

GRUPO II – CLASSE VII – Plenário

TC 000.016/2018-7

Natureza: Desestatização.

Unidades jurisdicionadas: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Ministério de Minas e Energia (MME) e Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

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

Advogados constituídos nos autos: não há.

SUMÁRIO: DESESTATIZAÇÃO. 15ª RODADA DE LICITAÇÕES PARA OUTORGA DE CONCESSÃO DE BLOCOS TERRESTRES E MARÍTIMOS PARA ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. INDÍCIOS DE IRREGULARIDADES AFETAS AO PRIMEIRO ESTÁGIO. DESCUMPRIMENTO DE DISPOSIÇÕES DA IN-TCU 27/1998 E DE DETERMINAÇÕES DESTA CORTE. PUBLICAÇÃO DE EDITAL DE LICITAÇÃO ANTES DA CONCLUSÃO DO EXAME DO PRIMEIRO ESTÁGIO. OMISSÃO NO ENCAMINHAMENTO DE TODOS OS DOCUMENTOS QUE FUNDAMENTARAM A ESCOLHA DOS BLOCOS A SEREM OFERTADOS. AUSÊNCIA DE JUSTIFICATIVAS TÉCNICAS PARA DECISÃO DE SE PARTILHAR A ÁREA DE SATURNO EM BLOCOS OUTORGADOS MEDIANTE CONCESSÃO E EM BLOCOS OUTORGADOS POR PARTILHA DE PRODUÇÃO. CONTRADIÇÃO DE NOTAS TÉCNICAS APRESENTADAS. RISCO DE SUBAVALIAÇÃO DE ATIVOS. OITIVA PRÉVIA. ELEMENTOS INSUFICIENTES PARA DESCARACTERIZAR A FUMAÇA DO BOM DIREITO E O PERIGO NA DEMORA. AUSÊNCIA DE PERIGO NA DEMORA REVERSO. MEDIDA CAUTELAR SUSPENSIVA DO CERTAME APENAS NO QUE SE REFERE AOS BLOCOS S-M-645 E S-M-534. RESTITUIÇÃO DOS AUTOS À UNIDADE TÉCNICA PARA INSTRUÇÃO DE MÉRITO.

RELATÓRIO

Fundamentado no inciso I do § 3º do art. 1º da Lei 8.443, de 16/7/1992, adoto como Relatório, com alguns ajustes de forma e omitindo as informações indicadas pela Unidade Técnica como sigilosas, a instrução elaborada no âmbito da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetróleo) e autuada como peça 59, cujo encaminhamento contou com a anuência do corpo dirigente da referida unidade técnica (peça 60 e 61):

“I. Introdução

1. Trata-se de análise de resposta à oitiva prévia, em face de proposta de medida cautelar, nos termos do art. 276, § 2º, do Regimento Interno/TCU, realizada pela SeinfraPetróleo no âmbito de processo de desestatização para acompanhamento do Primeiro Estágio, nos termos da Instrução

Normativa (IN) TCU 27/1998, da 15ª Rodada de Licitações para blocos terrestres e marítimos, com vistas à outorga de contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

2. Tendo em vista a detecção de riscos e potenciais irregularidades quanto a aspectos técnicos e econômicos na análise do Primeiro Estágio do processo de outorga, que foram demonstrados em instrução preliminar (peça 37), esta Unidade Técnica propôs, inicialmente, a adoção de medida cautelar com oitiva prévia dos responsáveis.

3. Considerando que as manifestações em sede de oitiva prévia não afastaram os pressupostos do **fumus boni iuris** e do **periculum in mora**, e tampouco demonstraram a ocorrência do **periculum in mora** reverso, cujas análises serão demonstradas ao longo desta instrução, com fundamento no art. 276, do Regimento Interno/TCU, justifica-se submeter os autos ao Ministro Relator Aroldo Cedraz com proposta de adoção de medida cautelar.

II. Histórico

4. A ANP está conduzindo, simultaneamente, duas licitações de exploração e produção de petróleo e gás natural em regimes diferentes de contratação. Os certames dizem respeito à 15ª Rodada sob o Regime de Concessão e à 4ª Rodada sob o Regime de Partilha de Produção. Contudo, os objetos das licitações configuram prospectos de reservatórios de petróleo e gás natural compartilhados entre blocos para contratações distintas. Trata-se dos Blocos S-M-645 e S-M-534 (externos ao polígono do pré-sal), ofertados na 15ª Rodada de Concessão, e do Bloco de Saturno (interno ao polígono), ofertado na 4ª Rodada de Partilha. Tais Blocos compõem a Área de Saturno, localizada na Bacia de Santos.

5. A instrução preliminar (peça 37) destacou que no decorrer da análise do pacote de documentos inicialmente encaminhados pela Agência Reguladora, esta Unidade Técnica constatou ausência de informações relevantes, que deveriam ter sido encaminhadas para exame do Primeiro Estágio do processo de outorga, em cumprimento ao inciso I, do art. 8º, da IN TCU 27/1998. Conforme foi detalhado no tópico III.2 daquela instrução, a existência e parte do conteúdo destas informações só chegaram ao conhecimento desta Unidade Técnica em 22/2/2018, por meio do envio de documentos relacionados ao processo de acompanhamento da 4ª Rodada de Partilha (TC 003.403/2018-1). Esse envio ocorreu posteriormente à publicação dos Editais da 15ª Rodada de Licitações, que se deu em 26/1/2018.

6. A partir dessas constatações, foram solicitadas informações complementares à ANP acerca da 15ª Rodada de Licitações de Concessões, por meio dos Ofícios 1-55/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 14), de 2/3/2018, e 2-55/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 18), de 6/3/2018, de modo a elucidar a situação detectada na 4ª Rodada de Partilha de Produção, que não havia sido explicitada no processo de outorga da concessão em tela, e avaliar o tratamento dado pela Agência à questão.

