

Regulação econômica e a indústria do petróleo

No dia 18 de janeiro completou seis meses de formação a comissão interministerial responsável pela elaboração de propostas para alteração do atual modelo de exploração e produção (E&P) do petróleo no país. Sem propostas concretas – o prazo vence 60 dias após sua formação –, a sociedade brasileira discute os potenciais desenhos regulatórios e industriais que irão permitir aumentar a participação do Estado nas receitas e controle da atividade.

Apesar de envolver a análise de *trade-offs* importantes, a discussão tem se restringido à esfera empresarial e governamental, sem grande envolvimento da academia. Isto explica por que alguns aspectos têm sido pouco aprofundados ou, às vezes, abordados de perspectivas equivocadas. Aqui, dois pontos serão discutidos: o escopo do Estado e os determinantes dos modelos regulatórios de E&P.

Uma extensa literatura acadêmica analisa em que situações a solução de nacionalização é superior à regulação ótima. A estrutura de propriedade de uma atividade econômica torna-se *irrelevante* quando os contratos são completos, isto é, quando é possível estabelecer uma relação contratual em que as condições para todas as eventualidades estão precisamente descritas e em linguagem de compreensão mútua entre as partes. Na prática, tal exercício pode ser impossível ou muito oneroso. Por isso, a estrutura de propriedade define quem tem *poder de barganha* na eventualidade de um cenário inesperado. A presença do Estado se justificaria se aspectos-chaves da atividade fossem de difícil contratação e suas consequências negativas elevadas. Na indústria de petróleo, a evidência de que muitos países optam pela solução contratual pode significar que a redação destes contratos não é tão onerosa e que aspectos cruciais do contrato (esforço exploratório e produção) são de contratação relativamente simplificada. Neste caso, a estatização do setor parece uma solução pouco óbvia no ponto de vista do interesse público.

Quanto aos modelos regulatórios, a literatura econômica prevê que não existe um formato de *contrato único* ideal, independente das características institucionais e econômicas do país e de sua indústria. Diferentes países optam por diferentes modelos regulatórios, reflexo das características intrínsecas a cada país, como o risco exploratório (geológico), risco de expropriação dos ganhos da atividade pelo Estado, possibilidade de captura etc.

O alto risco exploratório leva o Estado a partilhar a incerteza da operação com as empresas, o que é feito alocando-se a maior parcela da remuneração do Estado para a eventualidade da atividade exploratória ter sucesso. Os dois principais tipos de contratos de E&P, *royalties* e partilha de produção incorporam estas soluções. O risco comercial, por sua vez, costuma ser mitigado indexando a remuneração do Estado à receita bruta ou lucros.



Adriana Hernandez Perez, doutora em Economia pela Université de Toulouse I, é pesquisadora do Centro de Economia e Petróleo do Instituto Brasileiro de Economia (Ibre/FGV) e pesquisadora bolsista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), atuando também como consultora econômica em análise regulatória e defesa da concorrência.

O caráter dos investimentos durante o ciclo de exploração e desenvolvimento de um campo reduz o *poder de barganha* da empresa *vis-à-vis* o Estado, expondo-a ao risco de expropriação. Seu principal efeito é a redução de investimentos e/ou o aumento do custo do capital *ex-ante*. Apesar das inovações contratuais disponíveis, a reputação de não-expropriação continua sendo o fator determinante do volume de investimentos e custos de capital de qualquer projeto de E&P.

As dificuldades em auditar custos derivam das possibilidades de a empresa divergir recursos entre suas contas. Se, por um lado, a empresa tem como estratégia racional reportar custos mais elevados para apropriar renda (informacional), por outro, o Estado tem interesse em regulação que remunere a atividade privada o mínimo necessário. Quando a auditoria de custos é impossível ou onerosa, o ideal é propor contratos nos quais os custos não tenham que ser auditáveis, conforme são os contratos de *royalties*. A vantagem é que a empresa terá forte incentivo para reduzir custos, mas o Estado abre mão da renda informacional, uma vez que ele tem que remunerar a empresa independente dos custos serem elevados ou não. Nos contratos de partilha, o reembolso dos custos (via *cost oil*) não incentiva a eficiência produtiva, mas o Estado tem maior controle sobre a renda. A evidência mostra que contratos de partilha são frequentes



Foto: Roberto Rosa

nos países cujas técnicas de auditoria são mais rudimentares e onde há maior risco de expropriação pelo Estado. Isto indica que os países preferem mitigar o risco de expropriação de modo a incentivar investimentos, mesmo que isto implique um monitoramento oneroso e redução da eficiência.

É importante que a discussão de temas tão relevantes para o desempenho da indústria nacional e do Estado seja balizada por critérios que levem em conta as especificidades do país, tanto institucionais como econômicas. Um primeiro passo nesta direção seria estendê-la também às esferas acadêmicas e de pesquisa. ■



OTC .09

2009 Offshore Technology Conference
4-7 May :: Reliant Park :: Houston, Texas

The Offshore Technology Conference is the world's foremost event for the development of offshore resources in the fields of drilling, exploration, production, and environmental protection.

Register now

www.otcnet.org/2009

