

GRUPO I – CLASSE VII – Plenário

TC 016.786/2015-7

Natureza: Desestatização

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

SUMÁRIO: DESESTATIZAÇÃO. ANP. ACOMPANHAMENTO NOS TERMOS DA IN-TCU 27/1998. DÉCIMA TERCEIRA RODADA DE LICITAÇÕES PARA CONCESSÃO DE BLOCOS PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. PRIMEIRO ESTÁGIO. APROVAÇÃO. CIÊNCIA. RESTITUIÇÃO DOS AUTOS À SEINFRA PETRÓLEO PARA ACOMPANHAMENTO DOS DEMAIS ESTÁGIOS.

## RELATÓRIO

Adoto como relatório a instrução a seguir, inserta à peça 36, lavrada no âmbito da SeinfraPetróleo, a qual contou com anuência dos dirigentes da unidade:

### **“1. INTRODUÇÃO**

*1. Trata-se de processo de acompanhamento da Décima Terceira Rodada de Licitações com vistas à outorga de concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural (13ª Rodada) realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), nos termos da Instrução Normativa - TCU 27/1998.*

### **2. HISTÓRICO**

*2. 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 13ª Rodada contempla regime de concessão (não abrange áreas do pré-sal ou estratégicas, que devem ser contratadas sob regime de partilha de produção).*

*3. 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. A agência já realizou, pelo regime de concessão, doze rodadas de licitação. A oitava rodada foi a única cancelada e a última foi realizada nos dias 28 e 29 de novembro de 2013 (12ª Rodada).*

### **3. EXAME TÉCNICO**

#### **3.1 Primeiro Estágio**

*4. 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.*

5. *Em atendimento ao disposto na IN TCU 27/1998, a ANP encaminhou os seguintes documentos por meio do Ofício 33/2015/AUD (peça 1):*

d) *Resolução CNPE 01/2015 e retificação;*

e) *Resolução ANP 18/2015 (Regulamenta os procedimentos para a realização das licitações sob o regime de concessão);*

f) *Minuta de edital e contrato de concessão da R13 (ainda sujeita às considerações recebidas durante o processo de consulta e audiência públicas);*

g) *Publicações no Diário Oficial da União (acerca da consulta e audiência pública);*

h) *Estudos relativos aos blocos exploratórios:*

a. *Nota Técnica SDB 003/2014 — Definir e propor as bacias sedimentares que serão estudadas com vistas à 13ª Rodada de licitações;*

b. *Nota Técnica Complementar SDB 004/2014 — Complementar a Nota Técnica SDB 003/2014 visando definir e propor as bacias sedimentares que serão estudadas com vistas à 13ª Rodada de licitações;*

c. *Nota Técnica SDB 006/2014 — Proposta de Inclusão e exclusão de Blocos Exploratórios na 13ª Rodada de licitações;*

d. *Nota Técnica SDB 007/2014 — Regresso às dimensões originais dos blocos Exploratórios das Bacias do São Francisco e Parnaíba;*

e. *Nota Técnica SDB 001/2015 — Proposta de Exclusão de Blocos na 13ª Rodada de licitações;*

f. *Nota Técnica SDB 011/2015 — Atratividade Exploratória das Áreas Propostas para Oferta na 13ª Rodada de licitações;*

g. *Nota Técnica SDB 012/2015 — Bônus Mínimo de Assinatura dos Blocos Exploratórios das Bacias de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo e Campos;*

h. *Nota Técnica SDB 013/2015 — Complementar a Nota Técnica SDB 011/2015, Atratividade Exploratória das Áreas Propostas na Bacia do Amazonas.*

i) *Parâmetros Editalícios Técnicos e Econômicos:*

a. *Nota Técnica SPL 007/2015 — Definição de Patrimônio Mínimo Líquido para Operadores e Não Operadores;*

b. *Nota Técnica SPL 008/2015 — Definição da Garantia Financeira do Programa Exploratório Mínimo;*

c. *Nota Técnica SPL 009/2015 — Atividades Exploratórias de Geologia e Geofísica para o Cumprimento do PEM e Equivalência de UTS;*

d. *Nota Técnica SPL 010/2015 — Definição do Programa Exploratório Mínimo em Unidades de Trabalho;*

e. *Nota Técnica SPL 011/2015 — Definição dos Períodos Exploratórios;*

f. *Nota Técnica SPL 012/2015 — Taxa de Participação e Pacote de Dados;*

g. *Nota Técnica SPL 013/2015 — Pagamento pela Ocupação ou Retenção da Área;*

h. *Nota Técnica SPL 014/2015 — Valores Mínimos dos Bônus de Assinatura;*

i. *Nota Técnica SPL 015/2015 — Valores das Garantias de Oferta;*

j. *Nota Técnica SPL 016/2015 — Justificativas às alterações promovidas no Pré-Edital da R13; e Nota Técnica SPL 017/2015 Justificativas às alterações e disposições do Contrato da R13.*

j) *Diretrizes Ambientais:*

a. *Nota Técnica SSM 216/2015 — Análise dos pareceres ambientais emitidos pelos órgãos de meio ambiente visando à oferta de blocos exploratórios na 13ª Rodada de licitações.*

### **3.1.1 Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica**

#### **3.1.1.1 Objeto, área e prazo de concessão**

6. A realização da 13ª Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, a ser realizada pela ANP, foi autorizada pelo CNPE por meio da Resolução 01/2015, publicada no Diário Oficial da União em 9.6.2015.

