

**Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados**  
Centro de Documentação e Informação  
Coordenação de Biblioteca  
<http://bd.camara.gov.br>

"Dissemina os documentos digitais de interesse da atividade legislativa e da sociedade."



**Análise do Substitutivo ao  
Projeto de Lei nº 5.938 e a  
questão dos *royalties***

***PAULO CÉSAR RIBEIRO LIMA***

Consultor Legislativo da Área XII

Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos

**NOVEMBRO/2009**

NOTA TÉCNICA

**SUMÁRIO**

1. INTRODUÇÃO .....	3
2. O SUBSTITUTIVO AO PROJETO DE LEI Nº 5.938 .....	3
3. ANÁLISE DO SUBSTITUTIVO AO PL 5.938 .....	6
4. ROYALTIES E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL EM ÁREAS LICITADAS.....	9
5. PROPOSTAS DE EMENDAS AO SPL 5.938 .....	11
5.1 Mínimo excedente em óleo da União .....	11
5.2 <i>Royalties</i> .....	12
5.3 PETROBRAS .....	13
5.4 Unitização .....	15
6. CONCLUSÕES .....	16

© 2009 Câmara dos Deputados.

Todos os direitos reservados. Este trabalho poderá ser reproduzido ou transmitido na íntegra, desde que citados o autor e a Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. São vedadas a venda, a reprodução parcial e a tradução, sem autorização prévia por escrito da Câmara dos Deputados.

Este trabalho é de inteira responsabilidade de seu autor, não representando necessariamente a opinião da Câmara dos Deputados.



Câmara dos Deputados  
Praça 3 Poderes  
Consultoria Legislativa  
Anexo III - Térreo  
Brasília - DF

# **Análise do Substitutivo ao Projeto de Lei nº 5.938 e a questão dos *royalties***

## **1. INTRODUÇÃO**

---

As recentes descobertas da PETROBRAS e de outras empresas na província petrolífera do Pré-Sal, localizada na plataforma continental brasileira, podem representar a agregação de reservas superiores a 90 bilhões de barris de petróleo, volume muito maior que as atuais reservas nacionais, que são de 14 bilhões. No contexto dessas descobertas, no dia 31 de agosto de 2009, o Poder Executivo Federal lançou sua proposta de novo marco legal para exploração de áreas estratégicas como o Pré-Sal.

A proposta é composta de quatro projetos de lei que tratam, respectivamente, da introdução do regime de partilha de produção; da criação de uma nova empresa pública; da criação de um fundo social; e da cessão de direitos de pesquisa e lavra da União e capitalização da PETROBRAS.

Este trabalho atende à solicitação de elaboração de uma Nota Técnica que analise o Substitutivo ao Projeto de Lei nº 5.938 (SPL 5.938), aprovado no âmbito da Comissão Especial PL 2502/07 - Pré-Sal / Exploração e Produção, e a questão da distribuição dos royalties e da participação especial.

## **2. O SUBSTITUTIVO AO PROJETO DE LEI Nº 5.938**

---

O SPL 5.938 dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção em áreas do Pré-Sal e em áreas estratégicas. Sob esse regime, parcela da produção será repartida entre a União e o contratado. Essa parcela é resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos *royalties* e, quando exigível, à participação aos proprietários da terra.

De acordo com essa proposição, a PETROBRAS será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurada uma participação mínima de 30% no consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação para a exploração e produção em regime de partilha de produção.

A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia (MME), celebrará os contratos de partilha de produção diretamente com a PETROBRAS, dispensada a licitação, ou mediante licitação na modalidade leilão. A gestão dos contratos de partilha de produção caberá a uma empresa pública a ser criada com este propósito, denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. (PETRO-SAL).

Caberá ao MME propor ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvida a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção; os critérios para definição do excedente em óleo da União; o percentual mínimo do excedente em óleo da União; a participação mínima da PETROBRAS no consórcio; e os critérios e os percentuais máximos da produção anual destinados ao pagamento do custo em óleo.

A PETRO-SAL integrará o consórcio como representante dos interesses da União no contrato de partilha de produção. A administração do consórcio caberá a um comitê operacional, que será composto por representantes da PETRO-SAL e dos demais consorciados. Essa empresa pública indicará a metade dos integrantes do comitê operacional, inclusive o seu presidente, que terá poder de veto e voto de qualidade.

Caberá a esse comitê operacional definir os termos do acordo de individualização da produção a ser firmado com o titular da área adjacente e definir os programas anuais de trabalho e de produção a serem submetidos à análise e aprovação da ANP.

A PETROBRAS, na condição de operadora do contrato de partilha de produção, deverá encaminhar ao comitê operacional todos os dados e documentos relativos às atividades realizadas.