7. Desta forma, na instrução preliminar, verificou-se que, apesar do encaminhamento de documentação relativa ao Primeiro Estágio da 15ª Rodada de Licitações da ANP ao TCU, as informações encaminhadas inicialmente (em 27/12/2017) eram insuficientes para caracterizar e demonstrar os riscos de licitação de possíveis reservas em blocos no regime de concessão que transcendem à fronteira do polígono do pré-sal, e também para caracterizar e demonstrar os riscos de se licitar, de forma praticamente simultânea, as mesmas potenciais reservas, em blocos e regimes distintos, gerando a necessidade de futuros processos de individualização da produção (unitização) entre as áreas separadas nas licitações.

8. Durante o exame da documentação recebida, a Equipe Técnica identificou que o risco de unitização entre as áreas a serem contratadas separadamente implica, além de descumprimento dos normativos legais e regulamentares existentes, em risco econômico, pois tem potencial de interferir negativamente na própria atratividade da parcela de Saturno que remanesceu na 4ª Rodada de Partilha.

9. Ademais, foi demonstrado que há outro risco relevante, de viés regulatório, criado pela decisão de se ofertar em licitações e regimes distintos duas áreas para as quais as informações técnicas hoje existentes sinalizam de forma bastante clara a necessidade de unitização. Ao prosseguir os processos de outorga desses blocos, da atual forma configurada, pode se passar uma imagem

negativa do País e de sua Agência Reguladora, por contratar áreas unificáveis, deliberadamente, assumindo o risco de adotar procedimento contrário às melhores práticas da indústria do petróleo.

10. Ficou também asseverado que a 15ª Rodada de Licitações revela outros riscos, como a falta de tratamento estratégico para as áreas cujos potenciais reservatórios encontram-se no **play** do pré-sal (conjuntos de prospectos da região do pré-sal), fato que pode se tornar mais frequente com o avançar das rodadas de licitação. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) não avaliou, de forma sistemática, a pertinência da utilização da sua competência prevista no art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010, para propor ao Presidente da República a expedição de um Decreto para classificar áreas como estratégicas, mesmo havendo informações de que áreas possuem baixo risco exploratório e elevado potencial, como se demonstrará no tópico IV.3.3. Foi alertado que tal definição tem impacto na forma de apropriação de distribuição da renda petrolífera.

11. Na sequência das análises realizadas, ficou consignado que, além da falta de fundamentação para definição da divisão das áreas ofertadas para contratação e para a não extensão do regime de partilha de produção para toda a Área de Saturno, a definição dos parâmetros técnicos e econômicos para os blocos escolhidos pelo MME/CNPE encontra-se sem adequado suporte técnico, com riscos de prejuízos à União.

12. Tomando por base as decisões do CNPE relativas as rodadas de partilha já realizadas, observa-se a tendência de, dentro das alternativas apresentadas pela ANP para uma mesma carga fiscal, o Conselho deliberar escolhendo a opção que resulta em maior valor de Bônus de Assinatura em detrimento do valor mínimo da alíquota de partilha, sem motivar tal escolha.

13. A ausência de maiores informações das avaliações econômicas (considerando que as notas técnicas apenas apresentaram os resultados finais das simulações), ou seja, sem detalhamento dos cálculos de cada parcela de participação governamental nos cenários distintos, incluindo os regimes fiscais, para os valores de bônus, alíquota de partilha e carga fiscal, não permite comparabilidade mais precisa das opções.

14. Utilizando os mesmos parâmetros econômicos definidos pelo CNPE para Saturno na quarta rodada de partilha no cálculo do valor da área de saturno como um todo (incluindo a área ofertada na 15ª rodada), o resultado desfavorável para a União seria de R\$ 1,25 bi, apenas em bônus de assinatura, podendo se elevar significativamente se comparadas as cargas fiscais definidas nas duas rodadas para os blocos da Área de Saturno.

15. Tendo em vista o potencial lesivo e a gravidade das constatações realizadas, a urgência e a oportunidade desta Corte de Contas atuar tempestivamente para correção das possíveis irregularidades, que foram apontadas ao longo da instrução preliminar, com fundamento no art.17 c/c art. 9º, **caput**, ambos da IN TCU 27/1998, esta Unidade Técnica submeteu os autos, com proposta de adoção de medida cautelar, à imediata consideração do Relator da matéria, para apreciação dos fatos, antes do fim do Terceiro Estágio.

16. Como proposta de encaminhamento, a SeinfraPetróleo solicitou que os responsáveis se manifestassem sobre os riscos e as potenciais irregularidades indicadas na instrução. Ademais, elencou uma lista de itens a serem apresentados, que se encontram ausentes nos processos de outorga, e que são necessários para dar suporte às decisões que definem as respectivas licitações.

17. Atendendo à proposta de encaminhamento da SeinfraPetróleo (peça 37/39), o Relator determinou, por meio de despacho (peça 40), a realização de oitiva prévia do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), para se manifestarem sobre os fatos apontados na instrução à peça 37, no prazo de cinco dias úteis.

18. As comunicações processuais pertinentes foram providenciadas e as respectivas respostas tempestivamente apresentadas pelo CNPE, MME e ANP, todas devidamente autuadas.

III. Aspectos Preliminares Relevantes

III.1. Alegações Trazidas pela ANP Referentes à IN TCU 27/1998

19. Conquanto não haja conexão direta com os fundamentos da medida de cautelar em discussão, há que se ressaltar o entendimento consignado em sede de resposta à oitiva prévia pela ANP. Trata-se das alegações acerca da aplicabilidade da Instrução Normativa TCU 27/1998 para as Outorgas

de Concessões de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural operacionalizadas pela Agência Reguladora.