7. A 13ª Rodada de Licitações, prevista para o dia 7.10.2015, está ofertando 266 blocos exploratórios, distribuídos em 10 bacias sedimentares: Amazonas, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Jacuípe, Camamu-Almada, Espírito Santo, Campos e Pelotas.

8. Em terra, é oferecido um total de 182 de blocos: 07 blocos na bacia do Amazonas e 22 na bacia do Parnaíba, 71 blocos na bacia de Potiguar e 82 na bacia do Recôncavo.

9. Em mar, são oferecidos 84 blocos marítimos: na região nordeste, foram incluídos 10 blocos na bacia de Sergipe-Alagoas, 04 na de Jacuípe e 09 na de Camamu-Almada; na região sudeste, foram incluídos 07 blocos na bacia do Espírito Santo e 03 na bacia de Campos; na região sul, foram incluídos 51 blocos na bacia de Pelotas.

10. Os 266 blocos exploratórios oferecidos em terra e mar totalizam uma área de 125.045,9 Km<sup>2</sup>.

11. No entanto, serão ofertadas, ainda, onze Áreas inativas com acumulações marginais, nas Bacias do Recôncavo, Tucano Sul, Paraná, Barreirinhas, Potiguar e Espírito Santo, totalizando uma área de 58,4 Km<sup>2</sup>.

12. O prazo previsto para as concessões decorrentes da 13ª Rodada de Licitações é estabelecido no contrato (peça 18) e corresponderá ao período decorrido desde a data de sua assinatura até a Declaração de Comercialidade de uma ou mais descobertas, acrescido de um prazo de 27 (vinte e sete) anos contado da Declaração de Comercialidade apresentada à ANP.

### **3.1.1.2 Parâmetros técnicos e econômicos**

13. Como visto no item 3.1, parágrafo 4, a ANP encaminhou notas técnicas da Superintendência de Promoção de Licitações (SPL) e da Superintendência de Definição de Blocos (SDB) por meio do Ofício 33/2015/AUD (peça 1), que embasam as estimativas dos parâmetros técnicos e econômicos empregados na 13ª Rodada de Licitações.

14. Havendo doze rodadas precedentes, a experiência, o histórico de dados e o acúmulo de conhecimento gerado para a ANP criaram oportunidades para proposição, por parte da agência, de metodologias que visam o aprimoramento dos parâmetros técnicos e econômicos, conforme se observa em algumas das notas técnicas.

15. Dos parâmetros técnicos e econômicos adotados no processo de outorga em análise, faz-se destaque àqueles utilizados como critério de julgamento da licitação.

16. Para a 13ª Rodada de Licitação, foi atribuída a seguinte ponderação de critérios, pontos e pesos, conforme se extrai da minuta do pré-edital da licitação:

a) o Bônus de Assinatura terá peso de 40% no cálculo da nota final a ser atribuída à licitante ou consórcio concorrente;

b) o Programa Exploratório Mínimo terá peso de 40% no cálculo da nota final a ser atribuída à licitante ou consórcio concorrente;

c) o Conteúdo Local terá peso de 20% no cálculo da nota final da licitante ou consórcio concorrente. Deste total, 5% serão atribuídos ao Conteúdo Local ofertado para a Fase de Exploração e 15% serão atribuídos ao Conteúdo Local ofertado para a Etapa de Desenvolvimento da Produção.

#### **3.1.1.2.1 Bônus Mínimo de Assinatura**

17. O bônus de assinatura corresponde ao montante ofertado para obtenção da concessão do bloco objeto da oferta e deve ser pago pelo concorrente vencedor, em parcela única, no prazo estabelecido pela ANP, para a assinatura do contrato de concessão.

18. Na Nota Técnica SPL 014/2015 (peça 27), a Superintendência explica que, para determinar o Bônus Mínimo a ser ofertado na 13ª Rodada, foi aplicada metodologia semelhante à utilizada na rodada anterior (12º), diferindo apenas quanto à exclusão do quesito 'Atratividade do Setor' e adicionando um peso 2 (dois) à 'Atratividade do Bloco', devido a sua importância e complexidade por considerar análise de sistemas petrolíferos de bacias.

