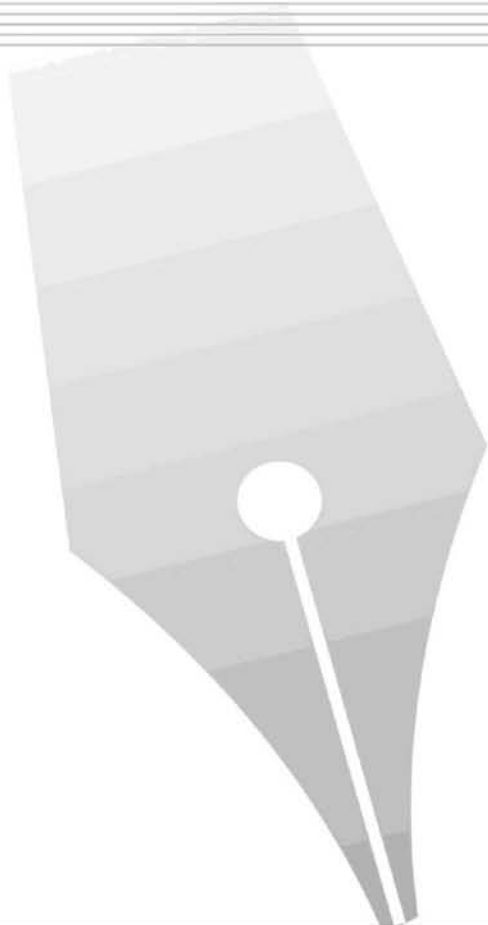


Núcleo de Estudos e Pesquisas
da Consultoria Legislativa



**A FRUSTRAÇÃO COM A PARTILHA
DE PRODUÇÃO: o leilão do
campo de Libra**

Luiz Alberto da Cunha Bustamante

Textos para Discussão

168

Fevereiro/2015

SENADO FEDERAL

DIRETORIA GERAL

Ilana Trombka – Diretora-Geral

SECRETARIA GERAL DA MESA

Luiz Fernando Bandeira de Mello Filho – Secretário Geral

CONSULTORIA LEGISLATIVA

Paulo Fernando Mohn e Souza – Consultor-Geral

NÚCLEO DE ESTUDOS E PESQUISAS

Fernando B. Meneguim – Consultor-Geral Adjunto

O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade dos autores e não representa posicionamento oficial do Senado Federal.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

Como citar este texto:

BUSTAMANTE, L. A. C. **A Frustração com a Partilha de Produção: o leilão do campo de Libra.** Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 168). Disponível em: www.senado.leg.br/estudos. Acesso em 23 fev. 2015.

Núcleo de Estudos e Pesquisas
da Consultoria Legislativa



Conforme o Ato da Comissão Diretora nº 14, de 2013, compete ao Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa elaborar análises e estudos técnicos, promover a publicação de textos para discussão contendo o resultado dos trabalhos, sem prejuízo de outras formas de divulgação, bem como executar e coordenar debates, seminários e eventos técnico-acadêmicos, de forma que todas essas competências, no âmbito do assessoramento legislativo, contribuam para a formulação, implementação e avaliação da legislação e das políticas públicas discutidas no Congresso Nacional.

Contato:

conlegestudos@senado.leg.br

URL: www.senado.leg.br/estudos

ISSN 1983-0645

A FRUSTRAÇÃO COM A PARTILHA DE PRODUÇÃO: o leilão do campo de Libra

RESUMO

A descoberta de gigantescas reservas petrolíferas no pré-sal da plataforma continental brasileira em 2006 reabriu o histórico debate sobre o regime de exploração e produção de petróleo mais adequado aos interesses nacionais. Por fim, prevaleceu a corrente que defendia a mudança do regime de concessão – instituído pela Lei 9.478/1997 – por considerá-lo excessivamente vantajoso para as empresas petrolíferas em detrimento do Estado. Sendo assim, por meio da Lei 12.351/2010, adotou-se o regime de partilha de produção para exploração e produção de petróleo no pré-sal e em áreas estratégicas que venham a ser delimitadas por ato do Poder Executivo.

Em outubro de 2013, foi realizada a licitação do campo de Libra, a primeira com as regras do regime de partilha de produção. A comparação entre o resultado do leilão do campo de Libra e os resultados obtidos nas licitações anteriores, no regime de concessão, mostra que o regime de partilha de produção, apesar de toda a expectativa, não trouxe vantagens significativas em relação ao de concessão, inclusive no que diz respeito à parcela da renda petrolífera auferida pelo Estado.

PALAVRAS-CHAVE: petróleo, pré-sal, campo de Libra, concessão, partilha de produção, renda petrolífera do Estado.

FRUSTRATION AT THE PRODUCTION SHARING CONTRACT: the bidding of Libra oil field

ABSTRACT

The discovery of huge oil reserves in the pre-salt layer in Brazilian offshore in 2006 reopened the historical debate over which regime of oil exploration and production is the most suitable for national interests. Eventually, the view against the concession regime – established by Law No. 9,478/1997 – has prevailed. This regime was considered too gainful for oil companies at the expense of the state. Thus, Law No. 12,351/2010 established the production sharing contract for oil exploration and production in the pre-salt area and strategic areas that may be bounded by the executive branch.

In October 2013, the bidding of the Libra oil field was carried out, it was the first one with the rules of the production sharing contract. The comparison between the result of the bidding of the Libra oil field and the results of previous biddings of oil fields under concession contracts shows that the production sharing contract, despite all expectations, is not more advantageous than the concession contract, even with regard to government take.

KEYWORDS: oil, pre-salt, Libra oil field, concession contract, production sharing contract, government take.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	7
1 CARACTERÍSTICAS DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	10
2 PRIMEIRA LICITAÇÃO NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	12
3 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS DAS LICITAÇÕES SOB REGIME DE CONCESSÃO E SOB REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO	14
4 QUAL É O MELHOR REGIME DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO: CONCESSÃO OU PARTILHA DE PRODUÇÃO?	38
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	43

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – CÁLCULO DA PARCELA DO EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO	14
FIGURA 2 – PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL (MILHÕES DE BARRIS)	19
FIGURA 3 – NÚMERO DE EMPRESAS QUE PAGARAM TAXA DE PARTICIPAÇÃO E FIZERAM OFERTAS NAS RODADAS DE LICITAÇÃO DA ANP	29
FIGURA 4 – CONTEÚDO LOCAL MÉDIO NAS RODADAS DE LICITAÇÃO DA ANP	35

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – CARACTERÍSTICAS DOS REGIMES DE CONCESSÃO E DE PARTILHA DE PRODUÇÃO	10
TABELA 2 – RESULTADOS DOS LEILÕES DE BLOCOS DO <i>CLUSTER</i> NA BACIA DE SANTOS	23
TABELA 3 – RENDA AUFERIDA PELO ESTADO NOS CONTRATOS DE LULA E DE LIBRA	24
TABELA 4 – PORCENTAGEM DO PETRÓLEO DA PETROBRAS E DA UNIÃO NO CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE LIBRA	33

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANP	AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
API	AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE
BOE	BARRIS DE ÓLEO EQUIVALENTE
CNOOC	CHINA NATIONAL OFFSHORE OIL COMPANY
CNPC	CHINA NATIONAL PETROLEUM CORPORATION
CNPE	CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA
CSLL	CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO LÍQUIDO
EC	EMENDA CONSTITUCIONAL
EMI	EXPOSIÇÃO DE MOTIVOS INTERMINISTERIAL
IRPJ	IMPOSTO DE RENDA PESSOA JURÍDICA
MME	MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
P,D&I	PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO
PL	PROJETO DE LEI
PNG	PLANO DE NEGÓCIOS E GESTÃO (PETROBRAS)
PPSA	EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL S.A. – PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A.
TCU	TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO
US\$	DÓLAR AMERICANO
WTI	WEST TEXAS INTERMEDIATE

A FRUSTRAÇÃO COM A PARTILHA DE PRODUÇÃO: o leilão do campo de Libra¹

Luiz Alberto da Cunha Bustamante²

INTRODUÇÃO

Em meados de 2006, no campo de Tupi³, na Bacia de Santos, o petróleo jorrou do poço 1-RJS-628A⁴. Esse evento, fruto do desenvolvimento técnico da Petrobras ao longo de quase quarenta anos de exploração petrolífera na plataforma continental brasileira, pode ser considerado o *nascimento* do pré-sal^{5,6}. Novos poços perfurados, ainda em 2006 e nos anos subsequentes, comprovaram que os reservatórios do pré-sal possuem potencial de produção de petróleo e de gás natural superior ao de qualquer outra descoberta já realizada no Brasil. Chegou-se mesmo a falar que as reservas do pré-sal superariam os 100 bilhões de barris^{7,8}, mais de sete vezes as reservas provadas do Brasil à época.

¹ O autor agradece a Paulo Springer de Freitas pela revisão e comentários. Os erros remanescentes e qualquer impropriedade no texto são de inteira responsabilidade do autor.

² Consultor Legislativo do Senado Federal, Núcleo de Economia, Área de Minas e Energia. Doutor em Engenharia Metalúrgica e de Materiais.

³ O campo de Tupi foi posteriormente renomeado para Lula. A Portaria da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) nº 90, de 31 de maio de 2000, determina que, no ato da declaração de comercialidade, o concessionário denomine o campo *utilizando-se de nomes de aves brasileiras, quando se tratar de descobertas em terra, e nomes ligados à fauna marinha, quando se tratar de descobertas no mar*.

⁴ Nomenclatura da ANP. Segundo a nomenclatura da Petrobras, o poço descobridor do campo de Tupi é 1BRSA369ARJS.

⁵ O pré-sal é uma região com aproximadamente 800 km de comprimento e 200 km de largura situada no litoral entre os estados de Santa Catarina e do Espírito Santo. Essa região é geologicamente caracterizada pela existência em seu subsolo de uma camada de sal originária da evaporação de mares rasos surgidos no início da separação dos atuais continentes da América do Sul e da África. A Lei 12.351/2010, em seu Anexo, definiu um polígono de 11 vértices delimitando, para fins de regime exploratório de hidrocarbonetos, a área do horizonte geológico do pré-sal, com superfície de aproximadamente 149.000 km².

⁶ Em 2005, pela primeira vez se encontrou petróleo na camada do pré-sal, no campo de Parati, mas foi no campo de Tupi que ficou demonstrada a relevância da descoberta. Fonte: SAUER, 2011, p. xiii.

⁷ SAUER, 2011, p. xv.

⁸ Esse número, contudo, parece exagerado. A diretora da ANP, Magda Chambriard, estimou um volume de 50 bilhões de barris de óleo equivalente para as reservas de petróleo do pré-sal. Fonte: ESTADÃO, 2011.

Diante da magnitude da descoberta, logo se iniciou a campanha pela alteração do marco legal do setor de petróleo que vigia no Brasil, especialmente do regime de concessão. Esse regime foi instituído pela Lei 9.478/1997, que regulamentou o art. 177 da Constituição após a flexibilização do monopólio estatal nas atividades petrolíferas, introduzida pela Emenda Constitucional (EC) 9/1995. Segundo seus opositores, o regime de concessão não se adequava à nova realidade revelada no pré-sal. A existência de reservas com enormes volumes de petróleo e de gás natural e com baixo risco exploratório impunha o estabelecimento de um novo regime que garantisse maior apropriação pelo Estado da renda petrolífera resultante.

O primeiro passo na direção desse novo regime foi a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) 6/2007, que determinou à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a exclusão de 41 blocos situados na área do pré-sal da 9ª Rodada de Licitações, realizada ainda sob o regime de concessão.

Dois anos se passaram até que, em setembro de 2009, o Poder Executivo submeteu à deliberação da Câmara dos Deputados o Projeto de Lei (PL) 5.938/2009⁹, que *dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências.*

Juntamente com o PL 5.938/2009, foi apresentada a Exposição de Motivos Interministerial (EMI) 38/2009, na qual se justifica a proposição do novo marco legal do setor de petróleo:

7. Esse modelo, em que cabe ao concessionário a totalidade do risco e dos rendimentos obtidos com a exploração, mostra-se incompatível com a natureza da área do Pré-Sal. [...] Trata-se de áreas nas quais são estimados riscos exploratórios extremamente baixos e grandes rentabilidades, o que determina a necessidade de marco regulatório coerente com a preservação do interesse nacional, mediante maior participação nos resultados e maior controle da riqueza potencial pela União e em benefício da sociedade.

⁹ Além do PL 5.938/2009, o Poder Executivo apresentou três projetos relacionados à mudança do marco regulatório do setor de petróleo: o PL 5.939/2009, que *autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – PETROSAL, e dá outras providências*; o PL 5.940/2009, que *cria o Fundo Social – FS, e dá outras providências*; e o PL 5.941/2009, que *autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição, e dá outras providências.*

[...]

10. Destaque-se que o cenário mundial sofreu mudanças significativas desde a promulgação da Lei do Petróleo. Em 2008, em situação de grande desenvolvimento econômico mundial, quando o barril de petróleo chegou a estar cotado a US\$ 147.00, o mundo contabilizava diversas disputas entre países desencadeadas pela necessidade de fornecimento regular de energia. Tal cenário, associado às descobertas mencionadas, mostra-se extremamente favorável ao Brasil que, devido à sua estabilidade política e robustez de sua economia, pode se transformar, no médio prazo, em confiável fornecedor mundial de petróleo, gás natural e seus derivados.

11. Contudo, as premissas adotadas pela Lei do Petróleo são inadequadas a esse novo cenário, ao grau de risco e às perspectivas de rentabilidade presentes no Pré-Sal. Arranjos pontuais como o aumento das participações governamentais previstas na Lei do Petróleo também não atendem à complexidade desse novo paradigma e às responsabilidades da União.

Ainda na EMI 38/2009, foram elencadas as premissas adotadas na formulação do PL 5.938/2009:

- a)* permitir o exercício do monopólio da União de forma apropriada, tendo em vista o elevado potencial petrolífero do Pré-Sal;
- b)* introduzir nova concepção de gestão dos recursos petrolíferos pelo Estado;
- c)* otimizar o ritmo de exploração dos recursos do Pré-Sal;
- d)* aumentar a apropriação da renda petrolífera pela sociedade;
- e)* manter atrativa a atividade de exploração e produção no País;
- f)* contribuir para o fortalecimento da posição internacional do País;
- g)* contribuir para a ampliação da base econômica e industrial brasileira;
- h)* garantir o fornecimento de petróleo e gás natural no País; e
- i)* evitar distorções macroeconômicas resultantes da entrada de elevados volumes de recursos relacionados à exportação dos hidrocarbonetos produzidos no Pré-Sal.

