

Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios

ILDO L. SAUER^I

e LARISSA ARAÚJO RODRIGUES^{II}

Introdução

O BRASIL, com a descoberta dos recursos do pré-sal, tornou-se um ator potencialmente relevante como produtor e exportador de petróleo, e aposta na geração de excedente econômico associado ao desenvolvimento e extração do petróleo para investimentos sociais capazes de resgatar as graves assimetrias sociais que acometem o povo brasileiro. Dadas as suas especificidades, o petróleo tem sido fonte de disputas pela apropriação de excedente econômico oriundo da diferença entre preço de mercado e custo de produção. Por isso uma das questões fundamentais está vinculada aos mecanismos de formação do preço do petróleo cuja compreensão tem-se revelado precária e revestida de especulações destituídas de fundamentação teórica ou construídas por simplificações inspiradas no senso comum. O preço e sua manutenção têm impacto decisivo sobre a geração e apropriação de excedente econômico, objeto de disputa dentro do sistema capitalista, como motor do processo de acumulação, essencial ao modo de produção capitalista. O preço do petróleo também funciona como balizador que sinaliza as possibilidades de novas fontes, especialmente as renováveis, menos impactantes sobre as mudanças climáticas, com efeito positivo sobre a descentralização da produção e a ampliação do acesso emprego, virem a ocupar espaço mais relevante ou mesmo predominante, como requer o objetivo anunciado de eliminar o uso de combustíveis fósseis. No começo do século XX a mobilidade individual baseada em veículos elétricos disputou o espaço *pari-passu* com os veículos movidos a motor de combustão interna, e, para esses, o etanol disputou o espaço com os derivados do petróleo que acabaram por prevalecer. Nessa contenda, parâmetros relevantes foram os custos e preços relativos de combustíveis e dos veículos. Uma das respostas aos choques dos preços do petróleo das décadas de 1970 e de 2000 foi a tentativa de reintroduzir os veículos elétricos.

O presente trabalho revisa as condições que conduziram o petróleo à posição hegemônica como fonte de energia do modo de produção da atual estrutura urbano-industrial, e examina as possibilidades e consequências de sua eventual

substituição em escala global e seus reflexos para o país. Busca recuperar o referencial teórico sobre a apropriação de recursos naturais no processo produtivo e na geração de riqueza, tanto do ponto de vista da economia política quanto da análise baseada nos balanços líquidos para mobilização das fontes de energia, isto é, do retorno em energia por energia investida para obtê-la, conhecida pela sigla EROI (Energy Return on Energy Investment). Finalmente, à luz desse enfoque, o quadro mundial atual relativo ao papel do petróleo e os conflitos de interesse estratégicos e geopolíticos são examinados, inclusive para oferecer parâmetros de reflexão para o debate sobre o petróleo no Brasil.

Após o anúncio da descoberta da província petrolífera do pré-sal foram geradas expectativas de que o desenvolvimento dos novos recursos abriria uma nova página na história brasileira, propiciando a mudança radical na estrutura social e econômica. Principalmente, haveria recursos para resgatar a dívida social nos campos da educação e saúde públicas, na reforma urbana e agrária, na transição energética para fontes renováveis e proteção ambiental, na modernização tecnológica e avanço da ciência, na construção de infraestrutura capaz de propiciar o incremento da produtividade social do trabalho e assim o incremento e a distribuição da renda em patamar capaz de superar as assimetrias e injustiças que assolam a sociedade brasileira há séculos.

O pré-sal adquiriu dimensão de mito: passou a significar a promessa de fabulosos recursos que permitirão que o Brasil alcance, finalmente, um padrão de serviços públicos condizente com as necessidades básicas da população. O petróleo do pré-sal existe, e em grande quantidade, cuja dimensão real, todavia, ainda é desconhecida. É uma promessa real, concreta. Mas o caminho para transformá-lo em riqueza para a população ainda é incerto. Inúmeros países viram frustradas as expectativas em torno das promessas das riquezas do petróleo. O debate efetivo se situa no campo político: há conflitos de interesses entre os vários atores envolvidos: a população, os acionistas ou controladores da Petrobras e de outras empresas interessadas e os próprios consumidores de derivados de petróleo no país. Esse debate se transfere para a esfera da organização da indústria de petróleo, do modelo regulatório, dos regimes de produção que apresentam variações vinculados a cada perspectiva de interesses defendidos.

Há dois ativos que compõem o patrimônio público em disputa: os recursos do petróleo, substancialmente pré-sal, e a Petrobras, com sua capacidade tecnológica. Diferentes alternativas para o desenvolvimento da produção e para o papel da Petrobras são viáveis: o que difere é o potencial de gerar recursos públicos para serem investidos no resgate das dívidas sociais. A contribuição primordial deste trabalho visa elucidar os conflitos de interesse, caminhos alternativos e potenciais resultados, vencedores e perdedores. Ausente da percepção geral está o poder do Governo no processo de decisão. Esse papel revela sutilezas, decorrentes das concepções de sociedade. No governo FHC as licitações eram transparentes: vencia a melhor proposta, ainda que com pressões sobre a

Petrobras para exercer papel subalterno, associando-se a empresas, com papel incompatível com sua supremacia tecnológica e gerencial. Paradoxalmente, no governo Lula e, por extensão, Rousseff, o Governo, formalmente via CNPE, assume papel absoluto. Agora o Governo escolhe o vencedor e impõe à Petrobras os resultados. Todos são formalizados via processos formais de licitações, mas as escolhas concretas são resultado de processo prévio de escolhas consolidadas no âmbito da hegemonia do poder do Governo. Em ambos os casos, discursos antagônicos constroem caminhos semelhantes à conciliação de interesses do capital, por vezes competidores, mas, em geral, conciliadores no resultado. Discursos liberais e proletários subordinando os trabalhadores a sua sina: trabalhar, gerar valor e partilhar.

A expectativa tem dado lugar à apreensão e ao desânimo diante dos resultados concretos. Este artigo tem por objetivo apresentar uma análise retrospectiva e prospectiva, para explorar as dimensões técnicas, econômicas, geopolíticas e sociais e políticas do pré-sal. Serão revistos os modelos regulatórios e as opções de políticas públicas e suas consequências para os atores interessados: a população brasileira, os consumidores de derivados de petróleo no país, os acionistas da Petrobras, as demais empresas petrolíferas intervenientes. Serão analisados o significado do pré-sal no atual contexto geopolítico do petróleo, como fonte hegemônica de energia mundial, os desafios da transição energética em face das ameaças de mudanças climáticas. Considerando que a região do pré-sal ainda é uma nova fronteira petrolífera, a análise assume grande importância, já que, até o momento, poucos trabalhos têm sido publicados no sentido de analisar os ganhos econômicos que podem ser esperados com a exploração desses recursos e de avaliar a viabilidade econômica dessas reservas. O presente trabalho apresenta um estudo quantitativo, com simulações econômico-financeiras para os campos do pré-sal, para distintos cenários de preços do barril de petróleo, de investimentos em unidades de produção e de regimes regulatórios, possibilitando análises sobre as receitas que podem ser esperadas nesses campos, sobre o impacto regulatório sobre elas e sua distribuição e também sobre sua viabilidade financeira.

Este artigo é embasado substancialmente em dois trabalhos produzidos pelos coautores: Sauer (2016) e Rodrigues (2016). O primeiro trata de “O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética”, capítulo de livro publicado pela Academia Brasileira de Ciências. O segundo constitui a pesquisa de tese de doutoramento intitulada *Cenários econômico-financeiros da produção em campos do Pré-Sal sob distintos regimes regulatórios* concluída e submetida em setembro de 2016.

A gênese e a consolidação da hegemonia do petróleo na economia global

A apropriação social da energia desempenhou um papel essencial na garantia do modo de produção de todas as formações sociais da Humanidade, estando subjacente às duas revoluções sociais: na Revolução Agrícola a energia do sol

capturada via fotossíntese foi “domesticada” pela seleção de plantas e animais, com os caçadores e coletores nômades dando lugar a agricultores sedentários; na Revolução Industrial, mediante o ataque aos estoques acumulados em escala geológica: primeiro, o carvão para vapor de indústria, trens e navios, e em seguida, óleo como combustível para motores de combustão interna que aumentaram a mobilidade flexível, acompanhados pelos sistemas de energia elétrica para apoiar uma nova estrutura urbano-industrial.

A História da humanidade guarda profundos vínculos com o processo de apropriação social da energia. O *homo sapiens* tem cerca de 200 mil anos e na maior parte desse tempo viveu caçando e coletando aquilo que a fotossíntese, a energia do sol apropriada pela natureza, oferecia. O desenvolvimento da agricultura foi uma revolução que, há cerca de 12 mil anos, passou a controlar a fotossíntese, auxiliada pelo ciclo hidrológico, também movido pelo sol. Foram selecionadas plantas e animais, que se alimentavam de plantas, para proporcionar a alimentação, transporte e trabalho humanos. Surgiram as sociedades agrárias que em uns poucos milênios se espalharam por todos os continentes. Mas eram sociedades bem limitadas. Utilizavam-se amplamente do trabalho escravo. Dependiam da natureza e do trabalho físico humano e de alguns animais para garantir a produção dos meios necessários à sua existência.

Uma nova e profunda transformação começou a ocorrer no final do século XVII com a Revolução Inglesa e consolidou-se por volta do final do século XVIII, com as revoluções americana e francesa. Sua base energética foi o aproveitamento do carvão, com sua queima para o aquecimento de água e a produção de vapor para acionar êmbolos e mover máquinas – teares, trens, navios. Essa nova base técnica foi essencial para o desenvolvimento do modo de produção capitalista, que se aproveitou de um novo regime de trabalho, com mão de obra assalariada. O trabalhador, em geral camponês expulso do campo, que não tinha mais os meios de produção – passou a trabalhar com os meios de produção do patrão – passou a ter uma produtividade muito maior. Porque ao valor novo que agrega às mercadorias com seu trabalho vivo soma-se – num tempo agora muito mais curto, em função da velocidade das máquinas – o valor do trabalho morto, do trabalho mecânico e desgaste dessas máquinas, equipamentos e edificações de propriedade do dono da fábrica. Finalmente, essa nova base técnica e o próprio sistema capitalista passaram por um aprofundamento, uma espécie de segunda fase da Revolução, no final do século XIX, quando surgiram as telecomunicações, o gerador, o motor e transmissão elétricos e, principalmente, o motor de combustão interna a base de gasolina e de óleo diesel, que substituiu os cavalos e as carruagens e deu origem à indústria automobilística, flexibilizando a mobilidade individual e a circulação de mercadorias, até então sujeitas à rigidez dos trens e navios movidos pelo vapor produzido com a combustão do carvão.

Do ponto de vista social, é a fase em que o capitalismo se monopolizou, formaram-se os cartéis, associados ao sistema financeiro. E ocorreu uma inten-

sificação extraordinária da produção de bens e mercadorias. E a sua circulação e consumo numa escala e velocidade sem precedentes, graças ao petróleo. Também ocorreu a intensificação da mobilidade das pessoas, em termos de velocidade e distância.

O petróleo tornou-se a principal fonte de energia dessa fase, do modo de vida urbano-industrial, que persiste até agora. É a mais flexível, a que mais facilita a produção e o consumo. Permite mover máquinas sem depender de redes estruturadas e caras. A sua apropriação social permitiu uma intensificação extraordinária da produtividade do trabalho. Daí seu enorme valor. O valor excedente que sua introdução no processo social de produção e de circulação, é enorme quando comparado com o custo de produzi-lo.

A disputa geopolítica e estratégica pelo controle dos recursos e pelo excedente econômico ou renda petroleira

Pelo pacto celebrado em Achnacarry, Castelo na Escócia, em 17 de setembro de 1928, as sete grandes empresas de petróleo do mundo se associaram em forma de cartel para definir o controle, tanto dos volumes como das localidades geográficas, do mercado de petróleo em todo o mundo, da produção à distribuição. Essas sete empresas, que dominaram o mercado entre 1911 e 1960, ficaram conhecidas como as Sete Irmãs: 1) Standard Oil of New Jersey (Esso), formada pela fusão com a Mobil ExxonMobil (Estados Unidos); 2) Royal Dutch Shell (anglo-holandesa); 3) Anglo-Iranian Oil Company (AIOC), mais tarde conhecida como British Petroleum (BP) (Reino Unido); 4) Standard Oil de Nova York, mais tarde conhecida como Mobil e que hoje faz parte da ExxonMobil (Estados Unidos); 5) Standard Oil da Califórnia, então conhecida como Chevron, mais tarde fundida com a Texaco para formar a ChevronTexaco e atualmente denominada Chevron Corporation (Estados Unidos); 6) Gulfoil Corporation, que em 1985 foi adquirida pela Chevron quase completamente, enquanto a outra parte das ações foi para a BP (Estados Unidos); 7) Texaco, que se fundiu com a Chevron em 2001, fusão conhecida por algum tempo como ChevronTexaco, e em 2005, novamente Chevron, sendo Texaco agora uma marca registrada da Chevron Corporation (Estados Unidos). A consolidação da hegemonia das Sete Irmãs foi processo geopolítico e estratégico, com o apoio dos governos de origem das empresas, alicerçado no exercício de enorme influência sobre os governos dos países onde operavam. A confluência de interesses entre empresas petrolíferas e governos dos países de origem estava ancorada na geração e apropriação de excedente econômico, que as companhias integradas verticalmente poderiam alocar em qualquer das etapas: na exploração e produção ou no refino e logística de distribuição e comercialização. Para os países e elites consumidores ficava o benefício do incremento da produtividade e aumento do bem estar decorrentes do acesso aos derivados do petróleo. Esse fato concorreu para aprofundar o que passou a ser reconhecido como a dialética da dependência entre os países centrais e os da periferia do sistema econômico mundial, acentuando o contraste entre riqueza e pobreza.

O processo de descolonização e independência de países da África e da Ásia foi impulsionado pela decadência da Europa e pela Carta da ONU de 1945, reconhecendo o direito dos povos colonizados à autodeterminação, o que desencadeou também o sentimento nacionalista, reforçado pela Conferência de Bandung (Indonésia) (1955). Muitos países detentores de recursos petrolíferos passaram a reivindicar e buscar maior participação na riqueza gerada pela produção e uso do petróleo. Nesse contexto, em 1960 é criada a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) e são reforçados os processos de nacionalização dos recursos e a criação de empresas nacionais de petróleo.

A indústria do Petróleo hoje comporta companhias, ditas “internacionais” ou “independentes” (IOC – International Oil Companies), de capital privado e cotadas em bolsa, e empresas com controle pelos Estados Nacionais, de capital total ou maioritariamente público, ditas “nacionais” (NOC – National Oil Companies). As NOC produzem cerca de 75% do petróleo global e detêm cerca 90% das reservas provadas. Arábia Saudita, Argélia, Angola, Emirados Árabes, Equador, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Qatar, Venezuela são países membros da Opep, cuja indústria petrolífera está a cargo de NOC, sendo as operações conduzidas exclusivamente pelas mesmas ou em associação com outras companhias. Fora da Opep, Statoil na Noruega, Petrobras no Brasil, Gazprom e Rosneft na Rússia, Sinopec, CNPC e CNOOC na China, ONGC na Índia, Petronas na Malásia, são NOC.

Tanto as NOC quanto as IOC são instrumentos de política nacional e internacional pela sua presença, abrangência de atividades e volume de negócios. As NOC geram em alguns países a maior parte do PIB e são responsáveis pela balança comercial e receita no orçamento do Estado. Nesse caso, evidente na Arábia Saudita e demais países da Opep, política empresarial e governamental se confundem. Os grandes complexos petrolíferos exercem enorme influência econômica e financeira.

Quando a Opep foi fundada em 1960, o controle de reservas de petróleo era a seguinte: 85% por companhias internacionais de petróleo (IOC); 14% pela União Soviética; e apenas 1% as empresas petrolíferas nacionais (NOC). Esse baixo nível de controle sobre os recursos pode ser uma das razões pelas quais os choques petrolíferos de 1973 e 1979 não conseguiram sustentar preços e gerar excedente estável para esses países. Em 2010, a situação do controle de reservas foi substancialmente revertida: apenas 6% eram das IOC; 6% dos russos e 88% com NOC. Em razão do grau de controle de reservas, segundo o *Financial Times* (Hoyos, 2007), atualmente as novas “sete irmãs” são todas estatais: Saudi Aramco (Arábia Saudita), Gazprom (Rússia), CNPC (China), NIOC (Irã), PDVSA (Venezuela), Petrobras (Brasil), Petronas (Malásia).

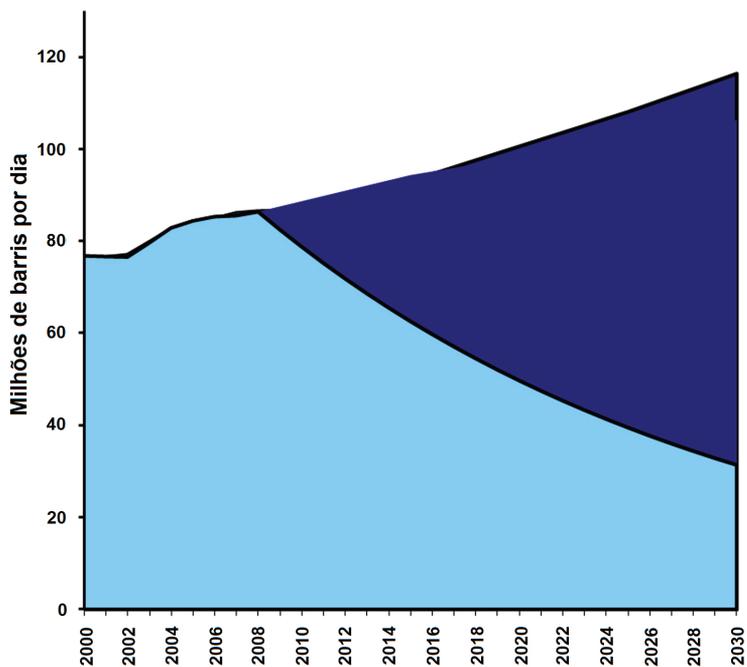
Essa nova condição, juntamente com a coesão interna dos membros da Opep em conjunto com a Rússia, pode muito bem ter desempenhado um papel relevante para a escalada do preço do petróleo que começou em 2005 e foi sustentada até 2014.