19. A nota técnica justifica que essa alteração se fez necessária porque tanto a variável 'Atratividade Exploratória do Bloco' como a variável excluída 'Atratividade Exploratória do Setor' possuem forte cunho geológico e exploratório (no que se refere à possibilidade de prospectos e **plays** na área), bem como forte relação com as facilidades de infraestrutura na região.

20. Dessa forma, o aspecto abrangido por ambas as variáveis é muito próximo, sendo possível abarcar as características a serem consideradas em apenas uma variável, atribuindo um peso maior à variável restante.

21. Sendo assim, o peso do quesito 'Atratividade do Setor' já estaria considerado no escopo dos valores de 'Atratividade Exploratória do Bloco', que agora possuiria um peso maior na equação.

22. Por fim, a Nota Técnica apresentou a seguinte equação final para o cálculo do Bônus de Assinatura Mínimo:

$$BMín = BRef \times AtExp^2 (\text{peso } 2) \times VolD (\text{peso } 1) \times Inf (\text{peso } 1)$$

Onde:

$BMín$  = Bônus Mínimo

$BRef$  = Bônus Referência

$AtExp$  = Atratividade Exploratória do Bloco

$VolD$  = Volume Dados do Setor

$Inf$  = Infraestrutura do Setor

### 3.1.1.2 Programa Exploratório Mínimo (PEM)

23. O Programa Exploratório Mínimo, expresso em Unidades de Trabalho (UTs), corresponde ao conjunto de atividades exploratórias a ser executado pelo concessionário. O PEM ofertado deverá ser obrigatoriamente cumprido durante o primeiro período da Fase de Exploração. O objetivo é estimular investimentos exploratórios que resultem em maior volume de dados adicionais das bacias sedimentares brasileiras em quantidade e qualidade suficientes para permitir a avaliação do potencial de blocos ou setores, bem como o sucesso exploratório e seus desdobramentos (aumento de reservas de petróleo e gás natural e futura produção).

24. De acordo com a Nota Técnica SPL 10/2015 (peça 23), as atividades exploratórias podem ser realizadas em setores terrestres ou marítimos em 3 (três) modelos exploratórios distintos:

a) Bacias Maduras – bacias densamente exploradas, com o objetivo de oferecer oportunidades a pequenas e médias empresas e possibilitar a continuidade da exploração e a produção de petróleo e gás natural nas regiões onde essas atividades exercem importante papel socioeconômico;

b) Bacias de Nova Fronteira (Terra e Mar) – bacias pouco conhecidas, com objetivo de atrair investimentos para regiões ainda pouco exploradas, ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, buscando a identificação de novas bacias produtoras;

c) Bacias de Elevado Potencial – bacias exploradas e bem conhecidas que visam recompor as reservas nacionais e o atendimento da crescente demanda interna.

25. Desse modo, a nota estipula o PEM para cada Bacia Sedimentar e esclarece que para o cálculo do PEM (em UTs) foram considerados as seguintes diretrizes:

a) O modelo exploratório da área - Quanto menos conhecida a bacia geologicamente, maior deverá ser a aquisição de atividades de geologia e geofísica visto que o objetivo é o mapeamento de prospectos com menor risco geológico para perfuração de poço, que é obrigatório no segundo período exploratório;

b) A ordem de grandeza da área do bloco para o setor - Quanto maior a área, maior deverá ser o levantamento geofísico ou geológico a ser adquirido;

c) A produção comum das atividades de geologia e geofísica que vêm sendo realizadas pelas concessionárias nos blocos exploratórios.

26. Para as ofertas dos interessados serem julgadas, o Programa Exploratório Mínimo ofertado, na forma de UTs, deverá ser superior ao estipulado pela ANP. Além disso, o PEM ofertado deverá ser cumprido integralmente durante o primeiro período exploratório.

27. Dessa forma, percebe-se que o principal critério identificado na Nota Técnica SPL 10/2015 (peça 23) para o cálculo do PEM é o de que o programa proposto seja suficiente para mapear estrutura favorável à perfuração, tendo em vista que o objetivo da atividade exploratória é determinar estrutura favorável à acumulação de hidrocarbonetos.

### 3.1.1.2.3 Conteúdo Local

28. 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.

29. Para acompanhar o cumprimento desse dispositivo, a ANP criou o Sistema de Certificação de Conteúdo Local, que entrou em vigor a partir de 11/9/2008, e estabeleceu regulamentação própria (resoluções) para medição e aferição dos indicadores percentuais.