O PL 5.938/2009 suscitou acalorados debates no Congresso Nacional e na sociedade, foi inclusive um dos principais temas da campanha presidencial de 2010. No final daquele ano, na forma da Lei 12.351/2010, foi instituído o regime de partilha de produção para a exploração e a produção de petróleo na área do pré-sal e em áreas estratégicas, assim definidas por ato do Poder Executivo.

1 CARACTERÍSTICAS DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

A principal diferenciação entre os regimes de partilha de produção e de concessão ocorre na forma da participação governamental na renda petrolífera. Enquanto nesse último regime, o concessionário é proprietário de todo o produto da lavra, e a participação governamental é devida apenas em moeda, ou seja, trata-se de uma compensação financeira; no regime de partilha de produção, pelo menos parte da participação governamental é na forma de petróleo, daí a sua denominação.

O modelo brasileiro de partilha de produção, além da participação governamental na forma de produto da lavra, introduziu outras disposições com intuito de aumentar o controle estatal sobre a produção do pré-sal, com destaque para: a obrigatoriedade de a Petrobras ser a operadora exclusiva; a participação mínima da Petrobras de 30% no caso da formação de um consórcio de empresas; e a criação de uma empresa pública para gerir os contratos de partilha de produção (PPSA)¹⁰, que indicará a metade dos integrantes do comitê operacional responsável pela administração do consórcio de empresas, inclusive seu presidente, que terá voto de minerva e poder de veto.

Para fins de comparação, na Tabela 1, são apresentadas as características principais dos regimes de concessão e de partilha de produção no Brasil.

Tabela 1 – Características dos regimes de concessão e de partilha de produção

Características	Concessão Lei 9.478/1997	Partilha de Produção Lei 12.351/2010
Aplicação	Território nacional, exceto a área do pré-sal e as áreas estratégicas, que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo.	Área do pré-sal, demarcada por coordenadas geográficas definidas em lei, e áreas estratégicas, que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo.
Licitação	Sim	Sim
Duração do contrato	Estipulada no contrato.	Limitado a 35 anos.
Possibilidade de contratação direta (sem licitação) da Petrobras	Não ¹¹	Sim

¹⁰ Trata-se da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), criada pela Lei 12.304/2010.

¹¹ Na chamada rodada zero, como regra de transição, foram ratificados na forma de contratos de concessão, com dispensa de licitação, os direitos da Petrobras referentes a 115 blocos em produção ou em desenvolvimento pela empresa estatal na data de início de vigência da Lei 9.478/1997. Fonte: ANP, 2015a.

Características	Concessão Lei 9.478/1997	Partilha de Produção Lei 12.351/2010
Operador obrigatório	Não	Petrobras
Participação mínima da Petrobras	Não	De 30%, podendo ser maior, conforme decisão do CNPE.
Participação da PPSA	Não	Sim, com 50% do consórcio, voto de minerva e poder de veto nas decisões do consórcio vencedor.
Custo em óleo	Não	Sim, referente à parcela da produção de 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.
Excedente em óleo	Não	Sim, referente à parcela da produção de hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos <i>royalties</i> devidos e, quando exigível, a participação do superficiário.
Participação do superficiário	De 0,5% a 1% do valor da produção. Devida ao proprietário quando o bloco se situar em terra.	De até 1% do valor da produção. Devida ao proprietário quando o bloco se situar em terra.
Participações governamentais		
– Bônus de assinatura	Sim	Sim
– <i>Royalties</i>	Alíquotas de 5% a 10% sobre a produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos. As alíquotas variam em razão da produção ou de riscos geológicos, mas na amplíssima maioria dos casos é de 10%.	Alíquota de 15% sobre a produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.
– Participação especial	Sim, regulamentada pelo Decreto nº 2.705/1998. Aplica-se nos casos de campos com grande volume de produção ou grande rentabilidade. As alíquotas, progressivas, são de 10%, 20%, 30%, 35% ou 40%. Os critérios para definição das alíquotas são: a localização do	Não. [A participação especial e o excedente em óleo, do ponto de vista econômico, têm exatamente o mesmo caráter, similar a uma tributação sobre lucros, exceto que este é devido em óleo, e aquela, em valores monetários.]

Características	Concessão Lei 9.478/1997	Partilha de Produção Lei 12.351/2010
	campo, se em terra ou no mar; o volume produzido pelo campo; a lâmina d'água dos campos na plataforma continental; e o tempo de produção do campo. A base para aplicação das alíquotas é a receita bruta da produção, deduzidos: os <i>royalties</i> ; os investimentos na exploração; os custos operacionais; a depreciação; e os tributos previstos na legislação em vigor.	
– Ocupação ou retenção da área	Sim. Pagamento anual por km ² da área em exploração ou produção.	Não
– Excedente em óleo para a União	Não. [A participação especial e o excedente em óleo, do ponto de vista econômico, têm exatamente o mesmo caráter, similar a uma tributação sobre lucros, exceto que este é devido em óleo, e aquela, em valores monetários.]	Sim
Critério de Julgamento da Licitação	Proposta mais vantajosa segundo os critérios estabelecidos no instrumento convocatório da licitação, incluindo o programa de investimentos e as participações governamentais. Na prática, são utilizados como critérios de julgamento: bônus de assinatura, conteúdo local e programa exploratório mínimo.	Maior excedente em óleo para a União.

2 PRIMEIRA LICITAÇÃO NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Em 21 de outubro de 2013, foi realizada a primeira licitação sob o regime de partilha de produção. O objeto do leilão foi o campo de Libra, com área aproximada de 1.550 km², situado em águas ultraprofundas, cerca de 2.000 m, na Bacia de Santos. Essa acumulação de petróleo foi descoberta em 2010 por meio do poço 2-ANP-0002A-RJS, de responsabilidade da ANP. O campo de Libra, estima-se, contém de 8 a 12 bilhões de barris de óleo equivalente (boe)¹² recuperáveis¹³. Para avaliar a grandeza desse volume,

¹² Barril de óleo equivalente é uma unidade de medida utilizada para contabilizar conjuntamente petróleo e gás natural. A equivalência entre os hidrocarbonetos é feita em termos energéticos. O volume de gás natural que possui o mesmo conteúdo energético de um barril de petróleo é convertido em um barril de óleo equivalente. O fator de conversão utilizado é 1000 m³ de gás natural para 6,29 barris de petróleo.

basta saber que a Petrobras produziu cerca de 900 milhões de boe no Brasil no ano de 2014¹⁴, ou seja, as reservas de Libra correspondem a cerca de dez anos da produção atual da empresa.

As principais condições editalícias da licitação, além das já apresentadas na Tabela 1, foram¹⁵:

- a. Excedente em óleo variável em função da produção por poço e do preço do barril de petróleo, conforme disposto na Figura 1;
- b. Oferta mínima de 41,65% de excedente em óleo no cenário de referência: barril de petróleo cotado entre US\$ 100,01 e US\$ 120,00 e produção por poço produtor ativo entre 10 mil e 12 mil barris de petróleo;
- c. Bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões;
- d. Conteúdo local global mínimo de: *i*) 37% na fase de exploração; *ii*) 55% na fase de desenvolvimento até 2021; e *iii*) 59% na fase de desenvolvimento a partir de 2022;
- e. Duração da fase de exploração: 4 anos
- f. Programa exploratório mínimo inclui cobertura total da área do bloco com sísmica em 3-D, perfuração de dois poços exploratórios e um teste de longa duração;
- g. Limite máximo mensal de recuperação do custo em óleo de 50% do valor bruto da produção.

No leilão, um único consórcio apresentou proposta, com a oferta mínima estipulada no edital: 41,65% de óleo excedente para a União¹⁶. O consórcio vencedor é formado pelas seguintes empresas: a Petrobras (40%), a anglo-holandesa Shell (20%), a francesa Total (20%) e as chinesas CNOOC (10%) e CNPC (10%)¹⁷.

¹³ ANP, 2013.

¹⁴ PETROBRAS, 2015a.

¹⁵ ANP, 2015b.

¹⁶ O critério de cálculo da parcela do excedente em óleo repassa de forma desvantajosa para a União o risco geológico e o risco econômico do empreendimento. De acordo com a Figura 1, a parcela do excedente em óleo da União pode variar entre 15% e 45,56%.

¹⁷ China National Offshore Oil Company (CNOOC) e China National Petroleum Corporation (CNPC).

Figura 1 – Cálculo da parcela do excedente em óleo para a União¹⁸

		Barris por dia por poço produtor												
De	Até	0	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	>24.001	
		4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000		
Preço Brent (US\$/bbl)	0	60,00	=OF-26,65%	=OF-15,85%	=OF-9,62%	=OF-6,33%	=OF-4,26%	=OF-2,56%	=OF-1,48%	=OF-0,86%	=OF-0,29%	=OF+0,23%	=OF+0,69%	=OF+1,11%
	60,01	80,00	=OF-26,45%	=OF-12,85%	=OF-7,51%	=OF-4,70%	=OF-2,92%	=OF-1,46%	=OF-0,54%	=OF 0,00%	=OF+0,48%	=OF+0,92%	=OF+1,32%	=OF+1,68%
	80,01	100,00	=OF-19,44%	=OF-8,86%	=OF-4,71%	=OF-2,52%	=OF-1,14%	=OF 0,00%	=OF+0,71%	=OF+1,13%	=OF+1,51%	=OF+1,85%	=OF+2,16%	=OF+2,44%
	100,01	120,00	=OF-14,98%	=OF-6,32%	=OF-2,92%	=OF-1,13%	OF	=OF+0,93%	=OF+1,51%	=OF+1,86%	=OF+2,17%	=OF+2,45%	=OF+2,70%	=OF+2,93%
	120,01	140,00	=OF-11,89%	=OF-4,56%	=OF-1,69%	=OF-0,17%	=OF+0,79%	=OF+1,57%	=OF+2,07%	=OF+2,36%	=OF+2,62%	=OF+2,86%	=OF+3,07%	=OF+3,26%
	140,01	160,00	=OF-9,62%	=OF-3,27%	=OF-0,78%	=OF-0,53%	=OF+1,36%	=OF+2,04%	=OF+2,47%	=OF+2,72%	=OF+2,95%	=OF+3,16%	=OF+3,34%	=OF+3,51%
	>160,01		=OF-5,94%	=OF-1,18%	=OF+0,69%	=OF+1,68%	=OF+2,30%	=OF+2,81%	=OF+3,13%	=OF+3,32%	=OF+3,49%	=OF+3,65%	=OF+3,73%	=OF+3,91%

3 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS DAS LICITAÇÕES SOB REGIME DE CONCESSÃO E SOB REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

A partir das condições estabelecidas no contrato de exploração e produção de petróleo para o campo de Libra é possível avaliar se o novo regime se mostrou mais vantajoso para o Brasil do que o regime de concessão. Com esse propósito, serão utilizados como referência dados do campo de Lula, situado no pré-sal e licitado sob o regime de concessão antes da vigência da Lei 12.351/2010.

Para avaliação da primeira experiência de leilão no regime de partilha de produção, a seguir, serão utilizadas como roteiro as premissas apresentadas na EMI 38/2009.

A) Permitir o exercício do monopólio da União de forma apropriada, tendo em vista o elevado potencial petrolífero do pré-Sal:

Ao que tudo indica, a forma de exercício do monopólio da União no regime de partilha de produção seria *apropriada* devido à parcela do petróleo extraído que é de propriedade da União e ao papel preponderante dessa, por intermédio da PPSA e da Petrobras, na gestão estratégica do aproveitamento do pré-sal.

As seguintes vantagens para o Brasil seriam advindas dessas condições: *i)* controle do ritmo de produção do petróleo; *ii)* controle da comercialização do petróleo para o exterior; *iii)* execução de política industrial; e *iv)* uso do petróleo como instrumento para fortalecer a posição do País no cenário internacional. Freitas (2011)

¹⁸ ANP, 2015b.

mostra como essas vantagens são falaciosas, no sentido de que podem ser alcançadas independentemente do regime de exploração e produção de petróleo adotado.

Corroborando a argumentação de Freitas (2011), poderia ser acrescentado que a Petrobras – no regime de concessão, frise-se – é detentora de 85% da produção brasileira de petróleo e de gás natural, e essa proporção não cairá abaixo de 80%, pelo menos até 2030, segundo avaliação da própria empresa¹⁹. Assim, na posição de acionista controlador, a União pode estabelecer diretrizes para atuação da Petrobras com o objetivo de alcançar as mesmas vantagens que seriam advindas da apropriação diretamente pela União do petróleo produzido²⁰.

Outra questão relevante deriva do novo papel do Estado no regime de partilha de produção, que, além de agente fiscalizador e regulador, passa a atuar mais fortemente como agente econômico por meio da PPSA. Sabe-se que a PPSA não possui infraestrutura logística para a movimentação e o armazenamento da parcela do excedente em óleo da União. Deverá, portanto, contratar empresas, certamente a Petrobras²¹, para execução dessas atividades. Evidentemente essa contratação terá um custo, o que reduzirá a rentabilidade do petróleo da União. No caso da concessão, a participação governamental – seja *royalty*, seja participação especial – não sofre tal diminuição.

Embora o termo *apropriado* carregue alta subjetividade, nada indica, no caso do Brasil, que o regime de concessão seja menos *apropriado* do que o regime de partilha de produção.

B) Introduzir nova concepção de gestão dos recursos petrolíferos pelo Estado:

De fato, foi introduzida uma nova forma de gestão, só não está claro que ele seja melhor do que a anterior. É provável que seja justamente o contrário. A princípio, pode-se somente afirmar que ela é mais complexa. Segundo Loureiro (2012):

¹⁹ FORMIGLI, 2015.

²⁰ O uso da Petrobras para a consecução de políticas públicas ou governamentais ocorre desde a sua criação. Por exemplo, com intuito de conter a inflação, entre 2011 e 2014, a Petrobras foi obrigada a vender gasolina, diesel e GLP no mercado interno com preços mais baixos do que o custo de aquisição desses derivados no mercado internacional. A perda da área de abastecimento da empresa decorrente dessa política foi de quase R\$ 60 bilhões.

²¹ Lei nº 12.351, de 2010:

Art. 45. [...]

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

A complexidade é também outro traço característico do arranjo trazido pela lei da Partilha. No novo marco, mais entes (pessoas e/ou órgãos) estão presentes não só na elaboração do contrato e em sua licitação, mas também ao longo de sua vida. À natural e interminável tensão público/privado, acumula-se aquela que se poderia qualificar público/público, a qual se pode manifestar em acomodações envolvendo Petrobras, PPSA, ANP, MME, CNPE e *così via*.

A acomodação dos entes estatais a que se refere Loureiro (2012) demandará certo tempo e resultará em custos de transação. Mas o primeiro passo dado em direção à esperada acomodação foi bastante polêmico. A designação da diretora-geral da ANP, órgão regulador do setor petrolífero, para o conselho de administração da PPSA²², empresa que está submetida à fiscalização da ANP, mostra que a fronteira entre fiscalização e execução tende a se tornar cada vez mais difusa na *nova concepção de gestão dos recursos petrolíferos pelo Estado*.