A União, representada pela PETRO-SAL, 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. A ANP deverá fornecer à PETRO-SAL todas as informações necessárias para o acordo de individualização da produção.

O MME terá acesso irrestrito e gratuito ao acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras, também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, com o objetivo de realizar estudos e planejamento setorial, mantido o sigilo a que esteja submetido.

A PETRO-SAL, representando a União, poderá contratar diretamente a PETROBRAS, dispensada a licitação, como agente comercializador do petróleo e do gás natural destinados à União em decorrência dos contratos de partilha de produção.

A receita advinda da comercialização será destinada a fundo de natureza contábil e financeira, criado por lei específica, com a finalidade de constituir poupança pública de longo prazo e fonte regular de recursos para a realização de projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e desenvolvimento da educação, da cultura, da saúde pública, da ciência e tecnologia e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Com relação aos critérios vigentes para distribuição de *royalties* na plataforma continental estabelecidos no art. 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a principal inovação desse SPL 5.938 reside na destinação de 44% da arrecadação dos *royalties* para todos Estados e Municípios do Brasil, que antes eram contemplados com apenas 7,5% da arrecadação dos *royalties*.

Aos Estados e Distrito Federal caberá 22% da arrecadação dos *royalties*, de acordo com o critério de partilha do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE). Os outros 22% serão destinados a um segundo fundo especial a ser distribuído entre todos os Municípios, conforme o critério de partilha do Fundo de Participação dos Municípios (FPM).

O Substitutivo não prevê a arrecadação da participação especial.

A Tabela 2.1 mostra uma simulação da destinação do valor da produção sob o regime de partilha, considerando um valor do barril de US\$ 70. Nesse caso, o percentual dos *royalties* é de 15% do valor da produção, o que proporcionará uma receita de US\$ 10,5 por barril.

*Tabela 2.1 – Destinação do valor de cada barril sob o regime de partilha*

Valor da produção	US\$ 70 (100%)	
Custo em óleo	US\$ 21 (30%)	
<i>Royalties</i>	US\$ 10,5 (15%)	Todos os Estados = US\$ 2,31 (22% de US\$ 10,5) Todos os Municípios = US\$ 2,31 (22% de US\$ 10,5)
Excedente em óleo	US\$ 38,5 (55%)	

Com os dados atuais, é muito difícil conceber uma curva de produção sob o regime de partilha de produção e, conseqüentemente, estimar as receitas de *royalties* que serão geradas nesse regime.

Admitindo-se que, a partir de 2019, entre anualmente em produção plena duas unidades flutuantes de produção, estocagem e descarregamento (FPSOs), com capacidade de 150 mil barris por dia cada uma e que o valor médio do barril seja de US\$ 70, seriam geradas receitas para todos os Estados e Municípios, até o ano de 2033, de cerca de US\$ 7,6 bilhões, conforme mostrado na Figura 2.1.



Figura 2.1 – *Royalties* acumulados sob o regime de partilha para todos os Estados e Municípios

### 3. ANÁLISE DO SUBSTITUTIVO AO PL 5.938

O SPL 5.938 inova em vários sentidos em relação aos contratos de partilha de produção convencionais. Em geral, a lei estabelece um percentual mínimo do petróleo lucro que cabe ao estado, que, na proposição, é denominado “excedente em óleo”.

Com relação aos *royalties*, é importante ressaltar que seu conceito de compensação financeira é estranho ao conceito de partilha de produção, pois, nesse modelo, a propriedade do óleo é do estado. Dessa forma, vários países adotam modelos de partilha de produção que não preveem o pagamento de *royalties*<sup>1</sup>.

O SPL 5.938 estabelece um percentual de *royalties* em montante correspondente a quinze por cento da produção de petróleo ou gás natural; já o pagamento de participação especial, previsto na proposição original, foi retirado pelo relator.

<sup>1</sup> JOHNSTON, DANIEL. *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. Pag. 53. PennWell Publishing Company.

Assim sendo, a participação do estado na renda petrolífera proposta pelo SPL 5.938 pode ser, até mesmo, menor que a decorrente do atual modelo de concessão, estabelecido pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e pelo Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998.

Admitindo-se que o excedente em óleo da União seja de 30%, que o valor da produção seja de US\$ 75 por barril equivalente de petróleo e que o custo de produção seja de US\$ 15 por barril equivalente de petróleo, a renda do estado no modelo de partilha proposto seria de US\$ 25,9 por barril, enquanto no atual modelo de concessão seria de US\$ 27,5 por barril. A Tabela 3.1 mostra essa simulação.