Apesar da crise que vem afetando a economia mundial, o volume da produção global cresceu quase que regularmente e a contribuição da Opep manteve-se quase estável. O setor de refino registrou incremento na capacidade instalada, consolidando a tendência de leve crescimento do consumo global, apesar da queda em 2009 associada ao choque de 2008-2009.

A Figura 1 apresenta o quadro atual e projetado da produção e demanda de petróleo até 2030. A produção mundial de petróleo em 2014 foi de 89 Mbbl/dia, dos quais 53 Mbbl/dia foram provenientes dos países exportadores não pertencentes à Opep. Os campos existentes e atualmente em produção, em razão de seu declínio natural da capacidade de produção (entre 5,0% e 6,0% ao ano), estarão produzindo em 2030 cerca de 31 milhões de barris por dia. Ao mesmo tempo, estima-se que a demanda global por petróleo será, em 2030, de 106 milhões de barris por dia. A diferença (aproximadamente 75 milhões) entre a produção esperada com base nos campos atuais e a elevada demanda deverá ser suprida pela incorporação de novas descobertas, por petróleo não convencional (*“shale oil”* ou *“tight oil”*), por fontes alternativas de energia (como os biocombustíveis) e por uma maior eficiência energética. A redução da demanda por derivados de petróleo também poderia resultar em decorrência da mudança no paradigma da mobilidade, especialmente a individual, pela penetração da mobilidade elétrica, cujo progresso técnico tem sido beneficiado pelo desenvolvimento das baterias de íons de lítio, reduzindo o peso e incrementando a autonomia dos veículos.

Atualmente, da produção global diária, de aproximadamente 92 Mb/d, cerca de 65 Mb/d são de petróleo convencional. Até três décadas atrás esse assegurava essencialmente a totalidade do consumo mundial. Agora, cerca de 27 Mb/d do petróleo provêm de recursos não convencionais – *extrapesados*, *offshore* profundo e ultra profundo, polar e, recentemente, desde 2005, também *“shale oil”* e *“tight oil”*, além de biocombustíveis. O incremento da produção de tipos de petróleos não convencionais e, em menor escala, os biocombustíveis, tem suprido o declínio progressivo da produção convencional.

Dez países consomem cerca de 60% dos derivados de petróleo e biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel): Estados Unidos (20%), China (12,4%), Japão (4,7%), Índia (4,3%), Rússia (3,5%), Brasil (3,4%), Arábia Saudita (3,4%), Coreia do Sul (2,6%), Canadá (2,4%) e México (2%). E, apesar de a produção ser realizada em muitos países, poucos são exportadores com peso no comércio mundial, o que coloca esses últimos em posição de relevância em termos de controle potencial sobre fluxos e, assim, dos preços. Em 2014, a Opep e a Rússia controlavam maior parte das exportações de petróleo. Os países da Opep produziram, em 2014, 36,6 Mb/d, consumindo internamente cerca de 7,6 Mb/d e exportando cerca de 29,1 Mb/d. Os maiores exportadores de petróleo bruto são a Arábia Saudita (7,5 Mb/d), a Rússia, os Emirados Árabes, o Iraque, a Nigéria, o Kuwait, o Canadá e a Venezuela, que, conjuntamente, asseguram dois terços do mercado internacional. Desses, somente Rússia e Canadá não integram a Opep.



Obs.: A linha inferior é a produção de campos atuais e a linha superior será a produção de novas descobertas e petróleo não convencional.

Figura 1 – Quadro atual e projeção da produção e demanda de petróleo até 2030.

Fonte: IEA (2008) e EIA (2009).

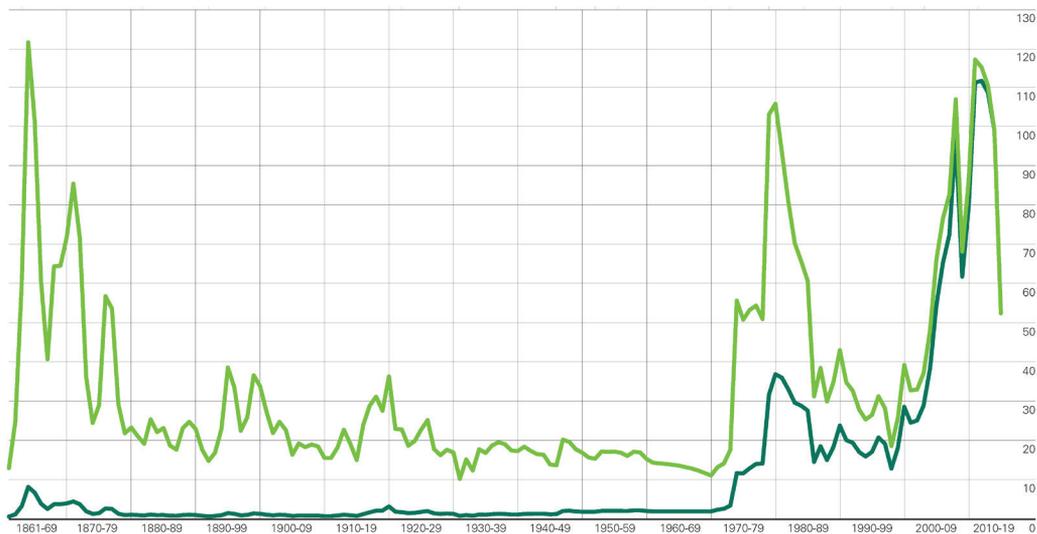


Figura 2 – Evolução dos preços do petróleo, em US\$ correntes e de 2015. Em verde claro, valores em dólares correntes; em verde escuro, dólares constantes de 2015, deflacionados pelo CPI (Índice de Preço ao Consumidor) dos Estados Unidos. Dados para tipo de óleo: 1861-1944: Média dos Estados Unidos; 1945-1983: Arabian Light, Ras Tanura; 1984-2015: Brent.

Fonte: BP (2016).

Conforme demonstra a Figura 2, depois do fracasso dos choques de 1973 e 1979, o preço do petróleo se estabilizou e iniciou uma escalada em 2000, que depois acelerou até a oscilação em 2008-2009, quando caiu de 140 para \$ 40/b (dólares por barril); retomou o movimento ascendente até um pouco acima de 100, aí oscilou de 2011 até meados de 2014, quando iniciou uma nova queda gradual até ao início de 2015, passando então a oscilar entre 50 e 60 \$/b.

A oscilação dos preços do petróleo constitui um objeto de análise fundamental pela sua importância para o sistema econômico mundial e pelas suas repercussões. Hoje, o petróleo se produz a um custo direto, incluindo somente capital e trabalho, de 1 a 15 dólares o barril equivalente. E o seu valor no mercado oscilou nos últimos anos entre 50 e 150 dólares o barril. Um excedente enorme, de mais de 40 dólares por barril. Surge daí a renda, disputada no campo econômico, político e ideológico pelas grandes empresas e Estados. O sistema econômico mundial consome cerca de 32 bilhões de barris anuais (BP, 2016), permitindo a geração de um excedente econômico da ordem de 1,5 a 3 trilhões de dólares anuais, que é apropriado sob a forma de lucros, dividendos, impostos e transferências, alimentando o processo de acumulação. A redução dos preços do petróleo implica na transferência desse excedente aos consumidores. Como parâmetro de comparação, o excedente econômico mundial pode ser estimado em cerca de 8 trilhões de dólares, aproximadamente 10% do valor bruto mundial produzido, da ordem de 80 trilhões de dólares.

A progressiva escalada dos preços do petróleo, entre 2000 e 2014, tem engendrado uma disputa estratégica e geopolítica entre os blocos com interesses antagônicos quanto ao preço do petróleo. Os discursos, de um lado OECD mais a China, sob a liderança dos Estados Unidos e de outro, a Opep mais Rússia, deixam transparecer a disputa subjacente pelo excedente econômico. O primeiro grupo buscando maximizar a geração de excedente econômico através do controle do preço e da manutenção da hegemonia do petróleo, e o segundo grupo, buscando o acesso ao petróleo a preços menores de forma a apropriar os benefícios para os consumidores, incrementando a geração de riqueza e bem-estar nesses países.

O documento do Governo dos Estados Unidos, intitulado *Blue print for a secure energy future* (The White House, 2011), divulgado em 31 de março 2011, apresenta sete iniciativas: ampliar o desenvolvimento – que já está em curso há mais de 30 anos – do chamado “*shale oil*” e “*shale gas*” americano, que teve oportunidade de expansão, acompanhando a escalada dos preços do petróleo a partir de 2005; exportar essa iniciativa para o mundo inteiro, especialmente para a China, que tem os maiores recursos, para a América Latina e Europa; incentivar a produção de biocombustíveis no mundo inteiro, em parceria com o Brasil; ampliar a produção de petróleo nos Estados Unidos por meio da plataforma continental americana; ampliar as negociações com ao México para que

a parte mexicana do Golfo do México seja aberta, pois na parte americana há muita produção; cooperação dos Estados Unidos com o Brasil, negociada entre Obama e Rousseff, para promover o desenvolvimento e acelerar a produção dos recursos do pré-sal na plataforma continental brasileira como “interesse comum entre os dois países”; e, trabalhar pela redução do consumo para o uso de mais eficientes, como carros e equipamentos.

Coincidentemente, em iniciativa com sentido semelhante de fazer frente à Opep, discutia-se na China uma proposta de criar uma organização de importadores de petróleo. A intenção subjacente ao *Blue print for a secure energy future* parece ser terminar o equilíbrio entre oferta e demanda controlado pela Opep, através da aceleração da oferta via produção em novas fronteiras e modalidades, fora do controle da Opep, e assim buscar afetar a coesão interna da organização, de forma a desequilibrar as bases da sustentação do preço do petróleo.

No contexto emergente no final de 2014, de queda dos preços em cerca de 50%, a expectativa era a da redução do teto da produção Opep, de 30 Mb/d. Todavia, sob a liderança da Arábia Saudita, a decisão da Opep em sua 166^a Conferência, de novembro de 2014, foi manter *status quo* retendo o teto e continuando a produção no patamar de 29,1 Mb/d, sob o argumento de que era necessário “manter o atendimento da demanda”. O ministro saudita do petróleo, Ali Naimi (OPEC Bulletin 3/15) expôs a posição do país afirmando que “esta política foi tentada nos anos 1980 e não teve sucesso”. Disse ainda que não reagiria de forma instintiva a flutuações de curto prazo, mantendo uma visão de longo prazo, aguardando pelo equilíbrio entre oferta e demanda. Sobre as teorias atribuindo o poder de colusão ou conspiração da Opep, ele afirmou: “teorias abundam, mas estão todas erradas”, “a Opep não está morta, nem está travando uma guerra contra o *shale oil* dos Estados Unidos”. Sintomaticamente, porém, afirmou que a “Arábia Saudita estava aberta ao estabelecimento de laços firmes com países produtores fora da Opep”. Venezuela e Arábia Saudita promoveram reuniões recentes com a Rússia e México e o ministro fez um apelo aos países produtores não membros da Opep para contribuir para o equilíbrio do mercado, dizendo que a Arábia não deveria subsidiar os produtores de custo elevado, e que “não faz sentido que os produtores mais eficientes devessem cortar produção, quando representam apenas 30 % da produção”. Reafirmou que a Arábia Saudita não agiria isoladamente, em que “em cooperação com vários países, tem moderado os níveis de produção para melhorar a situação do mercado. Mas agora a situação é diferente. Precisamos que todos os países com produção relevante cooperem”. E o Brasil continuará a renunciar a seu potencial e prosseguir como um coadjuvante, exercendo papel subordinado? Ou passará atuar de forma coordenada para alavancar o seu interesse em preços elevados, valorizando sua riqueza?

Não obstante o discurso do ministro, há interpretações de que a passividade da Arábia Saudita esteja vinculada a um conjunto de objetivos: enfraquecer as

finanças de países com quem mantém certa rivalidade como o Irã, apoiado pela Rússia; gerar um ambiente de incerteza para os investimentos em óleo não convencional e, de forma contundente, os biocombustíveis, outras fontes renováveis, e, também para a emergente alternativa da mobilidade elétrica, concorrente para reduzir a demanda por petróleo.

A descoberta dos recursos do pré-sal, a inserção internacional, os modelos regulatórios e as alternativas para o Brasil

Está caracterizada a disputa estratégica e geopolítica entre produtores exportadores e importadores consumidores em torno do controle do acesso aos recursos e apropriação da renda do petróleo, alinhando de um lado os integrantes da OECD e China, sob a liderança dos Estados Unidos, e, de outro, os países da Opep e Rússia. Esse contexto reforça a importância de refletir sobre a estratégia e o papel do Brasil, de modo particular, em relação aos recursos do pré-sal. O posicionamento do país, em primeiro lugar, requereria o dimensionamento dos recursos. As reservas hoje formalmente anunciadas (16,2 bilhões de barris, de acordo com BP, 2015) colocam o Brasil em posição sem grande relevância no contexto internacional. Todavia, o fato de não ter grandes reservas formalmente declaradas não diminui a importância do papel do Brasil, face ao que já foi divulgado em termos de recursos possíveis, com diferentes graus de conhecimento, após a formulação e consolidação do modelo geológico do pré-sal, que levou à comprovação da existência de uma nova província geológica, que foi a descoberta mais relevante, em escala mundial, das últimas décadas. Assim, a primeira necessidade do país hoje é a de promover o dimensionamento das reservas, com maior grau de confiança. Isso poderia ser obtido através de cerca de 100 poços exploratórios e alguns testes de longa duração, a um custo estimado de cinco a dez bilhões de dólares. Trata-se de uma decisão de caráter estratégico e político de Governo e Estado. Sem esse conhecimento não é possível organizar adequadamente o ritmo de produção no país para as próximas décadas.

De fato, a descoberta do pré-sal foi fruto de uma decisão da Petrobras – resultante dos Planos Estratégicos da empresa, publicados a partir de 2003 – de consolidar a corporação como uma empresa integrada de energia, com base em três pilares: ênfase em Exploração e Produção; valorização do gás natural como substituto do petróleo no mercado interno, visando liberar o petróleo, commodity de curso internacional, para exportação, reserva ou evitar importação; investimento em fontes renováveis, principalmente biocombustíveis, eólica e solar, como forma de preparar a empresa para a transição energética. O pilar principal em exploração e produção guardava vínculo com a compreensão de que a fase de maior retorno é a descoberta de recursos, pelo potencial de geração de renda, em comparação com os demais segmentos da indústria, submetidos a regimes competitivos. Essa estratégia estava baseada na valorização da capacitação longamente construída na empresa em geofísica e geologia, capaz de permitir acesso a descobertas no país e no exterior em padrão de excelência internacional.

Em julho de 2005, a Petrobras encontrou, em águas profundas, depois de cerca de 300 metros de camada de sal, petróleo no campo de Parati (MME, 2009; Sauer, 2011; Sauer et al., 2010). Essas evidências foram relevantes para motivar a Diretoria Executiva da Petrobras a aprovar a proposta da Área de Exploração e Produção, de promover a reentrada no bloco BM-S-11 que havia atingido a camada de sal, sem sucesso, com o objetivo de testar, em face dos avanços geofísicos recentes, o chamado modelo geológico (do pré-sal), que vinha sendo objeto de formulações teóricas, estudos e análises havia tempo. A um custo de aproximadamente 254 milhões de dólares a camada de sal foi perfurada e, em julho de 2006, a Petrobras comunicou à ANP a descoberta de petróleo no campo de Tupi (que foi rebatizado de “Lula”, em 2010), na bacia de Santos. Após o sucesso da perfuração de um novo poço, extensão no campo de Tupi, para confirmar a descoberta, indicando volumes recuperáveis entre 5 e 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural (MME, 2009; Sauer, 2011), a descoberta foi comunicada à ANP e ao Governo. Este, em outubro de 2007, anunciou a descoberta, buscando assumir um protagonismo no que seria “um passaporte para o futuro pela descoberta”, embora tenha demorado em promover a retirada, também anunciada na ocasião, de cerca de quarenta blocos no entorno de Tupi, com medo da reação dos investidores privados. A área confirmava a possibilidade de uma grande quantidade de óleo leve, depois da camada de sal (MME, 2009; Sauer, 2011; Sauer et al., 2010). Em 2007, os novos depósitos de petróleo foram encontrados, tanto na bacia de Santos (campos de Caxaréu, Pirambu, Carioca e Caramba) quanto nas bacias de Campos. Foi também em 2007 que a Petrobras tornou pública a confirmação de quantidades sem precedentes de petróleo e gás, depois da camada de sal, no Espírito Santo, Campos e bacias de Santos (MME, 2009). Em 2008, novas descobertas de petróleo ocorreu na região do pré-sal (Júpiter, Bem-Te-Vi, Guará, Iara, Baleia Franca, Baleia Azul, Jubarte e Cachalote) e a Petrobras iniciou a produção no campo de Jubarte (MME, 2009; Sauer, 2011). Nos anos seguintes, foram anunciadas várias descobertas. Entre elas estão os campos chamados Libra, Franco, Florim, Tupi Nordeste, Cernambi, Sapinhoá, Pau-Brasil, Peroba e Guará Sul. Além disso, a existência de petróleo nos últimos depósitos encontrados começou a ser confirmada e os volumes a serem estimados. Havia estimativas que indicavam potenciais reservas de cerca de 100 bilhões de barris (MME, 2009; Sauer, 2011). Além disso, uma série de poços foram ainda perfurados na área de pré-sal, especialmente no campo de Lula (ex-Tupi). No presente, a produção de petróleo está em andamento e a produção do pré-sal já ultrapassou 650 mil barris por dia, o que é cerca de um quarto da produção total do Brasil (ANP, 2015). De acordo com os dados de produção de petróleo da autoridade reguladora a partir de dezembro de 2014 (ANP, 2015), Lula é o segundo campo mais produtivo no país, produzindo uma média de 234 mil barris por dia. Da mesma forma, Jubarte é o quinto campo mais produtivo, com uma média de 187 mil barris por dia. Na verdade, a confirmação da província do pré-sal revelou não apenas recursos va-

liosos, mas a capacidade técnica da empresa pública brasileira para explorar águas profundas ultra, uma nova fronteira para a produção de petróleo. No entanto, novos desafios foram postos à indústria do petróleo, não apenas em termos de capacidade de investimento, mas também em matéria de políticas regulatórias.

