

GRUPO I – CLASSE VII – Plenário

TC-015.934/2013-6

Natureza: Desestatização

Entidade: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Interessado: Tribunal de Contas da União

Advogado constituído nos autos: não há

SUMÁRIO: DESESTATIZAÇÃO. ACOMPANHAMENTO DA PRIMEIRA 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. APROVAÇÃO, COM RESSALVAS, DO PRIMEIRO ESTÁGIO. RECOMENDAÇÕES. CIÊNCIA AOS INTERESSADOS.

RELATÓRIO

Adoto como Relatório a instrução do Auditor Federal de Controle Externo da Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações – SefidEnergia, com cujas conclusões manifestou-se de acordo o corpo diretivo da unidade técnica:

“INTRODUÇÃO

1. *Trata-se de processo de acompanhamento da Primeira 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 nº 27/1998.*

2. *As licitações para a outorga de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural são regidas pelo art. 177 da Constituição Federal de 1988, pela legislação setorial específica, especialmente pela Lei nº 9.478/1997 e pela Lei nº 12.351/2010, que estabelece regras específicas para as áreas do polígono do pré-sal.*

3. *Cabe destacar que as regras para o regime de partilha de produção estabeleceram novos procedimentos para a elaboração da licitação, diferenciados do regime de concessão. Apesar da promoção da licitação permanecer na competência da ANP, os artigos 9 e 10 da Lei nº 12.351/2010 reservaram competências específicas ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e ao Ministério de Minas e Energia (MME) para definições dos parâmetros técnicos e econômicos que devem ser estabelecidos no contrato de partilha de produção.*

4. *No âmbito do Tribunal de Contas da União, os procedimentos para outorga estão disciplinados pela IN-TCU nº 27/1998, que dispõe sobre o acompanhamento dos processos de outorga em quatro estágios, mediante análise da documentação remetida pelo poder concedente. Conforme dispõe o art. 7º, inciso I, dessa norma, no primeiro estágio, devem ser analisados os seguintes elementos:*

a) relatório sintético sobre os estudos de viabilidade técnica e econômica do empreendimento, com informações sobre objeto, área e prazo de concessão;

b) estudos vinculados à outorga, de utilidade para a licitação, realizados ou autorizados pelo órgão ou pela entidade federal concedente, quando houver;

c) relatório sintético sobre os estudos de impactos ambientais, indicando a situação do licenciamento ambiental, observando o disposto no item 9.1.1 do Acórdão 787/2003 – TCU – Plenário.

5. A presente instrução visa apresentar análise técnica acerca do primeiro estágio de acompanhamento da Primeira Rodada de Licitação no modelo de partilha de produção.

HISTÓRICO

6. Após a publicação da Lei nº 12.351/2010, que instituiu o regime de partilha de produção para exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, o processo de outorga em análise corresponde à primeira licitação que se faz pelo novo regime.

7. De acordo com a Resolução CNPE 4/2013, publicada em 24/5/2013, a ANP foi autorizada a promover, no mês de outubro de 2013, a Primeira Rodada de Licitação sob o regime de partilha de produção na área do pré-sal (peça 1). Para essa rodada, a Resolução dispôs, exclusivamente, a área conhecida como prospecto de Libra, localizada na Bacia Sedimentar de Santos, para ser ofertada no leilão.

8. Em sequência, a ANP publicou, em 1/7/2013, a Resolução nº 24/2013, que versa sobre o Regulamento sobre os procedimentos para a realização de licitações de blocos destinadas à contratação das atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural sob o regime de partilha de produção.

9. Mediante a Resolução CNPE nº 5/2013, publicada em 4/7/2013, o CNPE estabeleceu os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção para o leilão em destaque (peça 6).

10. Em atendimento ao disposto na IN-TCU nº 27/1998, a ANP encaminhou a esta Secretaria, em 16/7/2013, Ofício (peça 7) com cópia dos seguintes documentos:

a) Portaria MME nº 218/2013, que definiu as diretrizes para a ANP realizar a Primeira Licitação de partilha de produção.

b) Resoluções CNPE nº 4/2013 e CNPE nº 5/2013;

c) Resolução ANP nº 24/2013;

d) Parecer Técnico nº 2/2013 do Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de óleo e Gás (GTPEG), relativo à análise ambiental da área a ser licitada;

e) Ofício Ministério de Meio Ambiente (MMA) nº 14/2013, relativo à manifestação conjunta ANP e Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Ibama) sobre a análise ambiental da área a ser licitada;

f) Notas Técnicas SPL/ANP relativas aos temas: i) Programa Exploratório Mínimo (PEM); ii) Garantia Financeira do PEM; iii) Fase de Exploração; iv) Patrimônio Líquido Mínimo; v) Garantia de Oferta; vi) Taxa de Participação; e vii) Principais alterações e disposições do Edital de Licitação;

g) Notas Técnicas SDB/ANP relativas aos temas: i) Proposta de áreas a serem licitadas na Primeira Licitação de partilha de produção pela ANP; e ii) Reavaliação geológica e volumétrica do prospecto Libra;

h) *Minutas de Edital e Contrato da Primeira Licitação de partilha de produção;*

i) *Cópia da publicação, no Diário Oficial da União, de 9/7/2013, Seção 3, do Aviso de Audiência Pública 20/2013, acerca das minutas de Edital e Contrato; e*

j) *Cópia da publicação, no Diário Oficial da União, de 16/7/2013, Seção 3, da alteração do Aviso de Audiência Pública nº 20/2013.*

11. *Em avaliação preliminar, verificou-se que os documentos encaminhados pela ANP estavam incompletos para demonstrar os parâmetros técnicos e econômicos de embasamento do leilão no modelo de partilha de produção, ensejando proposta de diligência ao MME, levada a efeito conforme as peças 10 a 14.*

12. *Diferentemente dos processos de concessão de blocos exploratórios, nos quais a ANP elabora toda a fundamentação técnica para o procedimento de outorga, no regime de partilha de produção, parte dos parâmetros técnicos é definida diretamente pelo CNPE a partir de proposta do MME, cuja fundamentação ficou ausente da documentação original encaminhada pela Agência.*

13. *Em razão das especificidades do regime de partilha de produção, a presente fiscalização requer a análise da fundamentação dos parâmetros que foram estabelecidos pelo CNPE, conforme o art. 9º da Lei nº 12.351/2010.*

14. *Dessa forma, foi solicitado o encaminhamento complementar dos estudos técnicos e econômicos de fundamentação da Primeira Licitação de Partilha de produção, relativos às definições contidas na Resolução CNPE nº 5/2013, em especial quanto aos seguintes parâmetros:*

a) *o bônus de assinatura fixado para a licitação do bloco de Libra e o modelo adotado para a análise econômica, que considera o desenvolvimento em módulos de produção individualizados e o fluxo de caixa durante a vigência do contrato de partilha de produção;*

b) *o percentual mínimo fixado para o excedente em óleo da União, o modelo adotado para a análise econômica e a referência média, no período de vigência do contrato de partilha de produção, do preço do barril de petróleo de US\$ 105,00 (cento e cinco dólares norte-americanos);*

c) *a participação mínima de trinta por cento (30%) da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) no consórcio previsto no art. 20 da Lei nº 12.351/2010;*

d) *a fixação dos percentuais anuais de apropriação do custo em óleo pelo contratado;*

e) *os critérios para o conteúdo local mínimo das fases do contrato;*

15. *Em resposta à diligência, o MME encaminhou, por meio do Aviso nº 157/2013 GM MME, de 2/8/2013 (peça 18), a Nota Técnica Conjunta ASSEC DEPG nº 40/2013 e a Nota Técnica nº 30/2013-DEPG/SPG-MME. A primeira refere-se aos aspectos gerais que embasaram os parâmetros técnicos estabelecidos na Resolução CNPE nº 5/2013 e a segunda aborda, especificamente, os critérios para o conteúdo local mínimo das fases do contrato e a capacidade de fornecimento da indústria nacional.*

16. *Não obstante haver os primeiros esclarecimentos aos parâmetros técnicos fixados para o certame, incluindo demonstração do fluxo de caixa calculado no modelo proposto, a documentação encaminhada mediante o Aviso nº 157/2013 GM MME não apresentou as planilhas de cálculo para simulação do modelo econômico, bem como a fundamentação das premissas técnicas e econômicas apresentadas nos estudos que definiram os parâmetros para a licitação.*

17. *Posteriormente, em atenção à sinalização desta Secretaria quanto à insuficiência técnica da resposta, o MME encaminhou, em 6/8/2013, as planilhas referentes ao modelo de cálculo para avaliação do valor percentual mínimo de excedente em óleo a ser ofertado à União no leilão. Em virtude disso, foi elaborada instrução (peça 19) para definir a data do dia 6 de agosto*

como data oficial de entrega completa dos estudos de viabilidade da Primeira Rodada de Licitação do regime de partilha de produção. A proposta contou com anuência do relator (peça 22).

18. Em sequência, procedeu-se diligência ao MME, por meio do Ofício nº 273/2013-TCU/SefidEnergia, de 14/8/2013 (peça 34), com o objetivo de obter esclarecimentos acerca dos estudos e/ou justificativas técnicas e econômicas suficientes para demonstrar a formação dos parâmetros constantes da Nota Técnica Conjunta ASSEC-DEPG nº 40/2013. A resposta deu-se mediante o Ofício nº 085/2013-SPG-MME, de 19 de agosto de 2013.

19. Apesar das informações então encaminhadas, os dados e os esclarecimentos oferecidos ainda não eram suficientes para fundamentação das premissas consideradas no modelo econômico utilizado na definição dos parâmetros da licitação. Com isso, foram necessárias novas diligências, consubstanciadas por meio do Ofício nº 277/2013-TCU/SefidEnergia, de 16/8/2013 (peça 40) e, também, do Ofício nº 281/2013-TCU/SefidEnergia, de 22/8/2013 (peça 44), além dos diálogos e reuniões mantidas com as equipes técnicas do MME e da ANP (peças 9, 10 e 30).

20. Dessa forma, somente com estes últimos documentos de resposta (peças 49, 50, 61 e 62) completou-se um nível mínimo de informações necessárias à avaliação deste primeiro estágio de acompanhamento de outorga.