A configuração institucional remodelada pelo novo marco legal do setor de petróleo também traz novos desafios para os órgãos de controle, como esclarece Noronha (2011):

Dessa forma, a curva de aprendizagem acumulada pelas instituições, em razão do acompanhamento das concessões de blocos de petróleo, deve ser reformulada a partir do início das operações do Pré-sal. Esse tipo de ação demanda tempo e método para que sejam identificadas as particularidades dos novos processos de trabalho previstos.

[...]

As questões levantadas anteriormente denotam a necessidade de acompanhamento e fiscalização de desempenho das instituições responsáveis pelas atividades do Pré-sal, atividades essas que poderão ser indicativos de novos trabalhos a serem desenvolvidos pelo TCU a partir da análise ora apresentada.

A atuação dos órgãos de controle externo sobre os agentes estatais do setor petrolífero é de extrema importância, conforme ficou evidenciado na Operação Lava Jato, conduzida pela Polícia Federal, que investiga desvios bilionários perpetrados nos contratos entre Petrobras e empreiteiras. O controle externo do setor de petróleo, entretanto, é dificultado pela sofisticação técnica da atividade, o que favorece a ocorrência do problema agente-principal.

²² BRASIL, 2013.

No regime de partilha de produção, os interesses da Petrobras estão mais alinhados com os das outras empresas do consórcio do que com os interesses da União, pois o aumento da parcela da renda petrolífera recebida por uma parte implica perda para a outra. Nesse contexto, conforme argumenta quem defende o regime de partilha, seria fundamental a atuação da PPSA, para salvaguardar os interesses da União.

Não se pode, contudo, desconsiderar o risco de captura da PPSA pelas empresas, principalmente pela Petrobras. Nesse aspecto, causa preocupação o fato de todos os diretores da PPSA terem sido funcionários da Petrobras no passado²³. Tal escolha, por um lado, reduz a assimetria de informação em razão da experiência adquirida pelos diretores no setor petrolífero brasileiro, por outro, pode levar à excessiva identificação com os pontos de vista da Petrobras²⁴.

Ainda com relação à PPSA, a comercialização da parcela do excedente em óleo que cabe à União ocorrerá segundo as normas de direito privado e com dispensa de licitação²⁵. Ou seja, não há garantia de que o óleo pertencente à União será vendido pelo preço de mercado.

Já no regime de concessão, a ANP, para cálculo dos *royalties* devidos, estabelece um preço de referência para os petróleos extraídos no Brasil, considerando os preços de uma cesta internacional de petróleos com propriedades semelhantes²⁶.

²³ FARIELLO, 2013.

²⁴ Tendo em vista o espaço quase exclusivo ocupado pela Petrobras no setor petrolífero brasileiro após mais de quarenta anos de monopólio, seria difícil encontrar profissionais experientes e gabaritados para ocupar cargos na diretoria da PPSA que não tivessem passado pela empresa. Entretanto, formar a diretoria da PPSA exclusivamente com antigos funcionários da Petrobras parece não ser a melhor solução, independentemente das qualidades individuais de cada diretor.

²⁵ Lei 12.351/2010:

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

²⁶ Na realidade, não existe uma cotação única para o petróleo, pois as suas propriedades variam com o campo de onde ele é extraído. Cada campo de petróleo resulta da ocorrência singular de um complexo processo que envolve variáveis biológicas, físicas, químicas e geológicas. As duas principais características do petróleo utilizadas para sua classificação são o grau API e o teor de enxofre. O grau API é uma medida da densidade: quanto menos denso o petróleo, mais elevado é seu grau API. Petróleos com grau API mais elevado, chamados de petróleos leves, geram mais – e com menos custo – derivados de maior interesse econômico, como gasolina, diesel e nafta. Por isso, esses petróleos são mais valorizados do que os petróleos pesados. Quanto ao enxofre, o aumento de seu teor no petróleo dificulta e, por conseguinte, encarece o processo de refino, fazendo com que a cotação de um petróleo aumente quando o seu teor de enxofre é baixo.

Em razão da variação das propriedades dos petróleos, utiliza-se a cotação de alguns tipos específicos como preço de referência. Os mais utilizados no Ocidente são o West Texas Intermediate (WTI) e o Brent. O WTI é um petróleo leve e com baixo teor de enxofre utilizado como referência no mercado

Esse valor é comparado com o preço médio de venda efetivamente realizado pelo produtor. O *royalty* é, então, calculado sobre o maior dos dois preços. Como se vê, no regime de concessão, independentemente das estratégias comerciais do produtor, será recolhido um valor justo de *royalties*.

A venda do petróleo a um preço mais baixo do que o de mercado equivale a um subsídio, e o Poder Executivo poderá, em princípio, fazer isso, beneficiando seus escolhidos, sem necessidade de aprovação do Congresso. Os subsídios são instrumentos legítimos de política econômica, mas, por configurar exceção ao princípio constitucional da isonomia, deveriam ser discutidos no Congresso Nacional e constar de forma transparente do Orçamento.

Sem dúvida, o controle externo da atuação da PPSA é um dos campos que demanda, repetindo as palavras de Noronha (2011), *novos trabalhos a serem desenvolvidos pelo TCU*.

Do ponto de vista institucional, não resta dúvida de que o regime de concessão é mais funcional do que o de partilha de produção, além da vantagem de ser um regime bem sucedido na realidade brasileira.

C) Otimizar o ritmo de exploração dos recursos do Pré-Sal:

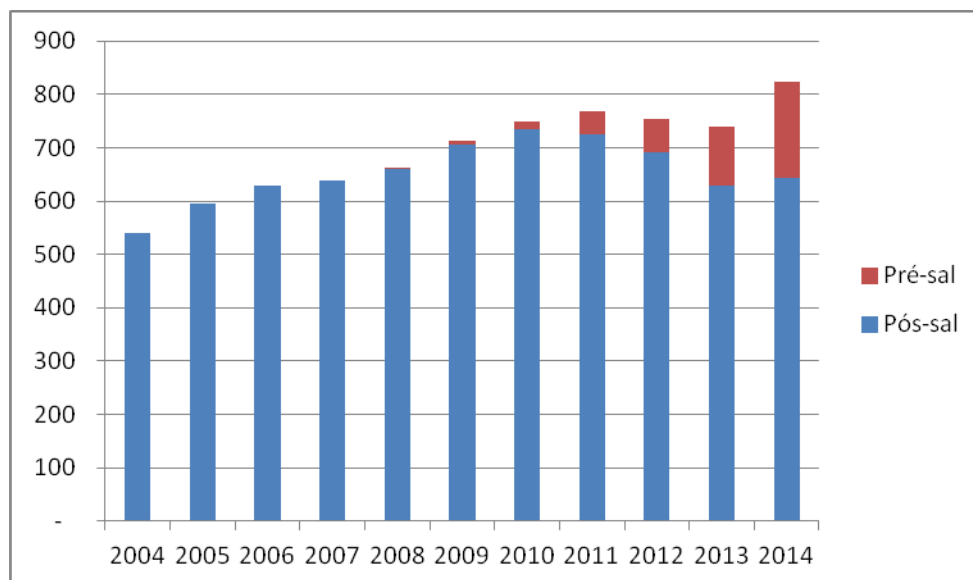
O efeito da adoção do regime de partilha de produção foi justamente o oposto do esperado, pois o ritmo de exploração do pré-sal sofreu atrasos devidos às decisões políticas que envolveram a sua adoção e, o mais grave, outros atrasos devem ocorrer no futuro. Dois fatos sustentam essas afirmações: *i*) o longo tempo entre a descoberta do pré-sal e a realização da primeira licitação no regime de partilha de produção; e *ii*) a dependência do ritmo de exploração do pré-sal em relação à capacidade econômica e operacional da Petrobras.

Antes da descoberta do pré-sal, no final da década de 1990 e no início da década de 2000, foram licitados no regime de concessão diversos blocos situados dentro da área do pré-sal, que viria a ser delimitada em lei apenas em 2010. Nesses blocos, foram descobertos e desenvolvidos campos de petróleo. Atualmente esses campos, principalmente os situados na Bacia de Santos, são os responsáveis pelo

norte-americano, o maior do mundo. O petróleo tipo Brent, também leve e de baixo teor de enxofre, provém do Mar do Norte, e é utilizado como referência pela maioria dos países.

dinamismo da indústria petrolífera brasileira, conforme pode ser visto na Figura 2. Apenas com a produção do pós-sal, sem os campos concedidos no pré-sal, a produção nacional de petróleo, ao invés de crescer em 2014, permaneceria menor do que a produção de 2010.

Figura 2 – Produção de petróleo no Brasil (milhões de barris)^{27, 28}



Considerando que a oitava rodada de licitações, em 2006, foi anulada, e que da nona rodada, em 2007, foram retirados os blocos na área do pré-sal, passaram-se oito anos – entre 2005 e 2013, ano do leilão de Libra – até que ocorresse novamente uma licitação de bloco na área do pré-sal. Se os blocos do pré-sal tivessem sido licitados em 2008, mesmo que com uma nova regra que garantisse ao Estado maior participação da renda petrolífera, provavelmente alguns deles já estariam iniciando a produção^{29,30}. Em vez disso, Libra só começará a produzir em 2018³¹, e outros campos promissores do pré-sal não têm nem data para serem licitados.

²⁷ ANP, 2014a.

²⁸ Para o ano de 2014 foram utilizados dados dos Boletins Mensais de Produção publicados pela ANP. Fonte: ANP, 2015c.

²⁹ Como o período de exploração de um campo de petróleo é de quatro anos ou mais e ainda há tempo dispendido no desenvolvimento do campo, o efeito da não realização de licitações sobre a produção de petróleo se verificará somente em mais de cinco anos. Mas o campo de Lula, descoberto em 2006, começou a produzir o primeiro óleo em maio de 2009 em teste de longa duração. Fonte: LIMA, 2011, p.6.

³⁰ A produção piloto em Lula começou em outubro de 2010, quatro anos após a descoberta. Fonte: HAYASHI, 2014.

³¹ BITENCOURT, 2013.

O retardamento das licitações no pré-sal resultou em graves prejuízos para o Brasil, pois, simultaneamente à estagnação na produção nacional de petróleo ocorrida na década de 2010, mostrada na Figura 2, houve aumento expressivo do consumo interno de derivados, fazendo com que a autossuficiência volumétrica³², alcançada em meados da década de 2000, fosse perdida. Como consequência, o déficit da balança comercial de petróleo e derivados agravou-se, atingindo o total de US\$ 25,6 bilhões no período 2011-2014³³. Somando-se os dispêndios com importação de gás natural no mesmo período, o déficit chega a US\$ 47 bilhões.

Infelizmente o longo processo de mudança na legislação setorial não será a única causa de lentidão no ritmo de exploração do pré-sal, visto que as regras do regime de partilha de produção, ao determinarem que a Petrobras seja operadora exclusiva e tenha participação mínima de 30% no consórcio vencedor, atrelaram a exploração do pré-sal à capacidade operacional e econômica da empresa.

Atualmente a real situação econômica da Petrobras é desconhecida inclusive de sua diretoria, como foi informado na divulgação dos resultados da companhia no 3º trimestre de 2014³⁴. O que se sabe com certeza é que a Petrobras terá problemas graves de liquidez se não reduzir os investimentos programados em seu ambicioso Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2014-2018, de US\$ 220,6 bilhões, dos quais a área de exploração e produção absorveria US\$ 153,9 bilhões, ou seja, 70% do total³⁵.

Diante da crise que assola a Petrobras, a diretoria da empresa programa redução dos investimentos em 2015: de US\$ 44 bilhões, inicialmente programados no PNG 2014-2018, para US\$ 31 ou 33 bilhões³⁶. O corte atingirá inclusive a área

³² Volume de petróleo produzido é igual ao volume de derivados consumido. Entretanto, como o Brasil exportava petróleos médios e pesados – mais baratos – e importava petróleos leves – mais caros –, a balança de petróleo continuou deficitária.

³³ ANP, 2015d.

³⁴ *A Companhia entende que será necessário realizar ajustes nas demonstrações contábeis para a correção dos valores dos ativos imobilizados que foram impactados por valores relacionados aos atos ilícitos perpetrados por empresas fornecedoras, agentes políticos, funcionários da Petrobras e outras pessoas no âmbito da 'Operação Lava Jato'.*

No entanto, em face da impraticabilidade de quantificar de forma correta, completa e definitiva tais valores que foram capitalizados em seu ativo imobilizado, a Companhia considerou a adoção de abordagens alternativas para correção desses valores: [...]. Essas alternativas se mostraram inapropriadas para substituir a impraticável determinação do sobrepreço relacionado a esses pagamentos indevidos. Fonte: PETROBRAS, 2015b.

³⁵ FOSTER, 2014, p. 44.

³⁶ RAMALHO; POLITO, 2015.

de exploração e produção. De acordo com a ex-presidente da Petrobras, a carteira de exploração de petróleo será reduzida ao *mínimo necessário*, e a empresa não pretende participar de leilões em novas áreas de petróleo em 2015³⁷. Logo, a realização de mais um leilão de blocos no pré-sal fica inviabilizada até que a Petrobras volte a se aprumar.

Mesmo sócios da Petrobras no consórcio vencedor do leilão de Libra apontam que a obrigatoriedade de a estatal ser a operadora exclusiva provocará atraso na exploração do pré-sal. Segundo o presidente da petroleira francesa Total, essa determinação legal fará com que o tempo de desenvolvimento do pré-sal passe de quinze para trinta anos, pois os prazos poderiam ser abreviados se houvesse participação de mais empresas com mais recursos e tecnologia³⁸.

O ritmo ideal de exploração do pré-sal depende de uma série de variáveis, e algumas delas não são fáceis de estimar, como o preço do petróleo no futuro. Sendo assim, haverá sempre um grau de incerteza na definição do ritmo ótimo de exploração. De qualquer forma, como apontou Freitas (2011), a melhor forma de controlar o ritmo de exploração do pré-sal é por meio da oferta ou não de blocos em leilão, e isso independe de o regime ser de concessão ou de partilha de produção. As regras da partilha de produção, porém, transformaram a capacidade da Petrobras, em vez do interesse nacional, no metrônomo do ritmo das licitações do pré-sal.

D) Aumentar a apropriação da renda petrolífera pela sociedade:

O aumento da apropriação da renda petrolífera pela *sociedade* foi o principal argumento dos defensores da adoção do regime de partilha de produção no pré-sal. Três disposições teriam sido introduzidas na nova legislação com esse propósito: *i*) participação mínima da Petrobras de 30%; *ii*) Petrobras como operadora exclusiva; e *iii*) apropriação de parte do excedente em óleo pela União. As duas primeiras disposições também garantiriam que as decisões estratégicas sobre a exploração do pré-sal, bem como os desenvolvimentos tecnológicos advindos dela, ocorressem no Brasil.

