

TC 021.361/2017-7

Tipo: Desestatização.

Unidade jurisdicionada: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Responsável: Décio Fabrício Oddone da Costa, Diretor-Geral da ANP.

Procurador: não há.

Proposta: de mérito.

1. INTRODUÇÃO

1. Trata-se de processo de acompanhamento da Terceira 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. 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 9.478/1997 e pela Lei 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 9º e 10 da Lei 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 27/1998, que dispõe sobre o acompanhamento dos processos de outorga em quatro estágios, mediante análise da documentação remetida pelo poder concedente.

5. Tendo como base o despacho do Ministro Relator colacionado à peça 8 do TC 014.324/2017-2, que trata da 14ª Rodada de licitações de Blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural no regime de concessão, e considerando que nos presentes autos as constatações também não se amoldam à situação prevista no art. 17 da Instrução Normativa TCU 27/1998, procedeu-se a exame consolidado dos três primeiros estágios deste processo de desestatização, nos termos do referido despacho e do art. 9º do supramencionado normativo.

6. Nesse sentido, a presente instrução visa apresentar análise técnica acerca do primeiro, segundo e terceiro estágios de acompanhamento da Terceira Rodada de Licitação no modelo de partilha de produção.

2. HISTÓRICO

7. As licitações para a concessão 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 pelas Leis 9.478/1997, 12.351/2010 e, ainda, pela Resolução ANP 18/2015. Para as áreas do polígono do pré-sal e outras áreas estratégicas, a Lei 12.351/2010 estabelece regras específicas. A 3ª Rodada contempla apenas o regime de partilha da produção que abrange áreas do pré-sal ou estratégicas.

8. A outorga de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural segue, além das diretrizes emanadas nas mencionadas normas, estratégias definidas pela Presidência da República e pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A ANP é responsável pelas atividades operacionais inerentes ao planejamento e execução da outorga, tais como desenvolver estudos visando à delimitação de blocos e também promover as licitações das áreas a serem ofertadas.

9. Dessa forma, em 27/4/2017. O CNPE, por meio da Resolução 9/2017, autorizou a ANP a realizar a 3ª Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção e aprovou ainda os parâmetros técnicos e econômicos das áreas ofertadas.

10. A 3ª Licitação de Partilha de Produção terá como as áreas localizadas em águas ultraprofundas e profundas, de Alto de Cabo Frio Central, Alto de Cabo Frio Oeste, Peroba e Pau-Brasil, na bacia de Santos.

11. De acordo com a ANP, a seleção dessas áreas licitadas na 3ª Rodada de Partilha de Produção, em bacias de elevado potencial sob o regime de partilha de produção, tem como objetivos principais a ampliação da reserva e da produção brasileira de petróleo e gás natural, a ampliação do conhecimento do polígono do pré-sal, a promoção de investimentos no país visando o desenvolvimento do pré-sal, dando continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda.

3. EXAME TÉCNICO

3.1 PRIMEIRO ESTÁGIO

12. No âmbito do Tribunal de Contas da União, a matéria está disciplinada pela IN TCU 27/1998, que dispõe sobre o acompanhamento dos processos de outorga de concessão 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.

13. Em atendimento ao disposto na IN TCU 27/1998, a ANP encaminhou os seguintes documentos por meio do Ofício 24/2017/AUD (peça 1, em anexo):

- a) Resolução CNPE 9/2017, que autoriza a realização da 3ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção e aprova os parâmetros técnicos e econômicos das áreas ofertadas;
- b) Resolução CNPE 7/2017, que estabelece diretrizes para definição de Conteúdo Local em áreas unitizáveis e aprova as exigências de Conteúdo Local;
- c) Resolução CNPE 13/2017, que estabelece a participação da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras como operador na 2ª e 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção;
- d) Carta da Petrobras, de 25 de maio de 2017, com referência à Resolução CNPE n. 9/2017 e sobre a manifestação de seu direito de preferência de operação e participação na 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção;
- e) Nota Técnica da Pré-Sal Petróleo S.A. — PPSA sobre a parcela do Bônus de Assinatura do leilão de novas áreas no polígono do Pré-Sal previsto para 2017 (Bônus de Assinatura das 2ª e 3ª Licitações de Partilha de Produção);

- f) Notas Técnicas da ANP sobre o estudo e avaliação das áreas da 3ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção (subsídios ao MME para definição dos parâmetros técnicos e econômicos);
- g) Nota Técnica do MME emitida pelo DEPG/SPG-MME resumindo as decisões tomadas pelo CNPE para a 3ª Licitação de Partilha de Produção (proposta para definição dos parâmetros técnicos e econômicos das áreas da 3ª Licitação de Partilha);
- h) Nota Técnica emitida pelo DEPG/SPG-MME sobre as questões relativas às exigências de Conteúdo Local das Rodadas de Licitações de áreas para exploração e produção (14ª Licitação de Concessão para exploração e produção e 2ª e 3ª Licitações de Partilha de Produção);
- i) Nota Técnica da Superintendência de Promoção de Licitações que discorre sobre os parâmetros para definição do Patrimônio Líquido mínimo para a qualificação financeira como Operadores e Não Operador, nas 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção (NT SPL n. 018/2017/SPL/RJ);
- j) Nota Técnica da Superintendência de Promoção de Licitações que discorre sobre os parâmetros para definição da garantia financeira do Programa Exploratório Mínimo nas 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção (NT SPL n.º019/2017);
- k) Nota Técnica da Superintendência de Promoção de Licitações que discorre sobre os parâmetros para a definição dos valores das garantias de oferta nas 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção (NT SPL n. 020/2017);
- l) Nota Técnica da Superintendência de Promoção de Licitações que discorre sobre os parâmetros para definição do Programa Exploratório Mínimo — PEM nas 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção (NT SPL n. 021/2017);
- m) Nota Técnica da Superintendência de Promoção de Licitações que objetiva propor a duração da Fase de Exploração para os contratos decorrentes das 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção (NT SPL n. 022/2017);
- n) Nota Técnica da Superintendência de Promoção de Licitações que objetiva propor os valores da Taxa de Participação e Acesso ao Pacote de Dados referentes às 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção (NT SPL n. 023/2017);
- o) Nota Técnica da Superintendência de Promoção de Licitações que discorre sobre as alterações e principais aprimoramentos incorporados aos pré-editais das 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção (NT SPL n. 024/2017);
- p) Nota Técnica da Superintendência de Promoção de Licitações que discorre sobre as alterações e principais aprimoramentos incorporados às minutas de contrato das 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção (NT SPL n. 025/2017);
- q) Ofício n. 61/2017/DG-ANP, por meio do qual a ANP submete ao Ministério das Minas e Energia (MME) as minutas de pré-editais e contratos referentes às 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção;
- r) Comunicado publicado em 5 de julho de 2017 no Diário Oficial da União (DOU), sobre disponibilização, no sítio eletrônico www.brasil-rounds.gov.br, do pré-edital e das minutas de contrato das 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção;
- s) Pré-edital e minutas de contrato da 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção;
- t) Aviso de Consulta Pública e Audiência Pública n. 15/2017, publicado em 05 de julho de 2017 no Diário Oficial da União, as quais objetivam obter subsídios e informações adicionais sobre os pré-editais e as minutas de contrato das 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção;
- u) Sumário Geológico executivo das áreas da 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção.

3.1.1 Regime de Partilha de Produção no Pré-sal

14. Diferentemente do regime de concessão, em que a lavra da produção é destinada ao próprio concessionário, no regime de partilha de produção adotado para o Pré-sal, o óleo extraído é partilhado entre o consórcio ou empresa contratada e a União.

15. Dessa forma, o regime de partilha de produção difere-se substancialmente da forma em que é realizada a arrecadação do governo sobre a produção de óleo e gás presentes nos campos explorados. Do mesmo modo, são diferenciadas as regras licitatórias aplicadas para as áreas que serão contratadas sobre esse regime no Pré-sal.

16. Enquanto que no regime de concessão, diversos critérios podem ser aplicados para avaliação das propostas dos ofertantes nas licitações de áreas exploratórias, como Bônus de Assinatura, Programa Exploratório Mínimo (PEM) e, até mesmo, o percentual de Conteúdo local, para o regime de partilha de produção, a Lei 12.351/2010 define apenas um critério para o julgamento da licitação: a maior oferta de excedente em óleo para a União (art. 18). Além disso, essa Lei determinou também que o edital indique o valor do bônus de assinatura, não sendo mais este um dos critérios de licitação.

17. Dessa forma, nas licitações de áreas sob o regime de partilha de produção adotado para o Pré-sal, as ofertas serão julgadas e classificadas segundo a ordem decrescente do valor percentual de partilha para a União, do excedente em óleo resultante da produção.

18. A denominação excedente em óleo decorre da conceituação, no regime de partilha de produção (art. 2º da Lei 12.351/2010), de que a produção a ser partilhada entre o consórcio ou empresa contratada e a União corresponde ao lucro, ou excedente de produção, já considerado o volume de produção reservado para reembolso dos custos de todos os investimentos e operações necessárias à produção do respectivo campo (chamado custo em óleo), bem como para o pagamento dos *royalties* devidos. A imagem abaixo resume essa dinâmica:

Figura 1 - Modelo de divisão de custos e apropriação do lucro na Partilha da Produção



Fonte: PPSA

3.1.2 Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica

3.1.2.1 Objeto, área e prazo de concessão

19. A realização da 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, a ser realizada pela ANP, foi autorizada pelo CNPE por meio da Resolução 9/2017, publicada no Diário Oficial da União em 27/4/2017.

20. A 3ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção, prevista para o dia 27/10/2017, tem por objeto a outorga de contratos para a exploração e produção de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção em quatro blocos no polígono do Pré-sal, quais sejam: Alto de Cabo Frio Central, Alto de Cabo Frio Oeste, Peroba e Pau-Brasil. Os blocos ofertados estão distribuídos nas Bacias de Santos e Bacia de Campos.

21. O edital contempla apenas o seguinte modelo exploratório: “blocos em bacias de elevado potencial, com o objetivo de recompor e ampliar as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural e o atendimento da crescente demanda interna”.

22. A imagem a seguir consolida as informações atinentes às áreas ofertadas, mas o detalhamento dos blocos encontra-se no edital da licitação (Peça 1, em anexo não digitalizável)

Figura 2 – Áreas ofertadas na 3ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção

Bacia	Setor	Modelo exploratório	Bloco em oferta ¹	Área em oferta (km ²)	Fase de Exploração ou Avaliação (anos) ²	Qualificação mínima requerida ³
Santos	SS-AUP2	Elevado Potencial	Pau Brasil	1.183,68	6	A
		Elevado Potencial	Peroba	1.073,41	6	A
	SS-AP1	Elevado Potencial	Alto de Cabo Frio Oeste	1.383,00	6	A
Campos	SC-AP5	Elevado Potencial	Alto de Cabo Frio Central	3.674,37	6	A

Fonte: Edital da 3ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção

23. O prazo previsto para as concessões decorrentes da 3ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção é estabelecido no contrato. Conforme a cláusula quarta (vigência), o contrato entrará em vigor na data de sua assinatura e terá duração de 35 anos, sendo dividido em duas fases: a) Fase de Exploração, com duração máxima prevista no Anexo II – Programa Exploratório Mínimo, e b) Fase de Produção, para cada Campo, que terá início na data da apresentação da Declaração de Comercialidade e duração limitada pela vigência do Contrato.

24. De acordo com a Nota técnica SPL 22/2017 da ANP a fase de exploração definida para as quatro áreas ofertadas teria duração de seis anos. Essa informação constava ainda no pré-edital fornecido pela agência. No entanto, com a publicação do edital definitivo, a fase de exploração passou a ter duração de sete anos, se iniciando a partir da data de assinatura do Contrato.

25. Conforme o Pré-edital apresentado (peça 1, em anexo não digitalizável), os blocos oferecidos nesta rodada de licitações foram selecionados em bacias de elevado potencial, no polígono do pré-sal, com os objetivos de ampliar as reservas brasileiras e a produção de petróleo e gás natural, ampliar o conhecimento sobre o polígono do pré-sal, e propiciar o aproveitamento racional dos recursos energéticos.

3.1.2.2 Parâmetros técnicos e econômicos

26. De acordo com a Nota técnica SPL 24/2017 da ANP, são oito parâmetros técnicos e econômicos que integram os editais da 3ª Rodada de Partilha de produção, quais sejam:

- Patrimônio Líquido Mínimo exigido para fins de qualificação financeira;
- Valores das garantias financeiras do Programa Exploratório Mínimo;
- Definição do Programa Exploratório Mínimo;

- d) Definição dos valores, em reais, da Taxa de Participação e Acesso ao Pacote de Dados;
- e) Valores das Garantias de Oferta para os blocos ofertados;
- f) Definição do Bônus de Assinatura; e
- g) Alíquota Mínima da Partilha de Produção;

27. Dos parâmetros listados acima, o “f” e o “g” foram definidos pelo CNPE por meio das Resoluções 2/2017 e 9/2017 com base nos estudos realizados pela ANP que serão detalhados mais adiante.

28. Os parâmetros listados acima estão definidos nas respectivas notas técnicas enviadas pela ANP, dos quais destacam-se alguns que serão tratados a seguir.

3.1.2.3 Programa Exploratório Mínimo

29. Os Programas Exploratórios Mínimos (PEM) da Fase de Exploração estão detalhados e justificados na Nota Técnica 21/2017/SPL, que teve por objetivo a definição do Programa Exploratório Mínimo (PEM) das áreas em oferta visando estimular investimentos exploratórios que possam agregar maior valor e permitir a avaliação do potencial das áreas ofertadas.

30. O PEM tem como objetivo final determinar ou confirmar uma estrutura favorável à acumulação de hidrocarbonetos, assim como o local mais propício à perfuração e avaliação de um poço exploratório. Desta forma, entende-se que o PEM deverá ser suficiente para mapear uma estrutura favorável à perfuração e avaliação ou permitir avaliar o potencial de um prospecto.