EXAME TÉCNICO

I. Primeira Rodada de Licitação no Regime de Partilha de Produção

21. A Primeira Rodada de partilha de produção é conduzida pela ANP, conforme autorização da Resolução CNPE nº 4/2013, que oferta, exclusivamente, a área do prospecto de Libra, na Bacia de Santos e tem previsão de ocorrer em outubro de 2013. Para concepção de licitação nesse novo regime, a formação dos critérios técnicos difere do regime de concessão porquanto o MME (em proposta ao CNPE) passa a ter maior co-participação nessa definição em relação à ANP.

22. Nos termos do art. 9º da Lei nº 12.351/2010, compete ao CNPE, entre outras, a proposta acerca dos parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção. Dessa forma, para a licitação em análise, a Resolução CNPE 5/2013 assim estabeleceu:

‘Art. 1º Aprovar os parâmetros técnicos e econômicos do contrato de partilha de produção, a ser celebrado pela União, da Primeira Rodada de Licitações sob o regime de partilha de produção na área do pré-sal, nos termos do art. 9º, inciso IV, da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

§ 1º O cálculo do excedente em óleo da União deverá considerar o bônus de assinatura, o desenvolvimento em módulos de produção individualizados e o fluxo de caixa durante a vigência do contrato de partilha de produção.

§ 2º O percentual mínimo do excedente em óleo da União, na média do período de vigência do contrato de partilha de produção será de quarenta por cento, para o preço do barril de petróleo de US\$ 105,00 (cento e cinco dólares norte-americanos).

§ 3º A participação mínima da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras no consórcio previsto no art. 20 da Lei nº 12.351, de 2010, será de trinta por cento.

§ 4º Somente poderão ser reconhecidos como custo em óleo os gastos, realizados pelo contratado, relacionados à execução das atividades vinculadas ao objeto do contrato de partilha de produção e aprovados no âmbito do comitê operacional, tendo como referência custos típicos da atividade e que reflitam as melhores práticas da indústria do petróleo.

§ 5º O contratado, a cada mês, poderá apropriar-se do valor correspondente ao custo em óleo respeitando o limite de cinquenta por cento do valor bruto da produção nos dois primeiros anos de produção e de trinta por cento nos anos seguintes.

§ 6º Os custos que ultrapassem os limites definidos no § 5º serão acumulados para apropriação nos anos subsequentes, sem atualização monetária.

§ 7º O conteúdo local mínimo obedecerá aos seguintes critérios:

I - trinta e sete por cento para a Fase de Exploração;

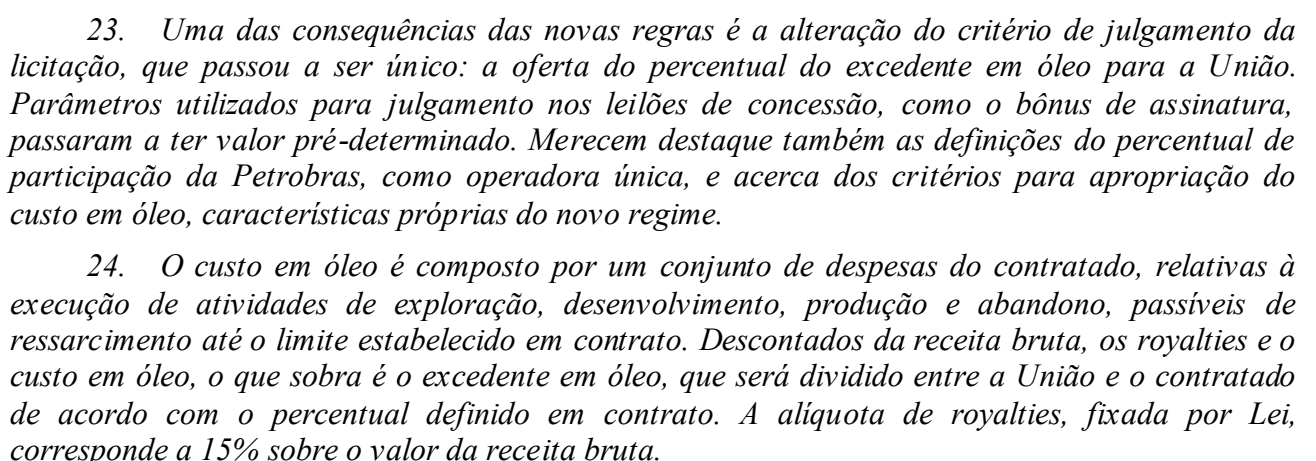
II - quinze por cento para o Teste de Longa Duração - TLD, quando esta atividade fizer parte da Fase de Exploração;

III - cinquenta e cinco por cento para os módulos da Etapa de Desenvolvimento que iniciarem a produção até 2021;

IV - cinquenta e nove por cento para os módulos da Etapa de Desenvolvimento que iniciarem a produção a partir de 2022; e

V - o conteúdo local do TLD não será computado para fins de cumprimento do percentual mínimo do conteúdo local da Fase de Exploração.

§ 8º Os valores percentuais, de conteúdo local, dos itens e subitens de engenharia básica e engenharia de detalhamento não poderão ser revistos e, se forem ultrapassados, o adicional poderá ser transferido, a este título, para os módulos subsequentes multiplicados por dois.

§ 9º O valor do bônus de assinatura será igual a R\$ 15.000.000.000,00 (quinze bilhões de reais) e a parcela deste a ser destinada à Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA será igual a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais)'.


23. Uma das consequências das novas regras é a alteração do critério de julgamento da licitação, que passou a ser único: a oferta do percentual do excedente em óleo para a União. Parâmetros utilizados para julgamento nos leilões de concessão, como o bônus de assinatura, passaram a ter valor pré-determinado. Merecem destaque também as definições do percentual de participação da Petrobras, como operadora única, e acerca dos critérios para apropriação do custo em óleo, características próprias do novo regime.

24. O custo em óleo é composto por um conjunto de despesas do contratado, relativas à execução de atividades de exploração, desenvolvimento, produção e abandono, passíveis de ressarcimento até o limite estabelecido em contrato. Descontados da receita bruta, os royalties e o custo em óleo, o que sobra é o excedente em óleo, que será dividido entre a União e o contratado de acordo com o percentual definido em contrato. A alíquota de royalties, fixada por Lei, corresponde a 15% sobre o valor da receita bruta.

Figura 1 – Demonstrativo da partilha da produção



Fonte: MME

II. Primeiro Estágio

II.1. Estudos ambientais

25. Tendo em consideração as diretrizes a serem adotadas pela ANP na realização de licitações de blocos exploratórios, prescritas na política de produção de petróleo e gás natural, em especial o inciso V, art. 2º, da Resolução CNPE nº 8/2003, a Agência deve selecionar áreas para licitação que não tenham restrições ambientais graves, devendo consultar previamente os órgãos de meio ambiente competentes ao licenciamento (estadual ou federal) sobre possíveis incompatibilidades que, em um primeiro momento, possam rechaçar a possibilidade de exploração ou produção de petróleo e gás natural.

26. Em atenção à regra, consta dos autos o Parecer Técnico GTPEG nº 2/2013 (peça 71), que trata da análise ambiental prévia da área de Libra, elaborado pelo grupo de trabalho GTPEG, instituído pelo Ministério de Meio Ambiente (MMA), por intermédio da Portaria MMA nº 218/2012, com integrantes do Ministério, do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) e do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Ibama).

27. O Parecer conclui pela não sobreposição da área a ser ofertada com áreas protegidas ou de especial interesse ambiental, apontando que os riscos e impactos ambientais advindos das atividades a serem realizadas em Libra podem ser gerenciados adequadamente quando do licenciamento ambiental.

28. As análises realizadas levaram em conta que o prospecto de Libra já fizera parte dos Blocos Exploratórios BS-4 (Rodada Zero, 1998) e S-M-421 (sexta rodada, 2004), e que com isso já foram geradas informações prévias sobre a região, destacando ainda que existem concessões em operação em áreas adjacentes à Libra, cujos estudos de impacto ambiental podem contribuir para a avaliação dos impactos na região em questão.

29. Alerta, no entanto, que a análise prévia que se procedeu não substitui o licenciamento ambiental formal, tampouco vincula o órgão ambiental competente à concessão de licenças que sejam futuramente requeridas.

II.2. Estudos de viabilidade técnica e econômica

(...)

II.2.2.3. Percentual mínimo do excedente em óleo da União

77. De acordo com o art. 18 da Lei nº 12.351/2010, o vencedor da licitação será aquele que ofertar o maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo definido pelo CNPE.

78. Para definir esse valor, o MME considerou a premissa de que excedente em óleo deverá ser calculado de modo que, para um dado bônus de assinatura, a parcela governamental seja suficiente para garantir a atratividade do projeto e a competição no leilão. O cálculo considera 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). A parcela governamental é calculada como o valor presente líquido (VPL) do fluxo de caixa do projeto, considerando as receitas anuais projetadas de acordo com a taxa de desconto estipulada (8,83% a.a.).

79. O resultado da diferença entre a receita e os custos é dividido entre a União e o contratado, com base em uma tabela na qual o percentual de excedente da União varia em função do preço do petróleo e da produção média por poço produtor. Na prática, a tabela torna o percentual de excedente em óleo da União um valor móvel segundo os parâmetros preço do petróleo e produção média dos poços. O valor fixado na Resolução CNPE nº 5/2013 indica apenas a referência do centro dessa tabela, como pode ser observada a seguir (disposta na Tabela 10, item 4.3 do Edital e referida na Cláusula Nona da Minuta de Contrato).