*Tabela 3.1 – Simulação de cálculo da renda do estado nos modelos de partilha e de concessão*

Modelo de partilha proposto		Atual modelo de concessão	
preço do barril	US\$ 75,0	preço do barril	US\$ 75,0
custo de produção	US\$ 15,0	custo de produção	US\$ 15,0
<i>royalties</i>	US\$ 11,3	<i>royalties</i>	US\$ 7,5
excedente da União (30%)	US\$ 14,6	participação especial (38%)	US\$ 20,0
excedente contratado (70%)	US\$ 34,1	concessionário	US\$ 33,0
renda do estado	US\$ 25,9	renda do estado	US\$ 27,5

No caso do modelo de partilha proposto, a renda do estado foi de 34,5% e no modelo de concessão foi de 36,6% do valor da produção. Ressalte-se que, em ambos os casos, a renda do estado, mesmo acrescida da tributação direta sobre a produção, é muito baixa comparada aos padrões internacionais, que, nos países exportadores, em geral é superior a 70%<sup>2</sup>.

Mesmo sendo muito baixos os percentuais, importa destacar que o valor da participação especial, nos campos gigantes do Pré-Sal descobertos em áreas já concedidas, deverá ser muito maior que o dos *royalties*. A Figura 3.1 mostra um gráfico típico da arrecadação governamental em campos gigantes como os do Pré-Sal.

<sup>2</sup> LEVY, JOAQUIM V. F. **Rio de Janeiro: responsabilidade e crescimento**. IETS & IBP Fevereiro de 2008.



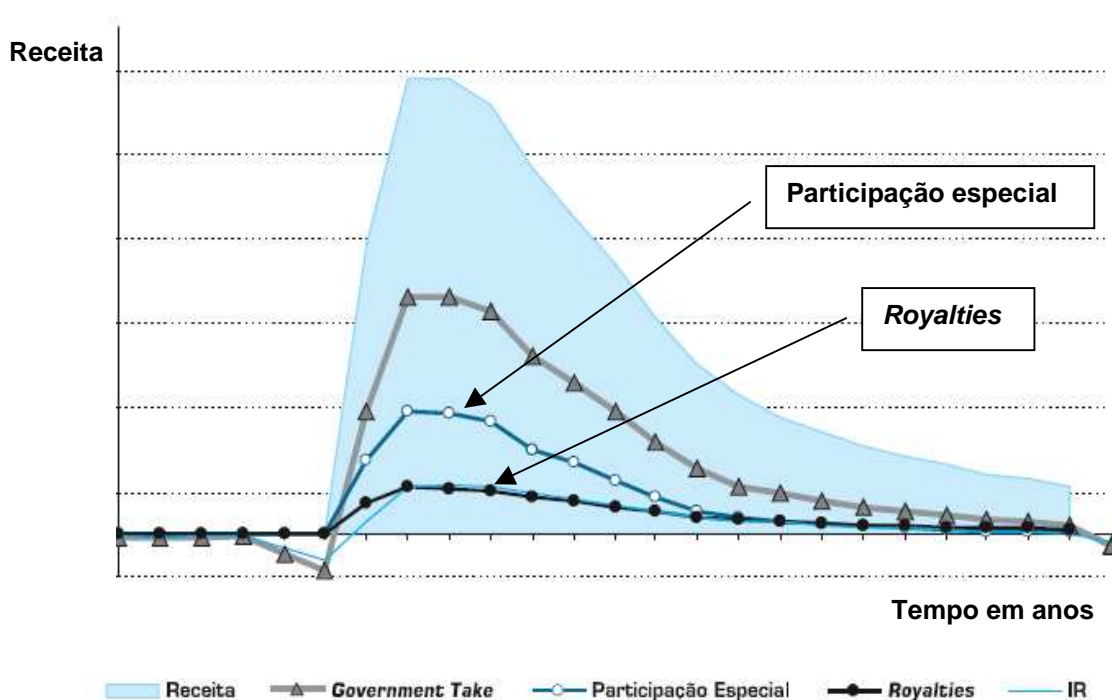


Figura 3.1 – Gráfico típico da arrecadação governamental em campos gigantes

Outra inovação do PL 5.938 foi estabelecer a PETROBRAS como operadora única do Pré-Sal e de áreas estratégicas, além de essa empresa ter uma participação mínima de 30% no consórcio a ser formado para a exploração dos campos. Esse conceito também não é comum nos modelos de partilha existentes no mundo.

A grande vantagem do modelo de partilha de produção é justamente o fato de o estado não precisar ser investidor nem correr riscos, como ocorre nos contratos do tipo risco conjunto (*joint ventures*) ou de serviços, e, mesmo assim, ficar com a maior parte do “excedente em óleo” ou seu equivalente monetário, com critérios estabelecidos em lei.

O fato de a União não poder receber o equivalente monetário de sua fração do excedente em óleo é outra inovação do SPL 5.938, o que também não é comum. Dessa forma, a União fica obrigada a receber o petróleo fisicamente e a comercializá-lo. Registre-se que a gestão dessa comercialização caberá à nova empresa pública a ser criada, denominada PETRO-SAL.