³⁷ VETTORAZZO; LIMA, 2015.

³⁸ ORDOÑEZ, 2014.

O que se viu na prática? Enquanto no leilão de Libra coube a Petrobras 40% de participação no consórcio vencedor, nas áreas concedidas, onde ainda é produzido todo o petróleo e o gás natural do Brasil³⁹, a Petrobras é proprietária de 83,5% da produção e de 90% das reservas provadas^{40,41}. Além disso, a estatal é operadora dos campos responsáveis por 91,8% da produção nacional⁴².

Se for considerada apenas a área do pré-sal, os números não se alteram muito. De acordo com Lima (2011)⁴³, antes da adoção do regime de partilha de produção, foram concedidos blocos que somam 41.772 km² no polígono do pré-sal, correspondentes a 28% dessa área, sendo que a Petrobras participava da exploração e da produção em 35.739 km², ou seja, em 85,5% da área concedida do pré-sal.

Se o foco for fechado ainda mais, centrado na região de maior potencial do pré-sal, o chamado *cluster*⁴⁴ da Bacia de Santos⁴⁵, área em torno do campo de Lula⁴⁶, os resultados dos leilões no regime de concessão continuam sendo mais favoráveis à Petrobras do que os alcançados no leilão do campo de Libra, como mostra a Tabela 2.

Em apenas um bloco concedido no *cluster*, o BM-S-22, a Petrobras não compunha o consórcio vencedor⁴⁷. Em todos os outros blocos do *cluster*, a Petrobras fez parte do consórcio vencedor na qualidade de operadora e maior cotista, ainda que não houvesse obrigação legal nesse sentido. Note-se que, nesses blocos, a participação da Petrobras variou entre 45% e 100%, maior do que sua cota no consórcio do campo de Libra, de apenas 40%.

³⁹ Em 2014, houve uma pequena produção em caráter experimental dos campos da cessão onerosa.

⁴⁰ ANP, 2014b.

⁴¹ PETROBRAS, 2014.

⁴² ANP, 2014b.

⁴³ LIMA, 2011, p.6.

⁴⁴ Parte dos 41 blocos retirados da nona rodada de licitações por força da Resolução CNPE nº 6/2007, situavam-se no *cluster*.

⁴⁵ Segundo a ANP, a Bacia de Santos acumularia 90% das reservas de petróleo e de gás natural do pré-sal. Fonte: CHAMBRIARD, 2010.

⁴⁶ O campo de Lula situa-se no bloco BM-S-11.

⁴⁷ Posteriormente, a Petrobras e a Exxon (operadora) entraram no consórcio com 20% e 40%, respectivamente. Esse bloco foi devolvido pelo consórcio para a ANP em 2012 por não apresentar condições de comercialidade. Até o primeiro semestre de 2013, quase quarenta blocos situados no polígono do pré-sal já haviam sido devolvidos para a ANP. Fonte: CHAMBRIARD, 2013.

Tabela 2 – Resultados dos leilões de blocos do *cluster* na Bacia de Santos⁴⁸

Rodada	Ano	Bloco	Empresas (leilão)	(%)	Empresas (atual)	(%)
2 ^a	2000	BM-S-8	<i>Petrobras</i>	50	<i>Petrobras</i>	66
			Shell	40	Petrogal	14
			Petrogal	10	Queiroz Galvão	10
2 ^a	2000	BM-S-9	<i>Petrobras</i>	45	<i>Petrobras</i>	45
			BG Brasil	30	BG Brasil	30
			YPF	25	Repsol Sinopec	25
2 ^a	2000	BM-S-10	<i>Petrobras</i>	50	Devolvido para a ANP	
		BG Brasil	25			
		Chevron	25			
2 ^a	2000	BM-S-11	<i>Petrobras</i>	65	<i>Petrobras</i>	65
			BG	25	BG Brasil	25
			Petrogal	10	Petrogal	10
3 ^a	2001	BM-S-21	<i>Petrobras</i>	80	<i>Petrobras</i>	80
			Petrogal	20	Petrogal	20
3 ^a	2001	BM-S-22	American Hess	80	Devolvido para a ANP	
			Ocean Energy	20		
3 ^a	2001	BM-S-24	<i>Petrobras</i>	100	<i>Petrobras</i>	80
					Petrogal	20
1 ^a Pré-sal	2013	Libra	<i>Petrobras</i>	40	<i>Petrobras</i>	40
			Shell	20	Shell	20
			Total	20	Total	20
			CNPC	10	CNPC	10
			CNOOC	10	CNOOC	10

Poderia ser contra-argumentado que, antes da descoberta do pré-sal, as petroleiras multinacionais não tinham interesse em participar da exploração de petróleo no Brasil, por isso a Petrobras teria se saído bem nas licitações. Esse argumento soaria frágil. Inicialmente por ser cabalmente desmentido pela lista de empresas petroleiras multinacionais que já participaram ou participam, diretamente ou por meio de suas subsidiárias, da exploração de blocos em regime de concessão no Brasil. Essa lista inclui: Exxon, BP, Shell, Chevron, Total, Eni, etc. Simplesmente as maiores, inclusive todas as sucessoras das *sete irmãs*⁴⁹.

Além disso, esse contra-argumento desconsideraria a posição privilegiada da Petrobras como concorrente das licitações no Brasil. A estatal possui a melhor infraestrutura de apoio, desenvolveu tecnologia para exploração e produção de petróleo em águas profundas e acumulou vasto conhecimento sobre a geologia da plataforma continental

⁴⁸ Adaptado de LIMA, 2011, p.6.

⁴⁹ Grupo formado por sete empresas multinacionais que controlaram o mercado internacional do petróleo até o surgimento e fortalecimento das empresas petroleiras estatais.

brasileira ao longo de mais de quarenta anos de perfurações. Isso explica porque a Petrobras é a empresa com a qual todas as petroleiras preferem se consorciar no Brasil.

Em relação à parcela da renda petrolífera apropriada pelo Estado, somando as parcelas em dinheiro e em óleo, é possível também comparar os dois regimes. Para tal, podem ser utilizados os dois supercampos do pré-sal: o de Lula – concedido – e o de Libra – com partilha de produção. Esses campos foram escolhidos porque possuem reservas recuperáveis semelhantes. O resultado é mostrado na Tabela 3.

A simulação tem simplificações, mas é adequada para uma análise qualitativa. A diferença da renda petrolífera apropriada pelo Estado nos dois casos avaliados foi em torno de 0,5 %. Logicamente não será essa diferença que transformará o regime de concessão em entrega das riquezas nacionais e o regime de partilha de produção em salvaguarda dessas mesmas riquezas. Principalmente porque as alíquotas dessas participações não são intrínsecas aos regimes e podem ser alteradas para aumentar a renda petrolífera apropriada pelo Estado.

Tabela 3 – Renda auferida pelo Estado nos contratos de Lula e de Libra⁵⁰

	Lula Concessão	Libra Partilha	Lula Concessão	Libra Partilha
Preço por Barril ⁱ (A)	US\$50,00	US\$50,00	US\$100,00	US\$100,00
Royalty ⁱⁱ (B = A x 10%)	US\$5,00	US\$0,00	US\$10,00	US\$0,00
Royalty ⁱⁱⁱ (B = A x 15%)	US\$0,00	US\$7,50	US\$0,00	US\$15,00
<i>Finding Cost</i> ^{iv} (C)	US\$2,66	US\$0,72	US\$2,66	US\$0,72
<i>Lifting Cost</i> ^v (D)	US\$15,33	US\$15,33	US\$15,33	US\$15,33
Receita Líquida (E = A – B – C – D)	US\$27,01	US\$26,45	US\$72,01	US\$68,95
Participação Especial ^{vi} (F = E x 37,6%)	US\$10,16	US\$0,00	US\$27,08	US\$0,00
Excedente em Óleo ^{vii} (F = E x 41,36 % ou 43,16 %)	US\$0,00	US\$10,94	US\$0,00	US\$29,76
Lucro (G = E – F)	US\$16,85	US\$15,51	US\$44,93	US\$39,19
Bônus de Assinatura ^{viii} (H)	US\$0,00	US\$0,65	US\$0,00	US\$0,65
Lucro Líquido (I = G – H)	US\$16,85	US\$14,86	US\$44,93	US\$38,54

⁵⁰ Adaptado de GOBETTI; SERRA, 2011.

	Lula Concessão	Libra Partilha	Lula Concessão	Libra Partilha
Tributos (IRPJ + CSLL) ^{ix} ($J = I \times 34\%$)	US\$5,73	US\$5,05	US\$15,28	US\$13,10
Lucro Final ($K = I - J$)	US\$11,12	US\$9,81	US\$29,66	US\$25,44
Dividendos Petrobras ^x ($L = K \times 65\% \times 48\%$)	US\$3,47	US\$0,00	US\$9,25	US\$0,00
Dividendos Petrobras ^{xi} ($L = K \times 40\% \times 48\%$)	US\$0,00	US\$1,88	US\$0,00	US\$4,88
Parcela do Estado com dividendos ($M = B + F + H + J + L$)	US\$24,36	US\$26,03	US\$61,61	US\$63,40
% Renda Petrolífera do Estado ($N = M / (A - C - D)$)	76,1%	76,7%	75,1%	75,5%

- i. Foram considerados dois cenários para o preço do barril de petróleo: US\$ 50,00 e US\$ 100,00.
- ii. A alíquota de *royalty* no regime de concessão é de no mínimo 5% e pode chegar a 10%, aplicada sobre a renda bruta. Apenas em casos especiais de campos de produtividade muito baixa a alíquota é inferior a 10%.
- iii. A alíquota de *royalty* no regime de partilha de produção é de 15%, aplicada sobre a renda bruta.
- iv. *Finding cost* é o custo incorrido pela empresa para reposição de suas reservas petrolíferas, basicamente gastos em exploração de petróleo. Historicamente o *finding cost* da Petrobras é de US\$ 2,66 por barril. No caso dos excedentes da cessão onerosa, a empresa calcula que o *finding cost* vai variar entre US\$ 0,46 a US\$ 0,72 por barril, valor baixo por se tratar de campos cuja geologia já é conhecida. Para o campo de Lula, foi utilizado o valor histórico de *finding cost* da Petrobras. Para o campo de Libra, foi utilizado o valor máximo do *finding cost* do excesso da cessão onerosa, pois também é um campo em que há certeza da existência de petróleo comercialmente recuperável. Fonte: PINHO, 2014.
- v. *Lifting cost* é o custo para extração do petróleo encontrado, inclui os custos de investimento para desenvolvimento do campo e os custos operacionais. Para os dois campos, foi utilizado o valor de *lifting cost* informado pela Petrobras para o 3º trimestre de 2014. Fonte: PETROBRAS, 2015c.
- vi. Não há participação especial no regime de partilha de produção, apenas no de concessão. A participação especial incide sobre a renda líquida de maneira escalonada, como a tabela do imposto de renda pessoa física. Assim, a alíquota efetiva é menor do que a alíquota máxima. Nesta simulação a alíquota efetiva foi calculada para uma produção de 1,4 milhão de barris por dia, produção estimada para o campo de Lula/Iracema pela Galp Energia, controladora da Petrogal, parceira da Petrobras nesse campo. Fonte: GALP ENERGIA, 2015.
- vii. Não há excedente em óleo no regime de concessão. Para o regime de partilha de produção utilizaram-se alíquotas apresentadas na Figura 1, considerando a hipótese de uma produção por poço de 20 mil barris por dia, semelhante a do campo de Lula, e os preços por barril de petróleo de US\$ 50 e US\$ 100.
- viii. O valor do bônus de assinatura não pode ser contabilizado no cálculo do custo em óleo, por determinação contida na Lei nº 12.351, de 2010. O bônus de assinatura do leilão do campo de Libra – R\$ 15 bilhões, ou US\$ 6,5 bilhões, na cotação da época do pagamento – foi dividido por 10 bilhões de barris, média da estimativa de barris recuperáveis desse campo. No campo de Lula, o bônus de assinatura foi comparativamente bem baixo, cerca de R\$ 15 milhões, por isso foi desprezado nesta simulação. Fonte: ANP, 2015e.
- ix. Dois tributos foram considerados: o Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), com alíquotas de 25% e 9%, respectivamente. Desconsidera depreciação, pois a mesma está contabilizada no *lifting cost*. Quintans (2013a) calcula que com a depreciação a alíquota efetiva cairia para 22%.
- x. Considera-se 65% de participação da Petrobras no consórcio do campo de Lula e 48% da participação da União no capital social da Petrobras. Fonte: PETROBRAS, 2013.
- xi. Considera-se 40% de participação da Petrobras no consórcio do campo de Libra e 48% da participação da União no capital social da Petrobras.

Os resultados da concessão, no campo de Lula, e da partilha de produção, no campo de Libra, devem ser contextualizados, pois ocorreram em momentos marcadamente diferentes da exploração de petróleo no Brasil.

O campo de Lula foi leiloado no ano de 2000, quando a cotação do petróleo estava próxima de US\$ 30 por barril; a tecnologia para exploração e produção em águas profundas não estava tão desenvolvida quanto hoje⁵¹; não havia grande conhecimento geológico do pré-sal; nenhum poço havia alcançado as camadas geológicas abaixo do sal; e não se sabia se havia petróleo ou não no campo⁵².

Já em 2013, quando o campo de Libra foi leiloado, a cotação do petróleo estava próxima de US\$ 110 por barril, a tecnologia para exploração e produção em águas profundas havia avançado notavelmente⁵³, o conhecimento geológico do pré-sal crescera graças aos setenta poços exploratórios que haviam sido perfurados até as camadas abaixo do sal, inclusive um poço pioneiro no próprio campo de Libra; e, o mais importante, já se sabia que Libra era um campo com reservas petrolíferas gigantes^{54,55}.

O risco exploratório em 2000 era muito mais elevado do que em 2013, como comprova a história do pré-sal. Em 1999, na 1ª rodada de licitações, foi leiloado um bloco na área onde se situa o campo de Libra. A Shell, parceira da Petrobras no bloco, chegou a perfurar um poço próximo ao local onde a ANP perfuraria o poço descobridor de Libra anos depois, mas não ultrapassou a camada de sal, e o poço foi dado como seco. O bloco foi devolvido para a ANP. Colocado novamente em licitação na 6ª

⁵¹ O campo de Lula possui lâmina d'água em torno de 2200 m. Apenas em 1999, o campo de Roncador, cuja lâmina d'água varia entre 1.500 e 1.900 m, produziu petróleo em águas ultraprofundas. Era o campo produtor com lâmina d'água mais profunda no mundo. Fonte: PETROBRAS *apud* MORAIS, 2013, p. 118.