Os anúncios de descobertas do pré-sal permitem estimar que estejam assegurados cerca de 100 bilhões de barris recuperáveis. Pode-se acreditar na sua duplicação ou mesmo triplicação, o que colocaria o Brasil ao lado da Venezuela e da Arábia Saudita como os maiores detentores de recursos. Paulo César Ribeiro Lima (2015a) avalia que uma estimativa conservadora seria de 62,8 bilhões de barris, somente considerando os anúncios já realizados e sumarizados na Figura 3 e de 143,1 bilhões de barris, com base em avaliação potencial dos campos já explorados, porém sem divulgação pública, de Carcará, Júpiter, Gato do Mato, Tartaruga Verde, Gávea e Pão de Açúcar, e em áreas com potencial substantivo e ainda não exploradas (outras área do pré-sal, Pau Brasil, Peroba, Saturno, e fora do pré-sal, outras áreas de Sergipe-Alagoas, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará).

bilhões de barris de petróleo	Reservas anunciadas pela Petrobrás por regime e com fator de recuperação super-conservador: 25%			Total por campo		
	Concessão	Cessão Onerosa	Partilha de Produção	com fator de recuperação super conservador de 25%	com fator de recuperação mais realista de 50% (tal diretriz de exploração e produção afirma que a empresa está otimizando alcançando uma média de 60% nos campos do Pré-Sal da Bacia de Campos em campos de qualidade geralmente inferior ao Pré-Sal)	Reservas de petróleo "in situ"
Tupi e Iracema (campo de Lula)	8,3	-	-	8,3	16,6	33,2
Sul de Tupi (campo de Sul de Lula)	-	0,128	-	0,128	0,256	0,512
Nordeste de Tupi (campo de Sépia)	-	0,428	0,6	1,028	2,056	4,112
Florim (campo de Itapu)	-	0,467	0,4	0,867	1,734	3,468
Iara	3,5	-	-	3,5	7	14
Entomo de Iara	-	0,6	3,25	3,85	7,7	15,4
Sul de Sapinhoá	-	0,319	-	0,319	0,638	1,276
Sapinhoá	2,1	-	-	2,1	4,2	8,4
Franco (Búzios)	-	3,056	8,25	11,306	22,612	45,224
Libra	-	-	10	10	20	40
Carioca (Lapa)	0,459	-	-	0,459	0,918	1,836
Área de Moita Bonita* (não é pré-sal)	0,993	-	-	0,993	1,986	3,972
Volume recuperáveis por regime no Pré-Sal	15,352	4,998	22,5	42,9	85,7	171,4
	Reservas nacionais anteriores ao Pré-Sal			19,9	19,9	19,9
	Total já calculado (bilhões de barris)			62,8	105,6	191,3

Figura 3 – Recursos já anunciados pela Petrobras como reservas estimadas.

Fonte: Lima (2015a, 2015b).

Em estudo intitulado *Assessment of yet-to-find-oil in the Pre-Salt area of Brazil*, publicado no 14º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Jones e Chaves (2015) utilizaram o software GeoX® para modelar o processo exploratório, empregando o método de simulação de Monte Carlo, e, para os valores dos parâmetros utilizados no cálculo do número de acumulações ainda-por-descobrir, sua dimensão e base total de recursos de óleo e gás recu-

peráveis, estimaram em 119 bilhões de barris o total das acumulações recuperáveis, com grau de confiança de 90%, e em 216 bilhões de barris com grau de confiança de 10%.

De fato, as descobertas do pré-sal delinearam um novo cenário para a indústria petrolífera brasileira e impulsionaram uma discussão que, até recentemente – apesar do progresso histórico do setor –, não havia conquistado a devida relevância no país: as novas descobertas do pré-sal poderiam impulsionar o desenvolvimento socioeconômico do Brasil? Uma questão essencial diz respeito à apropriação da renda petrolífera. Qual o arranjo institucional que permite produzir maior volume de excedente e como este será partilhado e destinado? Quais os impactos e resultados potenciais associados a cada modelo e quais os interesses políticos, econômicos, estratégicos e geopolíticos subjacentes?

No seu sentido mais amplo, essa não é uma discussão nova. Muitos estudos já investigaram a renda dos recursos naturais (Davis; Tilton, 2005; Gunton, 2004; Phillips, 2008), e também a relação entre a existência de recursos e o impulso ou não ao desenvolvimento econômico, passando também pela questão da chamada “maldição dos recursos” ou “*resource curse*” em inglês (Boschini; Pettersson; Roine, 2013; Davis; Tilton, 2005; Gylfason, 2001; Ross, 1999; Sachs; Warner, 1999, 2001; Stevens; Dietsche, 2008; Williams, 2011).

Vários estudos também se debruçaram em análises específicas sobre os recursos petrolíferos, discutindo a distribuição da renda gerada, a gestão das receitas e os efeitos sobre as economias. Podem ser citados os estudos elaborados por: Alvarez (1988, 1993, 2011); Auty (2007); Basedau e Lacher (2006); Bina (1989, 1992); Holden (2013); Lima (2011); Massarrat (1980, 2001, 2006); Mommer (1988, 2003); Paulani (2012); Phillips (2008); Pistonese (1993); Sauer (2011); Sauer, Amado e Mercedes (2011); Sauer; Seger (2011); Sauer, Seger e Rico (2010); Suárez (2012); e Verbruggen (2008).

Em países com grande produção de petróleo a discussão sobre a renda petrolífera já foi abordada em muitos aspectos, mas foi apenas recentemente que a temática ganhou força no Brasil, ainda que os questionamentos sobre o assunto tenham existido há mais tempo.

Os estudos abordando a questão da renda petrolífera no Brasil ainda são escassos. Eles estão concentrados principalmente em torno da análise das políticas nacionais já adotadas para o petróleo (Hernandez-Perez, 2011; Lima, 2011, 2013a; Sauer, 2011; Sauer e Seger, 2011) e do desenvolvimento dessa indústria no país (Lucchesi, 1998; Surrey, 1987) e em torno dos *royalties* e sua aplicação pelos municípios (Caselli; Michaels, 2009; Costa; Santos, 2013; Postali, 2009; Postali; Nishijima, 2011, 2013). Ainda, alguns estudos já começaram a abordar o tema com alguma indicação quantitativa (Lima, 2011, 2013a, 2013b; Sauer, 2011; Suárez, 2012).

De modo geral, os modelos regulatórios podem ser agrupados em quatro tipos básicos: contratos de concessão; de partilha de produção; contrato de pres-

tação de serviços; e monopólio estatal de produção. No Brasil, a discussão entre os regimes de concessão e partilha da produção e de sua alteração recente (a partir de 2010) tem monopolizado os debates veiculados pelos meios de comunicação. Há ainda uma proposta de adoção do regime de contratos de serviços, também previsto na legislação hoje em vigor, que considera a possibilidade de contratação direta da Petrobras, e que oferece a possibilidade de maximização do volume de recursos apropriados publicamente pelo controle sobre o ritmo de produção, visando o controle geopolítico sobre o preço do petróleo, junto com a Opep e outros exportadores. Nesse sentido há uma questão relevante na Rússia: após a queda da União Soviética grande parte da produção do petróleo passou ao controle da nova oligarquia, nos processos de privatização. O governo Putin logrou restabelecer apenas parcialmente o controle estatal. Esses produtores privados operam segundo a lógica microeconômica e não estão dispostos a compartilhar com o Governo o ônus do acordo com a Opep, visando o controle do ritmo de produção e exportação necessário para elevação dos preços.

Pelos contratos de concessão, o petróleo produzido é de propriedade da empresa que adquire o direito de explorar o bloco ofertado em leilão. É esse o tipo de contrato que tem sido utilizado para exploração de petróleo no Brasil por iniciativa do governo FHC. Após pagamento dos tributos e contribuições devidos, a empresa concessionária, vencedora da licitação, pode dispor livremente do petróleo que vier a produzir.

No contrato de partilha de produção, pelo qual todo o petróleo extraído é formalmente propriedade do Estado, este autoriza que se use parte da produção para reembolsar a empresa contratada pelos custos incorridos na exploração e produção. Essa parcela do petróleo usada para reembolso é chamada óleo-custo. Deduzidos os custos, o petróleo restante é o excedente, ou o “lucro” gerado na operação, chamado óleo-lucro. O óleo-lucro é repartido entre o Estado e a empresa contratada, no caso do Brasil, segundo o resultado do processo de licitação. Quanto maiores forem os custos, menor será o excedente de petróleo disponível para repartir com o Estado.

Interessa ao Estado, ou à Sociedade, proprietária do petróleo, apropriar-se da maior parcela possível do excedente. Mas aí há detalhes que merecem atenção. Segundo a legislação, atualmente em alteração no Congresso, a Petrobras deve deter no mínimo 30% de participação no consórcio vencedor da licitação, e assim, do contrato, assumindo o papel de operadora. Todavia, como suspeitado, e confirmado no Leilão de Libra – único realizado sob o regime de partilha até 2016 (outubro) –, os consórcios sem a Petrobras não se viabilizaram. Em parte, porque, caso vencessem a licitação, em disputa com a Petrobras, esta deveria ser incorporada ao consórcio; de outra parte, porque a Petrobras, detentora dos conhecimentos e capacidade tecnológica nas operações do pré-sal, se encontra em posição de assimetria em relação aos demais concorrentes que não lograrem acordo com ela para integrarem o consórcio. Esta é uma questão, mas a oposição

ao regime de partilha não está fundada nela e sim na falsa afirmação de que a Petrobras não teria como mobilizar os recursos financeiros para os investimentos. O principal critério de competição na oferta pública é justamente a repartição do lucro e vence o leilão o quem oferecer à União a maior participação no lucro do empreendimento. Com base em seus custos de capital e estimativas de custo de operação, cada um dos concorrentes oferece ao Estado brasileiro uma parte dos lucros. Segundo a lei, o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) determina qual seria a parcela mínima da União no excedente. No caso do bloco de Libra, o requisito foi estabelecido em pelo menos 41,65%, nominais, porém sujeitos a um conjunto de condicionantes, como a produtividade dos poços e a evolução dos preços do petróleo no mercado internacional. Simulações realizadas indicam que o valor nominal definido, não será atingido na prática, no caso de Libra.

No debate em torno das atuais regras do regime de partilha de produção e também em torno da retomada total do regime de concessão também para as áreas do pré-sal, outros grupos vêm defendendo a adoção de contratos de serviço, pelos quais o governo brasileiro teria maior controle sobre as reservas e poderia contratar a Petrobras para realizar as atividades de exploração e produção. Normalmente, os contratos de serviços são firmados entre um governo e empresas petrolíferas internacionais dispostas a desempenhar as atividades de exploração e produção como prestadoras de serviços, sem direito ou controle sobre as reservas (Ghandi; Lin, 2014; Mommer, 1999).

Esse regime é adotado principalmente em países com grandes reservas de petróleo e gás, como nos membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), e em países como México e Bolívia. Esses contratos tornaram-se uma opção para os países que não desejam perder controle sobre suas reservas ou sobre o petróleo produzido, mas que precisam ou estão dispostos a aproveitar a experiência de empresas privadas e estrangeiras. É comum que cada país tenha sua própria versão do contrato de serviços e, algumas vezes, mais de uma versão (Ghandi; Lin, 2014; Mommer, 1999, 2003; Vargas, 2007).

Atualmente, os regimes regulatórios vigentes no Brasil não incorporam diretamente os contratos de serviços. No entanto, de acordo com a Constituição Federal, o Estado brasileiro tem a prerrogativa das atividades de exploração e produção de petróleo e gás, bem como de contratação de empresas para realizá-las. A lei de partilha de produção permite que os campos do pré-sal sejam ou oferecidos ao mercado, por meio de leilões, ou contratados direta e exclusivamente pela Petrobras. Além disso, uma nova empresa pública foi criada, a Petróleo S.A. (PPSA), para gerenciar a parcela que cabe ao governo no petróleo produzido nos campos de pré-sal. Considerando o disposto na Constituição Federal, a possibilidade trazida pela lei da partilha de contratação direta da Petrobras nos campos do pré-sal e também a existência da empresa PPSA, seria possível conceber um regime de contrato de serviços em que a PPSA, em nome do governo brasileiro, pudesse contratar a Petrobras como uma prestadora de

serviços na área do pré-sal. A adoção desse sistema implicaria que a propriedade do óleo do pré-sal seria inteiramente do Estado brasileiro. Todas as negociações que existem hoje no regime de partilha em torno da porcentagem que cabe ao governo no óleo produzido deixariam de existir. Ao invés disso, a remuneração devida à Petrobras pelos seus serviços prestados é que seria negociada.

A diretora de Exploração Produção da Petrobras, Solange Guedes, apresentou uma visão geral do pré-sal em sua palestra intitulada “Pre-Salt: What has been done so far and what is coming ahead” em 5 de maio na 2015 Offshore Technology Conference in Houston, Estados Unidos. Guedes mostrou evolução dessa nova fronteira, os desafios que foram superados e a previsibilidade dos resultados obtidos, bem como enfatizou a viabilidade financeira do pré-sal. “Podemos garantir que o pré-sal é viável com um custo de produção de US\$ 9 por barril. Se considerarmos que duas unidades de produção ainda não estão produzindo em sua capacidade total, o custo de produção será ainda menor. A nossa eficiência operacional de cerca de 92% tem contribuído significativamente para o nosso alcance desses custos baixos”, disse ela. A produção média de petróleo na camada pré-sal da bacia de Santos está agora em mais de 25 mil barris por dia (b/d). Cinco poços produzem mais de 30 mil b/d. Os campos de Sapinhoá e Lula têm poços cuja média de produção pode chegar a 40 mil b/d (Guedes, 2015). Portanto, com base nesse parâmetro, o Governo poderia remunerar a Petrobras, livre de impostos, em valor situado entre o custo direto e US\$ 15/barril, que permitiria manter sua capacidade tecnológica e inovação e modernização permanentes e o Tesouro acumularia elevado excedente, como a diferença entre esta remuneração e o preço do petróleo.

O “bônus de assinatura” é um pagamento antecipado feito pelo vencedor. No caso de Libra foi de 15 bilhões de reais. O cálculo do ofertante fará o devido desconto desse bônus de sua oferta de na participação da União no óleo lucro. A exigência de um alto pagamento imediato elevado revela uma opção do Governo: ter logo muito dinheiro à mão, em detrimento do que poderia receber no futuro. Apenas uma parcela do bônus vai para o Fundo Social (criado para receber os lucros do pré-sal) e assim o Governo Federal optou por um maior pagamento à vista como alternativa para atender a necessidades fiscais imediatas, em detrimento das promessas públicas feitas de recursos para educação e saúde.

O acúmulo de uma reserva financeira maior no futuro, subjacente à ideia do Fundo Social, que poderá ser usada durante vários anos no financiamento de investimentos públicos estruturantes, evita pressão sobre a taxa de câmbio cuja apreciação estaria associada à chamada “doença holandesa”. A questão estratégica fundamental está vinculada ao ritmo de produção por dois motivos: a) a capacidade do controle sobre o mesmo é necessária para acordar cotas de produção visando manutenção ou elevação de preços do petróleo, junto com os demais exportadores; b) se é preferível produzir petróleo, por qualquer modelo, e assim exportá-lo, convertendo-o em moedas (dólar, euro, yen, yuan?) a se-

rem investidas em fundos, aplicando seus rendimentos em investimentos sociais, como preconiza o conceito do Fundo Social, ou se é mais prudente manter o petróleo, devidamente quantificado e com capacidade de produção, via Petrobras, produzindo-o no ritmo necessário para atender a demanda interna e para gerar recursos requeridos para os investimentos sociais definidos num plano nacional de desenvolvimento econômico e social. É mais conveniente converter o petróleo em moedas e fundos financeiros, cuja gestão e controle são definidos por elites políticas, ou manter o petróleo como recurso a ser convertido em moeda segundo o orçamento de investimentos?