Tabela II – Tabela de aplicação do percentual de excedente em óleo para União

| De | | Barris por Dia por Poço Produtor | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|----------|----------------------------------|------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | | 0 | 4.001 | 6.001 | 8.001 | 10.001 | 12.001 | 14.001 | 16.001 | 18.001 | 20.001 | 22.001 | > 24.001 | |
| Preço Brent (US\$/bbl) | até | 4.000 | 6.000 | 8.000 | 10.000 | 12.000 | 14.000 | 16.000 | 18.000 | 20.000 | 22.000 | 24.000 | | |
| | 0 | até 60,00 | =OF-26,65% | =OF-15,85% | =OF-9,62% | =OF-6,33% | =OF-4,26% | =OF-2,56% | =OF-1,48% | =OF-0,86% | =OF-0,29% | =OF+0,23% | =OF+0,69% | =OF+1,11% |
| | 60,01 | até 80,00 | =OF-26,45% | =OF-12,85% | =OF-7,51% | =OF-4,70% | =OF-2,92% | =OF-1,46% | =OF-0,54% | =OF0,00% | =OF+0,48% | =OF+0,92% | =OF+1,32% | =OF+1,68% |
| | 80,01 | até 100,00 | =OF-19,44% | =OF-8,86% | =OF-4,71% | =OF-2,52% | =OF-1,14% | =OF0,00% | =OF+0,71% | =OF+1,13% | =OF+1,51% | =OF+1,85% | =OF+2,16% | =OF+2,44% |
| | 100,01 | até 120,00 | =OF-14,98% | =OF-6,32% | =OF-2,92% | =OF-1,13% | OF | =OF+0,93% | =OF+1,51% | =OF+1,86% | =OF+2,17% | =OF+2,45% | =OF+2,70% | =OF+2,93% |
| | 120,01 | até 140,00 | =OF-11,89% | =OF-4,56% | =OF-1,69% | =OF-0,17% | =OF+0,79% | =OF+1,57% | =OF+2,07% | =OF+2,36% | =OF+2,62% | =OF+2,86% | =OF+3,07% | =OF+3,26% |
| | 140,01 | até 160,00 | =OF-9,62% | =OF-3,27% | =OF-0,78% | =OF+0,53% | =OF+1,36% | =OF+2,04% | =OF+2,47% | =OF+2,72% | =OF+2,95% | =OF+3,16% | =OF+3,34% | =OF+3,51% |
| | > 160,01 | | =OF-5,94% | =OF-1,18% | =OF+0,69% | =OF+1,68% | =OF+2,30% | =OF+2,81% | =OF+3,13% | =OF+3,32% | =OF+3,49% | =OF+3,65% | =OF+3,73% | =OF+3,91% |

Fonte: Edital de Licitação

80. Segundo os termos do Edital de Licitação, o percentual do excedente em óleo para a União, a ser ofertado pelos licitantes, deverá referir-se ao valor de barril de petróleo entre US\$ 100,01 (cem dólares e um centavo norte americanos) e US\$ 120,00 (cento e vinte dólares norte americanos) e a coluna correspondente à produção, por poço produtor ativo, compreendida entre 10 mil e um barris/dia e 12 mil barris/dia, respeitado o percentual mínimo de 41,65%. Portanto, trata-se de uma escala móvel, que tem um valor mínimo de partida e varia entre -26,65% e +3,91 do valor de referência. Caso esse valor seja firmado no mínimo de 41,65%, na prática o percentual de excedente em óleo pode variar de 15% a 49,56%. O que redundará em percentual mínimo possível de 15% para o cálculo do excedente em óleo para União, conforme as condições de produção e de mercado.

81. De acordo com as justificativas do MME, a utilização de duas escalas móveis para se definir o excedente da União – preço do petróleo e produção média por poço produtor – traz ao sistema de partilha a flexibilidade necessária para garantir à União uma parcela adequada da renda econômica para diferentes condições de rentabilidade do projeto.

82. Embora não conste do detalhamento dos estudos, tecnicamente, a forma de definição do percentual de excedente em óleo da União consiste em um procedimento que visa tornar esse valor sensível à rentabilidade do projeto. Para isso, foi elaborada uma curva típica de rentabilidade de um projeto de produção de petróleo, cuja inclinação se reduz à medida que os custos de produção diminuem seu valor relativamente ao maior volume de produção. Assim, em uma menor faixa de produção, maior o peso dos custos e menor a rentabilidade.

83. Com o aumento da produção, a rentabilidade aumenta, mas com variações cada vez menores, pois os custos tendem a influir menos na rentabilidade. Esse comportamento foi extrapolado, em fórmula, para a definição da tabela do percentual do excedente em óleo disposta no Edital de Licitação. Em razão disso, a tabela se apresenta assimétrica – com impacto negativo significativamente maior, quando da perda de rentabilidade, do que o impacto positivo gerado com os ganhos de rentabilidade (espelhando a proporcionalidade dos custos em relação às receitas).

84. Da mesma forma ocorre com a variação dos preços do petróleo. As positivas aumentam a rentabilidade e o percentual de excedente aplicado. As negativas, ao contrário, e com a mesma assimetria, pois a variação da rentabilidade segue o mesmo comportamento. A concepção da regra buscou incorporar essa variação da rentabilidade na execução do contrato. Torna o contrato mais atraente aos licitantes e as receitas mais incertas para a União, podendo ser incrementadas ou reduzidas.

85. Tendo a Lei do pré-sal (art.10) atribuído ao CNPE a proposição de um percentual mínimo para o excedente em óleo da União, o Conselho optou pela estratégia de estabelecer esse valor em uma escala móvel, de onde se interpreta, de acordo com a Resolução CNPE nº 5/2013, o Edital e a Minuta de Contrato, que variará de um mínimo de 15% até um máximo de 49,46%, caso não haja oferta superior à referência de 41,65%.

86. *Tal mecanismo poderá proporcionar ganhos ou perdas para União em relação à meta básica declarada de 40% para o excedente (considera-se que esta é a média percentual simulada no modelo proposto com alíquota variável, a partir de proposta inicial de 41,65%). Ganhos, se a média de comportamento (preços/produção) ficar acima da esperada no projeto para o período do contrato ou, se a fórmula de captura de rentabilidades induzir o ofertante a apresentar proposta mais vantajosa, visto que contará com margem, de acordo com o desempenho da rentabilidade durante a execução do contrato. Perdas, caso a média de comportamento (preços/produção) ficar abaixo da esperada no projeto. Neste caso, devido à assimetria da tabela, o impacto negativo é proporcionalmente maior do que o impacto positivo.*

87. *De toda forma, não é possível avaliar a amplitude do efeito que o dispositivo poderá provocar em incentivos às propostas dos licitantes. Certamente, a estratégia aumenta a dependência de um maior nível de concorrência entre licitantes.*

II.2.2.4. Participação mínima da Petrobras

88. *Prevista no art. 20 da Lei nº 12.351/2010, a definição da participação mínima da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras no consórcio do primeiro contrato de partilha de produção também foi estabelecida na Resolução CNPE nº 5/2013, em trinta por cento (art. 1º, § 3º) – o piso definido na referida Lei.*

89. *Relevante assinalar a importância dessa definição nos estudos de avaliação da licitação, já que guarda correlação com a capacidade da estatal realizar os investimentos no porte e cronograma previstos, incluindo a participação no bônus de assinatura (como foi considerado pelo MME), bem como com a margem que é conferida para a livre concorrência e atração de investidores privados (internos e externos). Também impacta na visão de possibilidade de atuação no empreendimento que os demais investidores podem ter (poder de gestão), tendo em vista que terão que compartilhar a administração do contrato com a Petrobras e a PPSA. Ressalve-se que a Petrobras pode, por sua iniciativa, tentar ampliar essa participação, ao participar das ofertas no leilão.*

II.3. Considerações gerais

122. *Primeiramente, importa relembrar o contexto no qual estão inseridos os estudos em análise. Compreende a primeira licitação de outorga que se faz para o novo regime de partilha de produção, derivado de significativas mudanças no marco regulatório. Parâmetros distintos do regime de concessão e uma inovadora estrutura de gestão são incorporados à contratação. Parte desses elementos não possui referências anteriores. Acrescente-se que, também de forma inusitada, essa licitação oferece única área, que corresponde potencialmente ao campo de maior volume de reservas já leiloadas.*

123. *Em valores estimados, segundo o modelo econômico apresentado pelo MME, o futuro contrato deve corresponder – considerando a cotação utilizada (2R\$/1US\$) – a R\$ 1,236 trilhão em receitas e cerca de R\$ 380 bilhões em investimentos e despesas do empreendimento (valores nominais). São resultados projetados de uma extração equivalente a 8,4 bilhões de barris de petróleo em 35 anos. O principal teor desses estudos é estimar esses valores e projetar sua partição entre a União e o contratado.*

124. *Assim sendo, considera-se principalmente esses dois objetivos: o dimensionamento do projeto e a definição da partilha do excedente gerado. Vale colocar em relevo a perspectiva de que o procedimento de leilão de blocos exploratórios é uma forma de negociação de projeto que envolve precificação do risco envolvido (no caso, unicamente do empreendedor, conforme dispõe a Lei do pré-sal).*

125. Também merece anotação o fato de que a licitação esteve inicialmente prevista para realizar-se no mês de novembro de 2013 e foi antecipada para o mês de outubro.

II.3.1 Dimensionamento

126. O dimensionamento do projeto está relacionado a vários parâmetros, como volume das reservas, capacidade e produtividade para recuperação do óleo e preço do petróleo.

127. Com relação às reservas, chamou à atenção a variação recente e significativa (mais do que o dobro) das estimativas de volume para o campo de Libra em um curto intervalo às vésperas da definição da licitação. Como comentado no item II.2.1, a primeira estimativa, firmada em fevereiro de 2013, foi revisada conforme nota técnica da ANP emitida em 22 de maio de 2013 (mesma data da edição da Resolução CNPE nº 4/2013, que autorizou a licitação), o que sugere que os setores envolvidos trabalharam dentro de um limite de tempo. Adicionalmente, ainda na reavaliação, a Agência declarou que a informação tratada para a nova estimativa não correspondia a um processamento final dos dados.

128. Diferentemente do usual para oferta de blocos exploratórios, a área de Libra conta com poços perfurados, que contribui para evolução das estimativas. Já em 2010, em relatório para ANP da empresa de consultoria internacional Gaffney, Cline & Associates, Inc. (GCA), no qual fez avaliação de áreas do pré-sal para os contratos de cessão onerosa (relatório publicado na página da Agência na internet), havia estimativas de grandes reservas para Libra – antes, portanto, das recentes avaliações da ANP. De acordo com esse relatório, a estimativa de volume para a área de Libra varia entre 16,32 bilhões bbl (baixa estimativa) e 52,49 bbl (alta estimativa), sendo a melhor estimativa de 31,49 bilhões bbl, avaliada uma área então de 727 km² (no edital é ofertada área de 1.547 km² - o dobro). Essa estimativa é superior à realizada pela ANP em fevereiro de 2013 e muito próxima à reavaliação de maio último.

129. Essas informações sugerem haver perspectiva de se obter uma maior precisão de estimativas sobre as reservas, em aprofundamento das análises geológicas e da utilização de dados mais recentes, que indiquem aumento da probabilidade das maiores estimativas. Indagada em diligência, a ANP respondeu (peça 50) que as últimas análises efetuadas não são definitivas e que o prospecto de Libra continua sendo reestimado 'à luz de novos dados, informações e concepções de modelos geológicos'. Em sentido contrário às melhores perspectivas, a avaliação na qual se baseou o projeto do MME utilizou um cenário tido como inadequado pela própria Agência, que introduziu um viés de baixa na média das estimativas e pode implicar subestimativa do volume das reservas de Libra.