⁵² O risco na época era maior. Como foi visto na Tabela 2, dois campos vizinhos ao campo de Lula – BM-S-10 e BM-S-22 – foram devolvidos para a ANP porque a produção de petróleo não se mostrou economicamente viável.

⁵³ Principalmente em razão dos desenvolvimentos obtidos com a exploração do pré-sal no Golfo do México, que incluem novas técnicas sísmicas, navios-sonda com capacidade de perfurar em 3.600 m de lâmina d'água, plataformas de produção flutuantes, etc. Em 2012, a Petrobras bateu o recorde de instalação de uma plataforma de produção flutuante, em lâmina d'água de 2.500 m. Fonte: MORAIS, 2013, pp. 214-218.

⁵⁴ PETERSOHN; ABELHA; PEDROSA, 2013.

⁵⁵ O potencial do campo de Libra vem sendo confirmado pelos trabalhos exploratórios da Petrobras. Os dois primeiros poços perfurados encontraram petróleo e gás natural. Fonte: RAMALHO, 2014.

rodada, em 2004, esse bloco sequer recebeu ofertas⁵⁶. Esse tipo de ocorrência é explicado pela diretora-geral da ANP⁵⁷:

Não existe essa coisa de olhar [uma área] com uma lupa que permita dizer o que está vendo hoje é o mesmo que se verá daqui a 20 anos. Não é assim. O conhecimento é progressivo e a inserção da tecnologia vai fazendo com que as empresas façam mais descobertas, mais e mais barato.

Assim, levando-se em conta o contexto tão menos favorável por ocasião do leilão do campo de Lula, não resta dúvida que os resultados obtidos com a sua concessão foram melhores do que aqueles da partilha de produção no campo de Libra^{58,59}, cujo potencial foi classificado pelo presidente da PPSA como *sem igual no mundo*⁶⁰.

Tendo em vista que atualmente o risco exploratório do campo de Libra é consideravelmente menor do que a média de áreas ofertadas em leilão no mundo, era natural e legítimo que o Estado agisse no sentido de obter maior parcela da renda petrolífera. O que se critica é o caminho escolhido, de turbulenta tramitação legislativa e causa de judicialização ainda não resolvida⁶¹. Por que se preferiu uma alteração legal tão profunda em vez do simples aumento das alíquotas da participação especial por meio da alteração do Decreto 2.705/1998⁶²? Afinal a participação especial e o excedente em óleo são similares, pois ambos incidem sobre ganhos líquidos.

A Lei 9.478/1997 permite que a participação especial seja critério de julgamento da proposta mais vantajosa, bastando apenas alterar a forma de cálculo dessa

⁵⁶ VALOR ECONÔMICO, 2010.

⁵⁷ Idem, *ibidem*.

⁵⁸ Reportagem da versão eletrônica da revista alemã *Der Spiegel* considerou o resultado do leilão de Libra uma *pechincha* para as petroleiras. Fonte: GLÜSING, 2010.

⁵⁹ Analistas de mercado do Deutsche Bank consideraram que o resultado do leilão do campo de Libra, a menos do bônus de assinatura, foi igual aos dos contratos de concessão em termos de rentabilidade: *Although the companies will collectively pay a sizeable \$7bn signature bonus (c\$1.4bn for each of Total and Shell), by offering Government the minimum 41.65% share of profit oil the companies have effectively accessed a very material resource opportunity on terms (ex bonus) that are largely in-line with the current attractive concession regime*. Fonte: DEUTSCHE BANK, 2013.

⁶⁰ POLITO, 2014.

⁶¹ O novo marco legal do setor de petróleo, por meio da Lei 12.734/2012, alterou a forma de distribuição dos royalties do petróleo e da participação especial. Os estados prejudicados com a nova divisão, Rio de Janeiro e Espírito Santo, ajuizaram duas ações diretas de inconstitucionalidade contra essa Lei. Fonte: NOTÍCIAS STF, 2013.

⁶² Decreto que define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais no contrato de concessão estabelecido pela Lei 9.478/1997.

participação via decreto. Poderia ser definida uma alíquota mínima de participação especial, e o vencedor seria quem oferecesse o maior ágio.

Se o campo Libra tivesse sido licitado no regime de concessão com alíquota efetiva de participação especial de 50%, mantendo a mesma participação de 40% da Petrobras no consórcio e o bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões, de acordo com a simulação da Tabela 3, a participação governamental aumentaria em relação ao que foi obtido com a partilha de produção, passando de 76,5% para 78,2% e de 75,8% para 76,9%, com a cotação do barril de petróleo a US\$ 50 e US\$ 100, respectivamente.

O aumento da participação especial, todavia, não satisfazia ao Governo, como esclareceu a EMI 38/2009: *arranjos pontuais como o aumento das participações governamentais previstas na Lei do Petróleo também não atendem à complexidade desse novo paradigma e às responsabilidades da União.*

Já foi visto neste trabalho que as vantagens para o Estado advindas de ser proprietário do petróleo são discutíveis, principalmente quando a União já é a controladora da empresa que produz 85% do petróleo do País. Portanto a única razão palpável para a mudança de regime, escamoteada pela retórica pomposa da EMI nº 38/2009, é o interesse do Governo em aumentar a arrecadação da União⁶³ em detrimento de estados e municípios⁶⁴.

Enquanto a participação especial é dividida entre a União, estados e municípios, o excedente em óleo é todo da União. Mesmo o aumento de 10% para 15% nos *royalties* da partilha de produção não compensará a perda dos estados e municípios com a não incidência da participação especial, pois os campos do pré-sal são de grande produtividade⁶⁵, e nesse tipo de campo a arrecadação da participação especial supera a dos *royalties*.

Do exposto neste item, pode-se concluir que a renda petrolífera apropriada pelo Estado brasileiro depende das alíquotas de excedente em óleo da União, *royalties*, participação especial e participação da Petrobras nos consórcios, e não do tipo de

⁶³ DIAS; RENAULT, 2013, pp. 153-178.

⁶⁴ Enquanto os parlamentares de estados produtores e não produtores digladiavam-se no Congresso Nacional na tentativa de beneficiar seus estados com a maior proporção possível dos *royalties*, pareciam não perceber o quanto a União os prejudicava com a mudança do regime de concessão para o de partilha da produção.

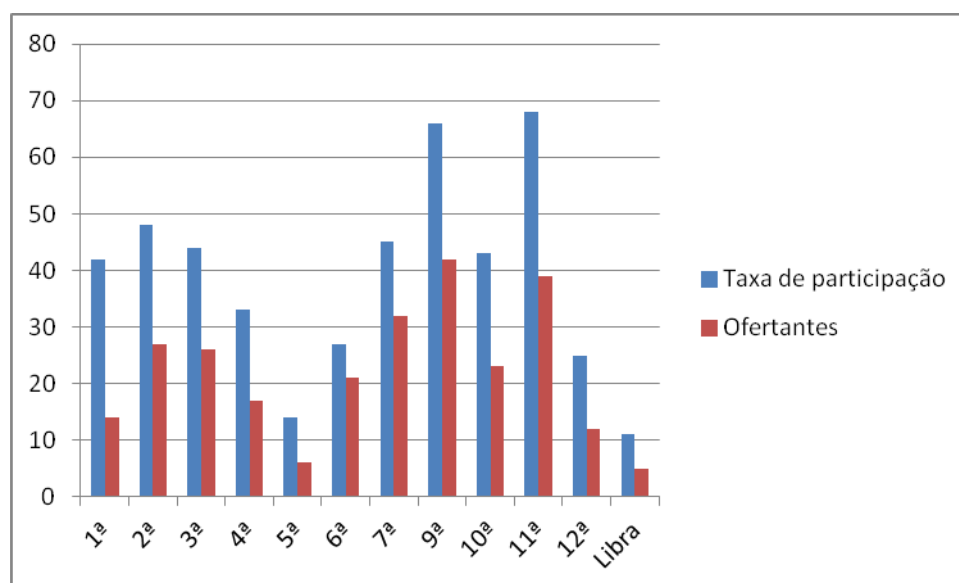
⁶⁵ O campo de Lula já é o segundo maior produtor de petróleo e gás natural no Brasil. Fonte: ANP, 2014b.

regime, se concessão ou partilha de produção. No caso do leilão do campo de Libra, licitado no regime de partilha de produção, a renda petrolífera apropriada pelo Estado é muito semelhante à apropriada no campo de Lula, licitado no regime de concessão, embora o risco exploratório na ocasião das licitações era muito menor no campo de Libra do que no campo de Lula.

E) Manter atrativa a atividade de exploração e produção no País:

Pode-se avaliar a atratividade do setor de exploração e produção de petróleo no Brasil pela quantidade de empresas que estão dispostas a investir aqui recursos próprios em uma atividade de risco tão elevado. Na Figura 3, é apresentado o número de empresas participantes nas rodadas de licitação realizadas pela ANP.

Figura 3 – Número de empresas que pagaram taxa de participação e fizeram ofertas nas rodadas de licitação da ANP⁶⁶.



A Figura 3 mostra que o regime de concessão atraiu mais empresas do que o leilão do campo de Libra. No final de 2014, quarenta e oito empresas eram concessionárias em campos de petróleo produtores no Brasil, sendo que vinte e três empresas atuavam como operadoras⁶⁷.

A adoção do regime de partilha de produção, nos moldes em que se deu, diminuiu a atratividade da atividade de exploração e produção de petróleo no Brasil,

⁶⁶ Fonte: ANP, 2015f.

⁶⁷ ANP, 2014b.

seja diretamente, pelas novas regras, seja indiretamente, pelo longo período decorrido sem licitações durante a discussão e após a aprovação do novo marco legal do setor de petróleo.

O papel preponderante da PPSA no comitê operacional que administra o consórcio vencedor da licitação, a obrigatoriedade de a Petrobras ser operadora exclusiva e a participação mínima da estatal com 30% do consórcio vencedor⁶⁸ indubitavelmente pesam contra a atratividade do setor petrolífero brasileiro no regime de partilha de produção.

O novo modelo de governança, em especial a atuação da PPSA, gera insegurança entre as empresas petrolíferas, principalmente no que diz respeito ao cálculo do custo em óleo⁶⁹. A PPSA, representante da União no comitê operacional, poderia agir no sentido de subavaliar o custo em óleo, o que acarretaria o aumento do excedente em óleo e, por consequência, da participação governamental.

Quanto à obrigatoriedade de a Petrobras ser operadora exclusiva, as empresas temem que a ingerência política sobre a estatal provoque aumento de custos e atrasos nos cronogramas⁷⁰. A preocupação das empresas é pertinente, haja vista os multibilionários casos de superfaturamento que estão sendo revelados pelas investigações da Operação Lava Jato.

Por fim, a participação mínima da Petrobras com 30% distorce completamente a dinâmica do leilão e induz a formação de um consórcio único.

Considerando que a Petrobras é a empresa que detém o maior conhecimento do pré-sal e fará parte obrigatoriamente do consórcio que explorará o campo, interessa às outras empresas associar-se à estatal previamente ao leilão. Dessa forma, evitam-se duas possíveis situações insatisfatórias: ficar fora do consórcio vencedor ou vencer o leilão, mas com um lance exageradamente alto. Para a Petrobras, por sua vez, também interessa a composição prévia, porque assim a estatal escapa de ter de aderir a um consórcio que venceu o leilão com um lance mais alto do que a estatal julga economicamente viável.

⁶⁸ A obrigatoriedade de formação de consórcio com participação da Petrobras e da PPSA pode ser vista inclusive como inconstitucional ao afrontar a liberdade de associação. Fonte: MÜSSNICH; VÉRAS, 2014.

⁶⁹ SAFATLE, 2013.

⁷⁰ QUINTANS, 2013.

Em síntese, a licitação no regime de partilha de produção não obedece ao princípio constitucional da isonomia nos processos de licitação pública nem estimula a competitividade. Assim, o resultado do leilão do campo de Libra não poderia ser outro. O representante da Petrobras esperou até o último minuto do leilão, para confirmar se não haveria mesmo outro concorrente, e entregou um dos três envelopes com propostas diferentes que trazia⁷¹: o que continha a oferta de 41,65% de excedente em óleo para a União, a mínima permitida pelo edital.

A oferta vencedora ficou aquém do esperado. Analistas do Banco Credit Suisse consideravam que, em ambiente de alta competição, mas com razoabilidade, a proposta vencedora ficaria entre 50% e 70%⁷².

O leilão do campo de Libra foi um verdadeiro anticlímax. Chegou-se a especular que quarenta empresas, agrupadas em oito consórcios, participariam do leilão⁷³, mas, no fim, apenas onze empresas se inscreveram e um único consórcio foi formado. Poucas semanas antes do leilão, mesmo com a confirmação de apenas onze empresas, o Governo temia que ocorresse um *superágio*, uma oferta acima de 60%, que comprometesse a já cambaleante Petrobras⁷⁴. A realidade é que esse *risco* nunca existiu.

Os efeitos negativos indiretos sobre a atratividade do setor de exploração e produção de petróleo no Brasil, provocados pelo longo período sem licitações que se seguiu à descoberta do pré-sal e à posterior discussão e implementação do novo marco legal, atingiram com especial gravidade a cadeia produtiva do setor.

Como já foi visto neste trabalho, da 9ª rodada de licitações, em 2007, foram retirados os 41 blocos situados na área do pré-sal na Bacia de Santos. Em 2008, foi realizada a 10ª rodada de licitações, mas somente com a oferta de blocos terrestres. A 11ª rodada só viria a ser realizada em 2013, quando voltaram a ser ofertados blocos na plataforma continental.

Essa longa descontinuidade nas licitações prejudicou a cadeia produtiva do setor de petróleo, pois, à medida que blocos não produtivos vão sendo devolvidos para ANP, as empresas precisam arrematar novos blocos para continuar sua atividade exploratória.

⁷¹ SCHÜFFNER, 2010.

⁷² CREDIT SUISSE, 2013.

⁷³ POLITO; RAGAZZI; GÓES; NOGUEIRA, 2013.

⁷⁴ BITENCOURT; RITTNER, 2013.

Mas se não ocorrem licitações, as equipes e as estruturas de apoio têm de ser desmobilizadas por falta de trabalho.

Em 2007, o número de campos em exploração no Brasil era de 505, essa cifra caiu para 287 em 2012⁷⁵. Até mesmo a Petrobras foi prejudicada por essa moratória de licitações, a área dos blocos outorgados para a exploração para a Petrobras caiu de 140 mil km² para 76 mil km² entre 2007 e 2013⁷⁶. Além de fechamento de empresas, fuga de investimentos, perda de empregos e de arrecadação de impostos, reduziram-se as possibilidades de novas descobertas de petróleo.

Se o leilão do campo de Libra for o paradigma, não há dúvida de que a partilha de produção diminuiu a atratividade do setor de exploração e produção de petróleo no Brasil.