A cláusula de conteúdo local, isto é, a exigência da parcela mínima de equipamentos e serviços brasileiros foi criada para dinamização das cadeias produtivas internas e para a geração de emprego no país, que também vêm sendo objeto de questionamentos, como foi no leilão de Libra, por reduzirem a competição e assim causarem aumento de custos de produção.

Outra questão merecedora de profunda análise é a necessidade de controlar o ritmo de produção para permitir a coordenação com a Opep e demais países exportadores, visando o controle do preço e maximização da geração de renda, e também o modelo regulatório adotado, pois dele dependerá a repartição da destinação do excedente econômico. Nem o modelo de partilha nem o de concessão tem a flexibilidade para impor esse controle estratégico. Ambos os regimes outorgam contratos de natureza microeconômica que buscam a aceleração da produção para geração de caixa. Não está na alçada dos consorciados nesses contratos a preocupação estratégica e geopolítica, obrigação do Estado. Porém, a contratação direta da Petrobras, para preservação do interesse nacional, também está contemplada na legislação, e essa modalidade permite flexibilidade semelhante à dos contratos de serviço, onde o comando e controle do Governo sobre o ritmo de produção é absoluto.

Simulações e avaliação econômico-financeira dos campos no pré-sal e o potencial do Brasil diante de estratégias alternativas de apropriação de renda

Considerando as contribuições já realizadas no campo de estudo da renda do petróleo no Brasil, o presente trabalho traz um novo aporte ao tema, dimensionando as receitas que podem ser esperadas com a exploração das reservas da área do pré-sal pelos diversos *stakeholders* (empresas e entes públicos). A análise reproduz o resumo dos principais resultados do trabalho de Rodrigues (2016), que analisou os resultados econômicos que podem ser esperados com a produção em todos os campos com reservas na área do pré-sal sob distintos regimes regulatórios, de preços do barril de petróleo e de investimentos.

Para isso, foi desenvolvido um modelo composto por dois módulos: i) um módulo que simula a produção de petróleo em campos com reservatórios no pré-sal ao longo do tempo; ii) e um módulo que simula os resultados econômico-financeiros advindos dessa produção, dados distintos arranjos regulatórios e

de preços a partir de cenários determinísticos. De modo geral, para simular o comportamento padrão da produção nos campos, foram utilizados os dados de localização, tamanho das reservas, produção média diária de poços na área do pré-sal e parâmetros comuns à indústria do petróleo, como unidades de produção típicas e horizontes temporais. Já para analisar os resultados financeiros, foram construídos fluxos de caixa considerando as regras de cada regime regulatório e também estimativas de custos operacionais e de investimentos tanto para unidades de produção novas, como em casos em que são aproveitadas unidades de produção existentes (plataformas e sistemas de escoamento), como é usual na indústria de óleo e gás. A metodologia detalhada, tanto para a simulação da produção, como para a análise dos resultados econômico-financeiros, pode ser consultada em Rodrigues (2016) e uma análise preliminar apenas para o campo de Libra, que serviu de referência para este trabalho, pode ser consultada em Rodrigues e Sauer (2015). Os campos analisados e suas reservas estimadas no pré-sal são apresentados na Tabela 1.

Dentre os principais resultados trazidos por essa análise estão os *break even prices* de cada um dos campos analisados – ou seja, o menor valor de preço do barril de petróleo que torna positivo o resultado do investidor no projeto –, além dos totais da parcela governamental (bônus de assinatura, *royalties*, participação especial, participação da União no excedente em óleo, remuneração da União e impostos) e dos *royalties* que podem ser esperados com a produção de cada um dos campos. Os resultados são apresentados nas Tabelas 2 a 5.

Todos os valores foram calculados tanto para o caso de investimentos em novas unidades de produção completas, como para o caso em que são aproveitadas plataformas e sistemas de escoamento já existentes, conforme a metodologia que pode ser consultada em Rodrigues (2016).

Com relação aos *break even prices* é possível verificar que a média é menor no caso dos campos da bacia de Santos, devido à maior produção dos poços e também ao tamanho das reservas, que são em sua maioria maiores que às identificadas na bacia de Campos. No caso específico do campo de Libra, os *break even prices* são mais altos do que os da maioria dos campos na bacia de Santos com reserva superior a 1 bilhão de barris de óleo equivalente, já que o bônus de assinatura pago pelo campo de Libra (de R\$ 15 bilhões) onera o projeto.

Com relação ao total da parcela governamental, é possível verificar que ela é maior em todos os casos no cenário de investimento com reaproveitamento de infraestruturas, com exceção do regime de serviços por incentivos, que será explicado mais adiante. Isso ocorre, pois, com o reaproveitamento de infraestruturas, a receita tributável do empreendedor do projeto é mais elevada e, conseqüentemente, são mais elevados os impostos recebidos pelo governo. Além disso, no caso do regime de partilha de produção, a participação da União no excedente em óleo também é mais elevada, pois o custo em óleo vinculado ao Capex do projeto é menor. No caso do regime de serviços (sem incentivos),

Tabela 1 – Campos analisados e suas reservas estimadas em reservatórios do pré-sal

Campo	Bacia	Regime	Estimativa Volume in place (MM Boe)	Estimativa Volume Recuperável (MM Boe)
Albacora	Campos	Concessão	-	350
Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu (antigo Entorno de Iara)	Santos	Cessão Onerosa	-	600
Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu (antigo Entorno de Iara)	Santos	Partilha	-	2.500 a 4.000
Barracuda/Caratinga/Carimbé	Campos	Concessão	-	360
Berbigão, Sururu, Oeste de Atapu (antigo Iara)	Santos	Concessão	-	1.000
Búzios (antigo Franco)	Santos	Cessão Onerosa	-	3.056
Búzios (antigo Franco)	Santos	Partilha	-	6.500 a 10.000
Carcará	Santos	Concessão	-	5.000
Itapu (antigo Florim)	Santos	Cessão Onerosa	-	467
Itapu (antigo Florim)	Santos	Partilha	-	300 a 500
Entorno de Júpiter	Santos	Concessão	-	335
Lapa (antigo Carioca)	Santos	Concessão	-	459
Libra	Santos	Partilha	-	8.000 a 12.000
Lula (antigo Tupi) e Cernambi (antigo Iracema)	Santos	Concessão	-	8.300
Marlim/Voador/Brava	Campos	Concessão	-	380
Pão de Açúcar / Seat / Gávea	Campos	Concessão	-	1.245
Papa-Terra	Campos	Concessão	-	700 a 1.000
Parque das Baleias (Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte, Pirambu)	Campos	Concessão	-	1.500 a 2.000
Pau-Brasil	Santos	Partilha	-	2.500
Peroba	Santos	Partilha	-	364
Sapinhoá (antigo Guará)	Santos	Concessão	-	2.100
Sépia (antigo Nordeste de Tupi)	Santos	Cessão Onerosa	-	428
Sépia (antigo Nordeste de Tupi)	Santos	Partilha	-	500 a 700
Sépia Leste	Santos	Concessão	-	130
Sul de Lula (antigo Sul de Tupi)	Santos	Cessão Onerosa	-	128
Sul de Sapinhoá (antigo Sul de Guará)	Santos	Cessão Onerosa	-	319
Uruguá	Santos	Concessão	467	-
Xerelete	Campos	Concessão	1.400	-
TOTAL			1.867	56.621

Fonte: Adaptado de Rodrigues (2016).

o valor total da parcela governamental é o mesmo nos dois cenários de investimentos, já que a diferença nos investimentos em capital aparece apenas no resultado final da União como investidora no projeto. A parcela denominada de “remuneração da União” é parte da receita líquida que não foi paga à Petrobras como prestadora de serviços e permanece a mesma nos dois cenários. Essa parcela entra como receita positiva no fluxo de caixa da União para então ser calculado o valor presente líquido de sua atuação como investidora no projeto. Já no caso do regime de serviços por incentivos, o valor total da parcela governamental é diferente nos dois cenários de opção de investimento em capital, pois os incentivos à diminuição de custos por produção de cada barril estão vinculados aos investimentos totais no projeto. Assim, o valor de incentivo, que compõe a parcela “remuneração da União”, é menor no cenário de investimento com reaproveitamento de infraestruturas, pois o investimento total em capital é menor nesse caso. Em ambos os cenários de investimentos em capital (infraestrutura) não há diferença nos montantes arrecadados pelo governo como *royalties* em todos os regimes regulatórios e participação especial no regime de concessões.

De modo geral, os regimes que geram maior receita governamental são os regimes de serviços e serviços por incentivos, já que, além de *royalties* e impostos, a maior parte do valor da produção permanece com a União. Nesses dois regimes, a União também tem um grande dispêndio no fluxo de caixa, já que é a investidora no projeto, mas, ainda assim, sua remuneração permite que obtenha um resultado final em valor presente líquido favorável e com *break even prices* mais baixos do que aqueles encontrados para os outros regimes em todos os campos analisados.

Após os regimes de serviços, os regimes de concessões e de partilha de produção alternam-se no posto daquele que gera maior receita governamental. O regime de concessões, na maior parte dos casos, gera maior renda, já que ele traz maior parcela governamental, com exceção do caso dos campos contratados sob um regime misto de cessão onerosa e de partilha de produção e dos campos de Libra e Lula e Cernambi, para os quais em alguns cenários de preços do barril de petróleo o regime de partilha de produção traz maior receita ao governo, pois são aqueles com as maiores reservas dentre os analisados.

De fato, a tendência que se verifica nas simulações econômico-financeiras é que, apesar de o regime de concessões ser mais favorável em termos de parcela governamental na maioria dos casos, a diferença entre essa receita e aquela trazida pelo regime de partilha de produção fica cada vez menor conforme os preços do petróleo aumentam. Isso porque os preços do petróleo influenciam diretamente na porcentagem de participação da União no excedente em óleo no regime de partilha, portanto, quanto maior o preço do barril, maior é a participação da União e com isso a receita governamental se aproxima daquela trazida pelo regime de concessões. Isso se aplica a todos os campos analisados, mas se exagera nos casos de Lula e Cernambi e de Libra, por conta do tamanho de suas

Tabela 2 – *Break even price* para todos os campos analisados

Campo	Bacia	Regime	Reserva (MM boe)	Break Even Price para Nova Infraestrutura						Break Even Price Reaproveitando Infraestrutura					
				CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II
Atapu/ N.S.Berbigão/ N.S.Sururu	SAN	C+P	3.850	-	43,45	46,19	45,72	29,68	26,37	-	34,47	36,50	36,35	23,56	20,93
Berbigão/ Sururu/O. Atapu	SAN	CON	1.000	-	-	57,02	43,14	37,55	33,65	-	-	42,88	32,97	28,52	25,55
Búzios	SAN	C+P	11.306	-	42,81	49,83	49,42	31,66	27,57	-	34,23	39,69	39,56	25,34	22,06
Carcará	SAN	CON	5.000	-	-	48,53	42,82	31,49	27,88	-	-	38,02	33,87	24,86	22,01
Itapu	SAN	C+P	867	-	44,84	61,97	59,23	40,60	36,41	-	33,46	45,70	44,11	30,21	27,08
Entorno de Júpiter	SAN	CON	335	-	-	79,55	58,51	52,37	47,03	-	-	58,81	44,04	39,14	35,14
Lapa	SAN	CON	459	-	-	60,98	44,46	40,00	35,91	-	-	45,08	33,44	29,84	26,78
Libra	SAN	PAR	10.000	-	-	55,94	52,50	30,82	27,33	-	-	46,15	43,64	24,67	21,55
Lula/ Cernambi	SAN	CON	8.300	-	-	47,97	44,02	31,04	27,24	-	-	37,93	35,05	24,73	21,70
Pau-Brasil	SAN	PAR	2.500	-	-	59,00	48,33	33,86	30,21	-	-	47,14	39,01	26,32	23,48
Peroba	SAN	PAR	364	-	-	77,90	56,97	47,16	42,35	-	-	59,24	43,98	35,28	31,67
Sapinhoá	SAN	CON	2.100	-	-	48,19	39,06	31,43	28,08	-	-	37,68	30,93	24,75	22,10
Sépia	SAN	C+P	1.028	-	43,59	55,89	54,07	36,54	32,75	-	33,13	42,13	41,11	27,75	24,86
Sépia Leste	SAN	CON	130	-	-	140,04	112,91	91,26	82,01	-	-	91,26	70,80	60,62	54,45
Sul de Lula	SAN	CES	128	89,87	-	141,28	113,95	91,88	82,57	60,36	-	92,10	71,49	61,07	54,85
Sul de Sapinhoá	SAN	CES	319	54,27	-	85,90	64,85	56,56	50,80	40,80	-	63,45	47,32	42,22	37,91
Uruguá	SAN	CON	467	-	-	60,48	44,08	39,81	35,74	-	-	44,63	33,09	29,69	26,65
Média Bacia de Santos	Todos os cenários = 47,19	Todos os cenários = 47,19	Todos os cenários = 47,19	72,07	43,67	69,22	57,30	44,34	39,64	50,58	33,82	51,08	42,40	32,86	29,34
Média Bacia de Santos	Todos os cenários = 47,19			72,07	43,67	69,22	57,30	44,34	39,64	50,58	33,82	51,08	42,40	32,86	29,34
Albacora	CAM	CON	350	-	-	86,25	64,36	56,78	51,00	-	-	66,27	48,54	44,03	39,54
Barracuda/ Caratinga/ Carimbé	CAM	CON	360	-	-	84,30	62,88	55,47	49,82	-	-	64,77	47,41	43,01	38,62
Marlim/ Voador/Brava	CAM	CON	380	-	-	81,69	58,84	53,78	48,91	-	-	62,72	45,85	41,66	38,02
Pão-de- Açúcar/Seat/ Gávea	CAM	CON	1.245	-	-	68,24	50,13	44,50	40,37	-	-	57,03	42,26	37,39	34,00
Papa-Terra	CAM	CON	850	-	-	86,35	64,22	56,52	51,31	-	-	69,28	50,25	45,66	41,56
Parque das Baleias	CAM	CON	1.750	-	-	70,98	52,53	46,27	41,91	-	-	58,64	43,79	38,45	34,91
Xerelete	CAM	CON	1.400	-	-	65,90	48,24	42,96	38,96	-	-	55,78	41,17	36,55	33,21
Média Bacia de Campos	Todos os cenários = 52,21			-	-	77,67	57,31	50,90	46,04	-	-	62,07	45,61	40,96	37,12
Média Geral	Todos os cenários = 48,39			72,07	43,67	71,58	57,30	46,17	41,43	50,58	33,82	54,16	43,30	35,13	31,52

Fonte: Reproduzido de Rodrigues (2016).

reservas, até o ponto em que o regime de partilha de produção se torna mais favorável nos cenários de preços mais elevados. Essa tendência pode ser verificada na Figura 4, que mostra a diferença entre o somatório dos *royalties* e da participação da União no excedente em óleo no regime de partilha de produção e o somatório dos *royalties* e da participação especial no regime de concessões para vários campos selecionados.

