

VOTO

Trata-se do primeiro estágio do processo de acompanhamento da Quarta Rodada de Licitações no Regime de Partilha de Produção, com vistas à outorga de bloco para exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas do pré-sal, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), nos termos da Instrução Normativa – IN TCU 27/1998.

2. Comumente, a análise de primeiro estágio das rodadas de Licitação é iniciada após o envio dos documentos pela ANP, necessários para a avaliação técnica e econômica das áreas ofertadas. No entanto, a avaliação das áreas da Quarta Rodada de Partilha se deu no âmbito de inspeção da SeinfraPetróleo, por meio de fiscalização (registro Fiscalis 28/2018), que se fez necessária para antecipação da análise que deveria ser realizada, pois as áreas ofertadas mantinham interdependência com áreas ofertadas na 15ª Rodada de Concessão, realizada previamente ao Leilão em análise.

3. Inicialmente, faz-se necessário rememorar acontecimento relevante quanto às áreas objeto deste leilão. Inicialmente, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) autorizou a licitação de cinco blocos localizados no polígono do pré-sal, distribuídos em duas bacias (Campos e Santos), a saber: Itaimbezinho (C-M-537), Três Marias, Dois Irmãos, Uirapuru e Saturno.

4. Todavia, em virtude dos riscos associados ao processo de unitização por que poderiam passar prospectos componentes do bloco de Saturno – contíguos ao polígono do pré-sal –, levando a perdas consideráveis para a União, esta Corte, por intermédio do Acórdão 672/2018-Plenário (TC 000.016/2018-7), determinou a suspensão cautelar dos procedimentos da 15ª Rodada de Concessões para oferta dos Blocos S-M-645 e S-M-534, contíguos ao bloco de Saturno, previsto para compor a 4ª Rodada de Partilha da Produção. A provável unitização dos processos de produção deveu-se à decisão do poder concedente de licitar blocos contíguos ao polígono do pré-sal, que compartilham reservatórios comuns, em regimes distintos de outorga.

5. Em decorrência dessa medida de exceção e de entendimentos entre a Unidade Técnica, a ANP e o MME, o edital do leilão da 4ª Rodada de Partilha da Produção foi republicado, em 5/4/2018, já contemplando a exclusão do bloco de Saturno.

6. Feita essa breve contextualização, passo ao exame do primeiro estágio deste acompanhamento, adotando como razões de decidir o exame da SeinfraPetróleo constante do Relatório precedente, sem prejuízo de repisar algumas informações que considero relevantes na modelagem econômico-financeira e ambiental da desestatização.

II – Estudos de Viabilidade

7. Cabe esclarecer que, no Regime de Partilha de Produção, o critério para o julgamento e classificação das propostas é a maior oferta de excedente em óleo para a União, nos termos do art. 18 da Lei 12.351/2010. Deve-se entender o excedente em óleo como o excedente de produção, já considerado o volume de produção reservado para o reembolso dos custos de todos os investimentos e operações necessárias à produção do respectivo campo, bem como para o pagamento de *royalties*. O bônus de assinatura a ser pago pelo licitante vencedor é um valor fixo, determinado pelo CNPE.

8. A alíquota de partilha do excedente em óleo é dita mínima porque a modelagem se utiliza de uma tabela móvel, ajustando o valor dessa alíquota – ofertado ao fim do leilão – em função do preço do barril de petróleo *Brent* e da produção média dos poços dos campos contratados, inserindo progressividade à alíquota, podendo ser aumentada ou diminuída ao longo da execução contratual, em função da variação desses parâmetros.