A Tabela 3.2 mostra um quadro comparativo entre o modelo de partilha de produção convencional e o modelo de partilha proposto pelo SPL 5.938.

Tabela 3.2 – Comparação entre o modelo de partilha convencional e o proposto no Brasil

<b>Pontos importantes</b>	<b>Partilha convencional</b>	<b>Partilha brasileira</b>
Excedente em óleo da União	Critérios estabelecidos em lei	Critérios não estabelecido em lei
<i>Royalties</i>	Não é cobrado em muitos países, visto que a receita do estado é garantida por um percentual do excedente em óleo	Estabelecido em lei
PETROBRAS como operadora única	Não é comum um operador único, visto que na partilha o objetivo do estado é ficar com a maior parte do excedente em óleo sem necessidade de investir e de correr riscos	Estabelecido em lei
Órgão regulador como parte de contrato	Não é comum, visto que cabe ao órgão regulador fiscalizar o contrato, e nunca ser parte. O normal é que uma empresa pública seja parte em nome dos interesses comerciais do estado	Em áreas não estratégicas, o regulador é parte do contrato. No Pré-Sal, o MME é parte no contrato, e não a PETRO-SAL
Petróleo ou equivalente monetário	O estado opta por receber o petróleo físico ou o equivalente monetário do excedente em óleo da União	Estabelecido em lei que a União tem que receber o petróleo. A PETRO-SAL vai ser responsável pela gestão dos contratos de comercialização desse petróleo

#### 4. ROYALTIES E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL EM ÁREAS LICITADAS

Em 2008, a arrecadação de *royalties* totalizou R\$ 10,9 bilhões, enquanto a arrecadação da participação especial foi de R\$ 11,7 bilhões. Essas duas compensações financeiras totalizaram cerca de R\$ 22,6 bilhões.

Desse total, R\$ 12,9 bilhões foram destinados aos Estados e Municípios confrontantes e produtores, sendo que R\$ 10,3 bilhões foram destinados ao Estado e Municípios do Rio de Janeiro. Dessa forma, esse Estado e seus Municípios receberam cerca de 80% do total destinado aos Estados e Municípios.

Ao Fundo Especial, que destina *royalties* a todos os Estados e Municípios, segundo critérios do Fundo de Participação dos Estados (FPM) e Fundo de Participação dos Municípios (FPE), foram destinados apenas R\$ 855 milhões.

Até 2020, a produção brasileira deve dobrar. Admitindo-se que a produção brasileira mantenha-se estável a partir desse ano, a curva de produção nacional diária, até 2033, seria conforme mostrado na Figura 4.1