Tabela 3 – Total da parcela governamental considerando investimentos em novas unidades de produção completas (Milhões de US\$) (VPL)

Campo	Regime	Barril US\$ 50						Barril US\$ 75						Barril US\$ 100					
		CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II
Atapu/ N.S.Berbigão/ N.S.Sururu	C+P	-	42.427	43.573	43.520	70.530	71.007	-	69.757	68.980	70.861	108.037	108.515	-	95.602	94.486	98.771	145.545	146.023
Berbigão/ Sururu/O. Atapu	CON	-	-	11.553	8.895	19.575	19.624	-	-	18.784	15.296	30.213	30.282	-	-	26.038	22.544	40.852	40.900
Buzios	C+P	-	103.149	115.683	115.136	187.473	191.077	-	164.382	183.244	187.513	287.257	290.861	-	225.616	251.115	260.836	387.041	390.645
Carcará	CON	-	-	54.970	50.340	90.118	90.951	-	-	87.593	83.215	138.207	139.040	-	-	120.216	117.835	186.296	187.129
Iiapu	C+P	-	7.107	9.887	9.475	16.885	16.925	-	11.775	16.151	15.894	26.128	26.168	-	16.505	22.454	22.570	35.372	35.411
Entorno de Jupiter	CON	-	-	3.804	2.743	6.797	6.806	-	-	6.361	4.921	10.640	10.649	-	-	8.966	7.445	14.483	14.492
Lapa	CON	-	-	5.370	3.927	9.163	9.174	-	-	8.766	6.867	14.167	14.178	-	-	12.178	10.247	19.171	19.183
Libra	PAR	-	-	113.794	108.984	167.343	169.846	-	-	174.192	171.649	256.342	258.845	-	-	234.709	236.268	345.341	347.844
Lulã/ Cernambi	CON	-	-	87.225	82.547	142.587	144.631	-	-	138.813	135.686	218.489	220.534	-	-	190.401	190.688	294.392	296.437
Pau-Brasil	PAR	-	-	30.675	26.434	46.400	46.641	-	-	47.555	42.620	71.315	71.556	-	-	64.543	60.309	96.230	96.471
Peroba	PAR	-	-	4.789	3.579	7.647	7.657	-	-	7.645	6.027	11.927	11.937	-	-	10.548	8.874	16.206	16.216
Sapinhóá	CON	-	-	24.315	20.388	39.976	40.140	-	-	38.838	34.229	61.345	61.509	-	-	53.408	49.414	82.713	82.878
Sépia	C+P	-	9.584	12.016	11.694	20.161	20.211	-	15.622	19.447	19.445	31.092	31.142	-	21.714	26.900	27.458	42.022	42.072
Sépia Leste	CON	-	-	1.348	892	2.647	2.650	-	-	2.386	1.778	4.351	4.354	-	-	3.509	2.810	6.056	6.059
Sul de Lulia	CES	576	-	1.394	885	2.620	2.623	1.258	-	2.367	1.767	4.315	4.318	1.983	-	3.485	2.795	6.010	6.013
Sul de Sapinhóá	CES	1.807	-	3.419	2.437	6.231	6.239	3.320	-	5.772	4.432	9.777	9.785	4.846	-	8.174	6.744	13.323	13.332
Uruguaá	CON	-	-	5.381	3.931	9.207	9.218	-	-	8.788	6.881	14.227	14.239	-	-	12.211	10.273	19.247	19.259
Albacora	CON	-	-	3.664	2.538	6.613	6.623	-	-	6.125	4.629	10.381	10.390	-	-	8.676	7.099	14.148	14.157
Barraçuda/ Caratinga/ Carnibé	CON	-	-	3.776	2.626	6.791	6.801	-	-	6.305	4.771	10.645	10.654	-	-	8.915	7.307	14.499	14.508
Marlin/ Voador/Brava	CON	-	-	3.905	2.726	7.036	7.045	-	-	6.534	4.963	11.001	11.009	-	-	9.231	7.582	14.965	14.973
Pão-de- Açúcar/Seav/ Gaeva	CON	-	-	11.924	8.776	20.648	20.706	-	-	19.591	15.391	31.996	32.054	-	-	27.266	23.044	43.343	43.402
Papa-Terra	CON	-	-	7.290	5.055	13.217	13.249	-	-	12.210	9.225	20.646	20.678	-	-	17.221	14.138	28.074	28.106
Parque das Baleias	CON	-	-	15.999	11.859	27.882	27.994	-	-	26.332	20.849	43.219	43.330	-	-	36.711	31.153	58.555	58.667
Xerifele	CON	-	-	13.384	9.828	23.032	23.102	-	-	21.902	17.186	35.633	35.703	-	-	30.431	25.706	48.234	48.304
Total		2.383	162.267	589.078	539.215	950.579	960.940	4.578	261.536	934.681	886.105	1.461.350	1.471.710	6.829	359.437	1.281.792	1.251.910	1.972.118	1.982.481

Fonte: Extraído de Rodrigues (2016)

Tabela 4 - Total da parcela governamental considerando investimentos reaproveitando plataformas e sistemas de escoamento existentes (Milhões de US\$) (VPL)

Campo	Regime	Barril US\$ 50				Barril US\$ 75				Barril US\$ 100									
		CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II
Atapu/ N.S.Berbigão/ N.S.Sururu	C+P	-	44.827	44.656	45.418	70.530	70.909	-	70.967	70.120	73.181	108.037	108.417	-	96.811	95.695	101.213	145.545	145.925
Berbigão/ Sururu/O. Atapu	CON	-	-	12.036	9.453	19.575	19.612	-	-	19.290	15.944	30.213	30.250	-	-	26.544	23.364	40.852	40.889
Búzios	C+P	-	106.127	118.352	120.014	187.473	190.362	-	167.361	186.223	193.083	287.257	290.145	-	228.595	254.094	266.728	387.041	389.929
Carcará	CON	-	-	56.473	52.649	90.118	90.777	-	-	89.096	85.992	138.207	138.866	-	-	121.792	120.984	186.296	186.955
Itapu	C+P	-	7.548	10.356	10.158	16.885	16.914	-	12.274	16.657	16.797	26.128	26.128	-	17.011	22.960	23.565	35.372	35.401
Entorno de Jupiter	CON	-	-	4.011	2.989	6.797	6.804	-	-	6.612	5.242	10.640	10.647	-	-	9.232	7.832	14.483	14.490
Lapa	CON	-	-	5.621	4.220	9.163	9.171	-	-	9.033	7.208	14.167	14.176	-	-	12.445	10.643	19.171	19.180
Libra	PAR	-	-	116.256	113.118	167.343	169.581	-	-	176.773	176.350	256.342	258.580	-	-	237.290	241.225	345.341	347.579
Lula/Cernambi	CON	-	-	89.485	86.142	142.587	144.218	-	-	141.073	139.830	218.489	220.121	-	-	192.660	195.098	294.392	296.024
Pau-Brasil	PAR	-	-	31.559	27.710	46.400	46.588	-	-	48.544	44.230	71.315	71.503	-	-	65.532	62.132	96.230	96.418
Peroba	PAR	-	-	4.988	3.832	7.647	7.655	-	-	7.897	6.360	11.927	11.934	-	-	10.815	9.269	16.206	16.214
Sapinhoá	CON	-	-	25.020	21.395	39.976	40.105	-	-	39.590	35.476	61.345	61.474	-	-	54.160	50.813	82.713	82.843
Sépiea Leste	C+P	-	10.039	12.500	12.422	20.161	20.199	-	16.126	19.953	20.394	31.092	31.130	-	22.219	27.406	28.483	42.022	42.060
Sépiea Oeste	CON	-	-	1.459	1.070	2.647	2.649	-	-	2.589	2.015	4.351	4.353	-	-	3.748	3.093	6.056	6.058
Sul de Lula	CES	778	-	1.445	1.062	2.620	2.622	1.502	-	2.570	2.002	4.315	4.317	2.230	-	3.722	3.071	6.010	6.012
Sul de Sapinhoá	CES	2.062	-	3.625	2.681	6.231	6.237	3.588	-	6.023	4.744	9.777	9.783	5.113	-	8.440	7.119	13.323	13.330
Uruguá	CON	-	-	5.633	4.223	9.207	9.215	-	-	9.056	7.222	14.227	14.236	-	-	12.479	10.670	19.247	19.256
Albacora	CON	-	-	3.830	2.748	6.613	6.621	-	-	6.360	4.918	10.381	10.388	-	-	8.927	7.442	14.148	14.155
Barracuda/ Caratinga/ Carmibé	CON	-	-	3.950	2.836	6.791	6.799	-	-	6.540	5.063	10.645	10.652	-	-	9.166	7.651	14.499	14.506
Marlim/ Voador/Brava	CON	-	-	4.098	2.954	7.036	7.043	-	-	6.781	5.258	11.001	11.007	-	-	9.484	7.927	14.965	14.971
Pão-de- Açúcar/Seal/ Gávea	CON	-	-	12.298	9.181	20.648	20.696	-	-	19.972	15.879	31.996	32.044	-	-	27.682	23.623	43.343	43.391
Papa-Terra	CON	-	-	7.606	5.412	13.217	13.243	-	-	12.588	9.685	20.646	20.671	-	-	17.631	14.690	28.074	28.099
Parque das Belaças	CON	-	-	16.518	12.459	27.882	27.973	-	-	26.897	21.533	43.219	43.310	-	-	37.288	32.000	58.555	58.646
Xeretele	CON	-	-	13.754	10.237	23.032	23.090	-	-	22.283	17.668	35.633	35.691	-	-	30.831	26.286	48.234	48.292
Total		2.840	168.541	605.539	564.383	950.579	959.083	5.090	266.728	952.520	916.074	1.461.350	1.469.853	7.343	364.636	1.300.023	1.284.921	1.972.118	1.980.623

Fonte: Extraído de Rodrigues (2016).

Tabela 5 – *Royalties* em todos os campos (Milhões de US\$) (VPL)

Campo	Regime	CES	C+P	Cenário - Barril US\$ 50					Cenário - Barril US\$ 75					Cenário - Barril US\$ 100					
				CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II	CES	C+P	CON	PAR	S-I	S-II
Atapu/ N.S.Berbigão/ N.S.Sururu	C+P	-	11.129	7.947	11.921	11.921	11.921	-	16.693	11.921	17.882	17.882	17.882	-	22.258	15.895	23.842	23.842	23.842
Berbigão/ Sururu/O. Atapu	CON	-	-	2.254	3.381	3.381	3.381	-	3.381	5.072	5.072	5.072	5.072	-	4.508	6.762	6.762	6.762	6.762
Barcará	C+P	-	27.360	21.143	31.714	31.714	31.714	-	41.040	31.714	47.571	47.571	47.571	-	54.721	42.286	63.429	63.429	63.429
Carcará	CON	-	-	10.189	15.284	15.284	15.284	-	15.284	22.926	22.926	22.926	22.926	-	20.379	30.568	30.568	30.568	30.568
Iiapu	C+P	-	2.217	1.959	2.938	2.938	2.938	-	3.326	2.938	4.407	4.407	4.407	-	4.435	3.917	5.876	5.876	5.876
Entomo de Jupiter	CON	-	-	814	1.222	1.222	1.222	-	1.222	1.832	1.832	1.832	1.832	-	1.629	2.443	2.443	2.443	2.443
Lapa	CON	-	-	1.060	1.590	1.590	1.590	-	1.590	2.386	2.386	2.386	2.386	-	2.121	3.181	3.181	3.181	3.181
Libra	PAR	-	-	18.858	28.287	28.287	28.287	-	28.287	42.430	42.430	42.430	42.430	-	37.715	56.573	56.573	56.573	56.573
Luía/Carambí	CON	-	-	16.083	24.124	24.124	24.124	-	24.124	36.186	36.186	36.186	36.186	-	32.166	48.248	48.248	48.248	48.248
Paú-Brasil	PAR	-	-	5.279	7.919	7.919	7.919	-	7.919	11.878	11.878	11.878	11.878	-	10.558	15.837	15.837	15.837	15.837
Peroba	PAR	-	-	907	1.360	1.360	1.360	-	1.360	2.040	2.040	2.040	2.040	-	1.814	2.720	2.720	2.720	2.720
Sapinhóá	CON	-	-	4.528	6.792	6.792	6.792	-	6.792	10.187	10.187	10.187	10.187	-	9.056	13.583	13.583	13.583	13.583
Sepia	C+P	-	2.780	2.316	3.474	3.474	3.474	-	4.170	3.474	5.211	5.211	5.211	-	5.560	4.632	6.948	6.948	6.948
Sepia Leslie	CON	-	-	361	542	542	542	-	542	813	813	813	813	-	722	1.084	1.084	1.084	1.084
Sul de Luía	CES	359	-	369	539	539	539	539	-	539	808	808	808	718	-	718	1.078	1.078	1.078
Sul de Sapinhóá	CES	751	-	751	1.127	1.127	1.127	1.127	-	1.127	1.691	1.691	1.691	1.503	-	1.503	2.254	2.254	2.254
Luíguá	CON	-	-	1.064	1.596	1.596	1.596	-	1.596	2.393	2.393	2.393	2.393	-	2.127	3.191	3.191	3.191	3.191
Soma Baía de Santos		1.110	43.486	95.872	143.810	143.810	143.810	1.666	65.229	143.810	215.713	215.713	215.713	2.221	86.974	191.746	287.617	287.617	287.617
Albacora	CON	-	-	798	1.197	1.197	1.197	-	1.197	1.796	1.796	1.796	1.796	-	1.596	2.395	2.395	2.395	2.395
Barracuda/ Caratinga/ Carimbé	CON	-	-	817	1.225	1.225	1.225	-	1.225	1.837	1.837	1.837	1.837	-	1.633	2.450	2.450	2.450	2.450
Matim/Veador/ Brava	CON	-	-	840	1.260	1.260	1.260	-	1.260	1.890	1.890	1.890	1.890	-	1.680	2.520	2.520	2.520	2.520
Pão-de- Açúcar/Seal/ Gávea	CON	-	-	2.404	3.607	3.607	3.607	-	3.607	5.410	5.410	5.410	5.410	-	4.809	7.213	7.213	7.213	7.213
Papa-Terra	CON	-	-	1.574	2.361	2.361	2.361	-	2.361	3.541	3.541	3.541	3.541	-	3.148	4.722	4.722	4.722	4.722
Parque das Baleias	CON	-	-	3.250	4.874	4.874	4.874	-	4.874	7.312	7.312	7.312	7.312	-	6.499	9.749	9.749	9.749	9.749
Xerlele	CON	-	-	2.670	4.005	4.005	4.005	-	4.005	6.008	6.008	6.008	6.008	-	5.340	8.010	8.010	8.010	8.010
Soma Baía de Campos		-	-	12.353	18.529	18.529	18.529	-	18.529	27.794	27.794	27.794	27.794	-	24.705	37.059	37.059	37.059	37.059
Soma Total		1.110	43.486	108.225	162.339	162.339	162.339	1.666	65.229	162.339	243.507	243.507	243.507	2.221	86.974	216.451	324.676	324.676	324.676

Fonte: Extraído de Rodrigues (2016).

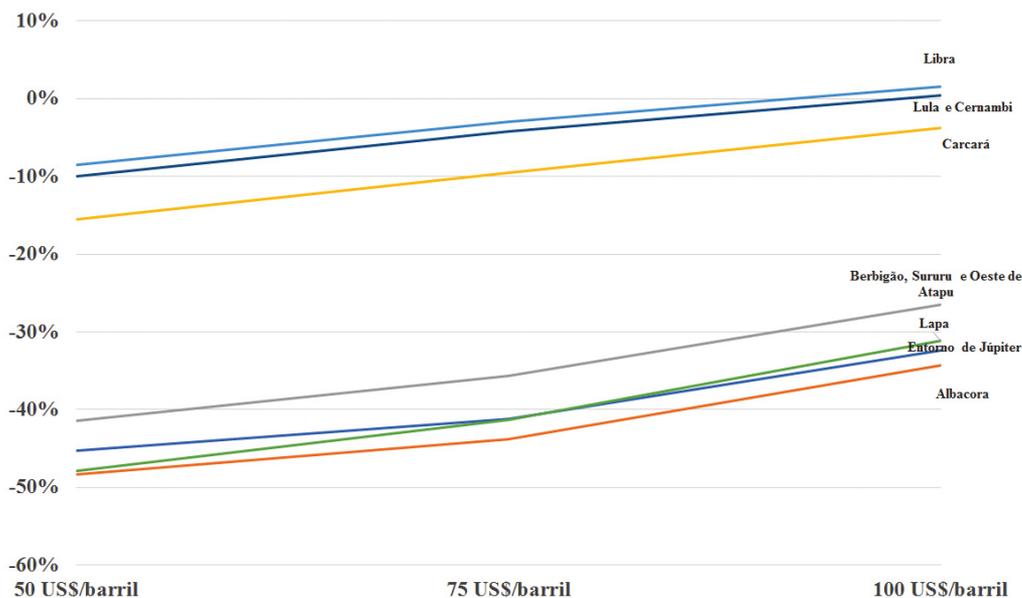


Figura 4 – Diferença entre a soma de *royalties* e participação da União no excedente em óleo no regime de partilha de produção e a soma de *royalties* e participação especial no regime de concessões.

Fonte: Extraído de Rodrigues (2016).

Pela Figura 4 é possível visualizar que, quanto maior a reserva do campo, menor é a diferença entre as participações governamentais no regime de concessões e de partilha de produção conforme aumentam os preços do barril de petróleo. Em alguns casos, a arrecadação do regime de partilha de produção ultrapassa a arrecadação do regime de concessões, conforme os preços do barril aumentam.

Com relação aos *royalties*, tem-se que para campos com contrato de cessão onerosa (Sul de Lula e Sul de Sapinhoá) e com contratos de cessão onerosa e de partilha de produção para os volumes excedentes (Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Búzios, Itapu e Sépia), pode-se esperar a geração total de *royalties* que variam entre US\$ 44,6 bilhões até US\$ 89,2 bilhões, quando o preço do barril de petróleo chega a US\$ 100. Para os demais campos na bacia de Santos, no caso do regime de concessões o somatório dos *royalties* está entre US\$ 95,9 bilhões e US\$ 191,7 bilhões. No caso do regime de partilha de produção, de serviços e de serviços com incentivos – que aplicam a mesma alíquota de *royalties* sobre a produção –, o somatório dos *royalties* para esses campos fica entre US\$ 143,8 bilhões e US\$ 286,6 bilhões. Para os Campos na bacia de Campos, o valor total estimado em *royalties* no regime de concessões está entre US\$ 12,4 bilhões e US\$ 24,7 bilhões. No caso dos outros regimes regulatórios, o valor de *royalties* para os campos dessa bacia está

entre US\$ 18,5 bilhões e US\$ 37,1 bilhões. De modo geral, tem-se, portanto, que o valor total de *royalties* é 50% maior nos regimes de partilha de produção, serviços e serviços com incentivos, do que o valor de *royalties* no regime de concessões, por conta das alíquotas que são aplicadas, de 15% nos primeiros e de 10% no regime de concessões.

Atualmente, a distribuição dos *royalties* entre os diversos entes públicos ainda permanece incerta, por conta das mudanças nas regras de distribuição inseridas nos anos recentes por alguns instrumentos jurídicos e posterior suspensão das novas regras. De todo modo, a Lei n.12.858 de 2013 definiu que sejam destinados para as áreas da saúde (25%) e da educação (75%) os *royalties* arrecadados a partir da produção em mar de campos que tiveram sua declaração de comercialidade declarada a partir de 3 de dezembro de 2012. Desde essa data até o presente, os seguintes campos com reservas no pré-sal tiveram declarada sua comercialidade: Sépia Leste, Atapu, Oeste de Atapu, Sul de Sururu, Norte de Sururu, Sul de Berbigão, Norte de Berbigão, Berbigão, Sururu, Sul de Sapinhoá, Itapu, Sépia, Lapa, Búzios, Sul de Lula, Libra, Carcará, Entorno de Júpiter, Pão de Açúcar/Seat/Gávea, Pau-Brasil e Peroba (Rodrigues, 2016). A partir desses campos, foi realizada uma estimativa dos *royalties* que podem ser esperados para as áreas da saúde e da educação nos próximos anos, conforme apresentado na Tabela 6. Com a produção nos campos do pré-sal podem ser esperados recursos para a área da saúde entre US\$ 24,8 bilhões e US\$ 49,6 bilhões nos próximos 30 anos. Já para a área da educação, os recursos estimados estão entre US\$ 73,8 bilhões e US\$ 148,9 bilhões.