20. Segundo a ANP, a Agência não estaria obrigada a seguir o rito processual delineado na IN TCU 27/1998, pois as concessões petrolíferas ‘não se encaixam em nenhuma das hipóteses da referida instrução normativa, posto que não se trata de serviço público, mas sim de atividade econômica **strictu sensu**, ainda que de natureza estratégica e sujeita ao monopólio da União’ (peça 48, p.3).

21. Todavia, em consonância com o art. 20 da Constituição Federal, incisos V, VI e IX, e § 1º, o art. 3º da Lei 9.478/97 estabelece que ‘pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva’.

22. Embora a ANP tente afastar a aplicação da IN 27/1998 ou do enquadramento na Lei 9.491/1997 às concessões petrolíferas, o § 3º do art. 2º dessa Lei, considera desestatização ‘a transferência ou outorga de direitos sobre bens móveis e imóveis da União, nos termos desta Lei’.

23. Adicionalmente, ao art. 175 da Constituição Federal não se pode dar interpretação tão restritiva a ponto de se isolar as outorgas para exploração de bens públicos da União, quando exploradas indiretamente sob regime de concessão, do enquadramento neste dispositivo constitucional, ainda que em sentido amplo.

24. Segundo Maria Sylvia de Pietro (Direito Administrativo. São Paulo. Atlas. 2014) Serviço Público é ‘toda atividade material que a lei atribui ao Estado para que a exerça diretamente ou por meio de seus delegados, com o objetivo de satisfazer concretamente às necessidades coletivas, sob regime jurídico total ou parcialmente de direito público’.

25. Já Hely Lopes Meirelles (Direito Administrativo Brasileiro. São Paulo. Malheiros. 2003) define que ‘Serviço público é todo aquele prestado pela Administração ou por seus delegados, sob normas e controles estatais, para satisfazer necessidades essenciais ou secundárias da coletividade, ou simples conveniências do Estado’.

26. Reportando-se à obra ‘Prestação de Serviços Públicos em Parceria com a Iniciativa Privada – Combustíveis Fluidos (Petróleo, Gás Natural e Alcool)’ In Doutrina ADCOAS nº 5, Esplanada, p. 126-127, maio de 2000, depreende-se do trabalho técnico científico intitulado ‘A Natureza Jurídica da Concessão Petrolífera’ apresentado no Terceiro Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, disponível em http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0643_05.pdf (acesso em 23/3/2018):

Sérgio Honorato dos Santos (2000) defende que a atividade em foco é serviço público, argumentando que: ‘A Constituição Federal, em seu art.175, dispõe que ‘incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos’. **Dentre eles, podemos destacar os serviços de correios e telégrafos, telefonia, transmissão de dados e demais serviços públicos de comunicações, fornecimento de energia elétrica, distribuição de gás canalizado, pesquisa e lavra de petróleo e gás natural, refino, importação, exportação e transporte marítimo de petróleo**’. (grifos nossos)

27. Interpretação sistemática das normas supracitadas e as definições doutrinárias, também acima transcritas, já seriam suficientes para conferir aplicabilidade da IN 27/1998 às outorgas de concessões petrolíferas operacionalizadas pela ANP. Sem pretender esgotar a discussão nesse momento, entende-se ser ponto pacífico neste Tribunal que todas outorgas de concessões para exploração e produção de petróleo e gás natural devem ser objetos de processos de acompanhamento no âmbito do TCU, nos termos da IN 27/1998.

28. A ANP também investiu contra o art. 7º da IN 27/1998, apontando que as informações enviadas em 27/12/2017 não constam do rol deste dispositivo. Porém, bastaria uma leitura da primeira parte da alínea ‘b’, inciso I, do art. 7º da IN para enquadrar quaisquer estudos, investigações e levantamentos que a ANP detenha para os blocos colocados em licitação no rol dos documentos do art. 7º da IN 27/1998.

29. A leitura da ANP da IN 27/1998 está equivocada. O disposto no art. 7º da IN não se trata de rol taxativo e, assim, toda a informação relevante dever ser trazida ao processo de acompanhamento de

cada rodada. E ainda devem se somar a isso todas as solicitações que a Unidade Técnica entender necessárias para a adequada instrução de cada estágio da IN. Ou seja, havia muita informação técnica indispensável à análise do Primeiro Estágio da 15ª Rodada não fornecida pela ANP.

30. Fora isso, em sua manifestação, a ANP desconsiderou o entendimento do TCU acerca da completude e tempestividade das informações para os estágios de outorgas de concessões da IN 27/1998, apesar das disposições do Acórdão 1.681/2008-TCU-Plenário, de Relatoria do Ministro Ubiratan Aguiar, terem sido expressamente citadas na instrução preliminar (peça 37, p. 18).

31. Por oportuno, desde já se alerta para as alegações da ANP consignadas à página 5 da peça 48. Reportando-se à Nota Técnica Assessoria DG n. 03/2017 (peça 1, itens não digitalizáveis), a ANP tenta induzir o entendimento de que teria enviado documentação suficiente para análise das disposições dos prospectos (reservatórios) dos Blocos S-M-534 e S-M-645 da 15ª Rodada de Concessões, com o Bloco Saturno da 4ª Rodada de Partilha de Produção.

32. Isso porque referida Nota Técnica consignou: ‘É importante mencionar que a Área de Saturno, composta pelos reservatórios de Saturno, Dione e Titã, na Bacia de Santos é dividida pela linha do polígono do pré-sal, o que significa que parte de seu reservatório é interna ao polígono e parte externa’. Ocorre que essa simples menção não é suficiente para caracterizar o problema. A ANP omitiu o envio das notas técnicas próprias, de avaliações geológicas, que descrevem adequadamente a questão e, inclusive, precedem ao encaminhamento de alterações fundamentais na configuração das áreas, que não haviam sido demonstradas.