31. Como mostrado anteriormente, para a 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção de áreas unitizáveis serão ofertados: Peroba e Pau-Brasil, Alto de Cabo Frio Oeste, na Bacia de Santos, e Alto de Cabo Frio Central, na Bacia de Campos.

32. Para o cálculo do PEM, foram consideradas as seguintes premissas: (i) dados públicos e confidenciais disponíveis para conhecimento da área; (ii) a ordem de grandeza da área do bloco; e (iii) o conhecimento e a avaliação das áreas já existentes.

33. Nos termos da Legislação Aplicável, o PEM será definido em contrato e deverá ser cumprido integralmente durante a Fase de Exploração e, somente serão aceitas para abatimento do PEM, as atividades realizadas, exclusivamente, dentro da área do bloco.

34. Além disso, considerando que todas as áreas ofertadas são blocos em fase de exploração, foram considerados um PEM e uma Fase de Exploração única, com um modelo análogo ao adotado na licitação de Libra.

35. Destaca-se que a fase de exploração é o período contratual em que devem ocorrer as atividades de exploração e avaliação, iniciando-se na data de assinatura do contrato de partilha da produção.

36. Dessa forma, como falado anteriormente, a fase de exploração terá duração de sete anos. A definição da Fase de Exploração encontra-se detalhada e justificada na Nota Técnica 22/2017/SPL que teve por objetivo, propor a duração da fase de exploração única (em anos), em um tempo minimamente razoável para a realização integral do programa exploratório mínimo.

3.1.2.4 Bônus de Assinatura e Alíquota mínima do Excedente em Óleo da União

37. Como comentado anteriormente, a atual regra para o regime de partilha de produção exige como critério único de oferta na licitação o percentual de partilha que será repassado para a União, já que o valor bônus de assinatura a ser pago pelo licitante vencedor é fixo, determinado pelo CNPE. Além disso, o percentual de partilha deve partir de uma alíquota mínima.

38. Dessa forma é necessário se calcular tanto o Bônus de assinatura quanto a Alíquota mínima de excedente em óleo a ser exigido com base nos prospectos da área de forma eficaz, para se criar um cenário competitivo que atraia os investidores, mas remunerar a União de forma justa.

39. Para a rodada em análise, 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.

40. Ou seja, o excedente em óleo da União é definido em função do preço do barril do petróleo tipo *Brent* e da produção diária média dos poços produtores ativos, considerando o valor do bônus de assinatura, o desenvolvimento da produção em módulos individualizados e o fluxo de caixa durante a vigência do contrato de partilha de produção, bem como a parcela governamental almejada para garantir a atratividade do projeto e a competição no leilão para cada área em questão. Essa metodologia será mais esclarecida adiante.

41. Os valores de Bônus de Assinatura e das Alíquotas Mínimas do Excedente em Óleo para União utilizados nessa rodada encontram-se conforme as diretrizes estabelecidas na Resolução CNPE 9/2017. Os estudos realizados pela ANP para o cálculo desses valores estão contidos nas Notas Técnicas 4/2017/SPL, 5/2017/SPL e 1/2017/DG, da ANP.

3.1.2.5 Metodologia aplicada para definição do Bônus de Assinatura e da Alíquota Mínima de Excedente:

42. De acordo com a Nota técnica 4/2017/SPL da ANP, a determinação dos parâmetros econômicos do processo licitatório considera, a grosso modo, dois estágios. O primeiro deles é a estimativa do potencial produtivo da área ofertada, que compreende o Volume de Óleo *In Place* (VOIP) estimado para cada área, o volume recuperável e a eficiência com a qual esse volume é recuperado (O perfil médio de produção dos poços).

43. Identificado o potencial produtivo de cada área, em seguida são realizadas as simulações econômico-financeiras, do desenvolvimento da área. É estimado um projeto de produção da área, sob o regime de partilha de produção e com determinadas metas de carga fiscal em função tanto do bônus de assinatura quanto da alíquota de partilha, sendo todos os demais parâmetros fiscais constantes. Tais simulações ocorrem sob cenários variados de preços de petróleo e partem de premissas de valores para o bônus de assinatura e carga fiscal total.

44. Assim, segundo a ANP, as projeções para bônus de assinatura e alíquota mínima de partilha, ambas concatenadas com determinados níveis de carga fiscal, visam oferecer aos tomadores de decisão alternativas por meio das quais podem avaliar o equilíbrio entre o percentual de captura da renda petrolífera e a atratividade das áreas oferecidas na licitação. As escolhas se restringem entre opções de valores de bônus de assinatura e carga fiscal esperada para cada área, já que as simulações do projeto partem de um perfil produtivo definido em função das características geológicas específicas de cada área e as alíquotas de partilha é um dado resultante daquelas opções.

45. Para estimar a curva de produção de cada bloco, foram realizadas simulações de fluxo e de curva de produção para as estruturas de cada uma das áreas ofertadas, tendo o método variado em função da disponibilidade de dados das áreas. A partir desses dados, estrutura-se o fluxo de caixa do projeto, estimando-se os investimentos necessários e também as receitas.

3.1.2.6 Estimativas Volumétricas das Áreas e Curvas de Produção

46. Para se chegar a estimativa volumétrica de hidrocarbonetos presente nas jazidas, a ANP utilizou parâmetros de uma área análoga para simulação de desenvolvimento das áreas. A área utilizada, em função da quantidade de informações disponíveis e que contava com volume de dados suficientes para utilização do modelo é o Campo de Lula, situado nas proximidades das áreas de Peroba e Pau-Brasil. O mesmo campo análogo foi utilizado para as simulações de Alto de Cabo Frio Oeste e Alto de Cabo Frio Central.

47. Assim, para os campos ofertados, os estudos realizados consideraram as informações presentes nos campos análogos que já estejam produzindo, se aproveitando desses dados para dar uma maior confiabilidade aos valores.

48. A estimativa da potencialidade econômica das áreas oferecidas foi calculada a partir do volume de petróleo identificado como P50. Este é o volume em relação ao qual há 50% de probabilidade de haver volumes maiores e, portanto 50% de haver volumes menores, sendo, portanto, o volume mediano.

49. Os volumes foram estimados pela Superintendência de Definição de Blocos da ANP e foram ainda multiplicados pela Probabilidade de Sucesso (PdS): a probabilidade de haver petróleo na área licitada. Quando a área já conta com poços perfurados, a PdS é igual a um.

50. Em seguida, com a estimativa volumétrica dos campos em mãos, é simulada a curva de produção dos poços, supondo que produzirão de forma análoga ao Campo de Lula, como já citado.

3.1.2.7 Simulações Econômico-Financeiras

51. A partir dos volumes estimados para cada campo, foram realizadas as simulações econômico-financeiras do desenvolvimento das jazidas unitizáveis para se chegar aos valores de bônus de assinatura e de excedente em óleo para União, que seriam definidos para cada bloco.

52. Estes dois parâmetros: bônus de assinatura e excedente em óleo para União impactam diretamente a carga fiscal (também conhecida como *government take*), que impacta o nível de atratividade de capital para o País para essas atividades (quanto menor a carga fiscal, mais atrativos ficam os projetos).

53. Assim, a ANP realizou simulações com essas duas variáveis de modo a oferecer combinações de valores que permitissem atingir diferentes patamares de cargas fiscais, compatíveis com aquelas de países com os quais o Brasil disputa investimento para atividades de E&P, e apresentou as combinações, levando em consideração também fatores que a Agência julgou convenientes tais como: situação conjuntural, potencialidade das áreas, interesse pelas áreas, estímulo à concorrência nas licitações, entre outros.

54. A identificação das possíveis combinações de bônus de assinatura e alíquota de partilha mínima requer a estimativa da potencialidade econômico-financeira das áreas que serão ofertadas, traduzida em uma projeção para o fluxo de caixa do projeto. Para tanto, fez-se estimar suas receitas e despesas futuras, a partir do arbitramento de diversos parâmetros do projeto, tais como: investimentos, custos operacionais, taxa de desconto, preços aos quais serão comercializados o óleo e gás produzidos pela área, entre outros. Com as curvas de produção estimadas, pode-se prever a receita futura, que representarão as entradas financeiras no fluxo de caixa. Do mesmo modo, os custos e investimentos que serão necessários representarão as saídas financeiras no fluxo.

55. O estudo realizado pela ANP simula um fluxo de caixa descontado, esperado para um projeto típico de exploração, modulado para cada área a ser ofertada. A primeira informação de entrada para a estruturação do fluxo de caixa é a curva de produção ao longo do contrato, elaborada com base em estimativas calculadas pela ANP de volume de óleo *in place* (VOIP), fator de recuperação, curva de produção típica de um poço na área do pré-sal e configuração do conjunto de unidades de produção e respectivos poços de produção e de injeção de água e gás natural a serem instalados.

56. Calculados os investimentos que definem as saídas do fluxo de caixa, as entradas (receitas) foram estimadas pelo cronograma de produção e pelo desempenho esperado dos poços e da capacidade técnica das unidades de produção, bem como pelos preços fixados para o barril de petróleo e para o m³ de gás natural. Além disso, foram calculados os impactos tributários, a aplicação da alíquota de *royalties*, o pagamento do bônus de assinatura e o percentual estimado do excedente em óleo para a União.

57. A taxa de desconto utilizada no cenário foi de 10% ao ano. Esta taxa deve refletir o custo de capital e expressa, dentre outros elementos, a percepção em relação aos riscos do projeto. Trata-se de parâmetro com grande impacto na identificação da potencialidade econômico-financeira do ativo. A referência indicada pela ANP foi a taxa estipulada pelo FASB (Financial Accounting Standards Board) para cômputo das reservas nos balanços nos Estados Unidos.

58. O preço do petróleo é uma das variáveis utilizadas na geração dos diversos cenários que foram submetidos à apreciação. Os cenários de preços utilizados nas simulações consideraram o petróleo tipo *Dated Brent* variando entre US\$ 50,00/bbl e US\$ 70,00/bbl. Segundo a ANP, prevaleceu o valor de US\$ 50,00 por estar mais alinhado com os valores praticados no mercado internacional no momento da licitação. Essa posição denota uma postura conservadora da Agência em relação às receitas, já que adotou o piso da faixa e não um ponto médio de referência. Em consequência, pode haver um viés subestimando as receitas potenciais das áreas.

59. Entre os parâmetros que afetam os valores obtidos estão detalhados na Nota Técnica 5/SPL da ANP as seguintes premissas são apresentadas de maneira sintética:

- 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. 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.

60. Além dos valores estimados para os custos e preços de variáveis que impactam o fluxo de caixa, foram considerados ainda os aspectos fiscais nas simulações, parâmetros subjacentes ao Contrato de Partilha de Produção (CPP), sob o qual as áreas serão contratadas. Estes parâmetros determinam a forma pela qual se dará a receita da União, impactando tanto no valor quanto no momento em que a receita ocorrerá.

61. Como carga fiscal total, o Estado conta com sua parcela do excedente em óleo, as participações governamentais (*royalties* e bônus de assinatura), com os tributos indiretos e o imposto de renda (tributo direto). Esses parâmetros estão detalhados na referida Nota Técnica, e apresentados de forma resumida abaixo:

- a) Tributos Indiretos: 30% a ser aplicada como tributo no valor dos ativos não considerados no Repetro por meio da metodologia “por dentro” (conhecida como *gross up*)
- b) Imposto de Renda: Definido em 34%, corresponde aos Imposto de Renda propriamente dito, com alíquota de 25% e à Contribuição Social Sobre Lucro Líquido de 9%.
- c) *Royalties*: Alíquota fixada em 15% conforme determina a Lei 12.351/2010. Os valores monetários correspondentes aos *royalties* são descontados do excedente em óleo, sem se confundir com o custo em óleo.

62. Essas foram as premissas econômicas e financeiras utilizadas nas simulações do fluxo de caixa.

3.1.2.8 Parcela do Excedente em Óleo

63. O excedente em óleo busca retratar o lucro do projeto e foi definido como o resultado da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo e aos *royalties* devidos.

64. A alíquota segundo a qual se dará a partilha entre a União e os contratados, segundo permite a Lei 12.351/2010, pode incorporar variáveis relativas à eficiência econômica dos projetos. Essa possibilidade visa induzir a progressividade que segundo a ANP, é uma característica dos sistemas fiscais mais eficientes.

65. O CPP da área de Libra concebeu uma regra de formação de alíquota de partilha que incorpora o preço do petróleo e a produtividade média dos poços produtores, variáveis determinantes à rentabilidade dos projetos.

66. Utilizou-se na avaliação das áreas unitizáveis metodologia semelhante à empregada na licitação de Libra, qual seja, uma tabela que dispõe nas linhas intervalos de preços e, nas colunas, intervalos de médias de produtividade dos poços produtores. Essa tabela é representada na figura abaixo:

Figura 3 - Percentual de Excedente em óleo para a União em função da oferta, produtividade e preço do petróleo

		Média de Produtividade dos Poços Produtores (bbld)													
		0	2.001	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	24.001	> 24.001
Preço Dated Brent	De														
	até														
	0	20	1%	-54,96pp	-27,12pp	-16,24pp	-10,64pp	-6,81pp	-4,10pp	-2,19pp	-1,05pp	+0,16pp	+0,87pp	+1,89pp	+2,36pp
	20,01	40	-97,49pp	-38,18pp	-17,56pp	-9,51pp	-5,44pp	-2,51pp	-0,63pp	+0,79pp	+1,65pp	+2,66pp	+3,09pp	+3,90pp	+4,17pp
	40,01	60	-75,31pp	-28,37pp	-11,96pp	-5,58pp	-2,40pp	OFERTA	+1,40pp	+2,53pp	+3,23pp	+4,11pp	+4,39pp	+5,08pp	+5,22pp
	60,01	80	-61,74pp	-22,12pp	-8,52pp	-3,18pp	-0,36pp	+1,41pp	+2,87pp	+3,79pp	+4,33pp	+4,82pp	+5,26pp	+5,66pp	+6,02pp
	80,01	100	-45,92pp	-15,10pp	-4,53pp	-0,37pp	+1,82pp	+3,20pp	+4,33pp	+5,05pp	+5,47pp	+5,85pp	+6,19pp	+6,50pp	+6,78pp
	100,01	120	-35,85pp	-10,64pp	-1,99pp	+1,41pp	+3,20pp	+4,34pp	+5,26pp	+5,85pp	+6,19pp	+6,50pp	+6,78pp	+7,03pp	+7,26pp
	120,01	140	-28,88pp	-7,55pp	-0,23pp	+2,65pp	+4,16pp	+5,12pp	+5,91pp	+6,40pp	+6,69pp	+6,95pp	+7,19pp	+7,41pp	+7,60pp
	140,01	160	-23,77pp	-5,28pp	+1,06pp	+3,56pp	+4,87pp	+5,70pp	+6,38pp	+6,81pp	+7,06pp	+7,29pp	+7,49pp	+7,68pp	+7,85pp
	>160,01	-15,47pp	-1,60pp	+3,16pp	+5,03pp	+6,01pp	+6,64pp	+7,14pp	+7,47pp	+7,66pp	+7,83pp	+7,98pp	+8,07pp	+8,25pp	

Fonte: Pré-Edital da Rodada

67. As variações do preço do petróleo são iguais de uma linha para outra, com amplitude de US\$ 20,00/bbl. Desta forma, todas as linhas da tabela correspondem às variações de US\$ 20,00/bbl, com um mínimo de US\$ 0,00 até o máximo de US\$ 160,00.