A função da Petrobras: disputa entre interesses conflitantes e por estratégias alternativas

Existe um conjunto de interesses conflitantes em relação à função da Petrobras na Sociedade. De um lado, estão seus acionistas, que buscam a valorização da empresa por meio da aceleração da produção a preços elevados, visando obter maiores dividendos e aumento na cotação das ações. De outro lado, estão os consumidores de derivados de petróleo, sempre em busca de preços mais baixos. Há também a própria população, pouco consumidora de derivados, mas que vê na Petrobras um instrumento de geração de renda para ser investida em finalidades sociais, graças à sua capacidade tecnológica e gerencial. Ainda em torno da função da Petrobras, estão os interesses dos integrantes do Governo, partidos e base aliada, que têm sistematicamente buscado a instrumentalização da empresa para seus propósitos de manutenção do poder e enriquecimento pessoal, indicando e nomeando despachantes de seus interesses para funções de direção. Por fim, há um conjunto de interesses externos, que une empresas e Governos estrangeiros, vinculados aos países da OCDE e China, que tem por objetivo aceder a recursos de petróleo, como aqueles na área do pré-sal, visando acelerar sua produção e a redução do seu preço, propiciando o aumento de sua prosperidade e bem-estar.

Tabela 6 - Destinação esperada de royalties para as áreas de saúde e educação (US\$ Milhões - VP)

Campo	Cenário - Barril US\$ 50		Cenário - Barril US\$ 75		Cenário - Barril US\$ 100	
	Saúde	Educação	Saúde	Educação	Saúde	Educação
Sépia Leste	90	271	136	407	181	542
Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu	2.782	8.347	4.173	12.520	5.565	16.694
Berbigão, Sururu, Oeste de Atapu	564	1.691	845	2.536	1.127	3.381
Sul de Sapinhoá	188	563	282	845	376	1.127
Sul de Lula	90	269	135	404	180	539
Itapu	554	1.663	832	2.495	1.109	3.326
Sépia	695	2.085	1.043	3.128	1.390	4.170
Lapa	265	795	398	1.193	530	1.591
Búzios	6.840	20.520	10.260	30.780	13.680	41.041
Libra	7.072	21.215	10.608	31.823	14.143	42.430
Carcará	2.547	7.642	3.821	11.463	5.095	15.284
Entorno de Júpiter	204	611	306	917	407	1.222
Pão de Açúcar, Seat, Gavea	601	1.803	902	2.705	1.202	3.607
Pau-Brasil	1.980	5.939	2.970	8.909	3.959	11.878
Peroba	340	340	510	1.530	680	2.040
Total	24.811	73.753	37.217	111.652	49.623	148.870

Fonte: Extraído de Rodrigues (2016).

De modo particular, as antigas empresas internacionais de petróleo – originadas das chamadas Sete Irmãs, primas e descendentes – tiveram uma forte redução no acesso às reservas de petróleo e, por isso, vêm atuando de forma estruturada para ter acesso a reservas em novas fronteiras, das quais a mais importante em escala mundial é a do pré-sal. Um exemplo é a aquisição da British Gas (BG) pela Shell, cuja motivação principal foi a ampliação da participação em reservas, principalmente no pré-sal. Da mesma forma, a Statoil, estatal norueguesa, adquiriu o campo de Carcará, com cerca de 1 bilhão de barris. As petrolíferas chinesas também vêm buscando reservas, e por essa razão, ao lado da Total (francesa) e da Shell, foram vencedoras no leilão do campo de Libra.

Diante desse rol de interesses, questões fundamentais para análise são: Qual o papel da Petrobras para o país e a Sociedade? A Petrobras está realmente “quebrada”, como vem sendo anunciado, incapaz de liderar a produção do petróleo brasileiro? A subordinação à lógica da hegemonia financeira empresarial é única forma de viabilizar os investimentos, como afirmam alguns analistas do mercado, com ampla divulgação nos meios de comunicação de massa?

Para contribuir com a análise dessas questões, esta seção se baseia principalmente nos dados e informações do documento produzido por técnicos do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), divulgado em setembro de 2016 (Reage Cenpes, 2016), que analisa, dentre outros, o novo Plano de Negócios e Gestão da Petrobras 2017-2021 (PNG 2017-2021), que define a estratégia da empresa, e que apresentou um foco claro na redução das dívidas, buscando a alavancagem da companhia nos próximos anos. A dívida da Petrobras (acima dos US\$ 120 bilhões) e o mito de que ela está “quebrada” são usados como justificativa para transformá-la em uma empresa de óleo apenas (incluindo o gás natural), com ênfase potencial na exportação de óleo cru, e que, associada a “parceiras”, poderia alcançar uma produção diária de 3,4 milhões de barris de óleo e gás em 2021 (Reage Cenpes, 2016).

O crescimento da dívida está vinculado a um conjunto de fatores, destacando-se: 1) a política equivocada de congelamento dos preços dos derivados de petróleo, sem respaldo da legislação, que foi imposto pelo Governo e aceito pela Petrobras por diversos anos, mas com recrudescimento entre 2011-2015, para supostamente controlar a inflação e também para gerar benefícios aos consumidores de derivados, integrantes da fração mais afluyente da Sociedade, o que gerou um prejuízo de cerca de R\$ 100 bilhões, ou cerca de 20 bilhões de dólares a cambio corrente; 2) investimentos fora de padrões técnicos e gerenciais aceitáveis e irre recuperáveis, como os da Refinaria Abreu e Lima no Nordeste (da ordem de 20 bilhões de dólares, quando, para a capacidade instalada, o máximo recuperável seria da ordem de 7 bilhões de dólares, ocasionando uma perda de 13 bilhões de dólares) e do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) (estimados em cerca e 40 bilhões de dólares, com expectativa de recuperação inferior a 14 bilhões dólares, implicando prescrição de valor da ordem de 26 bilhões de dólares). Esses dois fatores ocasionam um endividamento irre recuperável da ordem de 60 bilhões de dólares, metade da dívida empresarial. Essas ações deletérias guardam vínculo direto com a instrumentalização da Petrobras para, de forma delituosa, atender propósitos da base econômica e política de apoio ao chamado Governo de coalização.

Outros fatores conjunturais também afetam o equilíbrio financeiro temporário da Petrobras, como: investimentos de cerca de R\$ 424,65 bilhões entre 2010 e 2014 por conta das perspectivas do pré-sal; e também a redução acentuada nos preços do petróleo (de US\$ 130 para menos US\$ 50 o barril), vinculada a questões de ordem geopolítica e estratégica, substancialmente ligadas à coesão interna da Opep e a ação estruturada da OCDE, liderada pelos Estados Unidos, com apoio da China. Todavia a Petrobras apresenta um índice de reposição de reservas acima de 100% há 23 anos. Além disso, foi a única empresa entre os grandes do petróleo a apresentar crescimento produtivo entre os anos de 2006 e 2014 (Reage Cenpes, 2016).

A venda de ativos vem desmontando o caráter de empresa integrada, o que contribuirá para transformar a Petrobras em uma empresa subordinada aos interesses de certos grupos que a disputam, como as elites do país e seus aliados internacionais, afastando-a do papel de instrumento de transformação da realidade social do Brasil. A melhor forma de destruir uma empresa é adquirir e constituir ativos em períodos de alta dos preços e vendê-los em períodos de baixa. A Petrobras está fazendo isso. A mudança do cenário dos preços internacionais indica que as receitas das privatizações – para amortizar a dívida da Companhia no curto prazo – deve ser de longe inferiores aos ganhos futuros. Isso é percebido nos valores depreciados de venda dos ativos: 49% de participação na Gaspetro por R\$ 1,93 bilhões; 90% de participação na NTS por US\$ 5,2 bilhões; a área de Carcará, com cerca de 1 bilhão de barris, por US\$ 2,5 bilhões, o que garante cerca de 2,5 dólares por barril, valor extremamente baixo quando comparado aos valores pagos pela cessão onerosa, no processo de capitalização, que foi de cerca de 8,7 dólares por cada um dos 5 bilhões de barris contratados. O plano de desconstrução da empresa integrada também prevê sua retirada integral da produção de biocombustíveis, da distribuição de GLP (gás de cozinha), da produção de fertilizantes e de sua participação na petroquímica, sob a alegação de preservar as competências tecnológicas em áreas com maior potencial de desenvolvimento (Reage Cenpes, 2016). A saída da empresa do setor de biocombustíveis foi justificada pelo entendimento de que a Petrobras não seria o melhor operador desse tipo de produto, já que o etanol é um produto basicamente agrícola e que, portanto, estaria fora da área de *expertise* da empresa (Reage Cenpes, 2016).

Como empresa integrada de energia, as receitas da Petrobras não têm somente vinculação direta com o preço internacional do barril, mas também com os preços dos combustíveis no mercado interno, que deveriam acompanhar os preços internacionais, segundo a lei, e também as suas atividades no setor elétrico, gás natural e outras fontes (Reage Cenpes, 2016). Outras empresas de petróleo se converteram em empresas integradas com o objetivo de se beneficiar, simultaneamente, das atividades de exploração e produção de petróleo, sendo capazes assim de gerar elevados excedentes econômicos, e também da atuação em outros setores, como o gás natural, fontes renováveis, eletricidade e petroquímica, tornando-as capazes de estabilizar suas receitas, embora sob lucros médios, típicos do capitalismo concorrencial. Agora a Petrobras redefine sua atuação, voltando a ser uma empresa apenas de produção de óleo, ignorando estes fatores estratégicos e reforçando seu papel de empresa subordinada ao caráter financeiro, sem vínculo com a função estratégica do país.

A Braskem – que foi criada em agosto de 2002, pela integração de empresas do grupo Odebrecht e do Grupo Mariani – é hoje a maior produtora de resinas termoplásticas das Américas, é líder mundial na produção de biopolímeros, é a maior produtora de polipropileno nos Estados Unidos e é a única petroquí-

mica integrada de primeira e segunda geração de resinas termoplásticas no Brasil (Reage Cenpes, 2016). A integração e consolidação estratégica da petroquímica no Brasil foi conduzida pela Petrobras, mas, no fim, o governo Lula impôs a hegemonia do grupo Odebrecht contra as manifestações de dirigentes da Petrobras. Agora, completando esse processo, a Petrobras se afasta do negócio, depois de assumir o ônus de viabilizá-lo. É esse o papel da empresa? Criar espaço para grupos privados em detrimento de renda para investimentos públicos?

Na área de gás natural, a proposta que se coloca de “maximizar a geração de valor da cadeia do gás”, somada à busca de uma “participação relevante no gás como energia de transição para uma sociedade de baixo carbono” consta dos discursos (Reage Cenpes, 2016). No entanto, a Petrobras tem vendido seus ativos na cadeia de forma acelerada, à exemplo dos casos da Gaspetro e da NTS, além de ser prevista a privatização da NTN, cuja venda é planejada para 2017 (Reage Cenpes, 2016).

A participação da Petrobras de 66% no bloco exploratório BM-S-8, onde está localizado o campo de Carcará, no pré-sal da bacia de Santos, foi vendida por US\$ 2,5 bilhões para a estatal norueguesa Statoil, a serem pagos em duas partes iguais, e a segunda está condicionada à unitização do campo (que extrapola para áreas contíguas) (Reage Cenpes, 2016). De acordo com a Statoil, “trata-se de uma descoberta de primeira classe, com óleo de alta qualidade em torno de 30° API e gás associado em um reservatório espesso com excelentes propriedades” (Reage Cenpes, 2016). A Statoil estima que os volumes recuperáveis do bloco BM-S-8 sejam entre 700 milhões e 1,3 bilhão de barris de óleo equivalente, isso quer dizer que o valor da venda indica que as reservas foram avaliadas a um preço médio entre US\$ 3 e US\$ 5 por barril (Reage Cenpes, 2016).

Durante a apresentação do PNG 2017-2021 não foram explicitadas a questão da venda de 51% da BR Distribuidora e a da Transpetro. Em 2015, a BR Distribuidora registrou prejuízo de R\$ 1,16 bilhão, embora o lucro bruto gerado com a venda de produtos e serviços tenha sido de R\$ 7,262 bilhões (Reage Cenpes, 2016). O que impactou o lucro líquido foram as dívidas das empresas do setor elétrico, que atuam no Sistema Isolado, basicamente na região Norte do país, e o chamado “*impairment*”, no valor de R\$ 298 milhões, referentes às operações abaixo da capacidade instalada da base de Cruzeiro do Sul, no Acre, além de R\$ 555 milhões referentes às autuações fiscais de ICMS (Reage Cenpes, 2016). Ou seja, mesmo com essa situação negativa do lucro líquido, a venda do controle da BR representa uma grande perda, tanto por sua presença estratégica em todo país, como pelo fato dela ser credora de R\$ 5,4 bilhões devidos pela Eletrobras, além do fato de que um controlador privado fará o controle de preços dos combustíveis e lubrificantes no país (Reage Cenpes, 2016). Com relação à Transpetro, que tem mais de 14 mil quilômetros de oleodutos e gasodutos, 47 terminais e 56 navios, em 2015, sua receita operacional bruta foi de

R\$ 9,549 bilhões e o lucro líquido de R\$ 1,033 bilhão (Reage Cenpes, 2016). De acordo com notícias na imprensa, deve haver uma reestruturação dos ativos da empresa, para facilitar sua venda, mas, ainda assim, 98% do seu faturamento vêm de serviços prestados à Petrobras, tornando-a altamente dependente de sua controladora (Reage Cenpes, 2016).

Além da retirada da empresa de atividades importantes, em contradição ao reconhecimento de que a força de trabalho da Petrobras é o seu grande valor, foi apresentado o plano de redução do número de empregados próprios em 9.270, além dos 9.670 previstos para desligamento até meados de 2017 (Reage Cenpes, 2016). A redução dos prestadores de serviços foi de 114 mil desde dezembro de 2014 (Reage Cenpes, 2016). Pelos incentivos e pela natureza dos planos, grande parte dos talentos dispensados vai atuar em empresas concorrentes. Como a Petrobras pode se manter na vanguarda diante da perda em massa de parte relevante de seu maior valor?

O modelo de desenvolvimento de conhecimento da Petrobras, concentrado no Cenpes e em sua equipe, foi indutor de capacidade tecnológica da empresa. Resultado disso, por exemplo, foi quando, em maio de 2015, a Petrobras recebeu pela terceira vez o prêmio OTC (*Distinguished Achievement Award for Companies, Organizations, and Institutions*), reconhecendo as tecnologias desenvolvidas para a produção na área do pré-sal (Reage Cenpes, 2016). Esse prêmio é o maior reconhecimento que uma empresa de petróleo pode receber na qualidade de operadora *offshore*. No entanto, a Engenharia Básica, responsável pela criação e o desenvolvimento do mercado brasileiro de fornecimento de bens e serviços destinados ao setor de óleo e gás, saiu da estrutura do Cenpes, representando uma total descaracterização e perda de competências na Petrobras para a gestão de grandes empreendimentos e desenvolvimento de tecnologias (Reage Cenpes, 2016).

A submissão da Petrobras, dada sua dimensão técnica e produtiva, à lógica financeira convencional é desnecessária e prejudicial ao país. Exemplos de intervenção pública em instituições de porte essencial ao sistema econômico quando essas estão em risco comprovam que não há necessidade de prosseguir com esta subordinação. Um exemplo é o da empresa General Motors (GM), que foi estatizada para evitar sua falência e, depois de seu saneamento e estabilização, foi vendida pelo Governo dos Estados Unidos no mercado de capitais com ganhos econômicos. Alternativas similares para a Petrobras e sua cadeia produtiva estão disponíveis e podem ser implementadas para alavancar a atividade econômica. Basta a ação política para implementar a solução não convencional. O país dispõe de reservas internacionais da ordem de 370 bilhões de dólares, que custam ao Tesouro Nacional à taxa Selic e rendem juros negativos. Desses, cerca de US\$ 250 bilhões estão emprestados ao Governo dos Estados Unidos a juros inferiores à taxa de inflação. O país poderia criar ou revigorar o fundo soberano com parte desses recursos – algo em torno de 100 bilhões de dólares –, que

permaneceriam denominados em dólar e sediados no exterior, e comprar títulos da Petrobras e também suas ações na Bolsa de Nova York e de São Paulo. Esse investimento teria rendimento superior ao obtido hoje e permitiria à Petrobras manter seus ativos, ampliar sua atuação como empresa integrada de energia e alavancar a cadeia produtiva energética.