33. A interdependência dos blocos da Área de Saturno alocados na 4ª Rodada de Partilha e na 15ª Rodada de Concessão é incontroversa, ao ponto de os estudos terem sido apresentados juntos ao CNPE para sua deliberação. Da mesma forma que, para o CNPE, seria indispensável a disponibilização dos estudos da totalidade da Área de Saturno no Primeiro Estágio da 15ª Rodada.

34. Sem as referidas notas técnicas de avaliação geológica, esta Unidade Técnica somente teve acesso às informações minimamente necessárias para compreender melhor o problema a partir de informações da 4ª Rodada de Partilha de Produção, encaminhadas em 22/2/2018 (peça 16), ainda assim incompletas para o adequado exame da matéria.

35. Não procede a alegação da ANP de que ‘havia a informação clara de que as estruturas do bloco eram cortadas pela linha do polígono do pré-sal e de que suas estruturas se localizavam parte internamente ao polígono parte fora’ (peça 48, p. 5).

36. Apenas com o teor da Nota Técnica Assessoria DG n. 03/2017 não se poderia inferir que a informação da figura à esquerda, apresentada na 15ª Rodada de Concessões, pudesse, em realidade, ser o que se apresenta na figura da direita, detectada pelo TCU apenas na 4ª Rodada de Partilha:

Figura 1: Informação das disposições dos prospectos de Saturno na 15ª Rodada e na 4ª Rodada
[omissis]

Fone: ANP – Peça 1, itens não digitalizáveis, p. 91 (edital_R15_MAR) e Nota Técnica DG 1/2017 (peça 17)

37. Torna-se evidente, portanto, que as informações disponibilizadas em 27/12/2017 não permitiriam concluir que os prospectos (reservatórios) extrapolavam os limites de cada bloco ofertado, com indicação de provável unitização, pois sequer a Nota Técnica traz em texto a termo ‘unitização’ ou ‘acordo de individualização da produção’.

38. Ou seja, primeiro, a referida Nota Técnica não faz menção à oferta simultânea da Área de Saturno no âmbito da 4ª Rodada de Partilha. Segundo, as informações do Primeiro Estágio da 15ª Rodada de Concessões de Petróleo e Gás Natural não trouxeram imagens de prospectos, simulações econômicas da Área Total de Saturno, indicação das disposições dos Blocos da 4ª Rodada de Partilha em relação aos da 15ª Rodada de concessão, entre muitas outras informações indispensáveis e que somente chegaram ao conhecimento do TCU após o início do acompanhamento 4ª Rodada de Partilha. Tampouco foram apresentados os elementos mínimos necessários para comprovar que a proposta de dividir a área de Saturno em licitações e regimes distintos era de fato a opção mais vantajosa para a União.

39. Ademais, consignou-se à peça 37, p. 3, que antes da publicação do Edital, a ANP juntou aos autos a Nota Técnica Explicativa SPL 3/2018 (peça 2), em 24/1/2018, e diversos outros documentos nos dias subsequentes, atos que por si sós, já impediriam a publicação dos editais da 15ª Rodada de Concessões (art. 8º, inciso I da IN 27/1998). Com a constatação da insuficiência de informações do Primeiro Estágio, diversas outras juntadas se estenderam até 15/3/2018.

40. Nesse sentido, no âmbito do tópico III.2.1. ‘Incompletude das Informações Recebidas pelo TCU’ da instrução acostada à peça 37, restou comprovado o descumprimento da IN 27/1998 pela ANP, quanto ao adequado e tempestivo fornecimento de informações referentes ao Primeiro Estágio da 15ª Rodada de Concessões de Petróleo e Gás Natural, tópico que ora se reitera na íntegra.

41. Importa ressaltar que, considerando as regras da IN 27/1998 e jurisprudência correlata, o prazo de trinta dias para a publicação do edital somente contaria a partir da data de 15/3/2017 [entenda-se 15/3/**2018**], com achegada aos autos do anexo do Ofício 20/2018/AUD (peças 44). Contudo, nessa data o edital da 15ª Rodada já havia sido publicado, pois essa medida foi adotada exatos trinta dias após o envio da documentação incompleta para o TCU.

42. A questão do descumprimento do prazo não se reveste de mero caráter formal neste caso concreto. A falta do envio dos elementos técnicos minimamente necessários para o exame da matéria pelo TCU aliado ao fato da publicação ter sido feita exatos 30 dias após o envio da documentação incompleta, comprometeu o exame tempestivo da matéria, razão maior do rito estabelecido há 20 anos por esta Corte em sua IN 27/1998. Em última instância, não é desarrazoado afirmar que o procedimento adotado pela agência reguladora trouxe o risco de esvaziar a atuação do TCU no edital da 15ª Rodada, tendo em vista o exíguo prazo para análise e pronunciamento do TCU antes da efetiva realização do leilão.

43. Por outro lado, caso o rito de IN 27/1998 tivesse sido seguido na condução do Primeiro Estágio, todas as discussões que ora se sucedem teriam sido levadas a efeito ainda na fase interna do leilão, em momento oportuno para se realizarem as devidas correções no edital, antes de ser tornado público, permitindo que fossem evitados todos os transtornos de se suspender uma licitação em andamento.

44. Em que pese a gravidade da situação posta, a análise de mérito sobre a incompletude de informações será remetida para fase processual mais adequada – quando do posicionamento final desta Unidade Técnica sobre o Primeiro Estágio - em que também serão avaliadas as condutas de agentes passíveis de responsabilização atreladas aos descumprimentos das disposições da IN 27/1998 no âmbito da 15ª Rodada de Licitações de Concessões de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.