F) Contribuir para o fortalecimento da posição internacional do País:

Relações internacionais não são o foco deste trabalho, motivo pelo qual a análise dos efeitos do regime de partilha de produção sobre a inserção internacional do Brasil ficará restrita à verificação do atingimento das expectativas do Governo⁷⁷.

O Ministro de Minas e Energia à época de discussão do novo marco legal do setor de petróleo deu indicações de como o Governo imaginava utilizar o petróleo do pré-sal para reforçar a posição do Brasil no cenário internacional⁷⁸:

Se os Estados Unidos quiserem contratos de longo prazo para fornecimento, o governo terá petróleo para vender e poderá estabelecer condições. [...] De que forma? Negociando a redução de barreiras aos nossos produtos agrícolas, por exemplo.

Depreende-se da declaração do Ministro que é a propriedade do petróleo o instrumento a ser utilizado para a consecução de objetivos que o Governo considera relevantes no plano externo⁷⁹. Resta verificar se o regime de partilha de produção contribui mais para esse objetivo do que o regime de concessão. Esse tema já foi

⁷⁵ Fonte: ANP, 2014a.

⁷⁶ FOSTER, 2014, p. 11.

⁷⁷ Para um estudo mais detalhado do tema, recomenda-se: MACHADO, 2013.

⁷⁸ DIEGUEZ, 2012.

⁷⁹ Para avaliar o poder de pressão do País, é importante também ter em mente quanto as exportações brasileiras representarão no mercado internacional de petróleo. Considerando as estimativas da Petrobras, constantes em seu Plano Estratégico 2030, no período 2020-2030, a produção média de petróleo no Brasil será de 5,2 milhões de barris por dia, e o consumo médio de derivados será de 3,4 milhões de barris por dia. Portanto haveria produção suficiente para a exportação de 1,8 milhão de barris por dia de petróleo. Em 2013, de acordo com do Anuário Estatístico da OPEP, esse valor corresponderia a 4,5% das exportações mundiais, e o Brasil seria o 9º maior exportador. Fonte: OPEC, 2014.

abordado no item A desta seção, mas será complementado com breve análise quantitativa.

A União é controladora da Petrobras e, se julgar necessário, pode fazer com que a estatal assine contratos de fornecimento de petróleo de longo prazo que tragam benefícios como o exemplificado pelo Ministro. Nesse aspecto, há pouca diferença entre a Petrobras comercializar seu próprio petróleo ou ser agente comercializador da parcela do excedente em óleo União, como autoriza a Lei 12.351/2010.

Mas quanto petróleo a União e a Petrobras receberão no contrato de partilha de produção do campo de Libra? Para responder essa pergunta é necessário somar três parcelas: o excedente em óleo da União, o excedente em óleo da Petrobras e o custo em óleo da Petrobras. Com os dados da simulação da Tabela 3, é possível chegar ao resultado, apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Porcentagem do petróleo da Petrobras e da União no contrato de partilha de produção do campo de Libra

	Libra Partilha	Libra Partilha
Preço por Barril (A)	US\$50,00	US\$100,00
Royalty (B= A x 15%)	US\$7,50	US\$15,00
Finding Cost (C)	US\$0,72	US\$0,72
Lifting Cost (D)	US\$15,33	US\$15,33
Custo em óleo (US\$) (E = B + C + D)	US\$23,55	US\$31,05
Custo em óleo (% da produção) (F = [E / A] x 100)	47,1%	31,1%
Custo em óleo da Petrobras (% da produção) G = F x 0,4	18,8%	12,4%
Excedente em óleo (% da produção) (I = 100% - F)	52,9%	69,0%
Excedente em Óleo da União (% da produção) (J = I x 0,4136 ou 0,4316)	21,9%	29,8%
Excedente em óleo das empresas (% da produção) (K = I - J)	31,0%	39,2%
Excedente em óleo da Petrobras (% da produção) (L = K x 0,4)	12,4%	15,7%
Petróleo da Petrobras e União (% da produção) (M = G + J + L)	53,1%	57,9%

Na simulação apresentada na Tabela 4, os percentuais do petróleo produzido que cabem à União e à Petrobras no contrato de partilha de produção do campo de Libra são de 53,1% e 57,9%, considerando o preço do barril de petróleo a US\$ 50 e US\$ 100, respectivamente.

Como já mencionado, a Petrobras produz mais de 80% do petróleo nacional por meio de contratos de concessão. Ou seja, em termos de apropriação de petróleo, o contrato de partilha de produção do campo de Libra representou uma perda para o Brasil em relação aos níveis historicamente obtidos nos contratos de concessão.

G) Contribuir para a ampliação da base econômica e industrial brasileira:

Com relação a este item, dois aspectos podem ser abordados para comparar os regimes de concessão e de partilha de produção: a política de conteúdo local⁸⁰ e os recursos destinados à pesquisa, desenvolvimento e inovação (P,D&I).

Sem entrar no mérito da política, o que exigiria um trabalho específico para ser tratado com a profundidade necessária, foram comparados os percentuais de conteúdo local obtidos em cada uma das rodadas de licitação organizadas pela ANP, incluindo o leilão do campo de Libra. O resultado é mostrado na Figura 4.

A Figura 4 mostra que as licitações no regime de concessão, a partir da quinta rodada⁸¹, apresentam índices médios de conteúdo local apreciavelmente superiores aos índices de conteúdo local estabelecidos no leilão do campo de Libra.

Além de ter valores globais de conteúdo local mais baixos que os contratos de concessão, o contrato de partilha de produção do campo de Libra também reduziu os percentuais mínimos nos itens de maior complexidade tecnológica⁸².

Com relação aos incentivos em P,D&I, os contratos de concessão possuem cláusula determinando que, caso o campo recolha participação especial, 1% da receita bruta de produção seja aplicado em P,D&I em empresas localizadas no Brasil, universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico nacionais. Entre

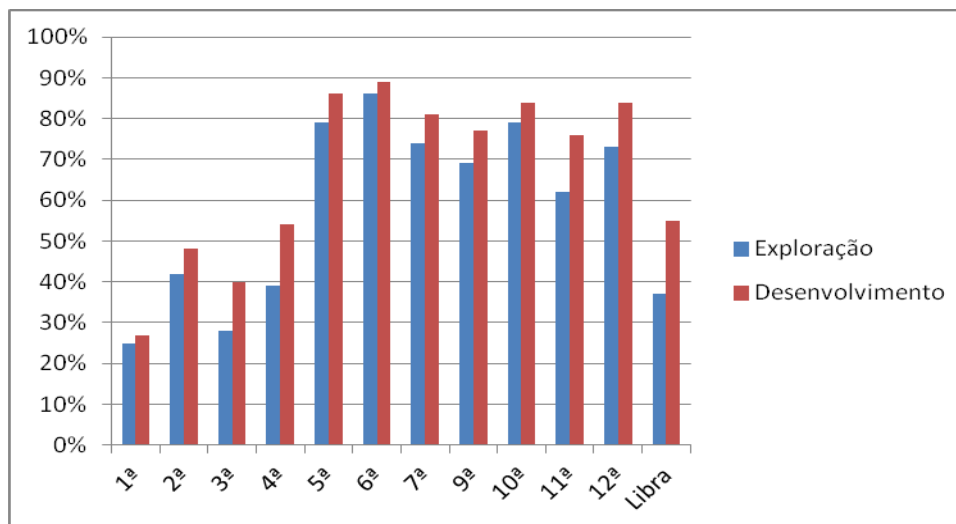
⁸⁰ Conteúdo local, de acordo com a Lei nº 12.351/2010, é a proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade;

⁸¹ Nas rodadas de licitação no regime de concessão, o percentual de conteúdo local foi um dos critérios de julgamento da proposta.

⁸² VILLAVERDE, 2013.

1999 e 2013, a obrigação de investimento em P,D&I montou a cerca de R\$ 9 bilhões⁸³. O modelo foi tão bem sucedido que foi replicado no contrato de partilha de produção.

Figura 4 – Conteúdo local médio nas rodadas de licitação da ANP⁸⁴.



Também com relação à ampliação da base econômica e industrial brasileira, o regime de concessão foi mais efetivo do que o de partilha de produção.

H) Garantir o fornecimento de petróleo e gás natural no País:

Antes de desenvolver este item, é importante ressaltar que a EC 9/1995 não retirou da União a titularidade do monopólio das atividades do setor de petróleo, incluindo a exportação e a importação de petróleo e derivados, apenas autorizou que empresas fossem contratadas para executá-las. Portanto a União guarda grande poder de intervenção no setor. Além disso, a Constituição prevê que a garantia do fornecimento interno seja tratada em lei.

Essa determinação constitucional foi atendida pela Lei 9.478/1997, que determina, no art. 60, às empresas de importação e exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensado, no exercício de suas atividades, observarem as diretrizes do CNPE, em particular as relacionadas com o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis, instituído pela Lei 8.176/1991. Essa disposição aplica-se independentemente do tipo de regime de exploração e produção de petróleo.

⁸³ ANP, 2015g

⁸⁴ ANP, 2015f.

Ainda no que tange à segurança do abastecimento do mercado interno, cabe observar que, além da garantia decorrente de a Petrobras ser responsável por mais de 80% da produção nacional, os contratos de concessão, assim como o contrato de partilha de produção em relação ao óleo devido às empresas do consórcio, possuem cláusulas para, em casos de emergência, limitar a exportação do petróleo e do gás natural produzidos no Brasil⁸⁵.

Se o objetivo pretendido for a garantia do fornecimento interno em longo prazo, controlando o ritmo de extração para evitar o esgotamento precoce das reservas petrolíferas⁸⁶, a melhor forma de atingi-lo é pelo controle do ritmo de realização das licitações, independentemente do tipo de regime de exploração e produção, e não pelo ritmo de produção dos campos⁸⁷.

Limitar a extração de petróleo de um campo abaixo da capacidade de produção desenvolvida – ou seja, criar capacidade ociosa – gera custo. A Arábia Saudita e alguns outros produtores do Golfo Pérsico podem fazer uso dessa prática – para de forma orquestrada alterar a oferta e influir nas cotações do petróleo – porque são grandes produtores e a capacidade ociosa é proporcionalmente pequena em relação a sua

⁸⁵ *Abastecimento do Mercado Nacional*

12.6 Em situações de emergência que possam colocar em risco o abastecimento nacional de Petróleo e/ou de Gás Natural, bem como de seus derivados, a ANP poderá determinar ao Concessionário que limite suas exportações destes hidrocarbonetos.

12.6.1 Considera-se situação de emergência aquela assim decretada pelo(a) Presidente da República.

12.6.2 A parcela da Produção com exportação limitada deverá ser direcionada ao atendimento do mercado brasileiro ou à composição de estoques estratégicos para o País.

12.6.3 A ANP notificará formalmente o Concessionário quanto à limitação das exportações com antecedência mínima de 30 (trinta) dias.

12.6.4 A parcela da Produção sobre a qual incidir a restrição à livre disposição será, a cada mês, determinada em relação à proporção da participação do Concessionário na Produção nacional de Petróleo e Gás Natural relativa ao mês imediatamente anterior. ANP, 2015h.

⁸⁶ Como indicou o Ministro de Minas e Energia à época da mudança do marco legal do setor de petróleo: *O Brasil está interessado em expandir gigantescamente sua exploração no pré-sal? Ou o Brasil pode se interessar em produzir apenas para o seu consumo interno e mais 30% para exportação?* Fonte: DIEGUEZ, 2012.

⁸⁷ Estão sendo consideradas as melhores práticas da indústria petrolífera, entendidas, de acordo com o glossário da ANP, como: *Práticas e procedimentos visando a maximização da recuperação dos recursos petrolíferos de forma técnica e economicamente sustentável e que estejam em consonância com a conservação e o uso racional de petróleo e gás natural, controle do declínio das reservas e a preservação do meio ambiente.*

A Portaria ANP 90/2000, que trata do Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento dos campos de petróleo, estabelece que entre os princípios básicos que norteiam o plano de desenvolvimento está *a garantia da conservação dos recursos petrolíferos, que pressupõe: a recuperação eficiente de hidrocarbonetos existentes nas jazidas petrolíferas e gaseíferas, o controle do declínio de reservas e a minimização das perdas na superfície.*

O plano de desenvolvimento deve ser submetido à ANP para aprovação, e o seu não cumprimento enseja a aplicação de penalidades previstas na Lei 9.847/1999. Fonte: ANP, 1990.

produção. Além disso, o custo da capacidade ociosa é suportável, porque os poços de petróleo naquela região, por serem em terra e de boa produtividade, exigiram investimento relativamente baixo e são de custo de manutenção também baixo.

Na área do pré-sal, entretanto, onde os campos muitas vezes se situam a mais de 200 km da costa e com lâmina d'água superior a 2.000 m, o custo de manter capacidade ociosa seria proibitivo. Um poço no pré-sal custa mais de US\$ 100 milhões, e uma unidade FPSO – unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo – pode passar dos US\$ 3 bilhões. Sem falar do custo de manutenção de uma FPSO em alto mar. Estima-se, por exemplo, que o desenvolvimento do campo de Libra vai exigir investimentos de US\$ 80 bilhões⁸⁸. Realizar um investimento desse porte e não produzir petróleo é suicídio econômico, qualquer que seja o regime de exploração e produção de petróleo.

Do que foi exposto acima, fica claro que a garantia de fornecimento de petróleo e gás natural no Brasil pode ser igualmente alcançada com os regimes de concessão ou de partilha de produção.

I) Evitar distorções macroeconômicas resultantes da entrada de elevados volumes de recursos relacionados à exportação dos hidrocarbonetos produzidos no Pré-Sal:

Este item refere-se especificamente ao Fundo Social, um fundo soberano criado com o objetivo de evitar no Brasil a ocorrência da *doença holandesa*⁸⁹ em razão da exportação do petróleo do pré-sal. A principal sequela da *doença holandesa* é a desindustrialização.

Um fundo soberano funciona como um *registro* na entrada de moeda estrangeira no país, redirecionando o excesso de recursos para investimentos externos e, dessa forma, impedindo que a moeda local fique sobrevalorizada. Outra função importante do fundo soberano é poupar recursos tanto para a adoção de medidas anticíclicas de estímulo à economia nos momentos de crise econômica ou de queda da cotação do petróleo quanto para o proveito das futuras gerações, que assim também se beneficiariam da exploração de um recurso não renovável.

⁸⁸ RAMALHO; POLITO, 2014.

⁸⁹ A *doença holandesa* é a valorização excessiva da moeda local por um longo período em razão da entrada abundante no país de recursos gerados pela grande exportação de recursos naturais. O nome é devido à primeira vez em que o problema foi identificado pelos economistas, na Holanda, nos anos 1960, causado pela exportação de gás natural.