130. Os estudos do MME também não consideram a possibilidade de novas descobertas, ainda que a área licitada seja o dobro da área avaliada pela GCA. O projeto de referência foi baseado em uma média das estimativas (cenários I e II) da ANP, com probabilidade P50. Comparativamente, a estimativa da GCA, na avaliação para a cessão onerosa em 2010, mostrou-se semelhante à estimativa do cenário II da ANP e já superior ao Cenário I da ANP:

Tabela IV – Avaliações de Libra

| AVALIADOR/ ÁREA | REFERÊNCIA | Estimativas das reservas (bilhões bbl) | | | Estimativas de recuperação (bilhões bbl) | | |
|--|--------------|---|--------|-------|--|--------|-------|
| | | menor | centro | maior | menor | centro | maior |
| ANP/ Libra (1.547 km ²) | Cenário I | 6,01 | 22,62 | 57,74 | 1,80 | 6,78 | 17,32 |
| ANP/ Libra (1.547 km ²) | Cenário II | 25,27 | 40,48 | 60,96 | 7,58 | 12,14 | 18,29 |
| CGA/ Libra (727 km ²) | Franco/Libra | 16,32 | 31,49 | 52,49 | 3,65 | 7,91 | 15,07 |

Fonte: elaboração própria

131. O outro fator que determina o dimensionamento do projeto é a configuração dos sistemas operacionais para a produção e a produtividade esperada. As referências tomadas são satisfatórias em razão de replicar práticas que estão em execução em áreas análogas do pré-sal. O aspecto que gera maior incerteza é a adequação da escala de produção adotada. Primeiro, em razão da possibilidade de subestimativa dos volumes de reservas, conforme já comentado. O segundo aspecto pode sobrepor ao primeiro, pois decorre da visão, em função da análise de conteúdo local e do cronograma de implantação dos módulos de produção, de que os sistemas foram dimensionados no limite da capacidade de fornecimento da indústria nacional.

132. Os estudos do MME não apresentaram análise de variações de possibilidades de configurações dos sistemas produtivos para o projeto, a não ser pelo cronograma de entrada dos módulos, onde já afirma estar ajustado ao teto da capacidade de fornecimento da indústria. Outros cenários e diferentes alternativas para o dimensionamento do projeto poderiam ser estruturados, considerando o caráter inovador do leilão e o tamanho do reservatório leiloado.

133. Verifica-se que a configuração foi premida pela perspectiva sobre a capacidade da indústria frente às exigências de níveis de conteúdo local. Ainda assim, comparando novamente os estudos em análise com os constantes do citado relatório da CGA, observa-se a possibilidade de variação sobre a concepção dos sistemas de produção, já que aquela consultoria previu para extração de volume similar (7,9 bilhões bbl, contra 8,4 bilhões bbl do projeto do MME) a utilização de 9 módulos de produção (o projeto prevê 12).

134. Não se trata, aqui, da possível redução de custos que se possa alcançar com os sistemas de produção, mas de alternativas para aumento do fator de recuperação do projeto, diante de uma reserva promissora. Merece observação que, mesmo adotando a posição conservadora da estimativa do MME, a projeção do volume a ser recuperado fica abaixo do que seria o centro da estimativa sob o prisma do fator de recuperação de referência – 30% (9,4 bilhões bbl).

135. Observe-se que, desde que não haja restrições dos fatores (disponibilidade de reservas e de equipamentos), uma combinação ótima da distribuição da produção poderá maximizar a receita da contratada. Considerando, hipoteticamente, o volume de excedente pago à União como um componente de 'custo' da contratada, a receita ideal seria alcançada com o máximo volume de produção (a demanda é infinita) com a menor média possível de produção dos poços, desde que viável projetar essa produção com um maior número de poços. Se o campo for grande o suficiente ou adicionadas novas descobertas, poderá haver outros cenários com volumes e produtividades diferentes.

136. Quanto à disponibilidade dos equipamentos, mesmo que considerado o limite atual da indústria nacional, pode haver margem para outras configurações dos sistemas de produção que, por sua vez, também pode ser ampliada, caso a situação dos fornecedores evolua ao longo do tempo (o prazo do contrato é de 35 anos e a configuração do projeto prevê a operacionalização dos sistemas de produção em doze anos, a partir do quinto – portanto, pode haver outras perspectivas antes da metade do contrato).

137. Quanto ao preço do petróleo, sua principal repercussão ocorre nas receitas do projeto e representatividade dos custos. Em razão disso, sua abordagem será incluída no próximo item.

II.3.2 Percentual de partilha

138. No que tange à regra que define a partilha do excedente em óleo, a principal questão é o efeito real de sua aplicação. Inicialmente, porque os documentos que definem o leilão não deixam claro que o mínimo efetivo para a União pode chegar a 15%. O entendimento mais imediato é de que o valor mínimo é 41,65%, conforme a Resolução CNPE n° 5/2013 dispõe à primeira vista,

embora a regulamentação ulterior (Portaria MME nº 218, de 20 de junho de 2013, que definiu as diretrizes para o edital) prescreva como parcela variável.

139. Em segundo lugar, o espectro de variação negativa desse parâmetro é maior do que a margem de variação positiva que a regra possibilita. Tecnicamente espelhando a curva de possibilidade de rentabilidade que a produção pode atingir, a tabela de parâmetros móveis (produtividade média versus preços) é tratada no projeto unicamente por parâmetros tomados como premissas estabelecidas: preço de US\$ 105,00 por barril e produção média diária entre 10 mil e 12 mil barris/dia. Os estudos não avaliam cenários de variações desses parâmetros (há escalas para diferentes níveis desses parâmetros, mas não há análises ou considerações acerca de diferentes situações e suas respectivas probabilidades).

140. Ocorre que a variação desses parâmetros podem gerar impactos significativos no volume do excedente em óleo que será destinado à União.

141. No que se refere à produtividade média dos poços, pode haver alterações voluntárias e involuntárias. O comportamento produtivo decorre das condições geofísicas a que está submetido o poço, mas também se faz o planejamento de engenharia e de tecnologia empregada para influenciá-lo. Com isso, há possibilidade de administração da estratégia de engenharia mais conveniente, considerando custos e rentabilidade. Ao definir-se a flexibilidade do percentual do excedente em óleo de acordo com a produtividade, cálculos avaliarão a estratégia de engenharia ótima para a rentabilidade do contratado – configuração dos sistemas produtivos. Essa situação já foi comentada no item II.3.1.

142. Segundo o MME, a produção média por poço produtor é uma inovação em relação ao uso do volume de produção acumulada, que, embora seja empregado em vários países, cria distorções que desestimulam novos investimentos próximos ao final do contrato. Cabe comentar que o contrato de partilha tem regras de recuperação do custo em óleo. Portanto, caso esses custos comportem sua recuperação dentro do prazo contratual, eles serão executados, não em função direta do aumento da produtividade, mas do potencial incremento do excedente da contratada.

143. Da mesma forma e simultaneamente, as variações de preços determinarão o percentual do excedente em óleo que a União deve receber. Nesse caso, os preços não podem ser administrados, pois são determinados pelo mercado internacional.

144. Quanto a esse aspecto, o MME não apresentou quaisquer considerações sobre o comportamento dos preços do petróleo. Utilizando justificativa técnica bastante simplificada, definiu o valor do barril de petróleo, a ser referência do contrato, pela média dos seis primeiros meses deste ano. Concluiu a premissa, alegando ser praxe, em análise de projetos do setor, considerar um valor flat. Não obstante, não informa para qual tipo de contrato usualmente é considerado um valor estável do petróleo na análise do projeto. Tendo em vista a sistemática de variação de preços que o edital da licitação prevê, a análise sobre o comportamento de preços é relevante.

145. Ainda que seja considerada como melhor opção a fixação de um valor constante para os preços de petróleo e gás no projeto para análise econômico-financeira, essa condição não afasta a necessidade de ser avaliado o histórico e as projeções de comportamento desses preços, para que se encontre o valor que será adotado.

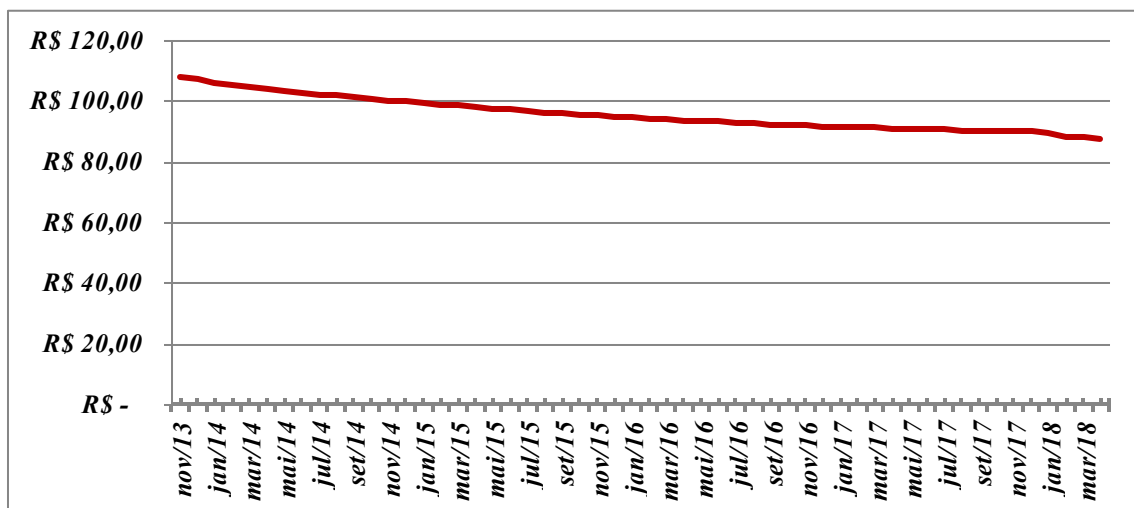
146. Como uma das principais commodities mundiais, os preços do petróleo são referências para a economia internacional e constante objeto de estudos e projeções. Instituições de referência, como International Energy Agency (IEA) e U.S. Energy Information Administration (EIA), apresentam esse tipo de informação. Mesmo no âmbito do MME são realizados importantes estudos sobre a matéria, como publicações da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - Contexto

Mundial e Preço do Petróleo: Uma Visão de Longo Prazo (2008), e também as análises periódicas da ANP, em seu Boletim Anual de Preços (já há edição de 2013).