III.2. Das Respostas às Oitivas Prévias Realizadas

45. Consoante despacho do Ministro Relator que integra a Peça 40, ante a proposta de adoção de medida cautelar por esta Unidade Técnica, foram determinadas oitivas prévias do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), nos seguintes termos:

Preliminarmente, com fulcro no art. 276, § 2º, do Regimento Interno, determino a oitiva da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), para, no prazo de 5 (cinco) dias úteis, manifestarem-se sobre os fatos apontados na instrução à peça 37.

46. Subsequentemente, foram expedidos os Ofícios 0063 (peça 41- ao MME), 0064 (peça 43 - à ANP) e 0065/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 43 - ao CNPE). Os recebimentos das comunicações foram acostados às peças 45, 46 e 47.

47. A ANP apresentou resposta, tempestivamente, por intermédio do Ofício 39/2018/DG, trazendo em anexo a Nota Técnica Assessoria-DG 01/2018, documentos juntados à peça 48.

48. O Secretário-Executivo do Conselho Nacional de Política Energética apresentou resposta por meio do Ofício n. 2/2018/CNPE-MME, informando:

A esse respeito, encaminho a Vossa Senhoria a anexa Nota Informativa nº 4/2018/DEPG/SPG, de 21 de março de 2018, da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, prestando informações sobre o assunto. Esclareço ainda que o tema foi levado ao conhecimento dos membros do CNPE na 1ª Reunião Extraordinária de 2018, realizada no dia 21 de março de 2018.

49. Também foi apresentado pelo CNPE cópia da manifestação da ANP. A manifestação e documentos apresentados pelo CNPE estão autuados à peça 49.

50. Já o Ministério de Minas e Energia, instado a se manifestar por meio do Ofício 0063/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 41), contendo a respectiva confirmação de recebimento, conforme peça 45, não apresentou resposta, limitando sua manifestação à Nota Informativa n. 4/2018/DEPG/SPG, de 21 de março de 2018, anexa à manifestação do Secretário-Executivo do CNPE.

51. Ainda que não tenha sido apresentada resposta formal do MME ao Ofício 0063/2018-TCU/SeinfraPetróleo, considerando-se o Princípio do Formalismo Moderado, as alegações colacionadas pelo Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, da Secretaria de Petróleo e Gás Natural do MME, por meio da Nota Informativa 4/2018/DEPG/SPG, de 21 de março de 2018, peça 49, p. 39/45, anexa à manifestação do CNPE, serão analisadas também como manifestação do MME.

52. Com relação à manifestação do CNPE, em resposta ao Ofício 0063/2018-TCU/SeinfraPetróleo, salienta-se que seu Secretário-Executivo, no que concerne aos fatos narrados na instrução autuada à pela 37, que ensejam proposta de adoção de medida cautelar pelo TCU, com potencial de interferir no cronograma de duas rodadas de leilões para outorgas de concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural, apenas dá notícia de que ‘o tema foi levado ao conhecimento dos membros do CNPE na 1ª Reunião Extraordinária de 2018, realizada no dia 21 de março de 2018’.

53. Em que pese toda a sensibilidade e toda a relevância que os fatos apresentados na peça 37 possuem no âmbito de rodadas de leilões em andamento, um dos quais com sessão pública de ofertas previstas para ocorrer em 29/3/2018, o CNPE nada deliberou, mesmo havendo Sessão Extraordinária em 21/3/2018.

54. Nesse sentido, os autos permanecem sem a necessária fundamentação do CNPE acerca da escolha dos parâmetros técnicos e econômicos para os Blocos S-M-534 e S-M-645 da 15ª Rodada de Concessões, e para o Bloco Saturno da 4ª Rodada de Partilha de Produção, a partir de análise comparada entre as opções disponíveis e com avaliação dos seus impactos.

55. Salienta-se que, entre as opções aventadas, houve escolha pelo CNPE, sem fundamentação, que pode resultar em desvantagem para União em R\$ 1,25 bilhão, apenas em bônus de assinatura. Caso sejam consideradas as cargas fiscais envolvidas nas opções dos leilões em andamento, essa diferença pode aumentar significativamente, como novamente se demonstrará ao longo desta instrução.

56. Desde já, informa-se que não há nas respostas apresentadas pelo CNPE, MME e ANP justificativas para a adoção de modelagem licitatória que incorpora riscos de frustração de arrecadação de bônus de assinatura em pelo menos R\$ 1,25 bilhão para a União, além da diferença de carga fiscal que é refletida na alíquota de partilha e em outras parcelas governamentais, como será demonstrado no tópico IV.5.4.1.

57. Apesar de intensas tratativas da SeinfraPetróleo com a ANP e com o MME para elucidação dos fatos, os riscos assumidos pela ANP em publicar os Editais da 15ª Rodada de Concessões sem a adequada e tempestiva instrução do Primeiro Estágio, que comprometeu a completude da análise desta Unidade Técnica, aliados ao conhecimento pelo MME e pela ANP das consequências da manutenção do cronograma da Rodada, ensejam a proposta de adoção de medida cautelar pelo TCU para suspender blocos ofertados nas rodadas em andamento, em data muito próxima à da sessão pública de ofertas. Todavia, é medida que se impõe.

58. Há que se ressaltar que, nos termos da IN 27/1998, considerando que o envio das informações minimamente necessárias somente se deu por completo na data 15/3/2018, o prazo para pronunciamento da equipe somente se finalizaria na data 14/4/2018. Caso o rito de IN 27/1998 tivesse sido seguido na condução do primeiro estágio, todas as discussões teriam ocorrido em

momento oportuno, o que permitiria, inclusive, que fossem evitados todos os transtornos de se suspender blocos de uma licitação em andamento.