68. A "célula" de oferta foi alocada de forma a refletir o patamar atual de preços de petróleo, entre US\$ 40,01/bbl e US\$ 60,00/bbl, e a produção média esperada, entre 10 e 12 mil bpd.

69. Assim, a alíquota de partilha a ser aplicada em dado período é calculada a partir da alíquota ofertada no processo licitatório, acrescentando-se a ela um diferencial, em pontos percentuais, em função do preço corrente do petróleo e da produtividade média dos poços produtores em barris por dia.

70. Importante registrar que o piso de alíquotas que se utilizou nas simulações é de 1 %. Toda célula que, em função da alíquota ofertada, resulte em valores inferiores a 1 % terá seu valor fixado em 1%.

71. 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 5/2013 indica apenas a referência do centro dessa tabela, como pode ser observado pela Figura 3 mostrada anteriormente.

72. 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\$ 40,00 e US\$ 60,00 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 que foi decidido para cada

área (Os percentuais foram definidos com base na carga fiscal escolhida e relativas aos bônus definidos pelo CNPE para cada área. O próximo tópico tratará dessa definição).

73. Portanto, trata-se de uma escala móvel, que tem um valor mínimo de partida e varia do valor de referência de cada área, podendo acarretar uma alíquota maior ou menor para União que irá variar de acordo com o preço do *Brent* e com a produção do poço. 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.

74. 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, relativamente ao maior volume de produção. Assim, em uma menor faixa de produção, maior o peso dos custos e menor a rentabilidade.

75. 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).

76. Da mesma forma ocorre com a variação dos preços do petróleo. Um aumento nos preços eleva a rentabilidade e o percentual de excedente aplicado. Uma redução dos preços, diminui tais valores, 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.

77. 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 5/2013, o Edital e a Minuta de Contrato, que variará de um mínimo de 1% até um máximo de oferta + 8,25%, caso não haja oferta superior aos valores percentuais de referências mostrado na Figura 3.

78. Tal mecanismo poderá proporcionar ganhos ou perdas para União. 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 para União do que o impacto positivo.

79. A estratégia da escala móvel para a alíquota pode estimular a oferta do percentual de partilha, mas depende de um maior nível de concorrência entre licitantes.

80. Vale observar que a escala móvel de produção, por não ser contínua, mas gradual, permite que gerenciamento de aspectos operacionais de produção possam afetar, no limite das alterações entre cada escala de produtividade média dos poços, a alíquota a ser aplicada no contrato de partilha de produção. Aspectos que devem ser acompanhados pela PPSA.

3.1.2.9 Resultados das Simulações

81. Para se chegar aos valores finais de alíquota mínima e bônus, as simulações da ANP foram realizadas tendo como "variável objetivo" a carga fiscal (i.e, a participação governamental total

nas receitas), calculada para os valores de 60%, 65%, 70% e 75%. Para cada área foram fixados três valores de bônus de assinatura, visando identificar as alíquotas mínimas de partilha que geravam as cargas fiscais objetivo, no cenário de preços de US\$ 50,00 por barril de petróleo tipo *Brent* e a produção diária média de 11.000 (onze mil) barris diários de petróleo por poço produtor ativo, a partir da tabela de alíquotas similar à da Primeira Licitação sob Regime de Partilha de Produção.

82. Com isso, cada área contou com doze combinações possíveis de bônus e alíquota mínima de partilha.

83. Nas simulações, foi considerado que o período de encerramento do projeto é determinado pelo momento a partir do qual sua operação deixa de elevar o VPL. Assim, cada cenário de preço do petróleo considerou um período de encerramento diferente, restrito ao limite legal de 35 anos. Há situações em que mesmo havendo viabilidade técnica, a insistência no processo de produção acaba por reduzir o valor ao invés de incrementá-lo. Nestes casos, optou-se por considerar encerrada a produção.

84. A Nota Técnica 5/2017/SPL (Peça 1, em anexo não digitalizável) traz os resultados obtidos para cada área, com base na metodologia adotada pela ANP de forma a auxiliar a escolha do CNPE do valor que traga um equilíbrio fiscal e que mantenha a atratividade para o certame.

85. Dessa forma, os resultados obtidos pelos estudos da ANP foram encaminhados pelo MME, para apreciação pelo CNPE, apresentando as alíquotas mínimas de partilha para a "célula de oferta" - correspondente ao preço do barril de petróleo igual a US\$ 50,00 (tipo *Brent*) e a produção diária média de 11.000 (onze mil) barris diários de petróleo por poço produtor ativo - a cada valor de bônus de assinatura correspondente e respectiva carga fiscal. Assim, a alíquota mínima relativa à "célula de oferta" e o bônus de assinatura foram definidos, respectivamente, da seguinte forma:

- a) Pau Brasil: 14,40% e R\$ 1,50 bilhão;
- b) Peroba: 13,89% e R\$ 2,00 bilhões;
- c) Área do Alto de Cabo Frio Oeste: 22,87% e R\$ 350,00 milhões;
- d) Área do Alto de Cabo Frio Central: 21,38% e R\$ 500,00 milhões.

86. Esses valores constam na Resolução CNPE 9/2017 (Peça 1, em anexo não digitalizável)

87. Além disso, uma questão que também foi analisada pelo MME foi em relação aos limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos.

88. Depois de apresentada a proposta, o CNPE acatou a sugestão do MME de permitir reconhecer como custo em óleo os gastos realizados pelo contratado que sejam relacionados à execução das atividades vinculadas ao objeto do contrato de partilha de produção e que sejam aprovados no âmbito do comitê operacional, tendo como referência custos típicos da atividade e as melhores práticas da indústria do petróleo. Também foi estabelecido o chamado limite da parcela de produção correspondente ao custo em óleo, igual a 80% para as áreas.

89. Esses valores percentuais são definidos como teto para ressarcimento do custo em óleo, em cada período de apuração, de forma a preservar margem da produção para pagamento da parcela da União. O teto está relacionado à capacidade de produção da área.

3.1.2.10 Definição da Carga fiscal requerida

90. A carga fiscal, variável objetivo das simulações econômico-financeiras da Nota Técnica é entendida como o percentual que o Estado captura do Valor Presente Líquido do projeto. Há muitas variáveis que a influenciam, algumas das quais de maneira indefinida.

91. A ANP usa como exemplo o caso do preço do petróleo: por um lado contribui para a redução da carga fiscal à medida que contribuiu para elevação do VPL do projeto (com óleo mais

caro, maior a receita que entra no fluxo de caixa). Por outro, esse mesmo preço age para elevação da carga pois o preço é um dos gatilhos que faz elevar a alíquota de partilha, fazendo com que a União receba uma parte maior do óleo explorado.

92. Os custos são outro elemento decisivo para a determinação da carga fiscal. Quanto maiores os custos, maior tende a ser carga fiscal, já que o Estado conta com arrecadações fixas, independente do resultado econômico financeiro da área contratada. Mesmo nas situações em que o VPL é negativo, há parcelas fixas que o Estado captura (por meio dos *royalties*, por exemplo).

3.1.2.10.1.1 A escolha do valor para o Bônus de Assinatura

93. Com relação à definição dos parâmetros técnicos e econômicos, cabe fazer um destaque em relação à escolha realizada pelo CNPE pelos maiores valores de Bônus de Assinatura em contrapartida de menor indicação de valor de alíquota para a União na exploração de todos os campos ofertados.

94. Como visto anteriormente, estes são valores que variam em uma simulação com base nas premissas adotadas pela ANP para o cálculo de um fluxo de caixa descontado, que estima o Valor Presente Líquido do projeto para cada campo ofertado.

95. O valor do bônus e o percentual de alíquota de partilha determinam a carga fiscal do projeto, já que as demais receitas governamentais possuem parâmetros fixos. Dessa forma, para um determinado objetivo de nível de carga fiscal, uma variação positiva no valor do bônus, corresponde a uma redução no percentual da alíquota de partilha a ser recebida pela União, com base na produção, receita, custos, entre outros.

96. Realizando a estimativa mediante método de fluxo de caixa descontado, a escolha de obter um determinado objetivo de carga fiscal, passa pela decisão entre um valor maior de bônus, no momento inicial do contrato e, dessa forma, receber uma alíquota menor ou, ao contrário, receber mais alíquota ao longo do tempo e receber um bônus menor na assinatura do contrato.

97. Esses dois parâmetros vão se alterando nos cálculos de simulação do VPL, com base na carga fiscal que se quer receber da exploração. No caso em tela, escolheu-se receber 75% de carga fiscal para todos os campos.

98. Uma abordagem sobre essa questão foi realizada pela ANP na Nota Técnica Conjunta n. 001/2016/DG/SEP/SDP/SDB/ANP-RJ, do qual os parágrafos a seguir são transcritos:

É importante registrar que apesar de haver equivalência fiscal (ou seja, tanto a União recebe o mesmo valor presente quanto o contratado recebe o mesmo VPL) entre as situações que mantêm fixo o percentual de carga fiscal, as combinações entre bônus de assinatura e alíquota mínima de partilha não são neutras em relação ao processo concorrencial.

Bônus de assinatura de valor elevado tende a reduzir o processo concorrencial, posto que impõe às empresas concorrentes maior necessidade desembolso imediato. Este fato é agravado pela redução no valor do preço do petróleo em relação a 2013.

Por outro lado, quanto maior o bônus de assinatura, menos a União se expõe ao risco de variações do preço do petróleo e desempenho da produção da área (caso o processo licitatório seja exitoso, frise-se). Ao optar por um valor de bônus maior em detrimento de alíquota de partilha, a União garante, antes mesmo da assinatura do contrato, uma parcela de sua renda daquele projeto. Caso o preço do petróleo caia, ou a área seja menos produtiva que o esperado, a União perde menos, já que capturou parte de sua receita antes destes eventos se revelarem.

Por outro lado, elevações de preço do petróleo, serão capturadas em menor proporção, sendo retidas, em maior parte, pelo contratado. Em outras palavras, bônus maiores implicam a União deixar de se submeter ao risco de perder quando o preço cai e deixar de ganhar quando o preço ou a eficiência do projeto se elevar.

Importante registrar que o risco operacional é suportado pelo contratado. Do ponto de vista estritamente fiscal, redução do bônus de assinatura em detrimento de maior alíquota mínima de partilha é desejável, já que esta é progressiva e aquela, regressiva.

99. Dessa forma, a Nota Técnica da ANP fornece suporte de dados e análise para subsidiar a decisão do CNPE. Vê-se que não se trata apenas de definir a carga fiscal esperada para os contratos de partilha, buscando-se alcançar um determinado patamar de receita para a União. A escolha faz parte de uma decisão estratégica, não é determinística e pode ter diversas implicações, positivas ou negativas para o resultado.

100. O resultado será influenciado primeiro, pelo nível de concorrência e das propostas para o percentual de partilha na licitação, segundo, pelo comportamento dos parâmetros econômicos no decorrer do contrato. Portanto, a definição entre o valor de bônus de assinatura e alíquota mínima de partilha é uma decisão estratégica para um resultado futuro incerto e, como tal, deve ser justificada.

101. O CNPE optou por reter para a União a maior parte da parcela de renda que lhe cabe por meio da escolha de um maior bônus de assinatura – escolheu o maior nível de carga fiscal e o maior valor de bônus relacionado a esse nível (75%). O que implica preferir alíquota maior de partilha. O mesmo foi feito quando do leilão realizado para a oferta do campo de Libra (1ª Rodada de Partilha de Produção), em que se preferiu um bônus maior em detrimento de uma alíquota mais alta.

102. Não obstante, a escolha do CNPE não foi fundamentada, apenas optou entre a tabela de possibilidades elaborada pela ANP. Foi indicada a maior carga fiscal entre elas e o maior valor de bônus de assinatura, sem, contudo, o acompanhamento de análise das implicações dessa escolha, tanto no aspecto de atratividade ou concorrencial da licitação, quanto no aspecto dos efeitos quanto uma alíquota menor para o percentual de partilha.

103. Como o campo de Libra ainda não está em fase de produção, não é possível avaliar os resultados da escolha na época. O valor de bônus foi consideravelmente alto (R\$15 bilhões), mas a alíquota de partilha foi contratada pelo valor mínimo, pois não houve concorrência naquela licitação. Portanto, a depender dos parâmetros econômicos que incidirão sobre a execução do contrato (preços e produtividade), um alto recebimento de bônus pode não compensar a perda de receitas na partilha.

104. Nesta 3ª Rodada, os valores de bônus não foram tão elevados quanto na primeira, mas a lógica de equilíbrio entre valor de bônus de assinatura e percentual de partilha é a mesma, necessitando que a escolha seja melhor fundamentada, de modo evitar que necessidades fiscais momentâneas de governo influenciem a decisão de modo a comprometer uma visão de receita global ao longo de todo o período da contratação.