147. Não se mostra razoável desconsiderar análise do histórico dos preços do petróleo, quando estes se encontram em seus maiores níveis (considerados os cinco últimos anos) e facilmente são encontradas avaliações que indicam futura queda de preços em razão da incorporação de novas reservas à economia mundial. Frequentemente se observa considerações sobre o impacto do gás de xisto explorado nos Estados Unidos e sobre o crescimento das descobertas mundiais de reservas de petróleo, em razão da alta de preços dos últimos anos, criando condições para uma reversão do aumento dos preços.

148. Registre-se que a ANP, quando encomendou a análise de áreas para os contratos de cessão onerosa à GCA, solicitou a utilização de preços de petróleo fundamentados na curva de preços futuros da NYMEX (bolsa de negociação de contratos futuros de mercadorias, em Nova Iorque). Em simples consulta as projeções de preços do petróleo (Brent), com base em valores futuros de contratos operados na NYMEX, pode-se observar essa tendência:

Gráfico I – Projeções preços contratos futuros –NYMEX (Brent Crude Oil Financial)



Fonte: CME Group (<http://www.cmegroup.com/>)

149. Ao justificar que variações na cotação dos preços, positivas ou negativas, serão capturadas pela tabela de alíquotas de partilha, o MME apenas reforça que, se os preços se mostrarem superestimados no projeto para a média de período do contrato, haverá uma perda percentual para o excedente da União – que, de acordo com a regra, é maior do que o ganho que poderia proporcionar o caso inverso: maior média real dos preços do que a prevista no projeto.

II.3.3 Riscos

150. A licitação de áreas pelo novo regime de partilha de produção, assim como em concessão, é uma venda do risco à contratada. Em contrapartida, a União abre mão do prêmio que é o resultado total da produção, pelo período do contrato. No regime de concessão, além das parcelas que a contratante se compromete pagar à União no curso normal da produção, existe a chamada participação especial, que representa uma parcela extra em razão dos ganhos extraordinários que a contratada venha obter, de modo que não haja um grande desequilíbrio na destinação desses resultados.

151. No regime de partilha de produção não se aplica a participação especial. Parte-se da premissa de serem áreas naturalmente mais produtivas e que o percentual do excedente em óleo irá remunerar a União com adequada parcela dessa maior produção. Sendo a primeira vez que se faz

esse tipo de contratação, o desafio é acertar a calibragem desse percentual, de modo a manter atrativa a licitação e capturar o máximo de ganhos que a área proporcionar. Pesa no sentido contrário a este objetivo, o grau de aversão ao risco com que as ofertantes analisarão a licitação, tornando menos ousadas as propostas (percentual de excedente em óleo ofertado à União).

152. De acordo com o MME, 'utilização de duas escalas móveis para se definir o excedente da União – preço do petróleo e produção média por poço produtor - traz ao sistema de partilha a flexibilidade necessária para garantir à União uma parcela adequada da renda econômica para diferentes condições de rentabilidade do projeto'. Ressalve-se que o Ministério apenas exemplificou o mecanismo com os possíveis ganhos de rentabilidade, não analisou as potenciais perdas da parcela com eventuais quedas desses parâmetros: '... em ambos os casos, por razões diferentes - no primeiro, em função das condições do mercado e, no segundo, em função de fatores naturais intrínsecos ao reservatório - há um incremento extraordinário da renda do contratado sem que este realize qualquer ação para isso'.

153. Ao instituir essa sistemática, o modelo adicionou um risco a mais na definição do excedente mínimo de óleo a ser entregue à União. Além de estar em jogo a adequada calibragem do percentual do excedente em óleo em termos mínimos, essa parcela fica suscetível a um eventual viés de baixa dos parâmetros.

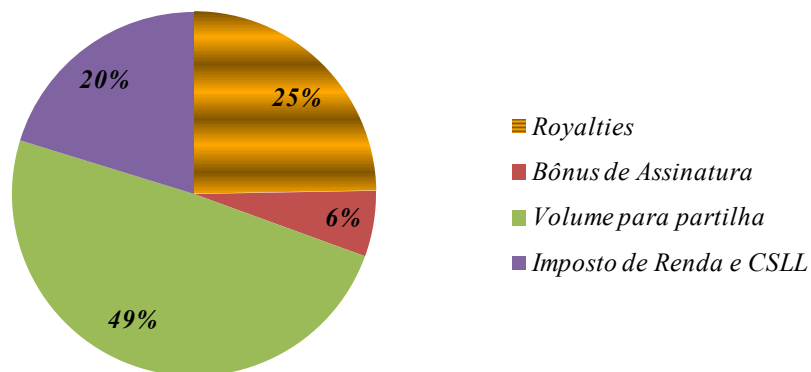
154. Se, por um lado, essa condição pode tornar o modelo mais atraente ao investidor, por outro, os demais riscos considerados pelo ofertante pode levá-lo a não responder positivamente ao incentivo, mantendo a oferta próxima à mínima estipulada. Principalmente se a concorrência da licitação for baixa. Vale observar que, pelo porte e restrições dessa licitação (valor do bônus, qualificação), não se vislumbra um alto grau de concorrência, até mesmo pelas incertezas geradas pelo novo modelo regulatório.

155. Sabe-se que as inovações do regime de partilha de produção, em especial no que tange ao restrito controle da gestão por uma empresa estatal (PPSA) e à obrigação de adotar a Petrobrás como operadora única, com participação mínima de 30%, são fatores que inibem o investidor, principalmente considerada a falta de precedentes desse tipo de contratação.

156. O modelo proposto aposta em duas perspectivas: sustentabilidade dos valores médios dos parâmetros de cálculo do percentual de excedente em óleo para União e concorrência na licitação que gere ofertas superiores à referência mínima. As ofertas não podem ser inferiores à referência, mas o risco de redução dos parâmetros não foi avaliado nos estudos do MME.

157. Segundo as justificativas apresentadas pelo Ministério, os ajustes nos parâmetros da licitação foram procedidos visando ao objetivo de se atingir o nível de 75% de alcance das parcelas governamentais (royalties, excedente da União e demais tributos), para o qual está ajustado o modelo do projeto. Assim sendo, cabe assinalar também que, sendo flexível o percentual de excedente em óleo para a União, também será flexível o alcance daquele objetivo. Uma queda nos parâmetros que definem o excedente da União também fará cair as participações governamentais de forma geral.

158. Por outro lado, visto que as demais participações possuem alíquotas fixas (royalties, imposto de renda e contribuição social), o impacto da queda ou aumento do percentual de excedente em óleo para União é proporcionalmente menor na arrecadação total.

Gráfico II - Composição das receitas


Fonte: elaboração própria

159. Cabe, ainda, considerar o modelo ante os normativos que regem o procedimento. A Lei do pré-sal instituiu regras bastante diferentes do regime de concessão. Entretanto, para sua aplicação, existem lacunas que criam espaço para o MME regulamentar e detalhar procedimentos específicos para a licitação. Da intenção geral embutida na legislação à prática consubstanciada na especificação do Ministério, impõem-se desafios, principalmente por tratar-se da primeira experiência executada para o novo regime.

160. Das questões de maior repercussão, destaca-se a sistemática de definição do excedente em óleo da União.

161. A legislação determina o estabelecimento de um percentual mínimo para o excedente em óleo da União. O CNPE definiu, para essa licitação, esse mínimo dentro de uma tabela com valores variáveis em função de parâmetros de rentabilidade. Há, portanto, um mínimo implícito e não um valor direto. A referência para o contrato é uma mera expectativa.

162. Por trazer inovações, a transparência e o debate acerca das regras deveriam ter recebido maior atenção por parte do governo. Apesar do cumprimento das audiências públicas para a licitação, considera-se que o curto tempo de exposição e divulgação do modelo de edital e contrato (considerando todo o já comentado contexto da inauguração do novo regime) pode dar margem a questionamentos fora da via administrativa prevista para o certame, em função das expectativas geradas pelo novo marco regulatório. Existem questionamentos que seriam facilmente sanados com um melhor nível de debate acerca das regras propostas.

163. A esse respeito, o MME já havia sido alertado em razão de Levantamento realizado por esta Secretaria em 2012, o qual gerou o Acórdão 1.454/2013 – TCU – Plenário. Não somente acerca dos necessários debates, mas também sobre a evolução do planejamento e definição dos parâmetros em tempo de atender a meta da realização da licitação em 2013.

164. As análises das informações apresentadas corroboram a sinalização já adiantada naquele Levantamento (TC 013.895/2012-5). Diante da situação, surpreendeu a antecipação da licitação, inicialmente prevista para novembro de 2013, para o mês de outubro.

165. Incluem-se nos reparos ao planejamento do primeiro leilão para o pré-sal, a ausência de definição do ritmo de contratação para a partilha de produção (que ajudaria explicar a escolha dos blocos) e a falta de detalhamento de avaliação na indicação do percentual mínimo de participação da Petrobrás. Além disso, a Lei do pré-sal confere a possibilidade de escolha entre

licitar áreas do pré-sal ou realizar a contratação direta da Petrobrás e essa avaliação não consta dos estudos analisados.

166. Os estudos mostram-se mais próximos a um teste para o regime de partilha do que uma etapa da programação da expansão do setor. A definição da área, do bônus de assinatura e de conteúdo local podem ser algumas das consequências de uma abordagem desse tipo.

(...)

II.4. Prazos

174. A IN-TCU n° 27/1998, em seu art. 8°, normatiza os prazos de entrega documental, relativamente ao primeiro estágio da fiscalização da outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural:

‘Art. 7° - O dirigente do órgão ou entidade federal concedente encaminhará, mediante cópia, a documentação descrita no artigo anterior ao Tribunal de Contas da União, observados os seguintes prazos:

I – primeiro estágio – 30 (trinta dias), no mínimo, antes da publicação do edital de licitação’.

175. Como de praxe, a ANP enviou ao TCU, em 16/7/2013, os estudos por ela elaborados, relativos à Primeira Rodada de licitação de partilha de produção. De acordo com o relatado nesta instrução (Histórico), essa documentação estava incompleta em razão da ausência da parte dos estudos que seria definida pelo MME – inovação do novo regime.