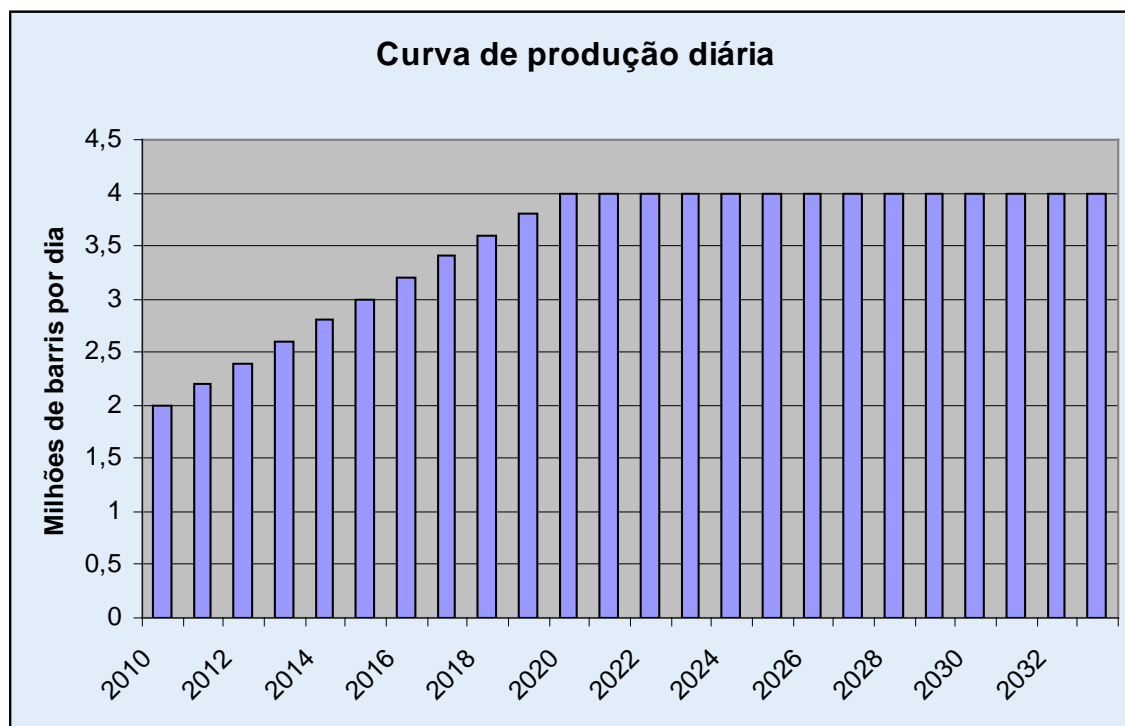


Figura 4.1 – Curva de produção nacional diária das áreas já licitadas

Já a curva de produção anual acumulada é mostrada na Figura 4.2.

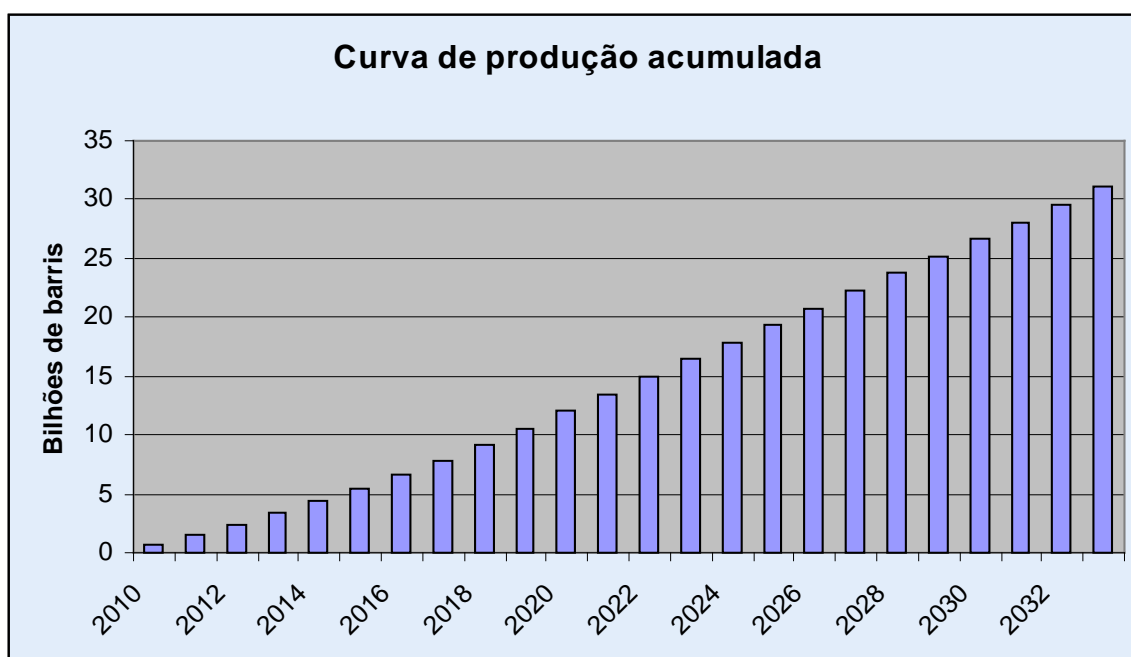


Figura 4.2 – Curva de produção nacional acumulada em áreas já concedidas

Admitindo-se que o preço médio do petróleo seja de US\$ 70, essa produção acumulada até 2033 gerará uma receita bruta de cerca de US\$ 2,17 trilhões.

Como a tendência é de aumento da produção em campos de grande porte, os *royalties* gerados serão de cerca de 10% da produção, o que corresponde a US\$ 217 bilhões. Já a participação especial deverá ser, no mínimo, de US\$ 233 bilhões. Assim, seriam geradas, até 2033, compensações financeiras de US\$ 450 bilhões.

Mantida a proporção de 2008, os Estados e Municípios confrontantes e produtores receberiam US\$ 257 bilhões, enquanto ao Fundo Especial caberia apenas US\$ 17 bilhões. Desse valor de US\$ 257 bilhões, mais de 80%, ou seja US\$ 205 bilhões, seriam destinados aos Estados e Municípios do Rio de Janeiro e São Paulo, pois nesses entes federativos estão localizados as maiores reservas a serem produzidas nos próximos anos.

## 5. PROPOSTAS DE EMENDAS AO SPL 5.938

### 5.1 Mínimo excedente em óleo da União

Para se garantir que o modelo de partilha de produção gere mais renda para o estado brasileiro, é fundamental que se estabeleça um mínimo excedente em óleo da União. A Tabela 5.1 mostra a simulação de adoção de um percentual desse excedente de 70%.