105. Embora análise complementar possa ser feita após o 3º Estágio, com os resultados da licitação, pode-se indicar, desde já, a ausência de fundamentação aprofundada, por parte do CNPE, para a escolha dos valores de bônus de assinatura e percentual mínimo de alíquota de partilha para os contratos licitados.

3.1.2.10.1.2 A tabela móvel para alíquota de partilha

106. A sistemática de utilização de uma tabela móvel de valores para aplicação da alíquota de partilha nos contratos do Pré-sal já foi introduzida na 1ª Rodada de Licitação de Partilha de Produção, incorporada ao contrato resultante para a área de Libra, oportunidade na qual o TCU já manifestou sua primeira análise acerca do procedimento.

107. Essa metodologia, que emprega duas escalas móveis (preço do petróleo e produtividade dos poços) para definir a alíquota a ser aplicada contratualmente para apurar o excedente em óleo pertencente à União, confere característica de progressividade ao modelo de apropriação dos resultados do projeto como receita governamental.

108. A progressividade é 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.

109. Por se tratar de uma expectativa de receita variável, espera-se que a União otimize suas receitas no contrato, capturando as melhores condições da execução do projeto na área contratada. No entanto, da forma como estão dispostas as escalas de preço e de produção para a tabela móvel de alíquotas de partilha, algumas situações podem propiciar lacunas que prejudiquem essa captura das melhores condições.

110. Realizando-se uma simulação simples com os valores correspondentes na tabela de indicação da alíquota de partilha (Figura 3), para hipótese de uma situação de produção de um campo com oito poços produtores operando com produção média de 20 mil bbl/d e a preço do petróleo a US\$ 50,00 o barril, a produção total do campo seria, portanto, de 160 mil bbl/d para essa configuração. Assim, de acordo com a tabela apresentada, a União receberia sua parcela do lucro, calculada pelo valor da alíquota mínima de oferta mais 4,11 pontos percentuais.

111. Considerando que a mesma produção total do reservatório desse projeto seja realizada por dez poços produtores, ao invés dos oito da hipótese anterior, a produção média por poço será menor, de 16 mil bbl/d. Dessa forma, com dois poços a mais, mas produzindo menos na média, seriam obtidos os mesmos 160 mil bbl/d para a produção total do campo. Nessa outra configuração, porém, o excedente em óleo pertencente a União diminuiria. De acordo com a tabela apresentada, a União receberia, então, o valor da alíquota mínima de oferta mais 2,53 pontos percentuais.

112. Esse exercício hipotético mostra que, a partir de um mesmo volume de produção, alterações na configuração da forma de se produzir o óleo do reservatório podem impactar os valores percentuais da participação da União nos lucros do contrato. No caso do exercício, a diferença ficou em 1,58 ponto percentual. Ou seja, caso o aumento de custos da configuração com mais poços tenha impacto no rendimento do operador inferior ao proporcionado pela redução de alíquota, a prática torna-se vantajosa para o operador, em desvantagem para a União.

113. Sendo os custos reembolsados ao operador no regime de partilha de produção, essa situação abre possibilidade de incentivos ao operador para estruturar sistemas que privilegiem o montante de produção em detrimento da eficiência da produtividade dos poços, com riscos de perdas para a União. Apesar do controle exercido pela PPSA, que pode reduzir esses riscos, a subjetividade das decisões operacionais dão margem para essa ocorrência.

114. A questão precedente a essas hipóteses não é a progressividade da tabela móvel, mas o fato de os parâmetros de referência para indicação da alíquota (preço do petróleo e produção média dos poços) não serem tratados de forma contínua. Há “saltos” de escala na tabela, quando se muda de linha ou de coluna de apuração das referências para indicação dos valores da alíquota de partilha a ser aplicada.

115. Foi realizado um exercício em relação a variação da produção média dos poços a preço constante do petróleo. Mas o efeito da descontinuidade da relação entre a alíquota e o valor do petróleo é ainda maior. A escala de variação, a cada nível da referida tabela de apuração da alíquota de partilha, é de US\$ 20,00 por barril, que representa uma faixa muito larga dentro da qual não se aproveita a progressividade do aumento dos preços e receitas. Por exemplo, com o preço do barril de Brent a US\$ 40,01 ou a US\$ 60,00, considerando constante a produção média dos poços do campo, a alíquota de partilha a ser paga a União seria a mesma – e, nesse caso, apesar de haver um incremento nas receitas, na ordem de 50%.

116. O valor referencial para o preço do barril de petróleo tipo Brent, considerado para as simulações da ANP para os fluxos de caixa dos projetos, foi um valor *flat* (constante), de US\$ 50,00.

E sabe-se que se trata de uma *commoditie* com grande volatilidade de preços – atualmente, se aproxima de US\$ 70,00, por barril.

117. Portanto, para o caso de melhor aproveitar o objetivo de progressividade da tabela de aplicação da alíquota de partilha, requer-se modificações que alterem a escala dos parâmetros aplicados ou, até mesmo, a alternativa de conferir uma sensibilidade contínua às suas variações (esta, pressupõe mudança de método de tabela para fórmula). Tais medidas não alterariam a concepção de valor de alíquota mínima de oferta de partida para aplicação no contrato, conforme a rentabilidade do projeto, e incorporaria, matematicamente, a progressividade de forma mais contínua.

118. Nesse sentido, e considerando os riscos observados, cabe recomendar à ANP análise de revisão na metodologia de cálculo da alíquota para os futuros contratos de partilha de produção, com vistas aos aperfeiçoamentos que entender tecnicamente adequados e fundamentados, em especial quanto ao melhor aproveitamento dos intervalos da progressividade da alíquota de partilha pretendida pela sistemática até então adotada e ao estímulo à maior eficiência para a utilização de técnicas construtivas para obtenção de poços de maior produtividade.

3.1.2.11 Resumo do Processo da Oferta

119. No regime de partilha de produção, o valor do bônus de assinatura é fixado para a contratação (art. 10 da Lei do pré-sal). Portanto, tornou-se um dado de entrada no fluxo de caixa do modelo que variava de acordo com a alíquota do excedente em óleo pertencente à União e ambos são encontrados nos resultados das simulações realizadas com base em uma carga fiscal a ser definida.

120. Trata-se de uma escolha estratégica do governo, considerada financeiramente para a atividade do projeto e com repercussão na estimativa do excedente em óleo da União, de acordo com as receitas previstas e a taxa de desconto utilizada para o fluxo de caixa.

121. Dessa forma, trata-se da fixação de um valor de antecipação de receita do projeto, com impacto na avaliação risco/retorno, consistindo em uma escolha de equilíbrio entre o bônus de assinatura e o percentual de excedente em óleo para a União. O menor valor de bônus possível é zero (compensado com percentual de excedente alto em óleo para a União) e o maior valor possível é o valor presente líquido do projeto como um todo (com excedente zero para a União).

122. De acordo com o art. 18 da Lei 12.351/2010, o vencedor da licitação será aquele que ofertar o maior excedente em óleo para a União (percentual de partilha), respeitado o percentual mínimo definido pelo CNPE.

123. 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. Também foi considerada a carga fiscal objetivo de cada contratação. Para essa definição, foram feitas simulações com base nos fluxos de caixa estimados e valores de bônus de assinatura.

124. O cálculo das estimativas para os fluxos de caixa esperado para cada área considerou 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 (10% a.a.).

125. Definidos os valores de bônus de assinatura, a alíquota mínima de partilha foi indicada como referência inicial, estabelecida em uma tabela móvel, na qual o percentual de excedente da União varia em função do preço do petróleo e da produção média por poço produtor. A oferta vencedora na licitação substitui essa referência na tabela e fica sujeita aos acréscimos ou reduções a serem aplicados ao contrato, conforme a variação dos preços de petróleo e da produtividade dos poços indicadas na referida tabela.

126. Assim, definido o bônus e a alíquota mínima para cada área, cabe ao licitante interessado em contratar a área ofertar um valor igual ou superior a alíquota mínima definida e caso se sagre vencedor, pagar o bônus de assinatura previsto no respectivo certame.

3.1.3 Parcela do Bônus para a PPSA:

127. Uma relevante alteração, inicialmente prevista para esta Rodada, se refere à parcela dos bônus de assinatura destinada à Pré-Sal Petróleo S.A.

128. Para a Primeira Rodada de Licitação de Partilha, a Resolução CNPE 5/2013 definiu em seu artigo 1º, parágrafo 9º, que da parcela do bônus de assinatura decorrente do contrato de Libra, R\$50 milhões seriam destinados à PPSA. Essa parcela legal (art. 10 da Lei 12.351/2010) ingressa no caixa da União, pelo montante total do bônus recebido, e, somente chega à PPSA via previsão no Orçamento Geral da União (OGU), para o MME repassar à Empresa.

129. Devido aos problemas havidos recebimento dessa parcela pela PPSA, decorrentes do trâmite orçamentário e fluxo financeiro do MME, entendeu-se que a medida alternativa seria dispor, nos editais de licitação, que o aporte da parcela do Bônus de Assinatura destinada à PPSA seria feito diretamente à Empresa.

130. Dessa forma, a Nota Técnica 16/2016 PPSA trouxe os subsídios e as justificativas para propor ao MME a alteração da destinação do bônus para a rodada em análise, bem como o valor a ser depositado diretamente na conta corrente da Companhia pelo licitante vencedor.

131. Com base nisso, o CNPE acatou inicialmente a sugestão do MME para que a parcela do bônus de assinatura fosse destinada diretamente à PPSA, como justificado pela referida Nota Técnica. Havia sido aprovado, ainda, que o depósito dessa parcela seria efetuado diretamente na conta da empresa pelo licitante vencedor, a fim de evitar atrasos na disponibilização dos recursos para a empresa, conforme ocorrido na Primeira Rodada de Partilha.

132. Adicionou-se então uma cláusula no Pré-edital da Licitação que destinava a parcela do Bônus diretamente à conta da PPSA no valor de R\$ 26.360.000,00.

133. No entanto ao se analisar o Edital definitivo da Licitação, percebeu-se que essa cláusula havia sido retirada. A ANP por meio da Nota Técnica SPL 30/2017 justificou a alteração realizada da seguinte forma:

Foi excluída do edital da 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, a informação relativa ao valor do bônus de assinatura destinado à PPSA, previsto no pré-edital para ser rateado pelo total de blocos arrematados na licitação. Esta alteração foi realizada em decorrência do disposto na Nota Técnica nº 18/2017/COAFI/SUPEF/STN/MF-DF, de 13 de julho de 2017 e com base no Aviso nº 198/MF, de 20 de julho de 2017, que recomendou excluir dos editais da 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção, a previsão para o depósito pelas vencedoras das licitações da parcela do bônus de assinatura à qual faz jus a PPSA diretamente na conta corrente da empresa.

134. Os documentos à que a ANP faz referência, de origem do Ministério da Fazenda foram enviados para análise da equipe técnica. Da leitura do Aviso 198/MF pode-se ler os seguintes trechos:

Senhor Ministro,

1. Refiro-me ao Aviso nº 86/2017—GM, de 04 de julho de 2017, mediante o qual Vossa Excelência solicita manifestação do Ministério da Fazenda acerca das previsões contidas nas minutas de Pré-Editais e Contratos das 2ª e 3ª Rodadas de Licitações sob regime de Partilha de Produção na Área do Pré—Sal, de que a parcela do bônus de assinatura, a ser destinada à Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás-Natural S.A. (Pré-Sal Petróleo S.A. — PPSA), seja depositada diretamente pelos vencedores das licitações em conta corrente da referida Empresa Pública.

2. Sobre o assunto conforme Nota Técnica nº 18/2017/COAPI/SUPEF/STN/MF-DF de 13 de julho de 2017 da Secretaria do Tesouro Nacional e o Parecer PGFN/CAF/Nº 1019/2017 de 17 de

julho de 2017 o depósito pelos vencedores das licitações da parcela do bônus de assinatura à qual faz jus a PPSA diretamente na conta corrente da empresa encontra óbice no artigo 6º da Lei nº 4320, de 1964, o qual dispõe que todas as receitas e despesas constarão da Lei do Orçamento pelos seus totais, vedadas quaisquer deduções.

3. Assim sendo, a fim de atender ao citado dispositivo legal, sugere-se que a parcela do bônus de assinatura destinada à PPSA seja paga pela União por meio do Orçamento Geral da União — OGU, e não pelas empresas vencedoras das licitações. Neste sentido, recomenda-se que sejam realizadas as alterações das minutas de Pré-Editais e de Contratos das 2ª e 3ª Rodadas de Licitações sob Regime de Partilha de Produção na Área do Pré-Sal. (grifos nossos)

135. Em razão do entendimento divergente do Ministério de Fazenda em relação à proposta inicial do MME optou-se por desistir da iniciativa de aporte direto da parcela do Bônus de Assinatura à PPSA, excluindo-se essa previsão do Edital de Licitação.

136. Em decorrência, a inovação nesse aspecto não pode ser implementada, permanecendo referida parcela do Bônus de Assinatura sujeita a contingenciamentos orçamentários e financeiros, em prejuízo do regular fluxo desses recursos destinados à PPSA.

137. Essa situação, inclusive, já foi apontada no Acórdão 2.900/2015-TCU-Plenário, que tratou de auditoria realizada na PPSA para avaliar a situação operacional e financeira da companhia. Destaca-se os seguintes parágrafos do referido Acórdão:

47. No que concerne à parcela do bônus de assinatura correspondente ao contrato de Libra, a PPSA esclareceu que o montante total, incluindo a parcela que lhe era devida, foi recolhido ao Tesouro Nacional em 27 /11/2013, em razão de não estar ainda regulamentada a forma como se daria o recebimento pela empresa dos valores que lhe haviam sido reservados pelo CNPE.

48. Todavia, uma vez tendo ingressado no Tesouro, criou-se a necessidade de autorização orçamentária para que os R\$ 50 milhões pudessem ser transferidos à PPSA, fato que não ocorreu na proposta da Lei Orçamentária Anual para 2014 (LDA 2014), então em discussão no Congresso Nacional. Por esse motivo, a questão foi objeto do Projeto de Lei 4/2014, que incluía crédito especial no valor de R\$ 50 milhões em favor do MME, mas que não chegou a concluir sua tramitação legislativa.