Para normalizar a atuação de empresas fornecedoras, o Governo brasileiro deveria seguir o exemplo do Governo dos Estados Unidos: desapropriar todas as empresas comprometidas com condutas ilegais, instituir governança corporativa e gestão profissional e, em seguida, pulverizar seu capital vendendo ações em bolsa, podendo até repassar parte do ganho a um truste que poderia, depois de pagas as indenizações devidas, pagar o saldo aos atuais controladores. Afinal, mais do que ativos privados dos controladores, as empresas são uma construção social da Sociedade brasileira e sua propriedade deve ter como prioridade, como preceito constitucional, cumprir uma função social. Além de democratizar o capital, haveria uma redução do poder das oligarquias controladoras sobre a manipulação do sistema político. Países como a China, e também o Japão, estão em busca de investimentos rentáveis e associações estratégicas para suas imensas reservas. A China tem feito aportes bilionários à Venezuela, a serem pagos em petróleo, a preços internacionais, em longo prazo. Seria possível também negociar solução semelhante para o país, tendo a Petrobras como agente principal. Afinal, já estão assegurados recursos superiores a 100 bilhões de barris de petróleo e seria possível capturar até mais de 100 bilhões de dólares, para financiar a produção e pagamento com petróleo a preços internacionais em longo prazo. Soluções fora do esquema ortodoxo são factíveis: não falta financiamento para quem detém recursos como os do pré-sal e capacidade produtiva como a da Petrobras; afinal o barril de petróleo tem um custo direto da ordem de 10 dólares e seu preço situa-se em torno de 50 dólares hoje, com perspectivas de retorno a patamares elevados – caso a Opep volte a atuar em parceria com grandes exportadores, não integrantes da organização, como a Rússia e, possivelmente, Canadá, México e Brasil.

Esses caminhos exigem uma atuação estratégica do Governo e uma articulação geopolítica ao invés da submissão à ordem ditada pela hegemonia do Sistema Financeiro Internacional convencional. Mas a lógica e os caminhos escolhidos pelo governo Temer e pela direção da Petrobras insistem na solução convencional ortodoxa, prejudicial ao país.

Conclusões e reflexões finais

A partir da revisão do contexto geopolítico e estratégico do petróleo como fonte de energia prevalecente hoje no mundo, o trabalho demonstrou os desafios e oportunidades associados à descoberta dos recursos do pré-sal brasileiro, além de analisar a importância do papel da Petrobras, concluindo pela necessidade de um exame crítico sobre a atual estratégia nacional no que diz respeito à identificação, caracterização e quantificação das reservas e à definição do ritmo

de produção e exportação, em coordenação com a Opep e demais países exportadores, o que implica a revisão do regime regulatório vigente, com o objetivo de garantir geração de recursos a serem investidos, de acordo com um plano nacional de desenvolvimento econômico e social. Nem o modelo de concessão nem o de partilha de produção se ajusta para garantir a hegemonia do interesse público, configurando-se a contratação direta da Petrobras, autorizada pela lei vigente, como a mais adequada por permitir a flexibilidade semelhante à dos contratos de serviços, onde prevalece o comando do Estado sobre a produção e exportação do petróleo.

As simulações econômico-financeiras desenvolvidas em Rodrigues (2016) trouxeram uma análise dos *break even prices*, das parcelas governamentais totais e dos *royalties*, especificamente, para cada campo no pré-sal, sob os distintos cenários regulatórios, de preços do barril de petróleo e de investimentos, mostrando quais modelos regulatórios trazem mais receitas ao poder público, ou seja, ao proprietário último dos recursos petrolíferos do país.

Essas simulações foram feitas para os campos já conhecidos, que tem potencial estimado em cerca de 56 bilhões de barris. Assim, considerando que pelo menos o dobro, ou seja, cerca de 100 bilhões de barris, já estaria assegurado, os resultados econômico-financeiros podem ser extrapolados, seja para os 100 bilhões de barris, ou mesmo 200 ou 300 bilhões, cujas determinação e quantificação ainda dependem da conclusão do processo exploratório, que deveria ser prioridade do Governo, antecedendo qualquer plano estratégico para o pré-sal e o plano de aplicação dos potenciais recursos em um projeto de desenvolvimento econômico e social do país.

Os resultados das simulações apontaram para *break even prices*, valores médios nas reservas da bacia de Santos (excluídos os campos de Sépia Leste, Sul de Lula e Sul de Sapinhoá que devem fazer parte de processos de unitização) de US\$ 57,82 por barril no caso do regime de concessões, de US\$ 48,74 por barril no regime de partilha de produção, de US\$ 36,72 por barril no regime de serviços e de US\$ 32,75 por barril no regime de serviços com incentivos. Esses valores indicam que a produção dos campos no pré-sal é viável financeiramente nesses patamares de preços do barril de petróleo, mesmo com a necessidade de altos investimentos em capital para novas unidades de produção. Essa constatação é importante, pois desde as descobertas das reservas na área do pré-sal existe um grande debate nacional acerca da viabilidade econômica dessas reservas e também a veiculação de matérias na mídia e afirmações de especialistas no setor que indicavam a não viabilidade econômica. Além disso, os resultados dos *break even prices* indicam viabilidade financeira ainda mais favorável sob um cenário de investimento em capital que considera o reaproveitamento de infraestruturas existentes, como a adaptação de FPSO e o uso de navios aliviadores que operam em outros campos. Nessa situação, para a bacia de Santos (excluindo os campos de Sépia Leste, Sul de Lula e Sul de Sapinhoá), os valores médios de *break even*

price encontrados são de US\$ 33,82 por barril para o regime de cessão onerosa combinado com partilha de produção para volumes excedentes, de US\$ 44,40 por barril no regime de concessões, de US\$ 37,94 por barril no regime de partilha de produção, de US\$ 28,19 por barril no regime de serviços e de US\$ 25,11 por barril no regime de serviços com incentivos.

De modo geral, os menores *break even prices* são encontrados nos casos dos regimes de serviços com incentivos e de serviços, já que neles a União, como investidora no projeto, apesar de dispendir investimentos, tem uma elevada receita, pois detém a maior parte do valor de produção nos campos. À parte dos regimes de serviços, aquele que apresenta menor *break even price* é o regime de cessão onerosa com partilha de produção, nos campos em que ele se aplica e, para os demais campos, é o regime de partilha de produção. Isso indica que da óptica do investidor, esses regimes são os mais favoráveis.

Isso leva à discussão sobre quais são os regimes regulatórios mais favoráveis em termos de receita para o poder público. O regime de partilha de produção foi introduzido no país no ano 2010 em meio a um debate nacional sobre a necessidade de garantir ao Estado brasileiro maior participação nos recursos advindos da exploração das reservas na área do pré-sal. No entanto, conforme apontam os resultados, da forma como vem sendo aplicado (no caso do campo de Libra, por exemplo), ele não garante maior participação governamental. Em todos os casos, os regimes que garantem maior parcela governamental são os regimes de serviços com incentivos e serviços, já que nesses casos a maior parte do valor da produção permanece com o Estado. Isso porque os regimes de serviços trazem uma lógica diferente de apropriação de renda, mantendo o Estado ao mesmo tempo nas posições de proprietário do recurso e de capitalista. De todo o modo, e mesmo desconsiderando os resultados dos regimes de serviços, ainda assim o regime de partilha de produção não é aquele que garante mais receita governamental na maior parte dos casos.

De acordo com os resultados das simulações econômico-financeiras, o regime de concessões garante maior participação governamental na maior parte dos campos analisados, pois nesse regime a soma dos *royalties* e da participação especial é mais elevada do que a soma dos *royalties* e da participação da União no excedente óleo no caso do regime de partilha de produção. Quando os preços do petróleo se elevam, a diferença nas receitas governamentais entre os dois regimes diminui, já que a parcela do excedente em óleo no regime de partilha de produção passa a ser cada vez maior, considerando as regras aplicadas no caso do campo de Libra, adotado como referência. De acordo com essas regras, foi adotada uma alíquota base de participação da União no excedente em óleo, que aumenta conforme se elevam os preços do barril de petróleo, além de estar vinculada à produção média diária dos poços.

De fato, conforme os preços do barril de petróleo se elevam, o regime de partilha de produção traz receitas governamentais cada vez mais próximas daque-

las do regime de concessões, tendência que é exacerbada quanto maior é o tamanho da reserva analisada. Em alguns casos, em campos com grandes reservas, como Libra e Lula e Cernambi, essa tendência é exacerbada ao ponto de que nos cenários de preços de barril de petróleo mais altos o regime de partilha de produção acaba por ultrapassar o de concessões em termos de receitas governamentais.

No entanto, ainda assim, na maior parte dos campos o regime de concessões segue sendo aquele com mais receitas ao poder público. Essa conclusão é contraditória se levado em consideração que o regime de partilha de produção foi adotado no país sob um debate nacional acerca das possibilidades para o Estado se apropriar de mais recursos com a produção na área do pré-sal. Pelos resultados, tem-se que isso só é verdadeiro quando coexistem as situações de preços do petróleo elevados (entre US\$ 75 e US\$ 100 por barril) e grandes reservas. Também, ocorre no caso de preços elevados e campos contratados em regime misto, que tem alíquota de participação da União no excedente em óleo maior do que a do campo de referência (Libra).

De fato, no regime de partilha de produção diferenças nas alíquotas base e metodologia de cálculo relativas à participação da União no excedente em óleo se revelaram importantes para influenciar as receitas governamentais que podem ser esperadas nesse regime. Quando os preços do petróleo se elevam os primeiros campos a trazer resultados positivos no regime de partilha de produção são aqueles em que há uma alíquota mais elevada de participação da União no excedente em óleo. Ou seja, modificações na alíquota e metodologia de cálculo podem influenciar os resultados do poder público na apropriação da renda dos campos no pré-sal.

Isso leva à conclusão importante de que o regime de partilha de produção não é atualmente aquele que gera mais receitas governamentais pela forma como se dá a definição da alíquota de participação da União no óleo produzido. No entanto, ele pode trazer mais receitas governamentais caso a alíquota seja alterada.

Atualmente a Lei que define o regime de partilha de produção no país (Lei n.12.351/2010) não traz definições acerca da definição da alíquota de participação da União no óleo produzido ou sobre metodologias de cálculo para sua aplicação. A definição da alíquota e metodologia de aplicação ocorre atualmente durante o processo de licitação ou contratação direta de áreas no pré-sal. No caso do campo de Libra, cuja alíquota e metodologia foram adotadas como referência na maior parte dos campos analisados, o processo de licitação do campo, realizado em outubro de 2013, trouxe apenas uma oferta, de um consórcio formado entre a Petrobras (40%) e empresas estrangeiras (Shell com 20%, Total com 20%, CNOOC com 10% e CNPC com 10%). Não houve, portanto, competição ou negociação sobre o valor da alíquota base de participação da União no excedente em óleo, que era objeto da licitação, ou seja, um dos itens considerados para a definição da empresa ou consórcio vencedor.

Isso pode ser entendido pelo fato de que, pela legislação ainda vigente, a Petrobras deve ter participação mínima obrigatória de 30% em todos os campos do pré-sal. Ou seja, estará em todo e qualquer consórcio formado para competir nas licitações de áreas. No entanto, da forma como o processo de licitação está desenhado atualmente, isso implica que as empresas interessadas em áreas tendem a negociar diretamente com a Petrobras a formação de um consórcio, acomodando em negociações prévias suas participações e decisões de investimento, o que provavelmente levou a uma oferta única na licitação do campo de Libra. Essa situação poderia ser revertida a partir de mudanças nas regras de formação dos consórcios. A Petrobras, junto com sua participação definida para determinada área, poderia ser excluída da formação inicial dos consórcios de empresas, que então poderiam competir entre si, e sem a Petrobras, pelo restante da participação nas áreas, o que tenderia a levar a uma melhor negociação da alíquota de participação da União no excedente em óleo.

A despeito das modificações nas regras atuais que poderiam aumentar as participações governamentais no regime de partilha de produção, outra conclusão importante, já mencionada acima, é o fato dos regimes de serviços gerarem mais receitas governamentais. Atualmente, a Lei da Partilha de Produção já prevê a contratação direta e exclusiva da Petrobras em áreas do pré-sal. Inclusive, essa contratação já ocorreu para volumes excedentes em campos sob cessão onerosa e, conforme os resultados, apresenta melhores resultados para o governo, por conta de alíquotas de participação no óleo mais elevadas.

Considerando essa possibilidade trazida pela Lei, para o aumento das receitas governamentais deveria haver a contratação direta da Petrobras em áreas do pré-sal, trazendo o atual regime de partilha de produção para o mais próximo possível do regime de serviços, por meio de transferências de recursos públicos para o financiamento da produção e maior participação da União no óleo produzido.

Além disso, existe a discussão sobre a adoção de um regime de serviços propriamente no país, que de fato traria a maior possibilidade de receitas governamentais, conforme demonstrado pelos resultados. Essa possibilidade já foi trazida pelo PL 5.194 de 2013, que esteve em tramitação no Congresso Nacional até o início do ano 2015, quando foi arquivado por falta de manifestações ao projeto. Apesar do arquivamento, pode-se ainda pensar na construção das circunstâncias políticas necessárias para trazê-lo novamente ao debate, se de fato se quer a maior apropriação dos recursos petrolíferos pela sociedade brasileira.

No entanto, as análises dos arcabouços regulatórios e dos efeitos que tem sobre as receitas da produção de petróleo no país indicam que os recursos não têm sido apropriados pela sociedade brasileira em todo o seu potencial e que o novo regime de partilha de produção instaurado no país permite uma instrumentalização da Lei para operá-lo de modo a favorecer os interesses de empresas em detrimento da sociedade, proprietária última do recurso natural. Mesmo sobre as receitas já destinadas ao poder público – sem avaliar o mérito de essas

serem mais ou menos favoráveis – há um embate sobre sua distribuição entre as diferentes instâncias, que segue a mesma lógica de negociação de apropriação de receitas verificadas entre poder público *versus* empresas.

Isso pode ser verificado na grande discussão e, atualmente, indecisão, com relação à distribuição dos *royalties*. Atualmente, as regras que dizem respeito à alíquota para a cobrança de *royalties* no regime de partilha de produção, bem como as regras para sua distribuição entre os diversos beneficiários não estão válidas, pois foram introduzidas no país por uma lei que está suspensa pelo STF e não há indicativos de quando essa situação será revista.

Finalmente, conclui-se que o regime de partilha de produção – que define a forma como o proprietário dos recursos naturais (União) pode transferi-los a outros entes (empresas), por meio de pagamentos – tem sido instrumentalizado de modo a gerar menos benefícios governamentais do que os esperados. Atualmente, de acordo com as regras aplicadas pelo regime de partilha de produção para a participação da União no excedente em óleo e para a formação de consórcios para licitações, o regime de concessões mostra-se mais favorável em termos de receitas governamentais na maior parte dos campos analisados.

Essa situação poderia ser alterada ou com a adoção de um novo regime regulatório, como o de serviços, que se mostrou o mais favorável em termos de receitas governamentais, ou com a adaptação das regras do regime de partilha de produção atual, para permitir alíquotas de participação da União no excedente em óleo mais elevadas.

Referências

ALVAREZ, C. G. *Renta y geopolítica de la energía*. Medellín: Ediciones Autores Antioqueños, 1988. v.49.

_____. La economía de la energía y el precio. In: *Ensayos de Economía*. v.4, n.6, 1993.

_____. La coyuntura minero energética en Colombia y la distribución de la renta petrolera. Ponencia. In: SEMINARIO REDEM. Santiago de Chile, Universidad Arcis, octubre 18 y 19, 2011.

ANP – NATIONAL AGENCY OF PETROLEUM. Natural Gas and Biofuels. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural*. Dezembro de 2014. Published on February 1st, 2015. Disponível em: <<http://anp.gov.br/?pg=71248&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1405346021066>>.

AUTY, R. M. Natural resources, capital accumulation and the resource curse. *Ecological Economics*, v.61, p.627-34, 2007.

BASEDAU, M.; LACHER, W. A Paradox of Plenty? Rent Distribution and Political Stability in Oil States. *GIGA Working Paper*, n.21, 1 de abril de 2006. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=909189> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.909189>>. Acesso em: 15 out. 2015.