9. O prazo previsto para as concessões é de 35 anos, dividido em duas fases: (i) Exploração, com duração máxima de sete anos, a contar da assinatura do contrato e (ii) Produção, a contar da apresentação da Declaração de Comercialidade e duração limitada pela vigência do contrato.
10. Dos parâmetros técnico-econômicos que integram a modelagem do leilão, teço considerações sobre alguns que, a meu sentir, merecem destaque.
11. O primeiro diz respeito às garantias que devem ser apresentadas para execução do Programa Exploratório Mínimo (PEM). A Unidade Técnica, ao realizar uma regressão linear, apontou a necessidade de ajustes no valor dessas garantias, advogando que as profundidades dos poços e o custo de perfuração dos poços apresentam tendência de crescimento, o que levaria a uma inadequação do uso da média ponderada dessas variáveis para a determinação do dispêndio para o cumprimento do PEM. Penso que o uso da regressão linear apresentada pela SeinfraPetróleo carece de melhoramentos, sobretudo com o fito de adicionar outras variáveis explicativas ao modelo ou refazer a modelagem com uso da previsão de séries temporais. Porém, o fato é que a ANP decidiu alterar o valor exigido a título de garantia, passando de R\$ 152 milhões para R\$ 246 milhões, mitigando o risco de descumprimento do PEM pelos concessionários.
12. De qualquer forma, considero pertinente a proposta de recomendação à ANP para que continue aperfeiçoando sua metodologia de cálculo, no sentido de melhor embasar a garantia financeira referente ao PEM, considerando custos mais realistas atrelados à perfuração de poços na região que se pretende licitar.
13. O critério para definição do excedente em óleo da União foi baseado na mesma metodologia empregada por ocasião da 1ª Rodada de Licitação sob Regime de Partilha de Produção, quando foi licitado o prospecto de Libra, em 2013, ou seja, é definido em função do preço do barril do petróleo tipo **Brent** e da produção diária média dos poços produtores ativos, do valor do bônus de assinatura, do desenvolvimento da produção em módulos individualizados e do fluxo de caixa durante a vigência do contrato de partilha de produção, bem como da parcela governamental almejada (carga fiscal), a fim de garantir a atratividade do projeto e a competição no leilão para cada área em questão.
14. A definição do bônus de assinatura e da alíquota do excedente em óleo levou em conta a metodologia do fluxo de caixa descontado, cujas estimativas consideraram a implementação de um projeto típico esperado para a área do pré-sal (número de plataformas, número de poços, prazos de implantação e ritmo de desenvolvimento da produção).
15. De forma simplificada, as entradas do fluxo de caixa são estimadas por meio da curva de produção (que refletem o desempenho esperado dos poços e da capacidade técnica das unidades de produção) ao longo do contrato, bem como pelos preços fixados para o barril de petróleo e para o metro cúbico de gás natural. As saídas dos fluxos de caixa, por sua vez, representam os valores arbitrados de investimentos e custos operacionais, os quais foram estimados nos seguintes valores pelo poder concedente:
- a) Investimentos: US\$ 71 milhões por poço (produtor ou injetor) além do custo de abandono do poço que foi estimado em US\$ 14,3 milhões por poço, já com os tributos indiretos embutidos;
 - b) Custos: Para cada projeto, cada unidade de produção implica no modelo um custo operacional anual e de manutenção que somados atingem o valor de US\$ 446,5 milhões/ano. Custos fixos atrelados aos custos dos poços, perfazendo um total de US\$ 11,9 milhões/ano. Além disso, os custos variáveis atrelados à produção foram estimados na faixa de US\$ 1,15/bbl;
 - c) Taxa de desconto: 10% a.a.;
 - d) Preço do Petróleo: US\$ 50,00/bbl;
 - e) Preço do Gás Natural: US\$ 4,5/Milhão de Btu.

16. Ainda é considerada na modelagem a carga fiscal total, representada pela parcela da União do excedente em óleo, pelas participações governamentais (royalties e bônus de assinatura), pelos tributos indiretos (30% sobre o valor dos ativos não considerados no Regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural - Repetro) e tributos diretos (imposto de renda e CSLL).