176. Complementados, posteriormente, os estudos em atendimento às diligências desta Secretaria (início da entrega de informações conforme o Aviso n° 157/2013 GM MME, de 2/8/2013), foi considerada, para efeito de atendimento da Instrução Normativa TCU n° 27/1998, a data de 6/8/2013 como entrega oficial da documentação relativa à Primeira Rodada de licitação de partilha de produção (peça 22), apesar das posteriores diligências que foram necessárias para esclarecer as informações iniciais.

177. Em comunicação a este Tribunal (47), o MME argumentou acerca de dúvidas sobre a aplicabilidade da IN TCU n° 27/1998 para o leilão de partilha de produção, por não se tratar de outorga de serviço público, manifestando preocupação com a exequibilidade do cronograma inicial previsto para a licitação.

178. Tal questionamento não se sustenta diante do assentamento de larga prática desde a edição da referida norma, já que a IN TCU n° 27/1998 aplica-se ao acompanhamento das licitações e contratos de concessão da exploração e produção de petróleo, no que se refere aos procedimentos, conteúdo e prazos para a apreciação deste Tribunal sobre os atos de outorga e execução contratual, conforme a sistemática aplicada em todas as rodadas de licitação conduzidas pela ANP desde a primeira até a décima primeira. Cite-se a Decisão 493/1999 e o Acórdão 2.237/2013, respectivamente:

‘Decisão 493/1999 - Plenário

O Tribunal Pleno, diante das razões expostas pelo Relator, DECIDE:

8.1 aprovar com ressalva os três estágios da Primeira Rodada de Licitações para Concessão de Permissão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, realizada pela Agência Nacional de Petróleo (ANP);

8.2 determinar à Agência Nacional do Petróleo (ANP) que:

8.2.1 em relação ao primeiro estágio, encaminhe ao Tribunal de Contas da União, em futuras licitações, os estudos de viabilidade econômica para todos os blocos que façam parte dessas licitações, conforme previsto na alínea a, inciso I, art. 7°, da Instrução Normativa TCU 27/1998;

(...)

T.C.U., Sala de Sessões, em 4 de agosto de 1999’.

‘Acórdão 2.237/2013 - Plenário

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, diante das razões expostas pelo Relator, em:

9.1. aprovar, com fulcro no art. 7º da Instrução Normativa TCU 27/1998, o Segundo e o Terceiro Estágios de acompanhamento de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, relativos à 11ª Rodada de licitações da ANP; e

9.2 restituir os autos à SefidEnergia, para acompanhamento do Quarto Estágio.

Sessão: 21/08/2013’.

179. Como visto, a rotina é de domínio da ANP e os Acórdãos do Tribunal devem ser acompanhados pelo MME. Não há distinção de objeto (outorga de áreas para exploração e produção de petróleo e gás), mas apenas especificação do regime de contratação (concessão ou partilha de produção), o que não implica em distinção na aplicação da norma de fiscalização.

180. Apesar das alegações, denota-se que houve falha de planejamento e comunicação entre o MME e a ANP no que tange à programação e à identificação de responsabilidades quanto à apresentação ao TCU dos atos e procedimentos necessários à outorga da Primeira Rodada de licitação de partilha de produção, no prazo definido pela IN TCU nº 27/1998. Essa situação gerou dificuldades para o desenvolvimento dos trabalhos da SefidEnergia, haja vista as reuniões e o volume de diligências que foram necessários para sanar a limitação das informações apresentadas, e reclama seu oportuno equacionamento para as futuras licitações.

CONCLUSÃO

181. Ante as análises realizadas, considera-se que os documentos examinados seguem o estabelecido nos art. 7º, inciso I e art. 8º, inciso I da IN-TCU nº 27/1998, havendo, contudo, ressalvas quanto ao conteúdo e procedimentos de apresentação dos estudos que fundamentam a licitação.

182. Apesar de cumprir o mínimo de fundamentação dos parâmetros e do modelo que os definiu para a Primeira Rodada de licitação de partilha de produção, o porte e as condições específicas da área de Libra poderiam gerar maior aprofundamento nos estudos. Uma abordagem mais ampla também se justificaria diante da complexidade e da expectativa que envolvem o novo regime regulatório.

183. Sendo os parâmetros definidos apenas referências para a licitação e execução do contrato, é possível que o procedimento de licitação alcance adequada solução à contratação, trazendo proposta favorável aos objetivos da União. Não obstante, os riscos de o resultado não se aproximar das melhores condições para o contrato foram brevemente comentados nesta instrução. A relevância se dá pela escala. Com uma produção prevista acima dos 8 bilhões bbl e reservas que podem ultrapassar 40 bilhões bbl, qualquer variação no resultado da execução do contrato e sua repartição é significativa. O MME não explorou amplamente as possibilidades de execução do contrato.

184. Paralelamente à importância da área de Libra, está a responsabilidade de se discriminar novas regras e implementar a primeira contratação de partilha de produção, com a complexidade inerente ao modelo. O resultado dessa licitação deve influir na credibilidade do modelo regulatório. Uma das avaliações que os investidores fazem para participarem das licitações é sobre os riscos regulatórios envolvidos.

185. *Em Levantamento realizado em 2012 por esta Secretaria (Acórdão 1.454/2013 – TCU – Plenário), se constatou a demora nos procedimentos para as definições acerca das regras do novo modelo e que o tempo seria restrito para a realização de um recomendado amplo debate, tendo sido alertado também quanto a alguns riscos na implementação do novo regime. Ao se manter a agenda da licitação e até antecipá-la, sem definir e debater previamente os parâmetros, privou-se de um adequado amadurecimento das questões que envolvem a inauguração do novo regime.*

186. *Essas questões são de grande interesse da sociedade e tem causado manifestações de setores específicos que se mostram contrários à licitação proposta. Pelas participações nas audiências públicas promovidas, pelas notícias publicadas na mídia e mesmo em discursos proferidos, verifica-se que parte dessas manifestações se fundamenta na falta de entendimento ou equívoco de interpretação acerca das regras divulgadas. Certamente poderá haver representações e outras interpelações contra o certame, fruto dessas avaliações não esclarecidas.*

187. *Entende-se que o procedimento foi pouco transparente por parte do MME, principalmente quanto à discussão com a sociedade da escolha das áreas e parâmetros, de sorte que o MME poderia esclarecer os motivos que levaram o governo a optar pelas estratégias escolhidas e as possíveis consequências e riscos envolvidos.*

188. *Também se verificou que o modelo apresentado guarda, de modo geral, coerência técnica de sua estrutura, com as ressalvas já apontadas nesta instrução, mas seu sucesso dependerá do grau de concorrência da licitação e do comportamento positivo dos licitantes em relação à proposta, bem como de cenários positivos ao longo dos trinta e cinco anos de contrato.*

189. *Vale observar que as possíveis melhorias apontadas nesta instrução não se referem à qualificação das equipes técnicas envolvidas, as quais demonstraram, pelos contatos mantidos, ter conhecimento e empenho em buscar as melhores soluções, mas decorrem da falta de planejamento estruturado em diretrizes pré-definidas tempestivamente.*

190. *Por fim, resta premente consignar a necessidade de que os estudos para os próximos leilões dessa natureza sejam aprimorados com mais informações, cenários, inclusive com a utilização de dados oriundos desta primeira licitação, que devem alimentar novas avaliações de campos a serem leiloados futuramente, e demonstrem inserção em um amplo e definido planejamento setorial. Além disso, é fundamental que o cronograma das licitações preveja tempo adequado às avaliações, debates e eventuais aprimoramentos dos estudos de embasamento dos certames.*

VOLUME DE RECURSOS FISCALIZADOS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE

191. *O Volume de Recursos Fiscalizados (VRF), nos processos de fiscalização deste Tribunal, tem seus critérios para cálculo e registro determinados pela Portaria-TCU nº 222/2003. Consoante item 1.2 dessa Portaria, 'quando forem examinados procedimentos licitatórios que ainda não tenham resultado no empenho da despesa, o VRF corresponderá ao valor estimado pelo órgão com base na pesquisa prévia de mercado'.*

192. *Desse modo, o VRF neste processo deve ser calculado pela estimativa do MME para o valor presente líquido (VPL) do projeto, que totalizou, aproximadamente, R\$ 378 bilhões (conforme resultado financeiro do projeto nos estudos de viabilidade e utilizando a cotação atual US\$/R\$ = 1/2,20).*

193. *A atual sistemática de quantificação e registro sobre os benefícios das ações de controle externo foi instituída pela Portaria-TCU nº 82/2012. Neste processo, estimam-se benefícios diretos resultantes da expectativa de controle gerada pela atuação desta Corte de Contas.*

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

194. Ante o exposto, submetem-se os autos à consideração superior propondo:

a) que seja aprovado, com ressalvas, o Primeiro Estágio de acompanhamento de outorga de exploração de petróleo e gás natural no regime de partilha de produção, nos termos do art. 7º, inciso I, da IN-TCU nº 27/1998;

b) que seja aplicada a chancela de sigiloso quanto aos II.2 (exceto os sub-itens II.2.2.3 e II.2.2.4) e II.3.3 [sic] desta instrução;

c) recomendar ao Ministério de Minas e Energia e à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que zelem pela completude e integralidade da documentação de fundamentação e análise dos aspectos técnicos, econômicos e ambientais das áreas ofertadas, consoante o estabelecido na Instrução Normativa - TCU nº 27/1998, bem como observem seu encaminhamento único com vistas ao atendimento dos prazos estabelecidos;

d) encaminhar ao Ministério de Minas e Energia e à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis cópia do Acórdão, bem como do Relatório e do Voto que vier a ser proferido, com as considerações do TCU acerca dos estudos que fundamentam a Primeira Rodada de licitação de partilha de produção;

e) restituir os autos à SefidEnergia para análise dos demais estágios de acompanhamento, nos termos da IN-TCU nº 27/1998”.

É o Relatório.

VOTO

Cuidam os autos de Acompanhamento da Primeira 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), conforme ritos e procedimentos ditados pela Instrução Normativa (IN) TCU nº 27/1998.