49. Devido a isso, optou-se pela destinação do recurso mediante a emissão da Medida Provisória 666/2014, de 30/12/2014, a qual abriu crédito extraordinário em favor do MME no exato montante de R\$ 50 milhões, a título de remuneração da PPSA pela gestão de contratos. A expectativa atual, portanto, é que o bônus seja creditado à PPSA, em sua totalidade, ao longo de 2015. Em 7 /1/2015, foi recebida a primeira parcela de R\$ 10 milhões.

138. Ainda, referido Acórdão relatou os riscos à gestão dos interesses da União no Pré-Sal, com potenciais impactos para as receitas da União, em razão das dificuldades iniciais de implantação e de operacionalização da PPSA.

139. Cabe observar que essa questão está sendo tratada de maneira mais detalhada no âmbito do monitoramento da citada decisão (TC 003.487-2016-4), sendo que o agravamento da criticidade da situação gerou também uma representação (TC 032.740/2017-4) que abordará especificamente a questão da possibilidade de repasse de parcela de bônus de assinatura de contratos de partilha de produção diretamente à PPSA, escopo que não estaria adstrito a apenas esta rodada, mas também a outros leilões do pré-sal.

140. Não obstante, devido ao impacto nos contratos de partilha, referida representação é comentada no tópico a seguir.

141. Desse modo, o edital definitivo não previu a destinação da parcela do Bônus diretamente para a conta da PPSA, mas apenas aponta os valores que foram aprovados pelo CNPE no total de R\$ 26.360.000,00

3.1.4 Acompanhamento da situação da PPSA

142. Como comentado, há, atualmente, dois processos (uma representação), tramitando no TCU, que tratam das condições operacionais da PPSA para desempenho pleno de seu papel nos contratos de partilha de produção.

143. A atuação de um agente como a PPSA nos contratos de partilha de produção é uma das condições fundamentais desse regime instituído pelo Marco Regulatório do Pré-sal. Assim sendo, a falha de atuação dessa Empresa compromete a melhor execução dos contratos de partilha ou a participação da União nos mesmos. Nesse sentido, o Tribunal tem acompanhado a estruturação da PPSA e identificados grandes riscos, culminando em processos de acompanhamento e de representação que revelam que a situação atual da Empresa ameaça a execução dos atuais e futuros contratos de partilha de produção.

144. Resumidamente, problemas relacionados à ausência de regular fluxo financeiro que supra, tempestivamente, as necessidades da PPSA, e à ausência de operacionalidade da comercialização da parcela da União da produção nas áreas do Pré-sal mereceram a atuação desta Corte junto aos órgãos responsáveis (MME, Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, Ministério da Fazenda e Casa Civil da Presidência da República).

145. Até o saneamento da questão, novas contratações em regime de partilha de produção ficam sob a sombra de incertezas sobre a capacidade da PPSA deter plenas condições para gestão dos contratos, na condição de representante da União.

3.1.5 Participação da Petrobras na exploração e Produção das áreas ofertadas

146. Inicialmente prevista no art. 20 da Lei 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 5/2013, em trinta por cento (art. 1º, § 3º) – o piso definido na referida Lei.

147. No entanto, com a promulgação da Lei 13.365/2016, a obrigatoriedade de a Petrobras atuar como operadora única e deter participação mínima de 30% nos contratos de partilha de produção foi alterada para facultar à Empresa a escolha dessas possibilidades, como direito de preferência.

148. De acordo com o novo mandamento legal, o CNPE, considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobras a preferência para ser operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção.

149. Dessa forma a Petrobras tem o direito de se manifestar sobre esse direito de preferência em cada um dos blocos ofertados, no prazo de até trinta dias a partir da comunicação do CNPE, devendo ainda apresentar as suas justificativas.

150. Após a manifestação da Petrobras, o CNPE proporá à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela Empresa, indicando sua participação mínima no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30%

151. Dessa forma, de acordo com a manifestação da Petrobras e a Resolução CNPE 13/2017 (peça 1, em anexo digitalizável), ficou estabelecido que o edital da 3ª Rodada de Partilha da Produção deveria indicar a participação da Petrobras, como operadora, com 30% na composição do futuro consórcio vencedor dos blocos Peroba e Alto de Cabo Frio Central. A figura abaixo consolida essas informações:

Figura 4 – Participação da Petrobras nos blocos ofertados para a 3ª Rodada de Partilha da Produção

Bacia	Setor	Bloco	Petrobras manifestou interesse em atuar como operadora	Participação da Petrobras como operadora (%)	Participação a ser ofertada (%)
Santos	SS-AUP2	Pau Brasil	NÃO	Não se aplica	100
		Peroba	SIM	30	70
	SS-AP1	Alto de Cabo Frio Oeste	NÃO	Não se aplica	100
Campos	SC-AP5	Alto de Cabo Frio Central	SIM	30	70

Fonte: Edital da 3ª Rodada de Partilha da Produção

3.1.6 Conteúdo Local

152. Trata-se de um dispositivo contratual que tem o objetivo de incrementar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas, nos projetos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural. O nível percentual de conteúdo local firmado no contrato representa a medida mínima do grau de nacionalização dos bens e serviços utilizados nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, conforme suas fases de execução.

153. A Nota Técnica 16/2017/DEPG/SPG do MME traz dessa forma as justificativas para alterações da cobrança de conteúdo local para a presente rodada.

154. Segundo a NT, em decorrência das discussões e acordos realizados no âmbito do Pedefor, o Conteúdo Local (CL) não será utilizado como critério de julgamento das ofertas pelos licitantes nas rodadas a serem realizadas na modalidade de concessão. No caso das rodadas no sistema de partilha de produção, o CL não é utilizado como critério de definição dos vencedores dos certames. Dessa forma, as exigências a esse título deverão constar dos contratos a serem assinados pela ANP, de acordo com as exigências propostas pelo citado Programa.

155. Dessa forma, para a presente Rodada 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 Conteúdo Local obrigatórios citados (waiver), que integrarão os respectivos contratos.

156. Portanto, as regras de CL do certame em análise seguirão a Resolução Pedefor n. 1 de 28 de março de 2017, publicada no DOU de 7 de abril de 2017.

157. Não obstante a intenção do MME de simplificar o tratamento de CL para as áreas unitizáveis, harmonizando-o com as regras das áreas adjacentes, é sabido que os cumprimentos das cláusulas de conteúdo local decorrentes de contratos de concessão de rodadas de licitações anteriores enfrentam problemas.

158. Há um acúmulo de pedidos de *waiver* (solicitação de ajustes de compensação por descumprimento da cláusula de CL) das concessionárias junto à ANP, sem conclusão para encaminhamento de solução.

159. Nesse sentido, foi realizada auditoria operacional pelo TCU (TC 030.511/2015-1), que gerou o Acórdão 072/2016 – TCU – Plenário (itens transcritos):

9.1. determinar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que normatize, em 180 (cento e oitenta) dias, critérios claros e objetivos sobre a aplicabilidade do instrumento de waiver, fundamentado em estudos que esclareçam os impactos da regulamentação, inclusive sobre os pedidos já protocolados na agência;

9.2. determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME), em atenção aos princípios da eficiência e motivação administrativa, que, previamente à próxima rodada de licitações da ANP:

9.2.1. justifique os índices mínimos a serem exigidos a título de conteúdo local com fundamento em dados concretos gerados, por exemplo, a partir dos certificados emitidos pelas certificadoras credenciadas pela ANP, ou de dados reais acerca da capacidade da indústria (capacidade instalada, encomendas feitas, produtos entregues, prazos praticados, previsão de demanda, previsão de expansão da capacidade instalada, etc), ou quaisquer outras bases de dados, desde que possam ser consultadas objetivamente;

9.2.2. independentemente da metodologia e da base de dados escolhida, submeta a escrutínio público (consultas/audiências públicas) os índices mínimos mencionados no item anterior, com vistas a colher a percepção dos stakeholders e da sociedade acerca da razoabilidade dos percentuais objetivamente delimitados;

160. O cumprimento do referido Acórdão encontra-se com pedido de prorrogação de prazo, de forma que as medidas saneadoras ainda não foram implementadas.

161. Observa-se iniciativas do MME e da ANP para aperfeiçoar as regras de CL mas, registre-se que as principais questões ainda não foram contornadas e que a extensão das regras das áreas adjacentes às unitizáveis apenas colocam esses novos contratos em situação de igualdade com os vigentes, herdando os mesmos problemas e necessidades de soluções, cuja única virtude é não aumentar a complexidade da gestão das áreas conjuntas com regras distintas.

3.1.7 Estudos Ambientais

162. No início do processo de escolha das áreas, a ANP realiza uma análise preliminar visando identificar questões críticas com relação ao estabelecimento de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) e à conservação do meio ambiente. Para isso, utiliza informações que constam em base de dados oficiais de áreas protegidas junto aos órgãos competentes em cada estado, bem como na esfera federal.

163. Além disso, para cumprimento ao disposto no inciso V, art. 2º, da Resolução CNPE 8/2003, as áreas oferecidas nas rodadas de licitações promovidas pela ANP são previamente analisadas quanto à sensibilidade ambiental pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e pelos órgãos ambientais estaduais competentes.

164. Vale assinalar que o licenciamento ambiental das atividades marítimas e em zona de transição de E&P é realizado pelo Ibama, por meio da Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CTPEG), enquanto que os órgãos estaduais de meio ambiente (Oemas) são responsáveis pelo licenciamento ambiental das atividades terrestres restritas aos limites de um único estado.

165. Assim, para evitar sobreposição de usos conflitantes do solo e com vistas a minimizar o risco do indeferimento do licenciamento das áreas selecionadas para a oferta, a ANP preventivamente se acautela no sentido de não licitar blocos em áreas ambientalmente sensíveis a partir da utilização de alguns critérios, tais como a exclusão de áreas de Unidades de Conservação e Terras Indígenas.

166. De acordo com a ANP, esses critérios são baseados na legislação ambiental vigente e no conteúdo dos pareceres ambientais emitidos por ocasião de rodadas anteriores. Desse modo, após o recebimento dos pareceres ambientais, a ANP avalia as proposições específicas de cada órgão ambiental.

167. Em atenção à alínea c, inciso I, art. 7º da IN TCU 27/1998, a ANP, por intermédio do Ofício 32/2017/AUD (peça 1, em anexo não digitalizável), encaminhou a manifestação conjunta da Agência e do GTPEG referentes às áreas da 3ª Rodada de Partilha da Produção.

168. O parecer ambiental tem como objetivo: (i) indicar áreas onde as atividades necessárias para a exploração e produção de petróleo e gás natural não são compatíveis com a preservação do meio ambiente; e (ii) apresentar recomendações com vista à futura obtenção do licenciamento ambiental por parte dos agentes interessados.

169. Para cada Bacia a ser ofertada na 3ª Rodada foram emitidos pareceres pelos órgãos responsáveis avaliando as características e restrições de cada bloco a ser ofertado. Desse modo, a ANP pode adequar os blocos a serem ofertados, com base em análises preliminares de sobreposição dos blocos com áreas ambientalmente sensíveis.

170. Dessa forma, entendeu-se que não existiam impeditivos para a oferta das áreas analisadas no parecer técnico, desde que observadas as observações ali presentes.

171. Como resultado, ANP e o GTPEG concordaram com a oferta das áreas Pau-Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio Leste e Alto de Cabo Frio Central na presente Rodada.

172. Previamente à realização da Rodada, foi realizado o Seminário Técnico-Ambiental, com o intuito de orientar os participantes da 3ª Rodada de Licitações a definirem suas ofertas com o conhecimento das exigências que deverão nortear os processos de licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de óleo e gás natural.

173. Esses procedimentos visam dar maior visibilidade aos interessados nas áreas em licitação acerca das possíveis questões ambientais envolvidas e, também, evitar a licitação de áreas com possibilidades de restrições ambientais mais significativas.

174. Não obstante os trabalhos para viabilizar as atividades econômicas nas áreas em licitação, com esclarecimentos preliminares de aspectos ambientais, observa-se casos em que, apesar dessas providências, as exigências específicas dos órgãos ambientais tem atrasado o início dos projetos por anos.

175. Tendo em vista já haver interação entre o MME, a ANP e os órgãos que atuam na área ambiental (MMA, IBAMA, ICMBio e ANA), para as atividades de exploração e produção de óleo e gás natural, por meio de trabalhos do GTPEG, a partir de diretriz do CNPE nesse sentido, mostra-se profícuo que as atividades interinstitucionais, promovidas pelo Conselho, sejam ampliadas, a partir de uma avaliação conjunta que aponte opções de aperfeiçoamento de procedimentos prévios às contratações das áreas exploratórias que possam conferir maior segurança e previsibilidade aos respectivos licenciamentos ambientais.

3.1.8 Prazos para envio das informações ao TCU

176. A IN TCU 27/1998, em seu art. 8º, normatiza os prazos de entrega documental, por parte da ANP, relativamente ao primeiro estágio da fiscalização da concessão da outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural:

Art. 7º - 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;

177. A ANP, de acordo com o cronograma inserido no pré-edital, publicou o Edital da licitação em 23 de agosto de 2017 e toda a documentação relativa ao primeiro estágio foi encaminhada tempestivamente pela ANP (peça 1) no dia 21 de julho de 2017.

178. Tendo isso em consideração, no que tange à verificação dos prazos da IN TCU 27/1998, não foram encontrados motivos de ressalva aos procedimentos do primeiro estágio em análise.

3.1.9 Alterações específicas da 3ª Rodada de Partilha da Produção

3.1.9.1 Alterações no Pré-Edital

179. Por meio da Nota Técnica 024/2017/SPL/RJ (peça 1 em anexo digitalizável), a ANP apresentou as mudanças ocorridas no Edital para a 3ª Rodada de Licitação.

180. De acordo com a Agência, os principais aprimoramentos nos Pré-editais decorrem de mudanças já implementadas nos editais de licitações de blocos exploratórios sob o regime de concessão mais recentemente aprovados pela ANP, uma vez que refletem a experiência e o conhecimento acumulado pela SPL (Superintendência de Promoção de Licitações) na realização das rodadas de licitações.