17. Assim, a ANP realizou simulações de modo a oferecer combinações do bônus de assinatura e do excedente em óleo para União que permitissem atingir diferentes patamares de cargas fiscais, compatíveis com aquelas de países com os quais o Brasil disputa investimento para atividades de exploração e produção (E&P). Foram simuladas cargas fiscais de 60%, 65%, 70% e 75%, decidindo o CNPE, ao final, pelos seguintes valores, constantes do edital do leilão:

Campo	Bônus de Assinatura	Alíquota mínima do excedente em óleo	Carga Fiscal
Uirapuru	R\$ 2,65 bilhões	22,18%	75%
Dois Irmãos	R\$ 400 milhões	16,43%	70%
Três Marias	R\$ 100 milhões	8,32%	65%
Itaimbezinho	R\$ 50 milhões	7,07%	65%

18. Ressalto, por deveras relevante, apontamento da unidade técnica no que diz respeito ao Repetro. Assim como fez na segunda e terceira rodadas de Partilha, o Poder Concedente não levou em conta nos estudos de viabilidade da quarta rodada o novo regime fiscal instituído pela Lei 13.586/2017, publicada no DOU de 29/12/2017, resultado da conversão da MP 795/2017, de 18/8/2017. O tema é controverso, vez que a consideração desses benefícios para o cálculo de valores de outorga ou de tarifas pode ser considerado uma apropriação indevida de incentivos pelo governo, conforme apontado pela Súmula 544 do STF: *“Isenções tributárias concedidas, sob condição onerosa, não podem ser livremente suprimidas.”*

19. Por outro lado, esta Corte tem se posicionado como devida a inclusão da realidade fiscal no momento da modelagem de desestatizações, a exemplo do recente Acórdão 123/2018-Plenário (arrendamento de terminais portuários destinados à movimentação de carga geral, prioritariamente papel e celulose, localizados nos portos de Itaqui/MA e Paranaguá/PR).

20. No caso dos leilões de partilha, o Governo define uma carga fiscal alvo, simulando diversas combinações de bônus de assinatura e de alíquota do excedente em óleo para atingir a referida carga fiscal desejada, de modo que não é aparente a influência da mudança do regime fiscal nas essas variáveis de saída da modelagem econômico-financeira. De qualquer forma, penso que seja necessário que o Poder Concedente justifique a utilização ou não do regime fiscal vigente nos estudos de viabilidade nos próximos leilões de partilha.

21. No que tange à progressividade da alíquota de partilha do excedente em óleo, pode-se considerá-la uma característica positiva, pois aumenta a participação governamental à medida que o contrato também se mostra mais lucrativo e, também, o torna mais atraente ao investidor tendo em vista que reduz sua obrigação, quando os custos passam a ter um peso maior em relação às receitas do contrato. Todavia, a unidade instrutiva apontou riscos de que haja perdas para a União em cenários onde sejam alterados a configuração de produção dos poços nos campos petrolíferos, ainda que haja supervisão da atividade dos concessionários pela Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA).

22. Da forma como estão dispostas as escalas de preço do barril de petróleo e de produção para a tabela móvel de alíquotas de partilha, algumas situações podem propiciar lacunas que prejudiquem essa captura das melhores condições da execução contratual por parte da União. Um exercício

hipotético apresentado pela SeinfraPetróleo mostrou que, a partir de um mesmo volume de produção, alterações na configuração da forma de se produzir o óleo do reservatório (aumento do número de poços) podem impactar os valores percentuais da participação da União nos lucros do contrato. Ou seja, caso o aumento de custos da configuração com mais poços seja inferior aos ganhos do operador inferior proporcionados pela redução de alíquota, a prática torna-se vantajosa para o operador, em detrimento da participação da União. Dessa forma, pode haver incentivo para que operador estruture sistemas que privilegiem o montante de produção em detrimento da eficiência da produtividade dos poços, com riscos de perdas para a União.

23. Portanto, considero pertinente a recomendação proposta pela unidade técnica no sentido de que a ANP reavalie continuamente a metodologia utilizada para o cálculo do valor de alíquota mínima de partilha de produção utilizada nos leilões de partilha, visando o seu aperfeiçoamento, em especial quanto ao melhor aproveitamento da progressividade pretendida pela sistemática até então adotada.