30. Foram mantidas as regras de conteúdo local da 11ª Rodada e da 12ª Rodada. No entanto, a ANP não encaminhou ao TCU nota técnica específica de considerações sobre esse tema para a 13ª Rodada e os dados para análise foram extraídos da apresentação do pré-edital da licitação. Nesse documento, a agência indicou uma tabela de referência que pode ser vista na Figura 1 abaixo:

Figura 1 - Conteúdos Locais mínimos e máximos a serem considerados nas ofertas, para a fase de exploração e etapa de desenvolvimento da produção

Localização do Bloco	Fase de Exploração		Etapa de Desenvolvimento	
	Mínimo (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
Águas Profundas P1 > 400 m	37	55	55	65
Águas Rasas 100 m < P1 ≤ 400 m	37	55	55	65
Águas Rasas P1 ≤ 100 m	51	60	63	70
Terra	70	80	77	85

Nota:

<sup>1</sup> P = profundidade em metros

Fonte: ANP

31. Ademais, para o contrato da 13ª Rodada de Licitações, observou-se a inclusão de um parágrafo específico que trata da forma, momento e requisitos de apresentação, pelo concessionário, de eventual solicitação de isenção do cumprimento do compromisso de conteúdo local. De acordo com a Nota Técnica SPL 17/2015 (peça 30), que trata das alterações na minuta do contrato, essa mudança se trata de um aprimoramento com o objetivo de ampliar a segurança jurídica do concessionário, ao explicitar os procedimentos que devem ser observados quando do pedido de **waiver** do cumprimento de conteúdo local.

32. Ainda na mesma linha, foi também promovida a inclusão de regra específica que versa sobre a possibilidade de isenção do cumprimento de conteúdo local para um ou mais contratos e seus efeitos.

33. Vale dizer que, atualmente, existem na agência diversos pedidos de **waivers** por parte dos concessionários, visto a impossibilidade de se cumprir as cláusulas de conteúdo local previstas nos contratos. Tais pedidos são ocasionados por diversos fatores, como, por exemplo, a inexistência ou indisponibilidade de materiais e ferramentas com Certificado de Conteúdo Local.

34. *Percebe-se então que a agência busca, por meio das alterações citadas, conceder maior segurança jurídica aos concessionários frente aos problemas que foram percebidos referente aos quesitos de Conteúdo Local em rodadas anteriores.*

### **3.1.2 Estudos Ambientais**

35. *Para cumprimento ao disposto no inciso V do 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.*

36. *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 (CGPEG), enquanto que os órgãos estaduais de meio ambiente (Oemas) são responsáveis pelo licenciamento ambiental das atividades terrestres restritas aos limites de um único estado.*

37. *Em atenção à alínea c do inciso I do art. 7º da IN TCU 27/1998, a ANP, por intermédio do Ofício 33/2015/AUD (peça 1), encaminhou as justificativas de oferta dos blocos após os pareceres ambientais emitidos pelos órgãos competentes.*

38. *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*

39. *Para cada Bacia a ser ofertada na 13ª Rodada foi emitido um parecer avaliando as características e restrições de cada bloco. Desse modo, a ANP pode adequar os blocos a serem ofertados, com base em análises preliminares de sua sobreposição com áreas ambientalmente sensíveis.*

40. *A Nota Técnica SSM 216/2015 (peça 2) traz a análise técnica de todas as Bacias analisadas, assim como os pareceres dos órgãos ambientais responsáveis por cada região.*

41. *Os Estados do Amazonas, Maranhão, Piauí, Tocantins, Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia, bem como o Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG), emitiram pareceres ambientais que auxiliaram na definição dos blocos exploratórios que serão ofertados na 13ª Rodada de Licitações.*

42. *Com base nos pareceres emitidos (alguns indicando a exclusão de blocos que a ANP previa oferecer inicialmente), foram consolidados os blocos exploratórios a serem ofertados na próxima Rodada de Licitações localizados em diferentes Bacias integrantes desses Estados. Vale dizer que, em relação à Bacia do Amazonas, a ANP ainda aguarda a manifestação do GTPEG, portanto, ainda pode haver alteração na oferta de blocos.*

43. *Vale dizer ainda que ocorrerá, previamente à realização da Rodada, o Seminário Técnico-Ambiental, onde a ANP exibirá os principais aspectos dos pareceres ambientais. Dessa forma, serão apresentados a todos os interessados aspectos específicos das áreas que serão ofertadas, incluindo as recomendações dos pareceres ambientais, quando existentes.*

44. *O intuito do Seminário é orientar os participantes da 13ª 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.*

45. *Por fim, resta dizer que a Rodada em análise não prevê exploração e produção de recursos considerados não convencionais, como ocorreu na 12ª Rodada, e os dispositivos que tratavam dessa hipótese foram excluídos do edital e do contrato.*

46. *Houve uma discussão muito grande na 12ª Rodada referente à exploração desses recursos não convencionais, sobretudo no que tange ao método de exploração denominado Fraturamento Hidráulico. Visto que o tema ainda permanece polêmico e não há uma decisão final em relação à perspectiva de utilização da técnica, a ANP preferiu excluir a possibilidade de exploração desses recursos no âmbito dessa concessão.*

### **3.1.3 Prazos**

47. 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;’*

48. A ANP, de acordo com o cronograma inserido no pré-edital, publicará o edital da licitação em 3 de agosto de 2015 e toda a documentação relativa ao primeiro estágio foi encaminhada tempestivamente pela ANP (peça 1) no dia 3 de julho de 2015.