III.3. Deliberações do CNPE no Âmbito da 15ª Rodada de Concessões e da 4ª Rodada de Partilha

59. Cabe destacar que as autorizações para a realização de estudos técnicos e as escolhas das áreas a serem ofertadas na 15ª Rodada de Concessão e na 4ª Rodada de Partilha foram procedidas por meio das Resoluções do CNPE 10, 16, 21 e 22, sendo ambas publicadas em 2017.

60. A Resolução 10/2017, de 11/4/2017, estabeleceu diretrizes para o planejamento plurianual de licitações de blocos e campos para exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como para a realização das mesmas no biênio 2018 – 2019. A Resolução autorizou, para a 4ª Rodada de Partilha, a realização de estudos envolvendo os prospectos de Saturno. Ademais, autorizou a inclusão de blocos do Setor SC-AP5 na 16ª Rodada de Concessão. Assim destaca a Resolução:

Art. 1º Autorizar a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a realizar a Décima Quinta e a Décima Sexta rodadas de licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, na modalidade de concessão, nos anos de 2018 e 2019, respectivamente.

...

§ 2º Para a Décima Sexta Rodada, deverão ser selecionados blocos das bacias de Camamu-Almada (setores SCAL-AP1 e AP2) e Jacuípe (setor SJA-AP) e de águas ultraprofundas fora do Polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP5) e de Santos (setor SS-AUP5), e das bacias terrestres do Solimões (setor SSOL-C) e Parecis (setores SPRC-L e O), além de blocos de todos os setores terrestres das Bacias Maduras de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.

Art. 2º Autorizar a ANP a detalhar os estudos dos prospectos indicados, de modo a realizar a Quarta e a Quinta rodadas de licitações de blocos sob o regime de Partilha de Produção, nos anos de 2018 e 2019, respectivamente.

§ 1º Para a Quarta Rodada, deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Saturno, Três Marias e Uirapuru, na Bacia de Santos, e dos blocos exploratórios C-M-537, C-M655, C-M-657 e C-M-709, situados na Bacia de Campos. (grifo nosso)

61. Desta forma, toda a Área de Saturno estava prevista, inicialmente, para ser ofertada integralmente sob o regime de partilha de produção. Além disso, para o Setor SC-AP5, da Bacia de Campos, deveriam ser selecionados blocos para a 16ª Rodada.

62. Posteriormente, por meio da Resolução CNPE 16/2017, de 8/6/2017, o Conselho alterou o plano plurianual para o biênio 2018 - 2019, que havia sido aprovado pela Resolução CNPE 10/2017. Dentre as principais alterações destaca-se a inclusão dos blocos da Bacia de Campos (setor SC-AP5) na 15ª Rodada de Licitações, excluindo-os da 16ª Rodada de Licitações, e a ampliação para sul da área do prospecto de Uirapuru, na Bacia de Santos, visando à avaliação dos parâmetros técnicos e econômicos para sua oferta na 4ª Rodada. Assim, não houve qualquer alteração em relação à Área de Saturno proposta para a 4ª Rodada. Percebe-se também que para a alteração do Setor SC-AP5 ocorreu a publicação de uma nova resolução.

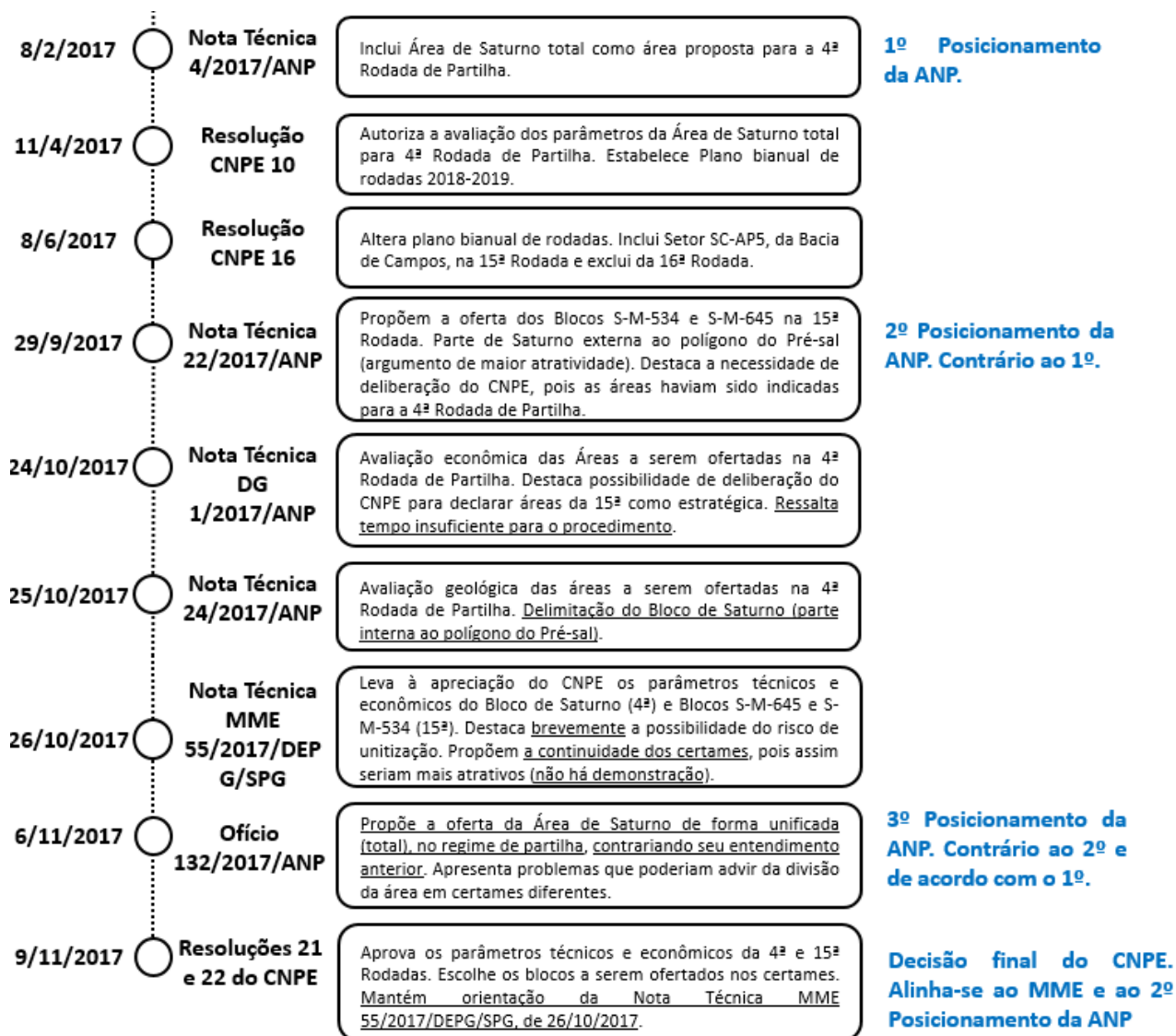
63. Por fim, as Resoluções 21 e 22 (ambas de 9/11/2017) apresentaram os blocos, escolhidos pelo CNPE, a serem ofertados na 4ª de Partilha de Produção e 15ª Rodada de Concessões, respectivamente.