*Tabela 5.1 – Simulação de cálculo da renda do estado nos modelos de partilha e de concessão*

<b>Partilha com excedente em óleo da União de 70%</b>		<b>Atual modelo de concessão</b>	
preço do barril	US\$ 75,0	preço do barril	US\$ 75,0
custo de produção	US\$ 15,0	custo de produção	US\$ 15,0
<i>royalties</i>	US\$ 11,3	<i>royalties</i>	US\$ 7,5
excedente da União (70%)	US\$ 34,1	participação especial (38%)	US\$ 20,0
excedente contratado (30%)	US\$ 14,6	concessionário	US\$ 32,6
renda do estado	US\$ 45,4	renda do estado	US\$ 27,5

Nesse caso, a renda do estado seria de US\$ 45,4 por barril, o que corresponde a 60,5% do valor da produção. Ressalte-se que essa renda, acrescida da tributação direta da produção, estaria mais próxima dos padrões internacionais superiores a 70%.

Propõe-se, então, a seguinte redação para a alínea “a” do inciso III do art. 10:

“Art. 10 .....  
 III - .....

*a) os critérios para definição do excedente em óleo da União, que não poderá ser inferior a setenta por cento do excedente em óleo total;*

.....”

## 5.2 *Royalties*

No modelo de partilha, os *royalties* não deveriam ser definidos, nos termos do SPL 5.938, como “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”, como disposto no inciso XIII do art. 2º”.

Essa definição pode até fazer sentido no modelo de concessão, mas não no modelo de partilha, no qual a propriedade do produto extraído é do estado. Nesse modelo é aconselhável que a produção seja dividida em três parcelas: a primeira correspondente ao custo em óleo, a segunda aos *royalties* e a terceira ao excedente em óleo.

Propõe-se, então, a seguinte redação para o inciso XIII do art. 2º:

“Art. 2º .....  
.....

*XIII - royalties: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre Estados, Distrito Federal e Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União.”*

Como o § 1º do art. 42 define, em duplicidade, o conceito de *royalties*, sugere-se que sua redação seja alterada, conforme o seguinte texto:

*Art. 42. ....  
.....*

*§ 1º Os royalties correspondem à parcela da produção devida nos termos do art. 43 e distribuída na forma do art. 44, vedada sua inclusão no cálculo do custo em óleo.”*

Também é importante alterar a redação do § 2º do art. 42, pois só se deve assegurar ao contratado a parcela da produção correspondente aos *royalties* depois que ele efetivar o pagamento, nos seguintes termos:

*Art. 42. ....  
.....*

*§ 2º Fica assegurado ao contratado sob o regime de partilha de produção a parcela da produção de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos fluidos correspondente aos royalties por ele pagos.*

.....”

Como o art. 43 estabelece o percentual de *royalties* em montante correspondente a 15% da produção de petróleo ou gás natural, o custo em óleo a ser apropriado pelo contratado não pode ser superior a 85%.

Sem esse teto, no caso de uma expressiva redução do valor da produção, haveria um risco de o estado não receber, integralmente, os *royalties*. Ao estado deve ser sempre garantida a parcela de *royalties* correspondente a 15% da produção.

Propõe-se, então, a inclusão de um parágrafo único no art. 2º, com a seguinte redação:

“Art. 2º .....

.....  
***Parágrafo único. A apropriação de que trata o inciso I não poderá ser superior a oitenta e cinco por cento da produção”***

Também seria importante alterar a distribuição dos *royalties* e da participação especial devidos pelos concessionários durante a fase de produção dos reservatórios do Pré-Sal localizados em áreas já licitadas.

Pois, como já mencionado, até o ano de 2033, esses reservatórios poderão gerar receitas de *royalties* e participação especial de US\$ 257 bilhões para Estados e Municípios, enquanto, no regime de partilha, os *royalties* totais, até 2033, seriam de apenas US\$ 7,6 bilhões.

Da parcela dos *royalties* e da participação especial de reservatórios do Pré-Sal, excluída a parcela dos órgãos da administração direta da União, 70%, por exemplo, poderia ser destinada a um Fundo Especial, cujos recursos seriam distribuídos para todos os Estados e Municípios, segundo critérios do FPE e FPM, e 30% aos Estados e Municípios confrontantes e afetados pelas operações de embarque e desembarque.

### 5.3 PETROBRAS

Nas discussões no âmbito da Comissão Especial, foi quase consensual que a PETROBRAS deve ser a operadora única no modelo de partilha. Nesse contexto, sugere-se que, pelo menos, não seja exigida uma participação de 30% dessa empresa no consórcio, pois essa participação pode inibir a celebração de contratos para o desenvolvimento das áreas do Pré-Sal ainda não licitadas.