2. Nesta oportunidade, aprecia-se o primeiro estágio do acompanhamento, dos quatro previstos na referida norma, consistente na análise dos seguintes elementos:

“a) relatório sintético sobre os estudos de viabilidade técnica e econômica do empreendimento, com informações sobre objeto, área e prazo de concessão;

b) estudos vinculados à outorga, de utilidade para a licitação, realizados ou autorizados pelo órgão ou pela entidade federal concedente, quando houver;

c) relatório sintético sobre os estudos de impactos ambientais, indicando a situação do licenciamento ambiental, observando o disposto no item 9.1.1 do Acórdão 787/2003-TCU-Plenário”.

3. Antes de adentrar nas questões técnicas que envolvem o processo, cabe destacar, como bem o fez a unidade técnica em sua instrução, que muitas foram as diligências efetuadas junto aos órgãos competentes para que se fizesse presente aos autos documentação com um grau mínimo de informação que permitisse a consecução desse acompanhamento. Pode ter contribuído para o descompasso no encaminhamento das informações o fato de se estar diante de um novo modelo, por meio do qual foram reservadas competências específicas ao Ministério de Minas Energia (MME) e ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

4. De qualquer maneira, manifesto-me desde já favorável à proposta de recomendação ao MME e à ANP para que zelem pela completude e integralidade da documentação de fundamentação e análise dos aspectos técnicos, econômicos e ambientais das áreas ofertadas, consoante o estabelecido na IN/TCU nº 27/1998, bem como observem seu encaminhamento único com vistas ao atendimento dos prazos estabelecidos.

5. Feitas essas considerações preliminares, passo a tratar das questões de mérito.

I - DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

6. A Lei nº 12.351/2010 estabeleceu regras específicas para a exploração e a produção de petróleo e de gás natural em área do pré-sal, sendo a principal delas o regime de partilha de produção, distinto do regime de concessão, até então consolidado nas licitações para outorga de blocos exploratórios.

7. Por se tratar de um novo modelo, permito-me aqui fazer algumas considerações preliminares acerca de suas principais características.

8. Nesse sentido, para contextualizar, relembro que, na concessão, os direitos de exploração e produção sobre determinada área são concedidos a uma companhia petrolífera, que é responsável por todo investimento e risco, paga impostos, royalties e participações e, em contrapartida, fica com a propriedade daquilo que for extraído.

9. Na partilha, o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos de 15%,

bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.

10. Dada as características promissoras da área do pré-sal, pretendeu-se com a adoção desse regime elevar a parcela governamental (Government Take), obtida pelo somatório dos valores correspondentes aos royalties, ao excedente em óleo da União, aos valores pagos pelo contratado a título de impostos e ao bônus de assinatura dividido pela receita bruta menos o custo em óleo. Tal parcela, que nas concessões situa-se em torno de 60%, passaria para cerca de 75%.

11. Além disso, nos termos da lei, a Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, com participação mínima de 30% (trinta por cento) no consórcio vencedor da licitação.

12. Nesse novo modelo, o bônus de assinatura consiste em um valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração do contrato, sendo o julgamento da licitação definido pela proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo definido em edital.

13. Outra importante inovação refere-se à criação de empresa pública – Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S/A – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) – que integrará o consórcio como representante dos interesses da União nos contratos de partilha, cabendo-lhe a gestão de tais contratos.

II- PRIMEIRA RODADA DE LICITAÇÃO NO REGIME DE PARTILHA – PROSPECTO DE LIBRA

14. A Resolução CNPE nº 4, de 22 de maio de 2013, definiu que seria ofertada, para a primeira rodada de licitação no regime de partilha, exclusivamente o prospecto de Libra, localizado na Bacia de Santos, objeto de descoberta no poço 2-ANP-0002^a- RJS, e que representa a maior estrutura dentre aquelas passíveis de ser licitadas sob esse regime, com volumes de óleo estimados entre 22 e 40 bilhões de barris de petróleo in situ.

15. Já a Resolução CNPE nº 5/2013 estabeleceu os parâmetros técnicos e econômicos do contrato decorrente da primeira rodada de licitação, merecendo destaque:

- o percentual mínimo do excedente em óleo da União, na média do período de vigência do contrato de partilha de produção, de 40%, para o preço do barril de petróleo de US\$ 105,00 (cento e cinco dólares norte americanos);

- o bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões de reais.

16. A estipulação de tais parâmetros resultou de simulações de um fluxo de caixa descontado, esperado para um projeto típico de exploração, modulado para a área de Libra, com prazo previsto de contratação de 35 anos, período máximo previsto no art. 29 da Lei nº 12.351/2010. Para determinadas parcelas governamentais, capazes de garantir a atratividade do projeto e a competição do leilão, foram elaboradas diferentes combinações de percentual mínimo de excedente em óleo da União e bônus de assinatura.

17. As principais premissas econômicas utilizadas para tais cálculos foram:

- Preço do Petróleo Brent: US\$ 105/barril;

- Câmbio: US\$ 1,00 = R\$ 2,00;

- Taxa de desconto: 8,83% a.a.;

- Limites para apropriação do custo em óleo pelo contratado: 50% da receita nos primeiros dois anos e 30% nos seguintes.

18. Também foram definidas premissas técnicas, relacionadas à configuração do projeto, ritmo de desenvolvimento da produção pretendido e característica dos poços produtores.

19. A Resolução CNPE nº 5/2013 também fixou os critérios a serem obedecidos para o conteúdo local mínimo, quais sejam:

- 37% para a fase de exploração;
- 15% para o Teste de Longa Duração – TLD, quando esta atividade fizer parte da fase de exploração;
- 55% para os módulos da etapa de desenvolvimento que iniciarem a produção até 2021;
- 59% para os módulos da etapa de desenvolvimento que iniciarem a produção a partir de 2022; e

- o conteúdo local do TLD não será computado para fins de cumprimento do percentual mínimo do conteúdo local da fase de exploração.

20. Especificamente quanto ao percentual mínimo de excedente da União, gostaria de fazer algumas considerações.

21. Após a definição, pelo CNPE, da área a ser ofertada no leilão, foram estabelecidas, por intermédio da Portaria MME nº 218, de 20 de junho de 2013, as diretrizes para a ANP realizar a primeira licitação sob o regime de partilha de produção, destacando-se, dentre elas, o seguinte:

“V- a partilha do excedente em óleo entre União e contratado será variável em função do preço do barril de óleo e da média da produção diária por poço produtor por campo;

(...)

IX- o percentual do excedente em óleo para a União, a ser ofertado pelos licitantes, deverá referir-se ao valor de barril de petróleo entre US\$ 100,00 (cem dólares norte americanos) e US\$ 110,00 (cento e dez dólares norte americanos) e a produção média de 12 mil barris/dia, por poço produtor ativo”.

22. Posteriormente, mediante a Resolução CNPE nº 5/2013, foi definido que “o percentual mínimo do excedente em óleo da União, na média do período de vigência do contrato de partilha de produção será de quarenta por cento, para o preço do barril de petróleo de US\$ 105,00 (cento e cinco dólares norte americanos)”.

23. Vê-se, pelos normativos mencionados, que foi adotado para o percentual mínimo de excedente da União um valor móvel, que varia em função do preço do petróleo e da produção média por poço produtor.

24. Conforme destacado pela unidade técnica, o percentual mínimo de 41,65% definido no edital de licitação refere-se ao valor de barril de petróleo entre US\$ 100,01 (cem dólares e um centavo norte americanos) e US\$ 120,00 (cento e vinte dólares norte americanos) e à produção, por poço produtor ativo, compreendida entre 10 mil e um barris/dia e 12 mil barris/dia. Na prática, de acordo com a escala apresentada, esse percentual pode variar de 15% a 49,56%, dependendo das condições de produção e de mercado.

III- CONSIDERAÇÕES ACERCA DAS PREMISSAS ADOTADAS

25. No que diz respeito às premissas utilizadas nos estudos econômico-financeiros, observou a unidade técnica que a taxa de 8,83% a.a. é a mesma taxa de desconto do fluxo de caixa adotada para elaboração no contrato advindo da Lei nº 12.276/2010, conhecida como Lei da Cessão Onerosa, não tendo sido realizada uma nova avaliação específica para a licitação do regime de partilha de produção.
26. Embora a SefidEnergia não considere impróprio tal valor, causa espécie que, para um empreendimento de tamanha importância, não tenham sido apresentados estudos que comprovassem a pertinência desse percentual, para um cenário distinto daquele para o qual foi definido.
27. Relativamente aos preços do petróleo e do gás natural, foram tomados como referência valores praticados em 2013; não foram utilizadas médias históricas ou projeções para o período do contrato. Consoante destacado pela unidade técnica, ainda que a fixação de um valor constante seja considerada como melhor opção no projeto para análise econômico-financeira, nos termos alegados pelo Ministério, a avaliação do histórico e das projeções de comportamento desses preços, para se encontrar o valor a ser adotado, daria mais qualidade aos estudos.
28. Quanto aos limites para apropriação do custo em óleo pelo contratado, observo que, nada obstante a Resolução CNPE nº 5/2013 defini-los como de 50% da receita nos primeiros dois anos e 30% nos anos seguintes, o modelo de contrato alterou esses percentuais, conforme pode se depreender do seguinte excerto:

“CAPÍTULO II – DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

CLÁUSULA QUINTA – RECUPERAÇÃO DO CUSTO EM ÓLEO

(...)

5.3 Os gastos aprovados pelo Comitê Operacional e posteriormente reconhecidos pela Gestora como Custo em Óleo serão registrados em conta própria, cujo saldo será controlado pela Gestora.

5.3.1 O saldo da conta Custo em Óleo, quando positivo, representará crédito para o Contratado.

5.4 O Contratado, a cada mês, poderá recuperar o Custo em Óleo a que se refere o parágrafo 5.3, respeitando o limite de 50% (cinquenta por cento) do Valor Bruto da Produção nos dois primeiros anos de Produção e de 30% (trinta por cento) do Valor Bruto da Produção nos anos seguintes, para cada Módulo da Etapa de Desenvolvimento.

5.4.1 Após o início da Produção, caso os gastos registrados como Custo em Óleo não sejam recuperados no prazo de 2 (dois) anos a contar da data do seu reconhecimento como crédito para o Contratado, o limite de que trata o caput será aumentado, no período seguinte, para até 50% (cinquenta por cento) até que os respectivos gastos sejam recuperados”. Grifei.

29. Considerando que, nos termos do art. 9º, inciso IV, da Lei nº 12.351/2010, compete ao CNPE propor ao Presidente da República os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção e, considerando, ainda, que tais parâmetros foram construídos a partir das premissas definidas nos estudos desenvolvidos, entendo que quaisquer alterações dessas premissas deveriam necessariamente ser aprovadas pelo referido conselho, sob pena de comprometer a segurança jurídica dos atos envolvidos no processo.

