do IRPJ e da CSLL da estatal pode ter sido, proporcionalmente, maior que a da Shell Brasil Petróleo Ltda.

Para um País cuja produção petrolífera pode triplicar nas próximas décadas, principalmente pelo aumento da participação das empresas estrangeiras na província do Pré-Sal, é fundamental que se rediscuta o atual regime fiscal.

A redução total de arrecadação de IRPJ e da CSLL, nos próximos trinta e cinco anos, a valor presente, referente aos 30 bilhões de barris que podem ser produzidos sob o regime de concessão, aos 15 bilhões de barris dos excedentes da cessão onerosa e aos 30 bilhões que podem ser produzidos sob o regime de partilha de produção podem chegar a R\$ 1,270 trilhão.

Dessa perda de arrecadação de IRPJ e CSLL de R\$ 1,270 trilhão, R\$ 933,847 milhões será a perda de IRPJ e R\$ 336,185 milhões a perda de CSLL.

Como 24,5% do IRPJ são destinados ao Fundo de Participação dos Municípios (FPM), todos os Municípios brasileiros podem perder R\$ 228,793 milhões. A perda de arrecadação do Fundo de Participação dos Estados e Distrito Federal (FPE) pode chegar a R\$ 200,777 milhões, pois esse Fundo recebe 21,5% da arrecadação de IRPJ.

Em suma, a participação governamental efetivamente paga pelas empresas petrolíferas é muito baixa no Brasil. A principal causa dessa baixa participação governamental é o reduzido pagamento efetivo de IRPJ e CSLL. Caso o art. 1º da Lei nº 13.586/2017 não seja revogado, o baixo padrão de arrecadação desses tributos vai continuar nas próximas décadas com graves consequências para os entes federativos, especialmente Estados e Municípios.

É importante registrar que, de acordo com a Associação Nacional dos Auditores Fiscais da Receita Federal do Brasil (UNAFISCO NACIONAL), apenas o art. 1º gerará uma renúncia fiscal de R\$ 20 bilhões, entre 2018 e 2020¹⁴.

Ressalte-se, ainda, que no Brasil não existem modelos tributários relativos ao IRPJ e CSLL específicos para cada setor da economia. No entanto, caso se deseje a implantação de modelo específico para o setor petrolífero, deve-se

¹⁴ Disponível em <http://unafiskonacional.org.br/default.aspx?section=8&articleId=6938>. Acesso em 20 de junho de 2020.

adotar o princípio da uniformidade, de modo que o modelo de apuração dos custos seja feito com base nas Leis nº 9.478/1997 e nº 12.351/2010, e suas respectivas regulamentações.

Mas não é apenas o art. 1º da Lei nº 13.586 que precisa ser rediscutido. Também precisam ser rediscutidos os arts. 5º ao 7º.

O art. 5º da Lei nº 13.586/2017 institui regime especial de importação com suspensão do pagamento dos tributos federais de bens cuja permanência no País seja definitiva e destinados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural.

Com isso, favorece-se a importação de importantes bens como máquinas e equipamentos em detrimento dos fornecedores nacionais, que, nos termos do art. 6º da mesma Lei, terão suspensão de pagamento de tributos federais apenas para matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem.

Observa-se, então, que há incentivo tributário para a importação de bens de alto valor agregado, mas não há tal incentivo para a produção desses bens no Brasil.

É fundamental, então, que os benefícios tributários do art. 6º da Lei nº 13.586/2017 sejam estendidos aos produtos industrializados. Assim sendo, propõe-se uma nova redação para o caput do art. 6º.

Também não se considera adequado que os benefícios fiscais de que tratam os arts. 5º e 6º se estendam até 2040, como estabelece o art. 7º. O art. 114, § 4º, da Lei nº 13.473, de 8 de agosto de 2017, ano em que foi aprovada a Lei nº 13.586/2017, determina que os benefícios de natureza tributária devem ter cláusula de vigência de, no máximo, cinco anos, a partir da data da edição da lei que os instituiu. Desse modo, propõe-se a alteração do art. 7º com objetivo de garantir tais benefícios até 31 de dezembro de 2025.

Apresentamos, então, este projeto de lei, que revoga o art. 1º da Lei nº 13.586/2017 de modo que as empresas petrolíferas não tenham benefícios fiscais específicos quanto ao IRPJ e CSLL, altera o art. 6º no sentido de buscar que os benefícios fiscais dados às importações de produtos industrializados

alcancem também a produção nacional e altera o art. 7º para garantir esses benefícios fiscais até o final de 2025 em vez de 2040.

Certos de que as mudanças aqui propostas promoverão um significativo aumento na arrecadação de IRPJ e CSSL e incentivarão produção nacional de bens industrializados, contamos com o apoio dos nobres Pares para a aprovação do Projeto de Lei aqui apresentado.

Sala das Sessões,

Senador ROGÉRIO CARVALHO
PT/SE



SF/20988.77178-52