181. Ressalta-se que, embora tenham sido incorporados diversos aprimoramentos oriundos dos editais de licitações de blocos exploratórios, para a elaboração dos presentes Pré-editais foram respeitadas as disposições contidas na Lei n. 12.351/2010 e na Resolução ANP 24/2013, que aprova o regulamento dos procedimentos para realização de licitações sob o regime de partilha de produção. Entre tais disposições, destaca-se, em especial, a qualificação das interessadas previamente à sessão pública de apresentação de ofertas.

182. Ainda de acordo com a ANP, os aprimoramentos e adaptações oriundos dos editais das licitações de blocos exploratórios sob o regime de concessão incorporados aos presentes Pré-editais, referem-se em sua grande maioria às alterações realizadas na estrutura e organização das seções dos instrumentos convocatórios, bem como às questões de forma, implementadas com o objetivo de conferir maior clareza ao texto, observando sempre os procedimentos comuns aos dois certames e respeitando as disposições específicas das licitações voltadas ao regime de partilha de produção.

183. A principal referência para elaboração dos Pré-editais foi o edital da 4ª Rodada de Licitações de Áreas com Acumulações Marginais, visto que este é o instrumento convocatório mais recente aprovado pela Diretoria Colegiada da ANP. No entanto, foram realizadas as adaptações necessárias para contemplar as especificidades dos blocos ofertados na licitação de partilha de produção, em especial aquelas relativas às áreas que são objeto dessa 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção.

184. A Agência relatou 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 dois regimes e que já foram implementados nos demais editais de licitação da ANP.

185. Dessa forma, as principais mudanças realizadas referem-se às características dos blocos ofertados, na definição dos parâmetros técnicos e econômicos e nos aprimoramentos realizados frente aos editais anteriores.

186. Por fim, vale destacar as alterações de conteúdo realizadas nos presentes Pré-editais referentes às mudanças decorrentes da publicação da Lei 13.365/2016 e do Decreto 9.041/2017, relativas ao direito de preferência da Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras de atuar como operadora em cada um dos blocos ofertados, que foram refletidas no Pré-edital.

187. As outras mudanças apresentadas são relacionadas a adequação do texto, inclusão de referências legislativas, alteração de redação e aprimoramentos de formas e conteúdo.

3.1.9.2 Alterações na Minuta de Contrato

188. Por meio da Nota Técnica SPL 25/2017 (peça 1, em anexo não digitalizável) a ANP apresentou as mudanças ocorridas no Contrato para a 3ª Rodada de Licitação de Partilha de Produção que se baseou no contrato utilizado da 1ª Rodada de Licitação.

189. Dessa forma, foram realizadas alterações de natureza formal, para melhorar o entendimento e conferir maior clareza ao texto do contrato, a saber: reordenação e realocação de parágrafos; uniformização de termos e exclusão de disposições em duplicidade e já previstas na legislação aplicável.

190. Além disso, com intuito de aprimorar as regras a serem propostas, também foram implementadas modificações de caráter material

191. Desse modo, uma das alterações realizadas foi a elaboração de duas minutas de contratos diferentes, sendo uma com 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 participação da Petrobras como operador.

192. Também foram alteradas as cláusulas referentes à mudança das sistemáticas para pagamento de *royalties*, aplicação de conteúdo local, procedimentos para apuração do custo em óleo, dentre outros.

193. Em relação ao Conteúdo Local, a Resolução CNPE n. 07/2017 também definiu o conteúdo local mínimo obrigatório a ser exigido em cada bloco da 3ª Rodada, que atenderá aos seguintes critérios: (i) fase de exploração com mínimo obrigatório global de 18% (dezoito por cento); (ii) etapa de desenvolvimento da produção com mínimo de 25% (vinte e cinco por cento) para construção de poço, de 40% (quarenta por cento) para o sistema de coleta e escoamento e de 25% (vinte e cinco por cento) para a unidade estacionária de produção; e (iii) não aplicabilidade do mecanismo de isenção de cumprimento dos compromissos assumidos relativos aos percentuais mínimos de conteúdo local obrigatórios.

194. De acordo com a Agência, o processo regulatório reflete, em grande medida, um processo de aprendizagem por parte do órgão regulador e as alterações propostas na minuta do contrato foram elaboradas de forma a melhorar a compreensão e dirimir as dúvidas mais frequentes das empresas que contratam a exploração de petróleo e gás natural a partir dos leilões realizados pela ANP, bem como atender os objetivos de interesse público externados pelas diretrizes de política energética nacional estabelecidas pelo CNPE e pelo legislador.

195. Dessa forma, entende-se que são pertinentes as alterações realizadas no pré-edital e na minuta do contrato.

3.2 SEGUNDO ESTÁGIO

196. Conforme disposto no inciso II, do art. 7º da IN TCU 27/1998, os documentos objetos de análise no Segundo Estágio são:

- e) edital de pré-qualificação;
- f) atas de abertura e de encerramento da pré-qualificação;
- g) relatório de julgamento da pré-qualificação;
- h) recursos eventualmente interpostos e decisões proferidas referentes à pré-qualificação;
- i) edital de licitação;
- j) minuta de contrato;
- k) todas as comunicações e esclarecimentos porventura encaminhados às empresas participantes da licitação, bem como as impugnações ao edital, acompanhadas das respectivas respostas.

197. Usualmente, as rodadas de licitação da ANP não utilizam a fase de pré-qualificação, prevendo diretamente a habilitação das empresas como condição para apresentação das ofertas. Dessa forma, o item 4 do Edital definiu as regras e condições para participação na Licitação.

198. Assim sendo, as etapas previstas nos itens "a", "b", "c" e "d" do inciso II, do art. 7º da IN TCU 27/1998, acima dispostas, ficaram suprimidas, sendo a etapa de habilitação avaliada no Terceiro Estágio.

199. Conforme procedimento adotado na análise de rodadas anteriores, neste Segundo Estágio, os documentos a serem analisados são compostos estritamente pelo edital de licitação, minuta de contrato, comunicações e esclarecimentos encaminhados às empresas, impugnações e respectivas respostas.

3.2.1 Edital de Licitação e Minuta de Contrato

200. Com relação às disposições do Edital e da minuta de contrato, foi verificado o atendimento formal quanto à presença dos requisitos essenciais estabelecidos pela Lei 12.351/2010 (arts. 15 e 27), nesses documentos, para o regime de partilha de produção. Um resumo se apresenta conforme o Quadro I, a seguir:

Quadro I – Verificação de itens constantes do edital e da minuta de contrato

Itens de verificação	Cláusula	Anexo , fls.
1. Edital de licitação.		
1.1 Bloco objeto do contrato de partilha de produção.	2	11
1.2 Critério de julgamento da licitação.	8.5	67
1.3 Percentual mínimo do excedente em óleo da União.	8.3	62
1.4 Formação do consórcio previsto no art. 20 e a respectiva participação mínima da Petrobras.	2.3 e 5.1	13 e 53
1.5 Limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos.	5 (contrato)	18 e Anexo VII
1.6 Critérios para definição do excedente em óleo do contratado.	9 (contrato)	20 e Anexo VII
1.7 Programa exploratório mínimo e os investimentos estimados correspondentes.	2.5	14 e Anexo XX
1.8 Conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional.	2.6	14
1.9 Valor do bônus de assinatura, e a parcela a ser destinada à PPSA	2.4	14
1.10 Regras e as fases da licitação:	1.1, 1.3, 1.4	6 a 9
1.11 Regras aplicáveis à participação conjunta de empresas na licitação.	4	21
1.12 Relação de documentos exigidos e os critérios de habilitação técnica, jurídica, econômico-financeira e fiscal dos licitantes.	4.4	28-52
1.13 Garantia a ser apresentada pelo licitante para sua habilitação.	7	57-60
1.14 Prazo, o local e o horário em que serão fornecidos aos licitantes os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição.	6	54 e 55
1.15 Local, o horário e a forma para apresentação das propostas.	8	61-67
1.16 Exigências para empresas estrangeiras.	3.1.1	18
<ul style="list-style-type: none"> • encaminhado ao TCU em: * O edital de licitação, acompanhado da minuta de contrato, deve	31/8/2013	

ser encaminhado ao TCU cinco dias, no máximo, após a sua publicação, conforme o art. 8º, II, c da IN TCU nº 27/1998.	* o edital foi publicado em 23/8/2017	
Itens de verificação	Cláusula	Anexo, fls.
2. Contrato		
2.1 Definição do bloco objeto do contrato.	2	14 e Anexo I
2.2 Obrigação de o contratado assumir os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção.	2.4, 2.5, e 2.6	14
2.3 Indicação das garantias a serem prestadas pelo contratado.	11	26
2.4 Direito do contratado à apropriação do custo em óleo, exigível unicamente em caso de descoberta comercial.	5.1	18
2.5 Limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos.	5 e 6	18 e 19
2.6 Critérios para cálculo do valor do petróleo ou do gás natural, em função dos preços de mercado, da especificação do produto e da localização do campo.	9.5	21 e Anexo XII
2.7 Regras e os prazos para a repartição do excedente em óleo.	Anexo VII	Anexo VII, 83
2.8 Atribuições, a composição, o funcionamento e a forma de tomada de decisões e de solução de controvérsias no âmbito do comitê operacional.	Anexo XI	Anexo XI, 101
2.9 Regras de contabilização, bem como os procedimentos para acompanhamento e controle das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção.	20	45
2.10 Regras para a realização de atividades, por conta e risco do contratado, que não implicarão qualquer obrigação para a União ou contabilização no valor do custo em óleo.	2.4 a 2.6	14
2.11 prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação	10	23
2.12 programa exploratório mínimo e as condições para sua revisão	10.9 – 10.11	24
2.13 critérios para formulação e revisão dos planos de exploração e de desenvolvimento da produção	14	32
2.14 obrigatoriedade de o contratado fornecer à ANP e à PPSA, dados e informações relativos à execução do contrato	20	45
2.15 critérios para devolução e desocupação de áreas pelo contratado	10 e 14	23 e 32
2.16 penalidades aplicáveis em caso de inadimplemento das obrigações contratuais	31	61
2.17 procedimentos relacionados à cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato	30	58

2.18	regras sobre solução de controvérsias	36.5	67
2.19	prazo de vigência do contrato	4	17
2.20	valor e a forma de pagamento do bônus de assinatura	Anexo V (e 2.4 - edital)	74 (14)
2.21	obrigatoriedade de apresentação de inventário periódico sobre as emissões de gases que provocam efeito estufa	26.5	54
2.22	apresentação de plano de contingência	26.6	55
2.23	obrigatoriedade da realização de auditoria ambiental	26	54

Fonte: Elaboração própria da SeinfraPetróleo

3.2.2 Prazos para envio das informações ao TCU

201. A IN TCU 27/1998, em seu art. 8º, normatiza os prazos de entrega documental, por parte da ANP, relativamente ao segundo estágio da fiscalização da concessão da outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural:

Art. 8º - 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:

(...)

II- segundo estágio – 5 (cinco dias), no máximo, após:

(...)

c) a sua publicação, para o edital de licitação, acompanhado da minuta do contrato;

202. A ANP publicou o Edital da licitação em 23 de agosto de 2017, porém o edital só foi enviado ao TCU de forma intempestiva no dia 31 de agosto de 2017.

203. Tendo isso em consideração, no que tange à verificação dos prazos da IN TCU 27/1998, houve apenas essa ressalva aos procedimentos do segundo estágio em análise.

3.3 TERCEIRO ESTÁGIO

204. De acordo com o preconizado pelo Art. 7º da IN 27/1998 TCU os documentos que devem ser analisados no âmbito do terceiro estágio são os seguintes:

Art. 7º A fiscalização dos processos de outorga de concessão ou de permissão de serviços públicos será prévia ou concomitante, devendo ser realizada nos estágios a seguir relacionados, mediante análise dos respectivos documentos:

(...)

III – terceiro estágio:

a) atas de abertura e de encerramento da habilitação;

b) relatório de julgamento da habilitação;

c) questionamentos das licitantes sobre a fase de habilitação, eventuais recursos interpostos, acompanhados das respostas e decisões respectivas;

d) atas de abertura e de encerramento da fase do julgamento das propostas;

e) relatórios de julgamentos e outros que venham a ser produzidos;

f) recursos eventualmente interpostos e decisões proferidas referentes à fase do julgamento das propostas.

3.3.1 Habilitação

205. Nos termos do Edital da Licitação, as licitantes vencedoras da sessão pública de apresentação de ofertas foram submetidas à qualificação, realizada pela Superintendência de Promoção de Licitações (SPL) da ANP e julgada pela Comissão Especial de Licitação (CEL). A qualificação compreendeu a análise de documentação para comprovação da regularidade jurídica, fiscal e trabalhista, capacidade econômico-financeira e capacidade técnica das licitantes.

206. As análises dos documentos de qualificação das empresas interessadas para participação da 3ª Rodada de Partilha foram procedidas pela Comissão Especial de Licitação (CEL), tendo sido consignadas as respectivas habilitações nos relatórios constantes das atas de reuniões da CEL (2ª e 3ª reuniões) (Peça 4), cujas cópias foram encaminhadas pela ANP a este Tribunal, em cumprimento da IN TCU 27/1998, Art. 7º, inciso III, alínea “b”.

207. Em atenção ao Art. 7º, inciso III, alínea “c”, da IN TCU 27/1998, a ANP também informou acerca das manifestações e dos recursos interpostos pelas empresas licitantes, analisados e julgados conforme a ata da 4ª Reunião da CEL (peça 4).

208. Desse modo, foram apresentados a este Tribunal todos os procedimentos de habilitação e análise de recursos para participação dos licitantes na 3ª Rodada de Partilha.

209. Assim, na 2ª reunião da CEL foram apreciados os relatórios manifestação de interesse e comprovação do pagamento da taxa de participação e relatórios de qualificação das licitantes que apresentaram manifestação de interesse para a 3ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção (LP2), e decidiu pela habilitação e qualificação conforme a tabela a seguir.