49. 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.

### **3.1.4 Alterações específicas da 13ª Rodada**

#### **3.1.4.1 Alterações no Pré-Edital**

50. Por meio da Nota Técnica SPL 16/2015 (peça 29), a ANP apresentou as mudanças ocorridas no Edital para a 13ª Rodada de Licitação em relação à rodada anterior.

51. A principal mudança trazida pela agência no novo edital foi a inversão das fases de qualificação e julgamento das ofertas, que consiste na qualificação apenas das licitantes vencedoras posteriormente à sessão pública de apresentação de ofertas, inovação trazida pela Resolução ANP 18/2015.

52. Segundo a agência, a inversão dessas duas fases é uma tendência na legislação brasileira, com previsão em diversos diplomas legais. Ademais, enumera que tal procedimento vem sendo adotado com sucesso por diversos entes públicos em contratações de grande vulto, citando como exemplo a Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL), Agência Nacional de Engenharia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) e Agência Nacional de Transporte Terrestres (ANTT).

53. A inversão de fases parece ser uma boa alternativa para os procedimentos licitatórios de concessão de blocos, visto que diversos potenciais benefícios podem ser enumerados, dentre eles: economia processual pela redução de documentos a serem avaliados pela ANP, redução de custos e melhor aproveitamento de pessoal da agência, diminuição do número de recursos relacionados à qualificação das licitantes vencedoras, dentre outros.

54. Portanto, grande parte das alterações trazidas no edital da 13ª Rodada são relacionadas à adequação do texto devido à mudança trazida com a alteração das fases citadas, trazendo aprimoramentos de forma e conteúdo.

55. De acordo com a mencionada nota técnica, as alterações de forma visam simplificar o texto, tornando a redação mais clara e objetiva, reestruturá-lo e organizá-lo para atender a ordem cronológica das etapas da licitação.

56. E, majoritariamente, as modificações de conteúdo decorrem da adoção da inversão das fases de qualificação e de julgamento das ofertas. Adicionalmente, foram implementadas mudanças referentes à especificidade da 13ª Rodada de Licitações no que tange aos objetos a serem licitados.

57. No entanto, merece destaque também a alteração de dispositivos que tratam da modalidade de garantia de penhor em óleo.

58. A agência deixou mais claro no novo edital os procedimentos a serem seguidos caso se adote tal modalidade de garantia. Dentre esses procedimentos, se destacam:

a) Introdução da previsão de que a receita líquida por campo deverá estar positiva no momento da assinatura dos contratos e será considerada para fins das revisões periódicas do contrato;

b) *Introdução no edital de cláusula limitando a utilização, a qualquer tempo, do contrato de penhor a 50% da produção anual total da operadora no Brasil, aferida pela média dos últimos 12 (doze) meses do Boletim da Produção de Petróleo e Gás natural;*

c) *Somente serão admitidos contratos de penhor de petróleo e gás natural produzidos no território nacional sobre campos onde a extração do primeiro óleo tenha ocorrido há pelo menos dois anos e a produção se mantenha nesse período e que apresentem reservas provadas que suportem a curva de produção comprometida.*

59. *Dessa forma, a agência torna mais concreta a modalidade de garantia, ao estabelecer que só poderá ser adotada em campos que já estejam produzindo, resguardando-se de situações em que o concessionário solicitasse a penhora de campos que se encontram em fase de desenvolvimento da produção, portanto sem garantia certa de que o campo venha de fato produzir petróleo ou gás.*

60. *Essa situação ocorreu recentemente em contratos firmados com a OGX e já analisados por essa Unidade Técnica (TC 030.589/2013-4). No âmbito dessa análise, sugeriu-se que a ANP realizasse um estudo técnico para definir criteriosamente as condições e os procedimentos de aceitação do penhor de petróleo e gás natural nas licitações e contratações para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, ajustando as disposições dos modelos de edital e contrato de penhor que se fizessem necessários.*

61. *Reconhece-se portanto a boa prática da agência de adequar para o Edital da 13ª Rodada os dispositivos referentes à modalidade de garantia de penhor em óleo, mesmo sem que a Corte de Contas tenha ainda se manifestado por meio de acórdão sobre a questão.*

#### **3.1.4.2 Alterações na Minuta de Contrato**

62. *Por meio da Nota Técnica SPL 17/2015 (peça 30) a ANP apresentou as mudanças ocorridas no Contrato para a 13ª Rodada de Licitação em relação à rodada anterior.*

63. *De acordo com a nota, de modo geral, foram implementadas modificações de caráter formal e de caráter material.*

64. *As alterações e ajustes de forma, por meio de aprimoramento da redação, tiveram por objetivo apenas conferir maior clareza ao texto do contrato.*