64. Conjugando as informações trazidas posteriormente aos autos com as resoluções publicadas, percebe-se que não houve resolução do CNPE autorizando a retirada de parte da Área de Saturno para ser ofertada na 15ª Rodada, por meio dos Blocos S-M-645 e S-M-534. Desta forma, entende-se que houve falha no processo de autorização do CNPE. Assim como foram feitas as demais alterações de blocos licitatórios, mediante proposta fundamentada da ANP e deliberada pelo CNPE, a alteração da Área de Saturno e dos Blocos S-M-645 e S-M-534 deveria estar formalizada e fundamentada.

65. Muito embora tal situação não tenha sido objeto da oitiva prévia em tela e também não interfira na análise dos requisitos e do mérito da cautelar, as informações confirmam a inconsistência na sequência de autorizações e nas consequentes resoluções do CNPE sem fundamentação.

66. A figura a seguir ilustra os principais fatos envolvendo a área de Saturno no âmbito da 4ª Rodada de Partilha e da 15ª Rodada de Concessão, demonstrando, inclusive, que houve manifestações técnicas conflitantes.

Figura 2 - Indicação dos principais fatos envolvendo entendimentos técnicos diferentes da Área de Saturno



Fonte: Elaboração própria

IV. Exame Técnico das Oitivas Prévias

67. O exame da oitiva prévia visa à análise de mérito da medida cautelar em perspectiva e compreende, além da consideração dos argumentos dos responsáveis quanto aos riscos e potenciais irregularidade apontadas na instrução preliminar (peça 37), a análise da documentação complementar recebida por esta Unidade Técnica (mediante requisição) posteriormente à elaboração da referida instrução.

68. Conforme destacado na instrução preliminar (peça 37), até o momento da elaboração daquele documento pela Unidade Técnica, a ANP havia encaminhado apenas parte da documentação necessária à devida análise do Primeiro Estágio. Tendo em vista as análises realizadas e a identificação de riscos e potenciais irregularidades, a SeinfraPetróleo solicitou à ANP informações complementares por meio do Ofício 1-55/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 14), de 2/3/2018. Posteriormente, em 6/3/2018, esta Unidade Técnica encaminhou à ANP o Ofício 2-55/2018-

TCU/SeinfraPetróleo (peça 18). Na instrução preliminar constava a informação de que os anexos do Ofício 1-55/2018-TCU/SeinfraPetróleo ainda não se encontravam no TCU.

69. Em resposta ao Ofício 1-55/2018-TCU/SeinfraPetróleo a ANP respondeu encaminhando informações por meio dos Ofícios 18/2018/AUD (peças 23/36) e 19/2018/AUD (peça 54), ambos de 6/3/2018. Contudo, os anexos dos Ofícios, que contêm as informações de fato, só chegaram ao TCU em 9/3/2018.

70. Já em resposta ao Ofício 2-55/2018-TCU/SeinfraPetróleo, a ANP respondeu encaminhando informações por meio do Ofício 20/2018/AUD (peças 44), de 13/3/2018. Todavia, os anexos do Ofício, que contêm as informações de fato, só chegaram ao TCU em 15/3/2018.

71. Como anexos ao Ofício 18/2018/AUD seguiram os seguintes documentos que ainda não haviam sido encaminhados a esta Corte de Contas:

a) Ofício 114/2017/DG-ANP (peça 55), de 11/10/2017, que encaminha ao MME as áreas propostas para oferta na 15ª Rodada de Licitações. Inclui a recomendação de incluir os Blocos S-M-534 e S-M-645 na 15ª Rodada;

b) Ofício 130/2017/DG-ANP (peça 56), de 1/11/2017, que encaminha ao MME propostas de inclusão e alteração de blocos para oferta na 15ª Rodada de Licitações;

c) Nota Técnica 25/2017/SDB/ANP-RJ (peça 51), de 26/10/2017, que justifica a reconfiguração dos Blocos C-M-657, C-M-709 e C-M-711 da Bacia de Campos;

d) Nota Técnica 26/2017/SDB/ANP-RJ, de 30/10/2017, que contém justificativa para proposta de inclusão de blocos nas Bacias do Ceará e Potiguar na 15ª Rodada;

e) Nota Técnica 22/2017/SDB/ANP-RJ (peça 53), de 29/9/2017, que contém as justificativas para as propostas dos blocos a serem ofertados na 15ª Rodada. A Nota é o primeiro documento elaborado que apresenta os detalhes dos prospectos dos reservatórios de Dione, Saturno e Titã, que compõem a Área de Saturno. Além disso consigna, pela primeira vez, detalhes de dimensões e localização das estruturas que haviam sido estudadas por meio de Sísmica 3D. Até então o conhecimento que se tinha da Área era baseado em sísmica de superfície 2D, que é menos precisa;

f) Memória da 2ª Reunião Extraordinária do CNPE (peça 57), ocorrida em 9/11/2017, que aprovou as Resoluções CNPE 21 e 22, acerca dos parâmetros técnicos e econômicos, bem como definiu os Blocos das Licitações da 4ª Rodada de Partilha e da 15ª Rodada de Concessão, respectivamente.

