



Sucesso do pré-sal depende de regime fiscal para contratos de partilha

No final de 2010, após o veto presidencial ao artigo 64 do Projeto de Lei 5.940/2009 (promulgado pela Lei 12.351/2010), foi enviado ao Congresso Nacional o Projeto de Lei 8.051 que regulamenta o pagamento de *royalties* devidos pela produção de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção. O Projeto é de relevância para toda a indústria por fixar a alíquota de *royalties* para o sistema de partilha em 15% da produção mensal dos campos e configurar o primeiro passo do governo em direção à composição do regime fiscal imposto às atividades de *E&P* na área do pré-sal.

A eventual aprovação do Projeto de Lei 8.051 abrirá caminho para que a Agência Nacional do Petróleo (ANP) finalmente promova a primeira rodada de licitação de áreas do pré-sal sob o regime de partilha, ocasião em que o edital tornará pública a decisão do Ministério de Minas e Energia (MME) sobre os demais elementos que irão compor o regime fiscal. Assim, o edital de licitação deverá contemplar (i) o percentual mínimo do excedente em óleo da União; (ii) os critérios para definição do excedente em óleo da União; (iii) os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação do custo em óleo e (iv) o valor do bônus de assinatura.

Em especial, os critérios para definição do excedente em óleo da União (parcela de óleo que cabe à União como resultado da partilha da produção) são de extrema relevância uma vez que influenciarão na eficiência, viabilidade e estabilidade do regime da partilha. Seria razoável que o MME siga a tendência mundial e não adote um percentual de partilha fixo, mas sim critérios progressivos para que ela varie de acordo com a rentabilidade dos projetos, conferindo, assim, maior flexibilidade ao regime.

A flexibilidade do regime fiscal se refere à capacidade do modelo de se auto-adequar à volatilidade do mercado internacional de petróleo e gás não só sob a ótica da instabilidade do preço das *commodities* como também com relação aos custos envolvidos no projeto. O conceito de flexibilidade está ligado à progressividade do regime fiscal. Em suma, o regime é flexível quando o aumento da lucratividade gera um aumento da parcela governamental e a redução da lucratividade gera, consequentemente, uma redução dessa parcela.

Os projetos de *E&P* podem durar décadas e um regime fiscal sem flexibilidade pode se tornar obsoleto em poucos anos. Isto implica dizer que, na ausência de um regime flexível, ambos, Estado e investidores, em algum momento na vida do projeto terão sua relação de equilíbrio abalada.

Hoje aproximadamente 70% dos regimes fiscais encontrados no mundo adotam algum elemento de progressividade e, com base nisto, tudo indica que o MME poderá adotar as chamadas *sliding scales* para conferir progressividade à partilha. Através deste sistema, o percentual de óleo que caberá à União será progressivo de acordo com a rentabilidade do projeto, esta podendo ser presumida com base em diferentes variáveis, como por exemplo: volume de produção, fator “R” (razão entre a receita acumulada/despesa acumulada), preço do barril ou taxa de retorno. Caso venha a ser utilizada a progressividade, a grande dúvida é qual destes fatores seria utilizado pelo MME.

As *sliding scales* atreladas ao volume de produção são as precursoras e, portanto, de longe as mais empregadas como forma de se atribuir progressividade aos contratos de partilha de produção. As



primeiras apareceram nas décadas de 70 e 80, em países como Nigéria, Sudão e Marrocos. Apesar de comumente empregadas, a grande deficiência das *sliding scales* baseadas em produção é a presunção de que existe uma relação direta entre volume de produção e rentabilidade, podendo levar a distorções.

A segunda forma mais popular de *sliding scale* é aquela baseada no fator “R”. Apesar de existirem algumas variações, o fator “R” é quase sempre determinado pela razão entre receitas acumuladas/gastos acumulados. Assim, quanto maior for o fator “R”, maior será a divisão do excedente em óleo em favor do governo. Esse sistema representa uma evolução em relação àqueles baseados somente em volume de produção, já que consegue refletir os efeitos gerados pelas variáveis mais significativas da indústria, que são os custos do projeto e o preço do barril.

As *sliding scales* atreladas à taxa de retorno são as mais eficientes, uma vez que são precisas no ato de estimar a rentabilidade do projeto. A taxa de retorno é capaz de refletir não só as oscilações na taxa de produção, preço do petróleo e custos, como também outros elementos significativos como custo do capital e tempo. Apesar de sua eficiência, as *sliding scales* atreladas à taxa de retorno ainda são raras devido a sua complexidade e ao seu alto custo de administração, sendo geralmente encontradas em Repúblicas da ex-URSS e em países da África, como em Angola onde a parcela de óleo que cabe ao governo pode variar de 30% a 90% dependendo da taxa de retorno.

Por fim, mais raras ainda, são as *sliding scales* atreladas de forma direta ao preço do óleo. Trinidad e Tobago, por exemplo, adota como parâmetro o preço associado ao volume médio diário de produção. Contudo, o equívoco desse sistema é a presunção de que a elevação nos preços implica necessariamente em um aumento da rentabilidade do projeto. Geralmente o aumento do preço força a demanda por bens e serviços no setor, ocasionando também um aumento dos custos inerentes às atividades.

Diante de tantas possibilidades, o MME precisa ser estratégico, já que a escolha dos critérios para definição do excedente em óleo da União serão determinantes para o sucesso do regime de partilha, não só sob o aspecto da atratividade ou não dos leilões, mas também sob a ótica de garantir para o Estado brasileiro uma parcela justa das riquezas geradas por toda a vida do projeto.

Date Created

06/04/2011