65. *Ainda de acordo com a nota, do ponto de vista material, as principais melhorias implementadas foram centradas em quatro questões específicas:*

a) *retirada da previsão contratual de possibilidade de exploração de recursos não convencionais;*

b) *aprimoramento do conceito de ‘Melhores práticas da Indústria do Petróleo’;*

c) *revisão e aprimoramento das hipóteses de extinção do contrato;*

d) *alterações de cunho formal para facilitar a compreensão.*

66. *Em relação à questão de aprimoramento do conceito de ‘Melhores práticas da Indústria do Petróleo’, é válido destacar a boa prática da agência em tentar esclarecer um conceito que muitas vezes é mal interpretado. Dessa forma, a ANP tentou deixar mais palpável o conceito de melhores práticas de forma que todos os agentes do setor saibam o que esperar quando estiverem tratando do assunto.*

67. *Importante destacar que até a conclusão desse relatório o edital definitivo ainda não tinha sido publicado (somente o pré-edital, que ainda pode ser alterado com as contribuições oriundas de audiência pública), de sorte que as mencionadas alterações do edital e da minuta do contrato serão ainda analisadas e confirmadas no segundo estágio de acompanhamento do processo de desestatização, nos termos da IN TCU 27/1998.*

#### **4. CONCLUSÃO**

68. *A 13ª Rodada tem como objetivo a oferta de 266 blocos exploratórios oferecidos em terra e mar para aumento da exploração e produção de petróleo e gás natural no país.*

69. *Os procedimentos e metodologias aplicadas pela ANP nessa 13ª Rodada não divergiram muito das rodadas anteriores, mas algumas alterações importantes foram realizadas afim de aperfeiçoar de forma contínua os certames realizados pela agência.*

70. Como visto, a principal alteração se deu em relação à inversão de fases no processo licitatório, com vistas a qualificar somente os concorrentes vencedores das concessões. Desse modo, a agência espera dar mais celeridade ao processo.

71. Foram observadas também algumas mudanças em outros pontos específicos no Edital e no Contrato da 13ª Rodada. Entre elas, pode-se citar a inclusão de novos dispositivos concernentes ao critério de Conteúdo Local, aprimoramento do conceito de 'Melhores práticas da indústria', dentre outros.

72. Verificou-se ainda uma atenção maior nesse certame por parte da ANP em relação aos requisitos que devem ser preenchidos por parte dos agentes interessados caso resolvam adotar a modalidade de garantia de penhor em óleo.

73. Por fim, não foram encontradas ressalvas na análise dos estudos ambientais realizados pela ANP. Percebeu-se um diálogo constante entre a agência e os órgãos ambientais responsáveis por cada Bacia que contém os blocos a serem licitados, sendo possível adequar de maneira mais respaldada por esses órgãos os blocos a serem ofertados na 13ª Rodada de Licitação.

74. Dessa forma, recomenda-se que seja aprovado o Primeiro Estágio de acompanhamento de outorga de concessão de exploração de petróleo e gás natural, nos termos da art. 7º, inciso I, da IN TCU 27/1998.

## **5. VOLUME DE RECURSOS FISCALIZADOS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE**

75. 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'.

76. Desse modo, o VRF neste processo deve ser calculado pelo somatório dos valores de Bônus Mínimo de Assinatura dos blocos licitados, totalizando R\$ 978.772.368,23 (novecentos e setenta e oito milhões e setecentos e setenta e dois mil e trezentos e sessenta e oito reais e vinte e três centavos), consoante previsto no pré-edital de licitação (peça 19).

77. 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.

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

## **6. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO**

79. Ante o exposto, uma vez que não foram verificadas irregularidades nos procedimentos ora analisados relativos à Décima Terceira Rodada de Licitações para a concessão de blocos exploratórios de petróleo e gás natural (13ª Rodada), propõe-se:

a) que seja aprovado o Primeiro Estágio de acompanhamento de outorga de concessão de exploração de petróleo e gás natural, nos termos do art. 7º, inciso I, da IN TCU 27/1998;

b) encaminhar cópia do acórdão que vier a ser proferido, acompanhado do voto e do relatório que o fundamenta, à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ao Conselho Nacional de Política Energética e ao Ministério de Minas e Energia; e

c) que sejam restituídos os autos à SeinfraPetróleo para acompanhamento dos demais estágios previstos na IN TCU 27/1998."

É o relatório.

## VOTO

Cuidam os autos de acompanhamento da Décima Terceira Rodada de Licitações com vistas à outorga de concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

2. Esta etapa corresponde ao primeiro dos quatro estágios de acompanhamento realizados por esta Corte nos processos de outorga de concessão, disciplinados, no âmbito do Tribunal, pela IN TCU 27/1998.

3. Pelo regime de concessão, a ANP realizou doze rodadas de licitação até o momento, sendo que a oitava rodada foi a única cancelada e a última (12ª Rodada) ocorreu em 28 e 29 de novembro de 2013.