Estima-se que a exploração dessas áreas exigirá recursos financeiros superiores a US\$ 1 trilhão. Mantida a exigência dessa participação, seriam necessários investimentos de, no mínimo, US\$ 300 bilhões pela PETROBRAS. Esses investimentos podem,

até mesmo, inviabilizar a celebração de contratos de partilha, pois a PETROBRAS já está muito comprometida com a exploração de vários reservatórios já descobertos em áreas concedidas.

Apenas em reservatórios já descobertos no Pré-Sal, onde a PETROBRAS lidera a maioria dos consórcios, deverão ser produzidos mais de 50 bilhões de barris nas próximas três décadas. Para uma empresa que tem reservas de cerca de 14 bilhões de barris, o desafio de produzir essas áreas concedidas já é muito grande.

Ressalte-se, no entanto, que mesmo que a lei estabeleça uma participação mínima apenas simbólica, o CNPE, poderá, nos editais para celebração dos contratos de partilha de produção, caso seja de interesse do estado, definir percentuais de participação da PETROBRAS de 30% ou mais. No entanto, não é recomendável estabelecer, em lei, um percentual mínimo de 30%.

Registre-se que, segundo o Presidente da PETROBRAS, esse percentual de 30% é compatível com participações de operadores em consórcios que exploram sob o regime de concessão no golfo do México. Entretanto, não existe nenhuma correlação entre esse regime e o modelo de partilha proposto para o Pré-Sal brasileiro.

É importante ressaltar que o ritmo de exploração do Pré-Sal deve ser estabelecido livremente pelo estado brasileiro. Assim, não se deveria admitir que a capacidade de investimento da PETROBRAS viesse a limitar o ritmo de exploração das áreas do Pré-Sal ainda não licitadas.

Também é importante destacar que o petróleo é um combustível fóssil e que daqui a algumas décadas ele poderá perder valor. Dessa forma, pode ser interessante que o estado brasileiro aproveite a ótima janela de oportunidade que pode representar as próximas décadas.

Propõe-se, então, que a PETROBRAS continue como operadora única, mas com uma participação mínima de 5% e que essa empresa, mesmo tendo 60% do seu capital social em mão privadas, possa ser devidamente remunerada com uma parcela correspondente a até 10% do excedente em óleo da União.

Dessa forma, os arts. 10 e 49 passariam a ter a seguinte redação:

“.....

Art. 10. ....

.....

III - .....

*c) a participação mínima da PETROBRAS no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a cinco por cento;*

.....

*Art. 49. A receita advinda da comercialização referida no art. 48 será destinada a fundo de natureza contábil e financeira, criado por lei específica, com a finalidade de constituir poupança pública de longo prazo e fonte regular de recursos para a realização de projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e desenvolvimento da educação, da cultura, da saúde pública, da ciência e tecnologia e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, **deduzida de uma parcela de até dez por cento para remunerar a PETROBRAS pelas suas atividades como operadora única, quando sua participação no consórcio de que trata o art. 20 for inferior a trinta por cento.***

.....”

#### 5.4 Unitização

A individualização da produção, também conhecida como unitização, dos campos do Pré-Sal que se estendem por áreas não concedidas devia ser uma das principais questões em debate no Congresso Nacional. No entanto, esse tema, praticamente, não foi discutido na Comissão Especial.

A fração do petróleo armazenada nas áreas não concedidas é um patrimônio público que poderia gerar enormes receitas públicas no curto prazo, a partir da celebração de acordos de unitização, com a União sendo parte, representada por uma empresa pública.

Não é sem razão, que um grupo de trabalho, formado por representantes da ANP e da PETROBRAS, tem se dedicado à questão. Esse grupo deve decidir a locação exata do primeiro poço a ser perfurada em área não concedida, contígua à área concedida do Pré-Sal.

Esse poço será perfurado para mapear as reservas de 5 bilhões de barris em áreas não concedidas que deverão ser cedidas à PETROBRAS, após a aprovação do Projeto de Lei nº 5.941, de 2009<sup>3</sup>. A expectativa da ANP é de que o primeiro poço comece a ser perfurado em dezembro de 2009; a perfuração do segundo poço só deverá ocorrer em 2010.

Esses poços deverão ser perfurados em áreas contíguas às descobertas já realizadas e será iniciado um processo de unitização entre áreas (PETROBRAS 100% x Consórcios)<sup>4</sup>. Registre-se que, quando da produção desses 5 bilhões de barris, sequer será devida a participação especial.

Nesse contexto, é muito importante que o estado segregue as atividades comerciais das funções regulatórias<sup>5</sup>. Caberia a PETRO-SAL representar comercialmente os

<sup>3</sup> SIQUEIRA, CLÁUDIA. ANP e Petrobras decidem perfuração. EnergiaHoje (12/11/2009).