Como se vê, a criação e a operação do Fundo Social também independem do regime de exploração e produção de petróleo.

4 QUAL É O MELHOR REGIME DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO: CONCESSÃO OU PARTILHA DE PRODUÇÃO?

A análise da seção anterior mostrou que não existe aprioristicamente *melhor* regime de exploração e produção de petróleo. Há realmente uma diferença marcante entre a concessão e a partilha de produção: a forma – moeda ou óleo – de apropriação pelo Estado da renda petrolífera. Mas somente com a avaliação de cada caso individualmente é possível dizer qual regime é o mais apropriado. Ainda assim, essa avaliação depende de critérios e de pesos para sua valoração que derivam de escolhas estratégicas de caráter arbitrário.

Quando da adoção do regime de partilha de produção no Brasil, o Governo estabeleceu uma série de premissas para justificar essa mudança na legislação setorial do petróleo. Todavia, ao serem comparados à luz dessas premissas governamentais, o conjunto das licitações feitas no regime de concessão mostrou-se mais vantajoso para o Brasil do que o leilão do campo de Libra, o primeiro no regime de partilha de produção. Inclusive naqueles itens que foram considerados mais relevantes pelo próprio Governo: o percentual de apropriação da renda petrolífera e o controle sobre as reservas de petróleo pelo Estado.

Ou seja, os números apresentados comprovam que o regime de concessão não é *entreguista* como apregoam seus críticos⁹⁰, pelo menos, se comparado com o resultado do leilão do campo de Libra, considerado um grande êxito pelo Governo⁹¹. A diretora-geral da ANP chegou a dizer após o leilão do campo de Libra que *sucesso maior que esse era difícil de imaginar*⁹².

Quando se vai além de ideologias anacrônicas, *slogans* idem e *marketing* político-eleitoral, ficam claros os benefícios para o Brasil advindos do regime de concessão. Entre 1999, ano da primeira rodada de licitações com concessão, e 2013, as

⁹⁰ Nas palavras do Ministro de Minas e Energia à época da instituição do regime de partilha de produção: *Depende de que lado nós estamos. Se estamos do lado do interesse nacional, o contrato de partilha é melhor. Se do lado das petroleiras, então é o contrato de concessão.* Fonte: DIEGUEZ, 2012.

⁹¹ ROMERO; PERES, 2013.

⁹² GÓES, 2013.

reservas provadas e a produção brasileira de petróleo aumentaram 91% e 84%, respectivamente^{93,94}. O Brasil chegou mesmo a atingir a autossuficiência volumétrica por um curto período em meados da década de 2000.

Além disso, segundo Teixeira (2013), os mais de 900 contratos de concessão assinados até a 11ª rodada contribuíram com aproximadamente R\$ 205 bilhões aos cofres públicos em participações governamentais – *royalties*, participação especial, bônus de assinatura e pagamento pela retenção de área – e propiciaram que os investimentos anuais em exploração e produção de petróleo saltassem de cerca de US\$ 4 bilhões, em 1997, para cerca de US\$ 40 bilhões em 2013, sendo que 25% desses investimentos foram feitos por empresas que puderam entrar nesse setor graças à quebra do monopólio da Petrobras.

A própria descoberta do pré-sal, que ensejou a adoção do regime de partilha de produção, foi consequência da quebra do monopólio da Petrobras e da introdução do regime de concessão, como aponta Moraes (2013, p.220):

As descobertas de acumulações de Petróleo no Pré-sal foram resultado do fim do monopólio da PETROBRAS, em 1997, e dos compromissos exploratórios firmados pelos consórcios, nas áreas leiloadas pela ANP; com base na nova lei do petróleo adotada pelo Brasil (Lei nº 9.478/97), que passou a permitir explorações de petróleo e as demais atividades da indústria do petróleo por empresas de capital privado.

Se outros leilões de blocos no pré-sal tivessem sido realizados, mesmo no regime de concessão, os resultados poderiam ter sido melhores do que os obtidos no leilão do campo de Libra. Porém o longo período sem licitações, decorrente da alteração do marco legal do setor de petróleo, não permitiu. Além dos prejuízos já apontados neste trabalho, a moratória de licitações fez com que o Brasil perdesse o momento de conjuntura mais favorável para leiloar blocos no pré-sal.

A licitação dos blocos retirados da nona rodada, com aumento da participação especial por meio de decreto, poderia ter sido feita no primeiro semestre de 2008, quando a economia global crescia vigorosamente e levava junto a cotação do petróleo, que batia recordes seguidos. Inclusive estimava-se que o preço do barril logo chegaria a

⁹³ ANP, 2014a.

⁹⁴ ANP, 2004.

US\$ 200⁹⁵. Na ocasião, todos buscavam avidamente por novas fontes de petróleo, pois o consumo crescia mais do que a produção. Com a descoberta de petróleo no pré-sal, o Brasil tornou-se a fronteira exploratória mais cobiçada, mas não soube tirar proveito disso.

Em 2013, ano do leilão do Campo de Libra, a situação já não era tão favorável. É verdade que a cotação do barril de petróleo ainda estava acima de US\$ 100, porém a economia mundial ainda patinava tentando se recuperar da crise de 2008, e, o mais relevante, outras fontes de petróleo foram encontradas, em especial o petróleo não convencional, extraído de folhelhos nos Estados Unidos e de areias betuminosas no Canadá, mas também o petróleo convencional explorado no Golfo do México, na costa da África e no Ártico. Acrescente-se, ainda, a produção iraquiana de petróleo em recuperação após as guerras que o país viveu.

Evidentemente as empresas multinacionais não ficaram esperando enquanto o Brasil levava anos para se decidir sobre que regime de exploração e produção adotaria, partiram em busca de petróleo em outras paragens. A petroleira norueguesa Statoil, a quinta maior produtora no Brasil, por exemplo, não participou do leilão do campo de Libra porque seu *portfolio* já estava comprometido com ativos em outras partes do mundo⁹⁶.

Infelizmente, na exploração e produção de petróleo no pré-sal, a famosa frase de Roberto Campos mostrou que permanece atual: *O Brasil não perde oportunidade de perder oportunidade*.

As regras do regime de partilha de produção adotado no Brasil trazem o DNA das correntes de pensamento que sempre foram opositoras da quebra do monopólio da Petrobras. Aliás, de forma mal disfarçada, o regime de partilha reinstituiu o monopólio da Petrobras no pré-sal. Contraditoriamente, essas correntes ressaltam as qualidades e a força da Petrobras ao mesmo tempo em que defendem que a estatal seja protegida da concorrência das empresas multinacionais.

Contudo o desempenho da estatal após o fim do monopólio mostrou que a Petrobras era capaz de enfrentar de igual para igual as petroleiras multinacionais e vencer a concorrência sem necessidade de legislação protecionista. E, ao contrário do vaticinado, não houve a temida desnacionalização das reservas petrolíferas brasileiras.

⁹⁵ SUBRAHMANYAN, 2008.

⁹⁶ NOGUEIRA, 2013.

A prática mostrou os benefícios que leilões em igualdade de condições entre os concorrentes trouxeram para o setor do petróleo. Ainda assim, se fazem campanhas contrárias à abertura do setor às empresas privadas. Geralmente fazendo uso de simplificações maniqueístas que opõem a Petrobras às empresas privadas e negligenciam aspectos importantes relacionados a essa questão.

Em que pese toda a importância econômica da Petrobras para o Brasil, não se pode esquecer que a empresa não é uma empresa pública, e sim de economia mista, e que mais da metade de seu capital social está nas mãos de particulares, em grande parte estrangeiros. Por conseguinte, todo privilégio que é dado à Petrobras beneficia também esses particulares.

Além disso, não há identidade perfeita entre os interesses da Petrobras e os interesses do Brasil. Isto é, nem tudo que é bom para a Petrobras é bom para o Brasil. A Petrobras, como todo grupo organizado, possui espírito de corpo e age no sentido de atingir seus objetivos e maximizar seus ganhos, algumas vezes à custa de perdas para o resto dos brasileiros. Haja vista as tentativas recorrentes da Petrobras de subdividir grandes campos de petróleo em campos menores, e, assim, pagar menos participação especial^{97,98}, muito embora o dinheiro recolhido com a participação especial, entre outras finalidades, seja destinado à saúde e à educação.

Já as empresas privadas, nacionais ou estrangeiras, não podem ser vistas como se fossem clandestinas ou estivessem dedicadas à realização de atividades em prejuízo do Brasil. Pelo contrário, funcionam de acordo com a legislação brasileira, criam empregos, geram renda, recolhem tributos e *royalties* e estão submetidas à fiscalização do poder público como qualquer empresa. Sem esquecer que investem capital de risco no País. E, no setor de petróleo, tanto o capital quanto o risco são grandes⁹⁹. Dessa forma, quando ocorre, o lucro não deve ser considerado saque da riqueza nacional. Trata-se, isso sim, de um jogo de ganha-ganha para Estado e empresas.

Certamente não é o controle – estatal ou privado – nem a origem do capital – nacional ou estrangeiro – que fazem com que as empresas atuem alinhadas aos

⁹⁷ PITA, 2014.

⁹⁸ As alíquotas de participação especial aumentam com a produção do campo de petróleo. Ao subdividir um campo, transforma-se um grande produtor em vários produtores menores. Dessa forma, paga-se menos participação especial.

⁹⁹ O já mencionado bloco BM-S-22, localizado no *cluster* do pré-sal, foi devolvido pelo concessionário – consórcio formado pela Exxon (40%), Hess (40%) e Petrobras (20%) – após a perfuração de três poços, ao custo de US\$ 150 milhões cada. Fonte: GONZALEZ, 2012.

interesses nacionais, e sim a legislação, a regulação e a fiscalização e controle. Realidade tristemente comprovada pelos fatos descobertos nas investigações da Operação Lava Jato.

Não se justificam, portanto, as condições privilegiadas que a legislação estabeleceu para a Petrobras na exploração do pré-sal. Em condições normais, a Petrobras teria plena capacidade de se desempenhar bem em um leilão, com igualdade de condições entre concorrentes, por blocos do pré-sal.

Se hoje a Petrobras está exaurida, não é em razão da concorrência ou do regime de concessão, mas sim da sangria de recursos ocasionada pelo controle dos preços dos combustíveis – mais de R\$ 60 bilhões, o equivalente a quatro vezes o bônus de assinatura do campo de Libra – e pela execução de multibilionário plano de investimentos, inchado por projetos de rentabilidade negativa e pela aquisição de equipamentos e de serviços com preços muito acima dos praticados por suas congêneres.

A crise provocada na Petrobras é tão grave que, no leilão do campo de Libra, o próprio Governo preferiu que não houvesse uma oferta com ágio significativo de excedente em óleo para a União, o que poderia comprometer ainda mais a débil situação econômico-financeira da estatal.

O protecionismo e a decorrente falta de competição, ao tornarem a eficiência dispensável, criam o ambiente propício para que vicejem práticas patrimonialistas. Como consequência, a riqueza do petróleo brasileiro não se traduz em benefícios para a sociedade, pois é desviada por um oleoduto imaginário: numa ponta, entra o petróleo de que a União abriu mão para amparar a Petrobras, na outra, os recursos são drenados sub-repticiamente da estatal.

Quando os resultados do leilão do campo de Libra são confrontados com toda a expectativa que foi criada pelos defensores do regime de partilha de produção, fica a sensação de que a montanha pariu um rato, talvez vários.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. *A Rodada Zero*. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?id=2649>. Acesso em 23 jan. 2015a.

ANP. *Edital de Licitação para a Outorga do Contrato de Partilha de Produção*. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?id=2798>. Acesso em 27 jan. 2015b.

ANP. *Boletins Mensais de Produção publicados pela ANP*. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=73963&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1423001197770>. Acesso em 3 fev. 2015c.

ANP. *Importações e Exportações (barris equivalentes de petróleo)*. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=8475>. Acesso em 29 jan. 2015d.

ANP. *Resultados da Segunda Rodada de Licitações*. Disponível em http://www.brazil-rounds.gov.br/Resultado_Rodadas/RESUMO_round2_resultados.asp. Acesso em 3 fev. 2015e.

ANP. *Resultado das rodadas de licitações de blocos por rodada*. Disponível em http://www.brazil-rounds.gov.br/portugues/RESUMO_geral_blocos.asp. Acesso em 5 fev. 2015f.

ANP. *Recursos financeiros da cláusula de investimentos em P&D*. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=70156&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1423321836492>. Acesso em 7 fev. 2015g.

ANP. *Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural – Rodada 12*. Disponível em http://www.brazil-rounds.gov.br/round_12/portugues_R12/edital.asp. Acesso em 29 jan. 2015h.

ANP. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. 2014a. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=71976>. Acesso em 29 jan. 2015.

ANP. *Boletim Mensal de Produção de Petróleo e Gás Natural*. Dez. 2014b. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=73964>. Acesso em 3 fev. 2015.

ANP. *Primeira Rodada do Pré-Sal será em outubro deste ano. Notas à Imprensa*. 23 maio 2013. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=66302&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1422299374734>. Acesso em 26 de jan. 2015.

ANP. Portaria nº 90, de 31 de maio de 1990. Disponível em http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/junho/panp%2090%20-%202000.xml. Acesso em 7 fev. 2015.

ANP. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. 2004. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=8974>. Acesso em 7 fev. 2015.

BITENCOURT, Rafael. *Produção em Libra inicia em cinco anos, se o ritmo for ‘rápido’ diz ANP*. *Valor Econômico*, São Paulo, 2 dez. 2013. Disponível em

<http://www.valor.com.br/brasil/3359428/producao-em-libra-inicia-em-cinco-anos-se-ritmo-rapido-diz-anp>. Acesso em 29 jan. 2015.

BITENCOURT, Rafael; RITTNER, Daniel. Planalto mapeia consórcios em Libra e teme 'exagero' em leilão. *Valor Econômico*, São Paulo, 2 out. 2010. Disponível em <http://www.valor.com.br/brasil/3290842/planalto-mapeia-consorcios-em-libra-e-teme-exagero-em-leilao>. Acesso em 5 fev. 2015.

BRASIL. *Diário Oficial da União*. Seção 2. Pág. 217. 7 nov. 2013.

CHAMBRIARD, Magda. *Banco de Dados de Exploração & Produção*. Set. 2013. Disponível em <http://www.senado.gov.br/atividade/materia/getPDF.asp%3Ft%3D136588%26tp%3D1>. Acesso em 31 jan. 2015.

CHAMBRIARD, Magda. *BDEP 10 anos*. Apresentação à Câmara dos Deputados. 2010. Disponível em <http://www2.camara.leg.br/a-camara/altosestudios/pdf/anp-apresentacao>. Acesso em 28 jan. 2015.