4. Com previsão de realização no dia 7/10/2015, serão ofertados 266 blocos exploratórios, perfazendo uma área de 125.045,9 km<sup>2</sup>, distribuídos em dez bacias sedimentares: Amazonas, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Jacuípe, Camamu-Almada, Espírito Santo, Campos e Pelotas. Esse total abrange 182 blocos em terra – sete blocos na Bacia do Amazonas, 22 na Bacia do Parnaíba, 71 na Bacia de Potiguar e 82 na Bacia do Recôncavo – e 84 blocos marítimos, assim localizados: na região nordeste: dez blocos na Bacia de Sergipe-Alagoas, quatro na de Jacuípe e nove na de Camamu-Almada; na região sudeste: sete blocos na Bacia do Espírito Santo e três na de Campos; e na região sul: 51 blocos na Bacia de Pelotas.

5. Adicionalmente, serão ofertadas onze áreas inativas com acumulações marginais, nas Bacias do Recôncavo, Tucano Sul, Paraná, Barreirinhas, Potiguar e Espírito Santo, totalizando uma área de 58,4 km<sup>2</sup>.

6. Importante mencionar que a rodada sob análise não abrange áreas do pré-sal ou estratégicas, mas apenas contempla regime de concessão, regido pelo art. 177 da Constituição Federal de 1988, pelas Leis 9.478/1997, 12.351/2010 e, ainda, pela Resolução ANP 18/2015

7. O prazo previsto para as concessões se inicia na data da assinatura do contrato, até a Declaração de Comercialidade de uma ou mais descobertas, acrescido de 27 (vinte e sete) anos, contados da Declaração de Comercialidade apresentada à ANP.

8. A sistemática para estimativas dos parâmetros técnicos e econômicos empregados nesta rodada foi aprimorada com relação às anteriores, conforme se depreende das notas técnicas encaminhadas pela ANP. Do conjunto de parâmetros a serem utilizados, a SeinfraPetróleo destacou em sua análise aqueles previstos para compor o critério de julgamento da licitação, estabelecidos nas seguintes proporções para o cálculo da nota final a ser atribuída à licitante ou consórcio concorrente:

a) Bônus de Assinatura - peso de 40%;

b) Programa Exploratório Mínimo - peso de 40%;

c) Conteúdo Local - peso de 20%, dos quais, 5% serão atribuídos ao Conteúdo Local ofertado para a Fase de Exploração e 15% para a Etapa de Desenvolvimento da Produção.

9. O bônus de assinatura equivale ao montante ofertado para obtenção da concessão do bloco. Deve ser pago em parcela única, no prazo estabelecido pela ANP, para a assinatura do contrato.

10. A ANP aplicou metodologia semelhante à utilizada na rodada anterior para determinação do Bônus Mínimo de Assinatura. A diferença se dá pela exclusão do quesito “Atratividade Exploratória do Setor” e pela adição de peso dois ao fator “Atratividade do Bloco”.

11. Essa alteração justificou-se porque as variáveis “Atratividade Exploratória do Bloco” e “Atratividade Exploratória do Setor”, que até então faziam parte de sua composição, abrangiam aspectos semelhantes, de cunho geológico e exploratório. Portanto, optou-se por agrupar seus atributos em uma única variável – “Atratividade do Bloco” – à qual foi atribuído um peso maior.

12. Já o parâmetro denominado Programa Exploratório Mínimo (PEM) corresponde ao conjunto de atividades exploratórias que serão realizadas pelo concessionário, obrigatoriamente,

durante o primeiro período da Fase de Exploração. É medido na forma de unidades de trabalho (UTs) e ofertado em valor superior ao estipulado pela ANP.

13. O PEM tem como objetivo estimular investimentos exploratórios de forma que se obtenham dados adicionais sobre as bacias sedimentares brasileiras, em quantidade e qualidade suficientes para a permitir a avaliação do potencial de blocos ou setores e prospectar o sucesso exploratório e seus desdobramentos. Portanto, seu cálculo considera o tipo de bacia em que se fará a exploração.

14. Com efeito, as atividades exploratórias podem ser realizadas em setores terrestres ou marítimos, na forma de três modelos: Bacias Maduras – quando já densamente exploradas, oferecendo oportunidades a pequenas e médias empresas; Bacias de Nova Fronteira (Terra e Mar) – se ainda pouco conhecidas, gerando atratividade de investimentos para regiões pouco exploradas, ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, buscando também identificar novas bacias produtoras; ou Bacias de Elevado Potencial – caso exploradas e já bem conhecidas, visando recompor as reservas nacionais e o atendimento da crescente demanda interna.

15. Para cada bacia sedimentar, o PEM é calculado considerando os seguintes aspectos:

a) o modelo exploratório da área: quanto menos conhecida geologicamente for a bacia, maior deve ser o investimento em atividades de geologia e geofísica;

b) a ordem de grandeza da área do bloco para o setor: quanto maior a área, maior deve ser o levantamento geofísico ou geológico; e

c) a produção comum das atividades de geologia e geofísica que vêm sendo realizadas pelas concessionárias nos blocos exploratórios.