<sup>4</sup> PETROBRAS. Modelo Regulatório de Exploração e Produção - Pré-sal e áreas estratégicas.

<sup>5</sup> RADON, JENIK. The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-sharing Agreements. A Reporter's Guide to Energy and Development of Open Society Institute (2005).



interesses do estado, assim como as empresas petrolíferas representam o interesse comercial dos seus acionistas. À ANP caberia a fiscalização e a arbitragem dos acordos de unitização, bem como dos contratos de partilha de produção.

No entanto, é importante reconhecer que seria muito difícil promover grandes alterações nos conceitos presentes no SPL 5.938. Sugere-se, contudo, que, enquanto a PETRO-SAL não for criada, que suas atribuições sejam exercidas por outra empresa pública, e não pela ANP, de modo que as funções comerciais sejam segregadas das funções regulatórias. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) poderia, então, assumir, temporariamente, as funções da PETRO-SAL.

Dessa forma, sugere-se a seguinte redação para o art. 53:

*“Art. 53. Enquanto não for criada a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º, suas competências serão exercidas pela União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, que poderá ser representado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), podendo ainda ser delegadas por meio de ato do Poder Executivo.”*

## 6. CONCLUSÕES

---

O SPL 5.938 dispõe sobre a introdução de um modelo de partilha de produção completamente diferente dos modelos de partilha existentes nos vários países.

A proposta não estabelece um percentual mínimo do excedente em óleo a ser destinado à União. Dessa forma, o modelo proposto pode gerar menos receitas para o estado brasileiro que o atual modelo de concessão.

A definição de *royalties* presente no SPL 5.938 é compatível com o modelo de concessão, mas não com o modelo de partilha. Dessa forma, é importante que os *royalties* deixem de ser definidos como uma compensação financeira e passem a ser estabelecidos como uma parcela da produção destinada ao estado brasileiro.

No atual momento, é muito difícil estimar uma curva de produção sob contratos de partilha de produção. No entanto, os *royalties* gerados por esses contratos, estimados em US\$ 7,6 bilhões até 2033, deverão ser muito menores que os advindos dos contratos de concessão já assinados.

Mantidas as regras atuais para as áreas já concedidas, os Estados e Municípios confrontantes e produtores poderão receber, até 2033, cerca de US\$ 257 bilhões, sendo que mais de 80% desse valor, ou seja US\$ 205 bilhões, deverão ser destinados aos Estados e Municípios do Rio de Janeiro e São Paulo.

Seria mais justo que a maior parte de recursos localizados na plataforma continental fosse destinada a todos os Estados e Municípios brasileiros, segundo critérios, por exemplo, do Fundo de Participação dos Estados e do Fundo de Participação dos Municípios.

O fato de haver uma empresa estatal, que é a PETROBRAS, com participação mínima de 30% também é uma inovação que obriga o estado a ser investidor, o que não ocorre na maioria dos países que adotam o modelo de partilha. Dessa forma, o modelo de partilha proposto no Brasil assemelha-se mais a um contrato do tipo risco conjunto (*joint venture*).

Da forma como disposto no SPL 5.938, o ritmo da exploração do Pré-Sal sob o regime de partilha de produção pode ser determinado não pelo ritmo que o estado brasileiro considere adequado, mas pela capacidade de investimento da PETROBRAS, que já está bastante comprometida com os reservatórios já descobertos.

Em razão do atual contexto mundial de mudanças climáticas, o petróleo, por ser um combustível fóssil, pode perder valor de mercado daqui a algumas décadas. Dessa forma, é aconselhável que o ritmo da exploração não fique limitado, em razão da participação mínima de 30% da PETROBRAS.

O fato de a PETROBRAS ser operadora única sem necessidade de um percentual mínimo de participação em nada colide com o “espírito” da proposição, que visa a garantir a presença estatal na operação. Dessa forma, a PETROBRAS seria remunerada por uma parcela do excedente em óleo da União, e não apenas pelo seu percentual de participação no consórcio.

Destaque-se, por fim, a importância que os processos de unitização deveriam receber do Congresso Nacional, pois são eles, e não a cessão para a PETROBRAS de reservas de 5 bilhões de barris localizadas em áreas não concedidas, que poderiam gerar, no curto prazo, grandes receitas para o resgate da grande dívida social brasileira.

A participação da PETRO-SAL e, temporariamente, da EPE nesses processos, com o objetivo de defender os interesses comerciais do estado brasileiro, assim como as empresas petrolíferas defendem os interesses comerciais de seus acionistas, seria fundamental neste momento.

Com o objetivo de alcançar os objetivos mencionados, foram propostas, no item 4 deste trabalho, várias alterações no texto do SPL 5.938, que poderão ser submetidas à apreciação do Plenário a partir de emendas.