Tabela 1 – Licitantes Habilitados para participar da 3ª Rodada de Partilha da Produção (2ª Reunião da CEL)

3ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção	
Licitante	Situação
BP Energy do Brasil Ltda.	Habilitada (Operadora A)
CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda.	Habilitada (Não Operadora)
ExxonMobil Exploração Brasil Ltda.	Habilitada (Operadora A)
Petrogal Brasil S.A.	Habilitada (Não Operadora)
Petróleo Brasileiro S.A.	Habilitada (Operadora A)
QPI Brasil Petróleo Ltda.	Habilitada (Não Operadora)
Petronas Carigali SDN BHD	Habilitada (Operadora A)
Repsol Exploración S.A.	Habilitada (Operadora A)
Shell Brasil Petróleo Ltda.	Habilitada (Operadora A)
Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda.	Habilitada (Operadora A)
Total E&P do Brasil Ltda.	Habilitada (Operadora A)

Fonte: ANP

210. Além disso, a CEL se posicionou a respeito da manifestação da Licitante CNOOC Petroleum Brasil Ltda. Sobre a seção 8.4j do Edital. Nos termos do Edital, seria vedada a apresentação de ofertas distintas por empresas integrantes do mesmo grupo societário. Deste modo, a CEL, considerou naquele momento que as licitantes CNOOC Petroleum Brasil Ltda. e CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. não poderiam apresentar ofertas para o mesmo bloco, salvo se integrantes do mesmo consórcio.

211. No entanto, após recurso administrativo interposto pela CNOOC Petroleum Brasil Ltda. A CEL, na 4ª Reunião da comissão apreciaram o recurso e decidiu por maioria dos votos, reconsiderar a decisão anterior. Desse modo, a CEL entendeu que a vedação constante da seção 8.4 j do Edital da 3ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção não se aplicava às licitantes CNOOC Petroleum Brasil Ltda. e CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. A decisão foi publicada no DOU do dia 6 de outubro de 2017 (Peça 3, em anexo não digitalizável)

212. Ainda no âmbito da 2ª Reunião da CEL, foi solicitado que a SPL encaminhasse notificação para as licitantes que não haviam apresentado todos os documentos referentes à habilitação, para que se manifestassem a respeito da participação na 3ª Rodada de Partilha.

213. Posteriormente, os documentos foram enviados e a CEL, no âmbito da 3ª Reunião da Comissão apreciou os relatórios de manifestação de interesse e comprovação do pagamento da taxa de participação e relatórios de qualificação dos licitantes restantes. A Tabela a seguir apresenta os licitantes que foram aprovados nesse novo momento, considerando a desistência de um dos interessados inicialmente:

Tabela 2 – Licitantes Habilitados para participar da 3ª Rodada de Partilha da Produção (3ª Reunião da CEL)

3ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção	
Licitante	Situação
Chevron Brazil Ventures LLC.	Habilitada (Operadora A)
CNOOC Petroleum Brasil Ltda.	Habilitada (Operadora A)
Ecopetrol S.A.	Habilitada (Não Operadora)
Rosneft Brasil E&P Ltda.	Desistente

Fonte: ANP

3.3.2 Julgamento das Ofertas

214. Dando-se seguimento ao exame técnico, quanto ao cumprimento às disposições do art. 7º da IN-TCU 27/1998, a documentação referida pelas alíneas “d” e “e” do inciso III, relativa ao julgamento da licitação, foi encaminhada ao TCU pela ANP (Peça 6) e contém cópias do Relatório de Julgamento e da publicação do resultado homologado pela Agência.

215. A sessão pública de apresentação de ofertas foi realizada no dia 27 de outubro de 2017, na cidade do Rio de Janeiro. Ao todo, 8 licitantes apresentaram ofertas para os blocos de Peroba, Alto de Cabo Frio Oeste e Alto de Cabo Frio Central. Não houve ofertas para o bloco Pau Brasil.

216. A tabela a seguir detalha as ofertas apresentadas, indicando a vencedora, bem como o excedente em óleo ofertado por cada licitante. A tabela traz ainda o ágio excedente em relação ao percentual mínimo constante no Edital.

Tabela 3 – Ofertas da 3ª Rodada de Partilha

Bacia	Setor	Bloco	Colocação	Vencedora	Licitante/Consórcio (*operador)	Excedente em óleo (%)	Ágio excedente (%)
Santos	SS-AUP2	Peroba	1	✓	Petrobras (40%)*; CNODC Brasil (20%); BP Energy (40%)	76,96	454,07%
Santos	SS-AUP2	Peroba	2		Petrobras (30%)*; Statoil Brasil O&G (20%); ExxonMobil Brasil (50%)	65,64	372,57%
Santos	SS-AUP2	Peroba	3		Petrobras (30%)*; CNOOC Petroleum (20%); QPI Brasil (20%); Shell Brasil (30%)	61,07	339,67%
Santos	SS-AP1	Alto de Cabo Frio Oeste	1	✓	Shell Brasil (55%)*; CNOOC Petroleum (20%); QPI Brasil (25%)	22,87	0,00%
Campos	SC-AP5	Alto de Cabo Frio Central	1	✓	Petrobras (50%)*; BP Energy (50%)	75,86	254,82%
Campos	SC-AP5	Alto de Cabo Frio Central	2		Petrobras (30%)*; CNOOC Petroleum (20%); QPI Brasil (20%); Shell Brasil (30%)	46,41	117,07%

Fonte: ANP

217. Vale dizer ainda que após a oferta de todos os blocos na sequência originalmente fixada, a CEL reabriu o prazo para apresentação de ofertas para o bloco Pau Brasil, que não havia recebido nenhuma oferta (Nos termos da alínea “w” da seção 8.4 do edital de licitações). Nesta segunda oportunidade, também não houve interesse por parte das licitantes.

218. Desse modo, as ofertas apresentadas na sessão pública de apresentação de ofertas foram julgadas pela Comissão Especial de Licitação (CEL) nos termos da seção 8 do edital de licitações. O único critério para apuração das ofertas foi o percentual de excedente em óleo para a União. Os valores de bônus de assinatura e as atividades do Programa Exploratório Mínimo (PEM), quando aplicável, foram previamente definidos no edital de licitações e no contrato de partilha de produção.

219. Da mesma forma, o conteúdo local mínimo obrigatório exigido para cada bloco ofertado na 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção já havia sido previamente definido na Resolução CNPE n. 07/2017.

220. No total, 03 (três) blocos foram arrematados por 06 (seis) licitantes vencedoras. A área total arrematada foi de 6.130,78 km² e o percentual de excedente em óleo para a União médio foi de 58,56%, o que representou um ágio médio de 202,18% em relação aos valores mínimos estabelecidos no edital. O bônus de assinatura arrecadado foi de R\$ 2,85 bilhões e o PEM mínimo dos blocos arrematados totaliza investimentos da ordem de R\$ 456 milhões.

221. As 06 (seis) licitantes vencedoras da sessão pública de apresentação de ofertas cumpriram todos os requisitos previstos na seção 4 do edital de licitações, comprovando sua regularidade jurídica, fiscal e trabalhista, capacidade econômico-financeira e capacidade técnica.

222. A tabela a seguir contém o resultado final da avaliação da qualificação das licitantes vencedoras realizada pela Superintendência de Promoção de Licitações da ANP (SPL) e pela CEL.

Tabela 4 – Qualificação das Licitantes vencedoras

Licitante	Qualificação	Ata da CEL	DOU
BP Energy do Brasil Ltda.	Habilitada (Operadora A)	Ata nº 02, de 25/09/2017	27/09/2017
			26/09/2017
CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda.	Habilitada (Não Operadora)	Ata nº 02, de 25/09/2017	27/09/2017
			26/09/2017
CNOOC Petroleum Brasil Ltda.	Habilitada (Operadora A)	Ata nº 03, de 02/10/2017	03/10/2017
Petróleo Brasileiro S.A.	Habilitada (Operadora A)	Ata nº 02, de 25/09/2017	27/09/2017
			26/09/2017
QPI Brasil Petróleo Ltda.	Habilitada (Não Operadora)	Ata nº 02, de 25/09/2017	27/09/2017
			26/09/2017
Shell Brasil Petróleo Ltda.	Habilitada (Operadora A)	Ata nº 02, de 25/09/2017	27/09/2017
			26/09/2017

Fonte: ANP

223. Concluída a fase de julgamento das propostas, a ANP homologou o relatório de julgamento da Comissão Especial de Licitação (CEL) e adjudicou o objeto da licitação aos vencedores, conforme decisão publicada no DOU do dia 8 de novembro de 2017 (peça 6, em anexo não digitalizável). A tabela abaixo resume o resultado da 3ª Rodada de Partilha da Produção:

Tabela 5 – Licitantes vencedores e Ofertas para a 3ª Rodada de Partilha

Setor	Bloco	Consórcio vencedor (*operador)	Excedente em óleo (%)
SS-AUP2	Peroba	Petrobras (40%)*; CNOOC Brasil (20%); BP Energy (40%)	76,96
SS-AP1	Alto de Cabo Frio Oeste	Shell Brasil (55%)*; CNOOC Petroleum (20%); QPI Brasil (25%)	22,87
SC-AP5	Alto de Cabo Frio Central	Petrobras (50%)*; BP Energy (50%)	75,86

Fonte: ANP

224. Com ágio médio de cerca de duas vezes o valor mínimo de alíquota, a 3ª Rodada teve propostas para três das quatro áreas ofertadas, podendo-se considerar bem-sucedida.

225. Comparativamente à Segunda Rodada, teve um pouco mais de concorrência, o que espelhou o maior ágio para a área que teve três propostas (Peroba, 454,07%). Já para as áreas que não tiveram concorrência, uma foi arrematada pelo valor mínimo (sem ágio) - Alto de Cabo Frio Oeste e, outra (Pau Brasil) não recebeu oferta. Destaque-se que estas últimas foram as únicas as quais a Petrobras declinou do interesse de manter a participação mínima possibilitada por previsão legal.

226. Em primeiro plano, observa-se que a participação obrigatória da Petrobras nos contratos de partilha de produção para áreas licitadas nas quais manifestou seu interesse prévio não inibiu a concorrência. Ao contrário, parece confirmar atratividade pela oportunidade, já que só houve concorrência para as áreas pelas quais a Petrobras declarou interesse de manter direito de preferência de participação mínima. Isso pode ser uma referência de avaliação.

227. Outro aspecto relevante é a diferença no ágio das ofertas entre áreas disputadas e de menor concorrência – natural para um processo de leilão. Isso reforça o que já foi comentado na análise do 3º Estágio da 2ª Rodada e também nas avaliações do 1º Estágio destas 2ª e 3ª Rodadas. Portanto, um leilão em que tenha elevado interesse específico ou maior concorrência pode, com maior probabilidade, capturar a visão mais otimista, melhorando as ofertas. Caso contrário, a tendência é se aproximar do valor mínimo e, caso este seja conservador, subavaliar o potencial da área, restringindo os ganhos da União.

228. Novamente, fica caracterizada a importância nas estimativas e escolhas dos parâmetros base para a licitação. Divergências de visão acerca desses parâmetros só propiciará a captura da visão mais otimista caso haja disputa pela área e a subavaliação pode prevalecer na ausência de concorrência.

229. Nesse sentido, além da acuidade na utilização de dados, parâmetros e estimativas, pela ANP, e adoção de metodologia que melhor capture os objetivos propostos, a escolha dos parâmetros finais pelo CNPE, base da licitação, deve passar por uma cuidadosa avaliação de cenários e impactos que possam fundamentar a decisão estratégica, dada sua subjetividade e importância.

3.4 MEDIDA PROVISÓRIA 795/2017

230. Durante a cronologia dos fatos que envolveram os três primeiros estágios da Terceira Rodada de Licitações sob Regime de Partilha de Produção, com vistas à outorga de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas do Pré-sal, houve a publicação da Medida Provisória (MP) 795/2017, em 18/8/2017, dispondo sobre o tratamento tributário das atividades de exploração e de desenvolvimento de campo de petróleo ou de gás natural; institui regime tributário especial para as atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos; altera as Leis nos 9.481, de 13 de agosto de 1997, e 12.973, de 13 de maio de 2014; e revoga dispositivo do Decreto-Lei no 62, de 21 de novembro de

1966. Referida medida provisória foi convertida na Lei 13.586/2017, entrando em vigor em 29/12/2017.

231. Essa norma entrou em vigência, com a sua publicação do Diário Oficial da União, três dias úteis após a publicação do edital e do modelo de contrato de partilha de produção para a rodada em análise, ou seja, antes da apresentação das ofertas nos leilões.

232. No entanto, todos os atos preparatórios (fase interna) do certame em comento, inclusive definições importantes das análises econômicas que alimentaram o Fluxo de Caixa Descontado que subsidiou as definições dos bônus de assinatura e das alíquotas mínimas de partilha para cada bloco, aconteceram sob a incidência de outra carga tributária para o setor de petróleo e gás, ou seja, não consideraram os impactos da MP 795/2017.

233. Como consequência, os contratos assinados que decorrerem da terceira rodada de leilões de partilha de produção serão executados com incidência de carga tributária distinta da prevista no certame, provavelmente mais vantajosa para as empresas arrematantes.

234. Para que se tenha parâmetros de comparação entre o que foi estabelecido no certame e o que de fato será a respectiva execução contratual, há que se reproduzir os estudos que subsidiaram a terceira rodada de leilões de partilha, agora, com a carga tributária resultante da MP 795/2017 (Lei 13.586/2017).

235. Por estas razões, entende-se pertinente determinar à ANP que reproduza os cálculos que instruíram a terceira rodada de leilões de partilha considerando a incidência dos tributos diretos e indiretos resultantes da MP 795/2017, demonstrando quais seriam os novos valores da carga fiscal, dos bônus de assinatura e das alíquotas mínimas de partilha e os encaminhe a este Tribunal, juntamente com os documentos que orientam o quarto estágio previsto na IN 27/1998.

4. CONCLUSÃO

236. A 3ª Rodada de Partilha da Produção tem como objetivo a oferta de quatro áreas localizadas no polígono do Pré-Sal, quais sejam: Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio Oeste e Alto de Cabo Frio Central.