- BINA, C. Some controversies in the Development of Rent Theory: the nature of oil rent. *Capital & Class*, v.13, p.82-112, 1989.
- _____. The Laws of Economic Rent and Property: Application to the Oil Industry. *American Journal of Economics and Sociology*, v.51, n.2, p.187-203, 1992.
- BOSCHINI, A.; PETTERSSON, J.; ROINE, J. The Resource Curse and its Potential Reversal. *World Development*, v.43, p.19-41, 2013.
- BP. *Statistical Review of World Energy*. June, 2016.
- CASELLI, F.; MICHAELS, G. Do oil windfalls improve living standards? Evidence from Brazil. *NBER Working Paper Series*, dez. 2009.
- COSTA, H. K.; SANTOS, E. M. Institutional analysis and the “resource curse” in developing countries. *Energy Policy*, v.63, p.788-95, 2013.
- DAVIS, G. A.; TILTON, J. E. The resource curse. *Natural Resources Forum*, v.29, p.233-42, 2005.
- EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *International Energy Outlook 2009*.
- GHANDI, A.; LIN, C.-Y. *Oil and Gas Service Contracts around the World: A Review*. University of California at Davis, março de 2014.
- GUEDES, S. Pre-Salt: What Has Been Done So Far and What is Coming Ahead . *2015 Offshore Technology Conference*. Houston, USA. May 5th, 2015.
- GUNTON, T. Energy rent and public policy: an analysis of the Canadian coal industry. *Energy Policy*, v.32, p.151-63, 2004.
- GYLFASON, T. Natural resources, education, and economic development. *European Economic Review*, v.45, p.847-59, 2001.
- HALL, C.; HANSEN, D. (Ed.) *New Studies in EROI (Energy Return on Investment)*. Sustainability. Special Issue. , 2011.
- HALL; BALOGH; MURPHY. What is the Minimum EROI that a Sustainable Society Must Have? *Energies* , n.2, p.25-47, 2009.
- HERNANDEZ-PEREZ, A. Economics of oil regulation and the Brazilian reform: some issues. *Energy Policy*, v.39, p.57-65, 2011.
- HOLDEN, S. *Avoiding the Resource Curse The Case Norway*. Department of Economics. University of Oslo. Agosto de 2013. Disponível em: <<http://folk.uio.no/sholden/wp/resource-curse-norway-13.pdf>>. Acesso em: 15 out. 2015.
- HOYOS, C. The new Seven Sisters: oil and gas giants dwarf western rivals. *Financial Times*, London, 11 March 2007.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2008*.
- JONES, C. M.; CHAVES, H. A. F. Assessment of yet-to-find-oil in the Pre-Salt area of Brazil. In: 14th INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 2015.
- LIMA, P. C. R. *Pré-sal, o novo Marco Legal e a capitalização da Petrobras*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

- LIMA, P. C. R. *Disputa pelo lucro do Pré-Sal e a Suspensão da Licitação de Libra*. Estudo. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, Brasília, 2013a.
- _____. *Pré-Sal: a contradição entre o sucesso e as oportunidades perdidas*. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, Brasília, 2013b.
- _____. *A situação econômica, financeira e operacional da Petrobras*. Consultoria Legislativa. Câmara dos Deputados. Março de 2015a.
- _____. Comunicação pessoal de 13 de agosto de 2015b.
- LUCCHESI, C. F. Petróleo. *Estudos Avançados*, v.12, n.33, p.17-40, 1998,
- MASSARRAT, M. *Weltenergieproduktion und Neuordnung der Weltwirtschaft: Die Weltarbeitsteilung und die Neuverteilung des Reichtums in der Welt*. Frankfurt; New York: Campus Verlag, 1980.
- _____. Sostenibilidad a través de la internalización de los costos: Contribuciones teóricas al análisis y las reformas de las estructuras globales. In: THIEL, R. E. (Ed.) *Teoría del Desarrollo: nuevos enfoques y problemas*. Caracas: Nueva Sociedad, 2001. p.181-92.
- _____. *Oil prices and democracy*. Faculdade de Ciências Sociais. Universidade de Osnabrück. Agosto de 2006. Disponível em: <<http://mohssenmassarrat.weebly.com>>. Acesso em: 3 dez, 2012.
- MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Linha do Tempo*. 2009. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1657891/Linha_do_tempo.pdf/6ed0e81a-78b8-45b7-b057-1b25922c4ff0>. Acesso em: 9 out. 2015.
- MOMMER, B. *La cuestión petrolera*. Caracas: Asociación de Profesores UCV – Trojkyos, 1988.
- _____. *Oil Prices and Fiscal Regimes*. Oxford Institute for Energy Studies WPM, 24, maio de 1999.
- _____. *Petróleo Global y Estado Nacional*. Caracas: Comala.com, 2003.
- OPEC bulletin 3/15. Naimi defends OPEC's actions on production, sees prices stabilizing. p.4-5. Disponível em: <<http://www.opec.org/opec>>.
- OPEC, 2012. *World Oil Outlook*. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm>.
- PAULANI, L. M. Acumulação e rentismo: resgatando a teoria da renda de Marx para pensar o capitalismo contemporâneo. In: XVII ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA POLÍTICA. Rio de Janeiro: SEP, 2012.
- PHILLIPS, J. P. *Collecting Rent: A comparative analysis of oil and gas fiscal policy regimes in Alberta, Canada and Norway*. Social Science Research Network (SSRN). 2008. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=1140306>>. Acesso em: 15 out. 2015.
- PISTONESI, H. La privatización de los sistemas eléctricos y la apropiación de la renta hidroeléctrica. *Revista Brasileira de Energia*, v.3, n.1, p.65-88, 1993.
- POSTALI, F. A. Petroleum royalties and regional development in Brazil: The economic growth of recipient towns. *Resources Policy*, v.34, p.205-13, 2009.
- POSTALI, F. A.; NISHIJIMA, M. Distribuição das rendas do petróleo e indicadores de desenvolvimento municipal no Brasil nos anos 2000. *Estudos Econômicos*, v.41, n.2, p.463-85, abr.-jun. 2011.

- POSTALI, F. A.; NISHIJIMA, M. Oil wind falls in Brazil and their long-run social impacts. *Resources Policy*, v.38, p.94-101, 2013.
- REAGE CENPES. Boletim Número 1. Proposta de Trabalhadores do CENPES. 30 de setembro de 2016. Disponível em: <<https://acordocoletivo.org/2016/10/09/reage-cenpes-boletim-numero-1/>>.
- REVISTA DE ECONOMIA INSTITUCIONAL. ISSN: 0124-5996.v. fasc. p.89-97, 1999.
- RIBEIRO LIMA, P. C. *A situação econômica, financeira e operacional da Petrobras*. Consultoria Legislativa. Brasília: Câmara Federal, mar. 2015.
- RICO, J. A. P. *Biocombustíveis, alimentos e petróleo: uma análise retrospectiva da experiência brasileira*. São Paulo, 2013. Tese (Doutorado) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2013.
- RODRIGUES, L. A. *Cenários econômico-financeiros da produção em campos do Pré-Sal sob distintos regimes regulatórios*. São Paulo, 2016. 410f. Tese (Doutorado em Ciências) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2016.
- RODRIGUES, L. A.; SAUER, I. L. Exploratory assessment of the economic gains of a pre-salt oil field in Brazil. *Energy Policy*, v.87, p.486-95, 2015.
- ROSS, M. L. The political economy of the resource curse. *World Politics*, v.51, p.297-322, 1999.
- SACHS, J. D.; WARNER, A. M. The big push, natural resource booms and growth. *Journal of Development Economics*, v.59, p.43-76, 1999.
- _____. The curse of natural resources. *European Economic Review*, v.45, p.827-38, 2001.
- SANTOS, T.. *El nuevo carácter de la dependencia*. Santiago de Chile: Centro de Estudios Sócio-econômicos da Universidade do Chile (CESO), 1967.
- SAUER, I. L. Pré-sal brasileiro: uma nova independência? *Interesse Nacional*, São Paulo, p.40-52, 1 fev. 2010.
- _____. Prefácio. In: LIMA, P. C. R. *Pré-sal, o novo Marco Legal e a capitalização da Petrobras*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011. p.IX-XXVII.
- _____. O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética. In: *Recursos Minerais do Brasil*. Academia Brasileira de Ciências. 2016.
- SAUER, I. L.; AMADO, N. B.; MERCEDES, S. S. Energia, recursos naturais e desenvolvimento, in: AEPET, AEPET 50 Anos pelo Brasil, Petrobras e seu corpo técnico. AEPET, Rio de Janeiro, 2011. p.181-95.
- SAUER, I. L.; SEGER, S. O pré-sal e o futuro. *Versus*, ano II, n.6, p.28-36, 2011.
- SAUER, I. L.; SEGER, S.; RICO, J. P. Reforma del sector petrolero y disputa por la renta en Brasil. *Latino América*, v.2, p.9-35, 2010.
- STEVENS, P.; DIETSCHKE, E. Resource curse: An analysis of causes, experiences and possible ways forward. *Energy Policy*, v.36, p.56-65, 2008.
- SUÁREZ, L. P. *Renda petrolífera: Geração e apropriação nos modelos de organização da indústria brasileira*. São Paulo, 2012. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

- SURREY, J. Petroleum development in Brazil: the strategic role of a national oil company. *Energy Policy*, fevereiro de 1987.
- THE WHITE HOUSE. *Blue print for a secure energy future*. Washington. March, 2011.
- VARGAS, M. V., 2007. *Bolivia's New Contract Terms*. Operating Under the Nationalization Regime. Oil, Gas and Energy Law Intelligence (OGEL), outubro de 2007. Disponível em: <http://www.kslaw.com/library/publication/mvargas_ogel_bolivian-contractterms.pdf>. Acesso em: 28 fev. 2016.
- VERBRUGGEN, A. Windfalls and other profits. *Energy Policy*, v.36, p.3249-51, 2008.
- WILLIAMS, A. Shining a Light on the Resource Curse: An Empirical Analysis of the Relationship Between Natural Resources, Transparency, and Economic Growth. *World Development*, v.39, p.490-505, 2011.

RESUMO – O presente trabalho examina os desafios e possibilidades do pré-sal e o papel da Petrobras, no sentido de conciliar as expectativas geradas quanto ao seu potencial de transformação social no Brasil. Para tanto, parte do exame dos processos que a apropriação social da energia cumpriu nas revoluções sociais da Humanidade. Em seguida, examina as condições e os processos que conduziram à hegemonia do petróleo em face das demais alternativas energéticas e analisa as consequências vinculadas a este desdobramento. No campo geopolítico e econômico são revisadas as contradições e interesses antagônicos em torno da disputa pelo controle do acesso aos recursos petrolíferos e pela apropriação da renda petroleira.

Dentro do contexto geopolítico e estratégico, o trabalho foca nos desafios e oportunidades associados à descoberta dos recursos do pré-sal brasileiro e no papel da Petrobras, concluindo pela necessidade de um exame crítico sobre a atual estratégia nacional no que diz respeito à identificação, caracterização e quantificação das reservas petrolíferas e à definição do ritmo de produção e exportação, em coordenação com a OPEP e demais países exportadores, o que implica na revisão do regime regulatório vigente, com o objetivo de garantir a geração de recursos para serem investidos de acordo com um plano nacional de desenvolvimento econômico e social. Nem o modelo de concessão nem o de partilha de produção se ajustam para garantir a hegemonia do interesse público, configurando-se a contratação direta da Petrobras, autorizada pela lei vigente, como a mais adequada por permitir a flexibilidade semelhante à dos contratos de serviços, onde prevalece o comando do Estado sobre a produção e exportação do petróleo.

Em ensaio específico, são sumarizados os resultados de cenários econômico-financeiros que podem ser esperados com a produção de petróleo em reservas localizadas na área do pré-sal, a partir da simulação da produção nos campos. São calculadas as receitas que podem ser esperadas pelos diferentes *stakeholders* (empresas e poder público) sob distintos cenários de preços do barril de petróleo, de investimentos e de regimes regulatórios. Com relação aos regimes regulatórios, as receitas são simuladas tanto para aqueles vigentes hoje no país (concessões, partilha de produção, cessão onerosa e cessão

onerosa com partilha de produção para volumes excedentes), como para outras formas regulatórias, como o regime de serviços. Um dos principais resultados é uma análise dos break-even prices (preços de equilíbrio) para cada um dos campos e em cada regime regulatório, indicando, sob a ótica do empreendedor, o valor mínimo do barril de petróleo que torna a produção no campo viável. Também, são apresentadas todas as receitas governamentais que podem ser esperadas, além de uma estimativa de recursos que devem ir para as áreas da saúde e da educação em decorrência da cobrança de royalties. De modo geral, tem-se que o regime de partilha de produção não foi o que demonstrou trazer mais receitas ao poder público, considerando as premissas com as quais foi simulado, ou seja, com base nas regras e dinâmica de definição da participação da União no óleo produzido conforme o resultado do leilão para o campo de Libra. Isso parece contraditório, já que o regime de partilha de produção foi instaurado no país em 2010 em um contexto de debate nacional acerca das possibilidades de aumentar a parcela governamental sobre a produção em áreas do pré-sal. O regime que mostrou trazer maior receita ao poder público é o regime de serviços, pelo qual a União é investidora e detentora das reservas e dos resultados da produção. Por isso, medidas que aproximem o regime de partilha de produção vigente hoje às regras do regime de serviços concebido, considerando as possibilidades existentes na legislação, tendem a aumentar o valor das receitas governamentais. Após o regime de serviços, aquele que apresenta maior parcela governamental, na maior parte dos casos, é o regime de concessões, já que a soma das participações especiais e dos royalties normalmente ultrapassa a soma da porcentagem da União sobre o excedente em óleo e royalties no regime de partilha de produção, considerando as premissas de simulação adotadas. Apenas em campos com grandes reservas e quando o preço do barril de petróleo é mais elevado, as receitas governamentais no regime de partilha chegam a ultrapassar as do regime de concessões. Assim, conclui-se que para que o regime de partilha de produção traga mais receitas ao poder público, deve haver mecanismos que garantam que a definição da porcentagem da União sobre o excedente em óleo seja mais elevada do que aquela que se verificou no caso do leilão para o campo de Libra, por exemplo.

Por fim, o presente trabalho analisa os dois ativos que compõe o patrimônio público em disputa: os recursos do petróleo, substancialmente os do pré-sal; e a Petrobras, com sua capacidade tecnológica. Diferentes alternativas para o desenvolvimento da produção e para o papel da Petrobras são viáveis: o que difere é o potencial de gerar recursos públicos para serem investidos no resgate das dívidas sociais. A contribuição primordial deste trabalho visa elucidar os conflitos de interesse, caminhos alternativos e potenciais resultados, vencedores e perdedores.

PALAVRAS-CHAVE: Pré-sal, Estratégia nacional, Transição energética, Mudanças climáticas, Regulação, Cenários econômico-financeiros e apropriação do excedente econômico para educação e saúde.

ABSTRACT – This study examines the challenges and possibilities of the pre-salt oil reserves and the role of Petrobras to reconcile the expectations of their potential for social transformation in Brazil. Toward this end, it examines the role of the processes of social appropriation of energy in the social revolutions of humanity. It then examines the conditions and processes that led to the hegemony of oil vis-à-vis other energy alternatives and analyzes the consequences of this development. In the geopolitical and economic field, it reviews the contradictions and antagonistic interests in the dispute for control over access to oil resources and for the appropriation of oil income.

Within this geopolitical and strategic context, the essay focuses on the challenges and opportunities associated with the discovery of the Brazilian pre-salt reserves, and on the role of Petrobras, arguing for the need of critical examination of the current national strategy with regard to the identification, characterization and quantification of the oil reserves, and to establishment of the pace of production and exportation in coordination with OPEC and other exporting countries. This implies the revision of the current regulatory regime to ensure the generation of resources to be invested according to a national plan for economic and social development. Neither the concession nor the production-sharing regimes are suitable to ensure the hegemony of public interest in setting production and export control. However, the direct contracting of Petrobras, which is already authorized by applicable law, seems to be the most suitable system to allow flexibility similar to that of service contracts, where government control over production and export of oil prevails.

This work also summarizes the analysis of the expected financial results from the production of oil from the pre-salt reserves in Brazil. First, the oil production for each field is simulated. Then the expected revenue for the various stakeholders (business and government) is calculated under different scenarios of oil barrel price, investment and regulatory regimes. Results are presented for today's regulatory regimes concessions, production sharing, onerous assignment and onerous assignment with production sharing for surplus volumes), as well as for alternative regulatory frameworks, such as the service contracts system. One of the main results is an analysis of break-even prices for each oil field under each regulatory regime, indicating the minimum price per barrel that would make the production feasible from the perspective of the entrepreneur. The expected government revenues are also presented, as well as an estimate of the royalties intake that would go to health and education. Overall, the production-sharing regime is not the one that provides higher revenues to the government, at least not with the assumptions of the simulation, i.e., based on the rules and dynamics of State participation in the oil revenue defined according to the outcome of the auction of the Libra field. This seems contradictory, since the production-sharing regime was introduced in Brazil in 2010 after a national debate about the possibilities of increasing the government's share of the production in the pre-salt areas. The regime that would bring more revenue to the government was shown to be the services contract system, in which the State is the investor and owner of the reserves and of the production results. Therefore, measures that bring the current production-sharing regime now in place closer to the service contract system, as made possible by current legislation, would tend to increase government revenues. After the service contract regime system, the one that would offer the greatest government share is the concession regime, as the sum of special participations and of royalties normally exceeds the sum of the State's percentage of the surplus in oil and of royalties on a production-sharing basis, considering the assumptions adopted in the simulation (Libra field auction). Only in fields with large reserves and when the price of a barrel of oil is higher would government revenues be greater in the sharing scheme than in the concession contract scheme. We thus conclude that for the production-sharing regime to bring in more revenue for the government, there must exist mechanisms that ensure that the State's percentage of the oil surplus is higher than that of the auction of the Libra field, for example.

Last but not least, this essay analyses the two assets that comprise the public property in dispute, namely, oil reserves (substantially those of the pre-salt) and Petrobras, with

its technological capacity. Other alternatives for production development and for the role of Petrobras are feasible: what differs is the potential to generate public resources to be invested in the amelioration of social liabilities. The primary contribution of this paper aims to elucidate conflicts of interest, alternative paths and potential outcomes, winners and losers.

KEYWORDS: Pre-salt, National strategy, Energy transition, Climate change, Regulation, Economic and Financial Scenarios and Appropriation of the Economic Surplus for Education and Health.

Ildo L. Sauer é professor titular e vice-diretor do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, há décadas dedicado ao exame das relações entre a Energia e a Sociedade. @ – illsauer@iee.usp.br

Larissa Araújo Rodrigues é doutora em Energia pela Universidade de São Paulo, com foco em regulação de mercados energéticos e análises econômicas.

@ – larissa.araujo.rodrigues@gmail.com

Recebido em 21.10.2016 e aceito em 15.11.2016.

^{1, II} Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo/São Paulo, Brasil.