CREDIT SUISSE. Libra: not as bad as you think. *LatAm Oil*. 22 jul. 2013. Disponível em https://doc.research-and-analytics.csfb.com/docView?sourceid=em&document_id=x534919&serialid=NHjKco5FHHZhTUQO6edDuZR05Nmv5qw151F2z7bNdLw=. Acesso em 2 fev. 2015.

DEUTSCHE BANK. *Brazil's Libra auction*. 22 out. 2013. Disponível em http://pg.jrj.com.cn/acc/Res/CN_RES/INDUS/2013/10/22/da201f86-8509-4406-8b09-601bb712753e.pdf. Acesso em 5 fev. 2015.

DIAS, Guilherme; RENAULT, Alfredo. A concentração de recursos na União e as perdas das regiões produtoras. In: GIAMBIAGI, Fabio; LUCAS, Luiz Paulo Vellozo.(Orgs.) *Petróleo: reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013, pp.153-178.

DIEGUEZ, Consuelo. O petróleo depois da festa. *Piauí*. São Paulo, nº 72, pp. 30-37, setembro de 2012.

Estadão. *Os Riscos do Pré-sal*. São Paulo, 20 de agosto de 2011. Disponível em <http://opinio.estado.com.br/noticias/geral,os-riscos-do-pre-sal-imp-,761157>. Acesso em 24 jan. 2015.

FARIELLO, Danilo. Lobão anuncia diretoria da estatal PPSA, que representará a União no pré-sal. *O Globo*, Rio de Janeiro, 14 out. 2013. Economia. Disponível em <http://oglobo.globo.com/economia/lobao-anuncia-diretoria-da-estatal-ppsa-que-representara-uniao-no-pre-sal-10360511#ixzz3QFZ3C58F>. Acesso em 28 jan. 2015.

FORMIGLI, José. *500 mil barris de óleo por dia no pré-sal*. Disponível em <http://pt.slideshare.net/fullscreen/petrobrasri/500-mil-barris-de-leo-por-dia-no-prsal/1>. Acesso em 2 fev. 2015.

FOSTER, Maria das Graças Silva. *Plano Estratégico Petrobras 2030*. 26 fev. 2014. Disponível em

<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia/plano-de-negocios-e-gestao/>. Acesso em 30 jan. 2015.

GALP ENERGIA. *Projeto Lula | Brasil*. Disponível em <http://www.galpenergia.com/PT/investidor/Estrategia/PrincipaisProjectos/Lula/Paginas/Projecto-Lula-Brasil.aspx>. Acesso em 3 fev. 2015.

GLÜSING, Jens. Brasiliens Rohstoff-Versteigerung: Schnäppchen für die ÖL-Ausbeuter. *Spiegel Online*. 21 out. 2013. Disponível em <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/brasilien-oelfeld-libra-geht-an-shell-total-petrobras-und-china-a-929176.html>. Acesso em 4 fev. 2015.

GOBETTI, Sérgio Wulff; SERRA, Rodrigo Valente. *Novo Marco Regulatório do Petróleo: desafios na transição do regime de concessão para o regime de partilha*. 2011. Disponível em http://www3.tesouro.fazenda.gov.br/Premio_TN/XVIPremio/financas/2tefpXVIPTN/Tema_4_2.pdf. Acesso em 28 jan. 2015.

GÓES, Francisco. ANP: sucesso maior que esse de Libra é difícil de imaginar. *Valor Econômico*, São Paulo, 21 out. 2013. Disponível em <http://www.valor.com.br/brasil/3311416/anp-sucesso-maior-que-esse-de-libra-e-dificil-de-imaginar>. Acesso em 8 fev. 2015.

GONZALEZ, Angel. Exxon to Relinquish Block in Brazil's Santos Basin. *The Wall Street Journal*, New York, 27 abr. 2012. Disponível em <http://www.wsj.com/articles/SB10001424052702304723304577370270591928742>. Acesso em 10 fev. 2015.

HAYASHI, Mauro Yuji. *Brazilian Pre-salt Update*, p. 19. Maio 2014. Disponível em <http://pt.slideshare.net/fullscreen/petrobrasri/brazilianpresaltupdatecitibankglobalenergyandutilitiesconferenceboston/1>. Acesso em 2 fev. 2015.

LIMA, Paulo César Ribeiro. *Pré-sal: o novo marco legal e a capitalização da Petrobras*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

LOUREIRO, Gustavo Kaercher. Apontamentos à Lei nº 12.351/10 (Lei do Contrato de Partilha de Produção de Petróleo): um primeiro contato. *Revista de Direito Público da Economia – RDPE*, Belo Horizonte, ano 10, n. 38, abr./jun. 2012. Disponível em <http://www.bidforum.com.br/bid/PDI0006.aspx?pdiCntd=79566>. Acesso em 28 jan. 2015.

MACHADO, Ana Cristina Carvalhaes. *O que o pré-sal traz de novo para o país no sistema internacional*. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional, do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2013. Disponível em http://www.ie.ufrj.br/images/pos-graduacao/pepi/dissertacoes/ANA_CRISTINA_CARVALHAES_MACHADO.pdf. Acesso em 5 fev. 2015.

MORAIS, José Mauro de. *Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore*. Brasília: IPEA, Petrobras, 2013.

MÜSSNICH, Francisco; VÉRAS, Rafael. O “descompromisso” regulatório brasileiro. *Valor Econômico*, São Paulo, 24 jun. 2014. Disponível em <http://www.valor.com.br/opiniaio/3591836/o-descompromisso-regulatorio-brasileiro>. Acesso em 5 fev. 2015.

NOGUEIRA, Marta. Compromisso com portfólio tirou Statoil de Libra. *Valor Econômico*, São Paulo, 9 out. 2013. Disponível em <http://www.valor.com.br/empresas/3298132/compromisso-com-portfolio-tirou-statoil-de-libra>. Acesso em 2 fev. 2015.

NORONHA, Maridel Piloto de. *O Controle Externo da Gestão Governamental da Exploração, Produção e Comercialização de Petróleo e Gás Natural em Áreas do Pré-Sal e em Áreas Estratégicas: Uma Análise Institucional*. Monografia (Especialista em Controle Externo). Instituto Serzedello Corrêa do Tribunal de Contas da União. Brasília. 2011. Disponível em <http://portal2.tcu.gov.br/portal/pls/portal/docs/2511133.PDF>. Acesso em 28 jan. 2015.

NOTÍCIAS STF. *Governadores do ES e RJ ajuízam ADIs contra Lei dos Royalties*. 15 de mar. 2013. Disponível em <http://www.stf.jus.br/portal/cms/verNoticiaDetalhe.asp?idConteudo=233573>. Acesso em 4 fev. 2015.

OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries. *World Oil Outlook*. 2014. Disponível em http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WO_O_2014.pdf. Acesso em 7 fev. 2015.

ORDOÑEZ, Ramona. Com operação exclusiva da Petrobras, exploração do pré-sal deve atrasar, diz integrante do consórcio. *O GLOBO*, Rio de Janeiro, 9 abr. 2014. Disponível em <http://oglobo.globo.com/economia/com-operacao-exclusiva-da-petrobras-exploracao-do-pre-sal-deve-atrasar-diz-integrante-do-consorcio-12140955#ixzz3QPVUGf1Y>. Acesso em 30 jan. 2015.

PETERSOHN, Eliane; ABELHA, Marina; PEDROSA, Luciene. *Libra: avaliação Geológica e diretrizes*. 7 set. 2013. Disponível em www.slideshare.net/ANPgovbr/libra-avaliacao-geologica. Acesso em 3 fev. 2015.

PETROBRAS. Batemos em dezembro recordes diário, mensal e anual de produção de petróleo e gás. *Fatos e Dados*. 13 jan. 2015a. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/batemos-em-dezembro-recordes-diario-mensal-e-anual-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural.htm>. Acesso em 26 jan. 2015.

PETROBRAS. Divulgamos os resultados do 3º Trimestre de 2014 não revisados pelos auditores. *Fatos e Dados*. 28 jan. 2015b. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/divulgamos-os-resultados-do-3-trimestre-2014-nao-revisados.htm>. Acesso em 28 jan. 2015.

PETROBRAS. *Resultado do terceiro trimestre 2014 não revisado pelos auditores independentes*. Disponível em <http://investidorpetrobras.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8AAF0C7348D11F37014B32059DF65A0B>. Acesso em 2 fev. 2015c.

PETROBRAS. *Resultado do quarto trimestre 2013*. 25 fev. 2014. Disponível em <http://investidorpetrobras.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A78D68443E2C4890144BDA6CBE13235>. Acesso em 28 jan. 2015.

PETROBRAS. *Panorama 2013*. Disponível em <http://pt.slideshare.net/petrobrasri/panorama-2013-35581137>. Acesso em 2 fev. 2015.

PINHO, Cristina. *Barclay's Oil and Gas Conference*. Set. 2014. Disponível em www.slideshare.net/petrobrasri/petrobras-at-glance-2014. Acesso em 3 fev. 2015.

PITA, Antonio. Petrobras pede arbitragem contra ANP para campo de Lula. *Estadão*, São Paulo, 28 abr. 2014. Disponível em <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,petrobras-pede-arbitragem-contr-a-anp-para-campo-de-lula,183113e>. Acesso em 2 fev. 2015.

POLITO, Rodrigo. Modelo de partilha na exploração da área do pré-sal eleva risco Brasil. *Valor Econômico*, São Paulo, 25 jul. 2014. Disponível em <http://www.valor.com.br/empresas/3627222/modelo-de-partilha-na-exploracao-da-area-do-pre-sal-eleva-risco-brasil>. Acesso em 3 fev. 2015.

POLITO, Rodrigo; RAGAZZI, Ana Paula; GÓES, Francisco; NOGUEIRA, Marta. Com incertezas e custo alto, leilão de Libra tem oito inscritos. *Valor Econômico*, São Paulo, 20 set. 2013. Disponível em <http://www.valor.com.br/brasil/3277162/com-incertezas-e-custo-alto-leilao-de-libra-tem-11-inscritos>. Acesso em 5 de fev. 2015.

QUINTANS, Luiz C. P. Análise de investimento na primeira rodada do pré-sal. *Valor Econômico*, São Paulo, 15 ago. 2013a. Disponível em <http://www.valor.com.br/opiniaio/3234026/analise-de-investimento-na-primeira-rodada-do-pre-sal>. Acesso em 4 fev. 2015.

QUINTANS, Luiz Cezar P. A baixa atratividade no primeiro leilão do pré-sal. *Valor Econômico*, São Paulo, 23 set. 2013b. Disponível em <http://www.valor.com.br/opiniaio/3279136/baixa-atratividade-no-primeiro-leilao-do-pre-sal>. Acesso em 5 fev. 2015.

RAMALHO, André. *Valor Econômico*, São Paulo, 29 dez. 2014. Disponível em <http://www.valor.com.br/empresas/3838510/petrobras-informa-quarta-descoberta-no-campo-de-libra>. Acesso em 4 fev. 2015.

RAMALHO, André; POLITO, Rodrigo. Estatal atrasa plano de negócios e revê crescimento da produção. *Valor Econômico*, São Paulo, 30 jan. 2015. Disponível em <http://www.valor.com.br/empresas/3885482/estatal-atrasa-plano-de-negocios-e-reve-crescimento-da-producao>. Acesso em 30 jan. 2015.

RAMALHO, André; POLITO, Rodrigo. Investimentos em Libra devem atingir US\$ 80 bilhões. *Valor Econômico*, São Paulo, 17 set. 2014. Disponível em <http://www.valor.com.br/empresas/3698918/investimentos-em-libra-devem-atingir-us-80-bilhoes>. Acesso em 7 fev. 2015.

Bruno ROMERO, Cristiano; PERES, Bruno. 'Êxito' no Leilão de Libra dá argumento para Dilma para adiar debate sobre o modelo. *Valor Econômico*, São Paulo, 23 out.

2013. Disponível em <http://www.valor.com.br/brasil/3313392/exito-no-leilao-de-librada-argumento-para-dilma-adiar-debate-sobre-modelo>. Acesso em 8 fev. 2015.

SAFATLE, Claudia. Gestão do novo modelo ainda gera dúvidas. *Valor Econômico*, São Paulo, 17 out. 2013. Disponível em <http://www.valor.com.br/brasil/3307444/gestao-do-novo-modelo-ainda-gera-duvidas>. Acesso em 5 fev. 2015.

SAUER, Ildo. Prefácio. In: LIMA, Paulo César Ribeiro. *Pré-sal: o novo marco legal e a capitalização da Petrobras*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

SCHÜFFNER, Cláudia. Petrobras não será financiada por sócios. *Valor Econômico*, São Paulo, 23 out. 2010. Disponível em <http://www.valor.com.br/empresas/3313296/petrobras-nao-sera-financiada-por-socios>. Acesso em 5 de fev. 2015.

FREITAS, Paulo Springer de. Qual a diferença entre regime de partilha e regime de concessão na exploração do petróleo? *Brasil, Economia e Governo*. 14 mar. 2011. Disponível em <http://www.brasil-economia-governo.org.br/2011/03/14/qual-a-diferenca-entre-regime-de-partilha-e-regime-de-concessao-na-exploracao-do-petroleo/>. Acesso em 28 jan. 2015.

SUBRAHMANYAN, Nessa. Goldman's Murti Says Oil 'Likely' to Reach \$150-\$200 (Update5). *Bloomberg*. 6 maio 2008. Disponível em <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=ayxRKcAZi630>. Acesso em 4 fev. 2015.

TEIXEIRA, Álvaro A. A Exploração e Produção de Petróleo no Brasil – 15 Anos de Abertura. *Interesse Nacional*. Ano 6, nº 22, julho-setembro 2013,. Disponível em <http://interessenacional.uol.com.br/index.php/edicoes-revista/a-exploracao-e-producao-de-petroleo-no-brasil-15-anos-de-abertura/5/>. Acesso em 7 fev. 2015.

VALOR. ECONÔMICO. Maiores reservatórios do pré-sal foram devolvidos por Petrobras e Shell. 13 set. 2010. Disponível em <http://www.valor.com.br/arquivo/846439/maiores-reservatorios-do-pre-sal-foram-devolvidos-por-petrobras-e-shell>. Acesso em 5 fev. 2015.

VETTORAZZO, Lucas; LIMA, Samantha. Exploração de petróleo cairá ao 'mínimo necessário', diz Graça Foster. *Folha de São Paulo*, São Paulo, 29 jan. 2015. Disponível em <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2015/01/1582305-carteira-de-exploracao-da-petrobras-caira-ao-minimo-necessario-afirma-graca.shtml>. Acesso em 30 jan. 2015.

VILLAVARDE, João. Tecnologia brasileira perde espaço no pré-sal. *Estadão*, São Paulo, 13 out. 2013. Disponível em <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,tecnologia-brasileira-perde-espaco-no-pre-sal,167288e>. Acesso em 6 fev. 2015.