237. Os procedimentos e metodologias aplicadas pela ANP nessa 3ª Rodada buscaram aperfeiçoar o que foi realizado para a 1ª Rodada de Partilha de Produção, que foi utilizada como ponto de partida para a realização do novo certame.

238. Dessa forma, grande parte da metodologia utilizada para valoração e processo de oferta dos blocos baseou-se no que havia sido feito com Libra em 2013.

239. Ressalta-se, porém, as recentes alterações na sistemática de aplicação do Conteúdo Local, que também foi alterado para essa Rodada, sendo que o CL aplicado será de acordo com o que foi indicado pelo Pedefor, reduzindo os índices mínimos e excluindo-se a exigência por itens e subitens, mas dividindo-se em macrogrupos. Destaca-se ainda a exclusão do mecanismo de *waiver*.

240. Outra mudança que foi destacada foi em relação a não obrigatoriedade por parte da Petrobras de participar como operadora única e com um mínimo de 30% de todos os blocos a serem explorados no regime de partilha. Com as recentes alterações legais, a Petrobras pode se manifestar em relação ao seu direito de preferência, e escolheu participar com 30% apenas de dois campos ofertados nessa Rodada, Peroba e Alto de Cabo Frio Central.

241. Dos pontos analisados dos documentos enviados pela ANP conforme ordenado pela IN TCU 27/1998 um que mereceu uma análise mais aprofundada foi em relação aos critérios técnicos e econômicos dos campos e os estudos e cálculos realizados para se chegar aos valores de bônus de assinatura e de alíquota mínima do excedente em óleo da União.

4.1 O cálculo da alíquota de partilha

242. A metodologia de apuração da alíquota de partilha foi a mesma utilizada para a 1ª Rodada de Partilha de Produção, que ofertou à época o campo de Libra. Utilizou-se uma tabela móvel progressiva, em função do valor do barril de petróleo e produção média dos poços do respectivo campo contratado, que dá progressividade à alíquota, à medida em que esses parâmetros aumentam de valores.

243. Esta instrução observa que a progressividade é um fator positivo para captura da rentabilidade do projeto e que estimula as propostas dos investidores, mas que o atual formato da escala da tabela utilizada propicia lacunas no acompanhamento dessa progressividade dos parâmetros e possibilita algum risco na configuração do sistema de produção, que não seja favorável aos rendimentos da União.

244. Também ficou explicitado que a atual metodologia não aproveita plenamente todo o rendimento propiciado pela volatilidade dos preços do petróleo. Embora haja dois sentidos de variação quando se incorpora a relação progressiva, é preciso avaliar em que medida se busca a captura das condições econômicas do projeto.

245. A análise conclui pela recomendação de reavaliação da metodologia visando o seu aperfeiçoamento, em especial quanto ao melhor aproveitamento da progressividade pretendida, e ao estímulo à maior eficiência para a utilização de técnicas construtivas para obtenção de poços de maior produtividade.

4.2 A escolha dos valores do Bônus de Assinatura e da Alíquota Mínima de Partilha de Produção

246. Foram comentados os procedimentos e análises efetuados pela ANP para simulação de valores e oferecimento de opções de valores de bônus de assinatura para os contratos da Rodada, a serem determinados pelo CNPE.

247. A metodologia baseia-se em elaboração de fluxo de caixa descontado para o projeto de cada uma das áreas ofertadas, com parâmetros estabelecidos, onde as principais variáveis trabalhadas para a escolha do CNPE são a carga fiscal esperada para os projetos, o valor do bônus de assinatura e o valor da alíquota mínima de partilha ofertada.

248. Os estudos da ANP foram detalhados nesta instrução e propiciaram ao CNPE base de dados e elementos analíticos de suporte à avaliação do Conselho. Ocorre, contudo, que, apesar dos subsídios da ANP, a decisão sobre os valores dos bônus de assinatura é estratégica e envolve outras considerações além das premissas técnicas oferecidas pela Agência, como a análise de seus impactos.

249. Nesse sentido, as opções escolhidas pelo CNPE foram claras, porém desacompanhadas de justificativa aprofundada, que sopesasse as possibilidades e os riscos e consequências de cada opção. O Conselho apenas registrou a opção pelo maior valor de bônus de assinatura e maior carga fiscal dentre as opções, preterindo o maior valor de alíquota de partilha.

250. Assim sendo, carece que as escolhas dos valores de bônus de assinatura e da alíquota mínima de partilha de produção sejam não somente suportadas por análise técnica preliminar da ANP e MME, mas também justificada, tecnicamente e estrategicamente, pelo CNPE, dado que sua escolha tem relevante impacto na apuração dos rendimentos contratos de partilha de produção para União, mormente considerando-se o período completo de execução do contrato (35 anos), pelo qual os erros ou acertos da decisão podem ser ampliados.

251. Dessa forma, entende-se pertinente propor determinar ao CNPE que, para as próximas rodadas de licitação do regime de partilha de produção, demonstre as análises de impactos e fundamente as motivações que ensejaram a escolha dos valores de bônus de assinatura e da alíquota mínima de partilha de produção.

4.3 A questão ambiental

252. O procedimento licitatório desta Rodada também passou pela análise ambiental preliminar das áreas ofertadas. O relato detalhou os procedimentos realizados pela ANP e os órgãos ambientais, que se assemelham aos padrões adotados em rodada anteriores.

253. Não obstante esses procedimentos, foi sinalizado que questões ambientais frequentemente atrasam os projetos do setor. E que seria oportuno que se aprofundassem as relações interinstitucionais, capitaneadas pelo CNPE, entre os órgãos das áreas ambiental e de energia, para que se possa avançar nos procedimentos relacionados às questões ambientais das áreas exploratórias de petróleo e gás natural para, na medida em que esteja definido que podem ser contratadas, haja mais segurança e agilidade nos processos de licenciamento ambiental, já que os atrasos significam perdas de receitas para o Estado, em projetos já contratados.

4.4 Conteúdo Local

254. Quanto à questão de Conteúdo Local que foram licitadas, o destaque foi que para a presente Rodada 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 Conteúdo Local obrigatórios citados (*waiver*), que integrarão os respectivos contratos.

4.5 A PPSA

255. Outra questão relevante, diz respeito à PPSA, e foi relacionada por conta da alteração da forma de alocação da parcela do Bônus de Assinatura, a qual a empresa tem direito, do Pré-edital para o Edital da licitação. A mudança revela uma questão de ordem financeira e jurídica importante que atualmente incide sobre a Empresa.

256. A situação operacional da PPSA para gestão dos contratos de partilha e comercialização da parcela da União foi comentada nesta instrução e faz parte de processos de monitoramento (TC 003.487-2016-4) e representação (TC 032.740/2017-4) neste Tribunal, com relevantes impactos para os contratos de partilha de produção e para os acordos de individualização de produção.

257. A questão não está relacionada somente a esta rodada de licitações, mas a toda contratação sob o regime de partilha de produção.

258. Desse modo, em que pese as disposições do art. 9º da Instrução Normativa – TCU 27/1998 referentes ao prazo para envio ao Ministro Relator da análise do 3º Estágio, entendeu-se pertinente aguardar o andamento da representação citada para verificar nos argumentos das respostas às oitivas promovidas no âmbito do TC 032.740/2017-4, cujas juntadas aos autos da representação finalizaram em 8/1/2018, se haveriam ou não elementos que apontassem a necessidade de proposta de adoção de medidas de urgência indicadas para o procedimento licitatório em tela, no âmbito dos Estágios que foram analisados nessa instrução (1º, 2º e 3º).

259. Com o esclarecimento de algumas situações relacionadas à política de comercialização de petróleo e gás recebidos pela União e às condições operacionais da PPSA para representar a União nos contratos de partilha de produção e nos acordos de individualização de produção, apesar de estar em curso diligência para obtenção de elementos adicionais no âmbito do TC 032.740/2017-4, entendeu-se, sobretudo para preservar a segurança jurídica na exploração de petróleo e gás da rodada em análise e para não incorrer em dano reverso, que os novos fatos colacionados na referida representação possibilitariam a manutenção do cronograma da ANP referente à assinatura dos contratos referentes aos blocos da 2ª Rodada de Partilha (escopo de análise do 4º estágio).

260. No entanto, não se pode descartar a possibilidade de adoção de medida acautelatória em futuros contratos de rodadas de licitações em regime de partilha de produção que ainda estão para ocorrer, caso as situações encontradas no âmbito da representação não forem completamente sanadas.

4.6 Valores finais do Leilão Realizado

261. A tabela a seguir traz os valores ofertados de Alíquotas, bem como os valores de bônus de assinatura arrecadados para as áreas que foram arrematadas:

Tabela 6 – Resultados Finais da 3ª Rodada de Partilha da Produção

ÁREA	BÔNUS DE ASSINATURA	ALÍQUOTA OFERTADA
Pau Brasil	Não houve oferta	Não houve oferta
Peroba	R\$ 2,00 Bilhões	76,96%
Alto de Cabo Frio Oeste	R\$ 350,00 milhões	22,87%
Alto de Cabo Frio Central	R\$ 500,00 milhões	75,86%

Fonte: ANP

262. Como abordado anteriormente, o percentual de excedente em óleo para a União médio foi de 58,56%, o que representou um ágio médio de 202,18% em relação aos valores mínimos estabelecidos no edital. Além disso, o bônus de assinatura arrecadado perfaz um total de R\$ 2,85 bilhões.

263. No entanto, há se verificar quais seriam os novos valores de bônus de assinatura e de alíquotas mínimas de partilha, além da nova carga fiscal, com a entrada em vigor da Lei 13.586/2017, decorrente da Medida Provisória 795/2017, que apresenta potencial de proporcionar carga tributária mais vantajosa para as empresas vencedoras do certame do que a definida na legislação anterior.

264. Por estas razões, entende-se pertinente determinar à ANP que reproduza os cálculos que instruíram a terceira rodada de leilões de partilha considerando a carga tributária resultante da Lei 13.586/2017, demonstrando quais seriam os novos valores da carga fiscal, dos bônus de assinatura e das alíquotas mínimas de partilha e os encaminhe a este Tribunal, juntamente com os documentos que orientam o quarto estágio previsto na IN 27/1998.

4.7 1º, 2º e 3º Estágios

265. Considerando os tópicos precedentes, recomenda-se considerar que a ANP atendeu aos requisitos previstos nos art. 7º, inciso I, e 8º, inciso I, dos art. 7º, inciso II e 8º, inciso II, e os do art. 7º, inciso III e 8º, inciso III, referentes respectivamente aos 1º, 2º e 3º Estágio da Instrução Normativa – TCU 27/1998.

4.7.1 Propostas de encaminhamentos proferidas no processo da 2ª Rodada de Partilha da Produção (TC 021.357/2017-0)

266. Por fim, é necessário dizer que as situações encontradas nas análises dos estágios apresentados nessa instrução ensejaram propostas de recomendação e determinação aos órgãos responsáveis.

267. No entanto, paralelamente ao leilão da 3ª Rodada de Partilha, foi avaliada também a 2ª Rodada de Partilha da Produção que abarcava adicionalmente a análise de áreas unitizáveis. Desse modo, por se assemelharem em grande parte aos procedimentos de análise realizados naquela rodada, tendo-se chegado às mesmas conclusões, as propostas que extrapolam os aspectos intrínsecos a 3ª Rodada de Partilha foram concentradas unicamente no TC 021.357/2017-0, referente ao processo da 2ª Rodada de Partilha.

5. VOLUME DE RECURSOS FISCALIZADOS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE

268. O Volume de Recursos Fiscalizados (VRF), nos processos de fiscalização deste Tribunal, tem seus critérios para cálculo e registro determinados pela Portaria TCU 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”.

269. Desse modo, o VRF neste processo deve ser calculado pelo somatório dos valores de Bônus Mínimo de Assinatura dos blocos licitados (Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio Central e Alto de Cabo Frio Oeste) totalizando R\$ 4 bilhões e 350 milhões de reais, consoante previsto no pré-edital de licitação (peça 1, em anexo não digitalizável).

270. A atual sistemática de quantificação e registro sobre os benefícios das ações de controle externo foi instituída pela Portaria TCU 17/2015. Neste processo, os benefícios potenciais que se estimam deste acompanhamento diz respeito à manutenção da expectativa de controle gerada pela atuação continuada desta Corte de Contas.

271. Ademais, ao longo do acompanhamento das rodadas de licitações anteriores, é possível identificar várias recomendações e determinações destinadas à Agência reguladora que contribuiram no aprimoramento, ao longo dos anos, das licitações de blocos exploratórios.

6. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

272. Ante o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, para posterior envio ao gabinete do Ministro Relator Aroldo Cedraz, propondo em relação à Terceira Rodada de Licitações de Partilha da Produção (3ª Rodada):

- a) considerar, 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, no art. 7º, inciso II e 8º, inciso II, referentes ao 2º Estágio, bem como aos requisitos previstos no art. 7º, inciso III e 8º, inciso III, referentes ao 3º Estágio da Instrução Normativa TCU 27/1998 para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 3ª Rodada de Partilha da Produção;
- b) com fundamento no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, e no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, **determinar** à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que reproduza os cálculos que instruíram a terceira rodada de leilões de partilha considerando a carga tributária resultante da Lei 13.586/2017, demonstrando quais seriam os novos valores da carga fiscal, dos bônus de assinatura e das alíquotas mínimas de partilha, e os encaminhe a este Tribunal, juntamente com os documentos que orientam o quarto estágio previsto na Instrução Normativa TCU 27/1998 .
- c) encaminhar cópia do Acórdão que vier a ser proferido à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e ao Ministério de Minas e Energia, informando-os que o conteúdo da decisão poderá ser consultado no endereço www.tcu.gov.br/acordaos; e
- d) restituir os autos à SeinfraPetróleo para expedir as comunicações pertinentes em cumprimento aos comandos supra e para acompanhamento do 4º Estágio previsto no art. 7º, inciso IV, e 8º, inciso IV, da Instrução Normativa – TCU 27/1998.

À consideração superior,

SeinfraPetróleo, 2ª Diretoria, em 30/1/2018.

Assinado eletronicamente
Yuri de Araújo Carvalho
AUFC 10187-7