16. Assim, quanto a esse segundo parâmetro que compõe o critério de julgamento das propostas, a unidade técnica acertadamente anota que o principal elemento considerado em seu cálculo é que o programa proposto pela futura concessionária seja suficiente para mapear estrutura favorável à perfuração.

17. O Conteúdo Local constitui dispositivo contratual com 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. São definidos percentuais mínimos e máximos para a Fase de Exploração e para a Etapa de Desenvolvimento, considerando a localização do bloco, se em terra ou em mar e, neste caso, depende também de sua profundidade.

18. Para acompanhar o cumprimento deste requisito, a ANP se utiliza do Sistema de Certificação de Conteúdo Local, que entrou em vigor em 11/9/2008, e estabeleceu regulamentação própria (resoluções) para medição e aferição dos indicadores percentuais.

19. Para este parâmetro, foram mantidas as regras de conteúdo local que vigoram nas duas rodadas de licitações anteriores. No entanto, de acordo com a minuta do edital encaminhada, foram acrescentadas algumas regras específicas, dentre as quais, a SeinfraPetróleo destaca a “possibilidade de isenção do cumprimento de conteúdo local para um ou mais contratos e seus efeitos”.

20. Essa inclusão justifica-se na medida em que a agência busca conceder maior segurança jurídica aos concessionários em caso de impossibilidade de se cumprir as cláusulas de conteúdo local estabelecidas nos contratos, problema já enfrentado em rodadas anteriores. Trata-se de uma situação que pode decorrer, por exemplo, da inexistência ou indisponibilidade de materiais e ferramentas com Certificado de Conteúdo Local.

22. Uma alteração, com relação às rodadas anteriores, que merece destaque é a inversão de fases no processo licitatório, de forma a qualificar somente os concorrentes vencedores. Com isso, a ANP pretende dar maior celeridade ao certame.

23. Outra mudança digna de registro concerne aos dispositivos que tratam da modalidade de garantia de penhor em óleo. A agência deixou mais claro no edital os procedimentos a serem seguidos caso essa modalidade de garantia seja adotada, estabelecendo que somente será admitida em campos que já estejam produzindo. Dessa forma, se resguarda de situações de penhora de campos que

se encontram em fase de desenvolvimento da produção e, portanto, ainda sem garantia de fornecimento de petróleo ou gás.

24. Desse modo, acolho o encaminhamento proposto pela unidade técnica no sentido de que seja aprovado o primeiro estágio de acompanhamento de outorga de concessão de exploração de petróleo e gás natural, nos termos do art. 7º, inciso I, da IN TCU 27/1998.

Ante o exposto, voto por que este Tribunal adote o acórdão que ora submeto ao Plenário.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 19 de agosto de 2015.

JOSÉ MÚCIO MONTEIRO  
Relator

#### ACÓRDÃO Nº 2063/2015 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 016.786/2015-7
2. Grupo I – Classe VII - Desestatização
3. Interessado: Tribunal de Contas da União
4. Unidade: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)
5. Relator: Ministro José Múcio Monteiro
6. Representante do Ministério Público: não atuou
7. Unidade Técnica: SeinfraPetróleo
8. Advogado constituído nos autos: não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de processo de desestatização, referente à Décima Terceira Rodada de Licitações para outorga de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP);

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, diante das razões expostas pelo Relator e com fundamento no art. 18 da Lei 8.987/1995; art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU; e arts. 7º, inciso I, e 8º, inciso I, da Instrução Normativa TCU 27/1998, em:

- 9.1. aprovar o Primeiro Estágio de acompanhamento de outorga de concessão de exploração de petróleo e gás natural, referente à Decima Terceira Rodada de Licitações;
- 9.2. encaminhar cópia desta decisão, acompanhada do relatório e do voto que a fundamentam, à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ao Conselho Nacional de Política Energética e ao Ministério de Minas e Energia; e
- 9.3. restituir os autos à unidade técnica, para que dê prosseguimento a este acompanhamento.

10. Ata n° 33/2015 – Plenário.
11. Data da Sessão: 19/8/2015 – Ordinária.
12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2063-33/15-P.
13. Especificação do quorum:
  - 13.1. Ministros presentes: Raimundo Carreiro (na Presidência), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Augusto Nardes, José Múcio Monteiro (Relator), Ana Arraes e Vital do Rêgo.
  - 13.2. Ministros-Substitutos presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho.

(Assinado Eletronicamente)  
**RAIMUNDO CARREIRO**  
na Presidência

(Assinado Eletronicamente)  
**JOSÉ MÚCIO MONTEIRO**  
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)  
**PAULO SOARES BUGARIN**  
Procurador-Geral