24. Ao adotar as sugestões apresentadas pela ANP em sua Nota Técnica DG 1/2017, a SeinfraPetróleo apontou que o CNPE não motivou suficientemente o motivo das escolhas de valores de bônus e alíquotas constantes das Resoluções que aprovam os parâmetros técnicos e econômicos das rodadas, razão pela qual faz-se necessário determinar ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que, para as próximas rodadas de licitação do regime de partilha de produção, demonstre as análises de impactos e fundamente as motivações da escolha da carga fiscal, dos valores de bônus de assinatura e das alíquotas mínimas de partilha para os blocos destinados à exploração e produção de petróleo e gás natural a serem licitados.

III – Outras considerações

25. Saliento que, nesta rodada de Partilha, a Resolução CNPE 21/2017 definiu a destinação de parcela do bônus de assinatura no valor de até R\$ 50 milhões à Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA)

26. Sobre a participação da Petrobras nos contratos de partilha, a empresa, nos termos da Lei 13.365/2016, manifestou interesse em participar, como operadora, com 30% na composição do futuro consórcio vencedor das áreas de Dois Irmãos, Três Marias e Uirapuru, ficando de fora da bloco de Itaimbezinho.

27. No que toca às regras de conteúdo local (CL), será exigido um mínimo de 18% de CL global obrigatório para a fase de exploração e exigências de CL mínimo obrigatório para três macrogrupos da etapa de desenvolvimento da produção, quais sejam: construção de poços (mínimo de 25%), sistemas de coleta de produção (mínimo de 40%) e unidade estacionária de produção (UEP) (mínimo de 25%). Definiu-se ainda pela não aplicabilidade do mecanismo de isenção de cumprimento dos compromissos assumidos relativos aos percentuais mínimos de CL obrigatórios (*waiver*), que integrarão os respectivos contratos.

28. Quanto à necessária avaliação ambiental da exploração dos blocos em questão, a Nota Técnica 20/SSM/2018, de 16/2/2018, apresenta uma análise dos pareceres ambientais emitidos pelos órgãos de meio ambiente, tratando das principais recomendações apresentadas pelos órgãos ambientais, bem como das eventuais condicionantes que deverão ser atendidas pelos operadores durante o processo de licenciamento ambiental. Tanto o parecer do Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG) como a manifestação conjunta MME-MMA, exigida pelo art. 6º da Resolução CNPE 17/2017, concluem pela desnecessidade de adequação ou exclusão de nenhum dos blocos propostos pela ANP para compor o leilão.

29. Cumpre ressaltar que foram realizados vários aprimoramentos em relação ao edital da licitação anterior, para contemplar todas as mudanças relativas aos procedimentos que são comuns às licitações dos regimes de concessão e de partilha e que já foram implementados nos demais editais de licitação da ANP. As principais mudanças realizadas referem-se às características dos blocos ofertados

e à definição dos parâmetros técnicos e econômicos. Também foram alteradas as minutas de contrato, de forma a melhorar a compreensão e dirimir as dúvidas mais frequentes das pessoas jurídicas contratadas para as atividades de exploração de petróleo e gás natural, a partir das licitações já realizadas pela ANP, bem como atender os objetivos de interesse público externados pelas diretrizes de política energética nacional estabelecidas pelo CNPE e pelo legislador, a exemplo da alteração de cláusulas referentes à mudança da sistemática para pagamento de *royalties*, à destinação de recursos para atividades de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P,D&I) e da separação de duas minutas diferentes de contratos: uma prevendo a participação obrigatória de 30% (trinta por cento) da Petrobras como operador, a ser aplicado nas áreas em que a empresa manifestou seu interesse, e a outra sem a referida participação.

30. Feitas essas considerações, considero não haver óbice para a continuidade do leilão em questão.

31. Assim, acolhendo na essência a proposta da unidade técnica, julgo, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) atendeu aos requisitos previstos no art. 7º, inciso I, e 8º, inciso I, referentes ao 1º Estágio da Instrução Normativa TCU 27/1998 para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 4ª Rodada de Partilha da Produção.

Ante o exposto, VOTO no sentido de que o Tribunal adote o Acórdão que ora submeto a este Plenário.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 18 de abril de 2018.

AROLDO CEDRAZ
Relator