30. Apesar de o estágio ora em exame não incluir a análise do edital, faz-se necessário o encaminhamento de recomendação à ANP no sentido de que obtenha junto ao Conselho Nacional de Política Energética, antes da realização do certame, a aprovação da alteração do modelo de apropriação do custo em óleo.

31. No tocante ao conteúdo local, merece destaque a premissa referente à construção de uma plataforma por ano. Dentro do cenário admitido, a indústria nacional estaria atuando no limite de sua capacidade.

32. Também em relação ao dimensionamento do projeto, assinalou a unidade técnica que foi introduzido um viés de baixa na média das estimativas das reservas, o que poderia implicar subestimativa do volume considerado nos estudos, provocando alterações na escala de produção adotada.

IV - CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS SOBRE O MODELO DE PARTILHA

33. Embora um dos principais intentos do regime de partilha tenha sido elevar a participação governamental, relativamente ao regime de concessão, como visto anteriormente, não há garantia de que isso venha, de fato, ocorrer. Consoante demonstrado pela SefidEnergia, a opção de se estabelecer o percentual mínimo para o excedente em óleo da União em uma escala móvel, ao tempo que revela um procedimento que visa tornar esse valor sensível à rentabilidade do projeto, pode proporcionar ganhos ou perdas para a União em relação à média percentual mínima proposta, de 41,65%. Na hipótese de não haver oferta superior a essa média, constatou-se que o percentual mínimo pode variar de 15% a 49,56%.

34. Não custa lembrar que as rodadas para concessões de áreas exploratórias de petróleo e gás natural foram paralisadas por 5 anos, justamente para se adotar um modelo que garantisse uma maior participação governamental.

35. Diante da incerteza do sucesso do modelo, pode se chegar, sem grandes dificuldades, à conclusão de que a escolha de Libra, maior estrutura licitável e com menos risco exploratório, já que conta com um poço perfurado que confirmou as potencialidades promissoras do campo, tem como objetivo validar o modelo adotado pela lei, além de possibilitar o cumprimento da meta de superávit primário, com o pagamento do bônus de assinatura no valor de R\$ 15 bilhões.

36. Se por um lado as circunstâncias peculiares do prospecto de Libra podem conduzir com menos riscos ao alcance da participação governamental desejada, licitar a maior área por intermédio de um regime novo pode não ser a melhor estratégia, por não se conhecer as dificuldades que advirão com esse modelo, podendo os erros porventura cometidos assumirem proporções indesejáveis.

37. Nesse particular, há que se destacar a atuação da Petrobras como única operadora e da PPSA como gestora dos contratos e, certamente, a necessidade de aprimorar procedimentos com a introdução desse novo arcabouço regulatório.

38. O desinteresse de grandes empresas privadas em participar da licitação, conforme amplamente divulgado na mídia, pode decorrer tanto do desconhecimento acerca da forma de atuação das empresas estatais envolvidas quanto do fato de não gerir o negócio no qual estão investindo.

39. O baixo interesse também pode ser explicado por eventuais avaliações, por parte das empresas, de que as taxas de retorno do investimento não seriam suficientemente atrativas, o que, aliás, justificaria a maior participação de empresas estatais, principalmente asiáticas, no certame, as quais visariam prioritariamente não o lucro, mas o recebimento do óleo produzido.

40. Por fim, especificamente sobre essa primeira rodada, merece destaque a observação da unidade técnica de que os procedimentos foram pouco transparentes por parte do Ministério de Minas e Energia, principalmente quanto à falta de um amplo debate com a sociedade da escolha das áreas e das estratégias escolhidas, bem como dos riscos envolvidos.

V- ESTUDOS AMBIENTAIS

41. Em atendimento às diretrizes estabelecidas pelo CNPE, no sentido de que as áreas para licitação não tenham restrições ambientais graves, devendo ser consultados previamente os órgãos de meio ambiente competentes ao licenciamento, foi elaborado o Parecer Técnico GTPEG 2/2013 que trata da análise ambiental prévia da área de Libra.

42. Conforme consignado pela unidade técnica, concluiu o referido parecer pela não sobreposição da área a ser ofertada com áreas protegidas de especial interesse ambiental, podendo os riscos e impactos ambientais decorrentes das atividades a serem realizadas em Libra ser gerenciados adequadamente quando do licenciamento ambiental.

VI- FUTURAS LICITAÇÕES NA ÁREA DO PRÉ-SAL

43. Um ponto importante que eu gostaria de abordar refere-se à ausência de uma programação da exploração da área do pré-sal, inserida dentro de um planejamento setorial. Forçoso reconhecer a necessidade do estabelecimento de cronograma das licitações, com definições das áreas a serem ofertadas, o que daria ao poder concedente condições de efetuar, com a devida profundidade e detalhamento, os estudos que darão sustentação aos certames.

44. Mais que isso, o planejamento é essencial para sinalizar ao mercado eventuais investimentos futuros, relacionados tanto à própria exploração e produção das áreas leiloadas, quanto ao incremento da participação da indústria nacional de bens e serviços, permitindo maiores níveis de conteúdo local.

45. Conforme registrado na instrução, os estudos apresentados revelaram-se mais próximos a um teste para o regime de partilha do que a uma etapa da programação de novas rodadas de licitação.

VII- CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O PRIMEIRO ESTÁGIO DO ACOMPANHAMENTO

46. Nada obstante a unidade técnica considerar que o fluxo de caixa apresentou-se operacionalmente consistente e que foi cumprido o mínimo de fundamentação dos parâmetros e do modelo que os definiu para a Primeira Rodada de licitação de partilha de produção, restou evidente – e foi destacado na instrução – que o grau de detalhamento e de elaboração dos estudos não tem a robustez que se espera para um projeto de tal magnitude, principalmente se levar em conta a complexidade e a expectativa que envolvem o novo regime regulatório.

47. Segundo consignado pela SefidEnergia, o modelo proposto aposta na sustentabilidade dos valores médios dos parâmetros de cálculo do percentual de excedente em óleo para União e na competitividade na licitação que gere ofertas superiores à referência mínima, não tendo sido avaliado, nos estudos do MME, o risco da redução de tais parâmetros.

48. Foi ressaltado, por outro lado, que, sendo esses parâmetros apenas referências para a licitação e execução do contrato, é possível que o procedimento de licitação alcance adequada solução à contratação, trazendo proposta favorável aos objetivos da União.

49. Tais circunstâncias, ao tempo que não impedem o prosseguimento do certame, feitos os ajustes legais necessários, impõem o encaminhamento de recomendações voltadas a melhorias nos procedimentos para futuras licitações.

50. Nesses termos, manifesto-me favoravelmente à proposição da unidade técnica pela aprovação do 1º estágio desse acompanhamento, devendo ser recomendado à ANP que obtenha junto ao Conselho Nacional de Política Energética, antes da realização do certame, a aprovação da alteração do modelo de apropriação do custo em óleo.

51. Por fim, tendo em vista a proposta da unidade técnica de se aplicar a chancela de sigilo em itens da instrução, deixei de reproduzi-los no relatório precedente.

52. Antes de encerrar, gostaria de parabenizar a equipe da SefidEnergia pelo esforço e qualidade do trabalho realizado em tão exíguo prazo.

Com essas considerações, VOTO por que seja adotado o Acórdão que ora submeto à apreciação deste Plenário.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 9 de outubro de 2013.

JOSÉ JORGE
Relator

ACÓRDÃO Nº 2736/2013 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC-015.934/2013-6
2. Grupo I; Classe de Assunto: VII - Desestatização
3. Interessado: Tribunal de Contas da União
4. Entidade: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)
5. Relator: Ministro José Jorge
6. Representante do Ministério Público: não atuou
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações – SefidEnergia
8. Advogado constituído nos autos: não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de acompanhamento da Primeira 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), realizado nos termos da Instrução Normativa (IN) TCU nº 27/1998.

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, ante as razões expostas pelo Relator, em:

9.1. aprovar, com ressalvas, o Primeiro Estágio de acompanhamento de outorga de exploração de petróleo e gás natural no regime de partilha de produção, nos termos do art. 7º, inciso I, da IN-TCU nº 27/1998;

9.2. recomendar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que obtenha junto ao Conselho Nacional de Política Energética, antes da realização do certame, a aprovação da alteração do modelo de apropriação do custo em óleo;

9.3. recomendar ao Ministério de Minas e Energia e à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que:

9.3.1. zelem pela completude e integralidade da documentação de fundamentação e análise dos aspectos técnicos, econômicos e ambientais das áreas ofertadas, consoante o estabelecido na Instrução Normativa - TCU nº 27/1998, bem como observem seu encaminhamento único com vistas ao atendimento dos prazos estabelecidos;

9.3.2. agreguem aos estudos que fundamentarem os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção, nas próximas licitações para outorga de blocos para exploração de petróleo e gás natural, informações mais detalhadas acerca das premissas adotadas, bem como cenários que contemplem diferentes alternativas de dimensionamento de projetos, utilizando-se inclusive de dados oriundos desta primeira licitação;

9.4. aplicar a chancela de sigiloso quanto aos II.2 (exceto os sub-itens II.2.2.3 e II.2.2.4) e II.3.3 da instrução da unidade técnica, constante à peça 77;

9.5. encaminhar ao Ministério de Minas e Energia e à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis cópia deste Acórdão, bem como do Relatório e do Voto que o fundamentam, com as considerações da SefidEnergia acerca dos estudos que fundamentam a Primeira Rodada de licitação de partilha de produção;

9.6. restituir os autos à SefidEnergia para análise dos demais estágios de acompanhamento, nos termos da IN-TCU nº 27/1998.

10. Ata nº 39/2013 – Plenário.

11. Data da Sessão: 9/10/2013 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2736-39/13-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Augusto Nardes (Presidente), Valmir Campelo, Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Raimundo Carreiro, José Jorge (Relator) e José Múcio Monteiro.

13.2. Ministros-Substitutos convocados: André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

13.3. Ministro-Substituto presente: Augusto Sherman Cavalcanti.

(Assinado Eletronicamente)

JOÃO AUGUSTO RIBEIRO NARDES

Presidente

(Assinado Eletronicamente)

JOSÉ JORGE

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

PAULO SOARES BUGARIN

Procurador-Geral