72. Como anexos ao Ofício 19/2018/AUD seguiu o seguinte documento que ainda não havia sido encaminhado a esta Corte de Contas: Ofício 132/2017/DG-ANP (peça 49, p. 35; peça 58), de 1/11/2017, que encaminha ao MME propostas de inclusão e alteração de blocos para oferta na 15ª Rodada de Licitações.

73. Por sua vez, como anexos ao Ofício 20/2018/AUD seguiram os seguintes documentos que ainda não haviam sido encaminhados a esta Corte de Contas:

a) Nota Técnica Conjunta Assessoria DG-SDB 1/2018 (peça 44), de 13/3/2018, que contém esclarecimentos em resposta aos itens requisitados no Ofício 2-55/2018-TCU/SeinfraPetróleo;

b) Nota Técnica 13/2017/SDB/ANP-RJ, de 10/5/2017, que contém justificativa para proposta de inclusão dos Setores SSEAL-AUP1, SSEAL-AUP2 e SPEPB-AP3 na 15ª Rodada;

c) Nota Técnica 14/2017/SDB/ANP-RJ, de 15/5/2017, que contém justificativa para inclusão de área na 4ª Rodada e antecipação do Setor SC-AP5 para a 15ª Rodada;

d) Nota Técnica 33/2017/SDB/ANP-RJ, de 21/11/2017, que contém análise ambiental dos blocos em estudo para a 15ª Rodada;

e) Nota Técnica 35/2017/SDB/ANP-RJ (peça 52), de 22/12/2017, que contém proposta de reconfiguração do Bloco Uirapuru da 4ª Rodada de Partilha;

f) Planilhas de simulação de parâmetros econômicos utilizados para a licitação da 15ª Rodada, apresentados de forma individualizada apenas, para os seguintes Blocos: S-M-534, S-M-645, C-M-657 e C-M-709.

74. Portanto, a Nota Técnica 22/2017/SDB/ANP, embora fosse de extrema importância para o entendimento da Unidade Técnica acerca da disposição dos reservatórios da Área de Saturno, especialmente no que diz respeito aos riscos de unitização, só foi encaminhada a esta Corte de

Contas em 6/3/2018, mais de trinta dias após a publicação do Edital da 15ª Rodada de Licitações (que ocorreu em 26/1/2018).

75. Análise preliminar desta SeinfraPetróleo constatou ausência de elementos essenciais de fundamentação para pontos relevantes do processo de outorga, com repercussões específicas para alguns dos blocos ofertados. De modo a tornar mais objetivos esses pontos, a instrução preliminar (peça 37), em seu item 228, orienta acerca das bases técnicas (notas, pareceres, documentos, estudos, informações) que poderiam sanear a ausência, até então, de fundamentação suficiente à licitação prevista, para efeito desta oitiva, conforme se reproduz a seguir:

- a) Parecer técnico da ANP quanto à mais adequada delimitação dos blocos para licitação nas Bacias de Campos e de Santos, para os certames da 15ª Rodada de Concessões e da 4ª Rodada de Partilha de Produção, considerados os possíveis reservatórios identificados e riscos de futuros processos de unitização, independente do regime de contratação, de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo;
- b) Revisão das avaliações geológicas, de volumetria e risco, para as principais áreas do certame, de acordo com os melhores procedimentos disponíveis à ANP, ou Parecer técnico da ANP atestando que as avaliações até então existentes já se encontram nas condições mais adequadas para suporte às avaliações econômicas dos respectivos blocos;
- c) Parecer técnico da ANP, indicando quais áreas, dentre as licitadas, possuem formações geológicas relevantes, que as caracterizariam no chamado **play** do pré-sal, e que deveriam ser consideradas pelo CNPE para avaliação de enquadramento e designação como áreas estratégicas, para efeito da Lei 12.351/2010;
- d) Parecer técnico do MME e decisão fundamentada do CNPE acerca dos ajustes de delimitação de blocos e riscos de unitização, eventualmente apontados pela ANP;
- e) Parecer técnico do MME e decisão fundamentada do CNPE acerca indicações de áreas pela ANP, passíveis de serem declaradas áreas estratégicas, para efeito da Lei 12.351/2010, considerando, além dos aspectos técnicos, os jurídicos e fiscais;
- f) Detalhamento das avaliações econômicas da ANP, acerca dos Blocos S- M-645, S-M-534, C-M-709 e C-M-657, demonstrando as projeções de cada parcela governamental a ser obtida nos contratos de concessões, de acordo com as respectivas cargas fiscais aplicadas;
- g) Detalhamento das avaliações econômicas da ANP, acerca da área de Saturno, de forma integral e da parcela interna ao polígono do pré-sal, demonstrando as projeções de cada parcela governamental a ser obtida nos contratos de partilha de produção, de acordo com as respectivas cargas fiscais aplicadas;
- h) Parecer técnico da ANP acerca dos eventuais impactos das escolhas do CNPE sobre as opções de valores dos parâmetros técnicos para os blocos licitados, de modo a evidenciar as tendências positivas ou negativas nas demais parcelas governamentais projetadas para os futuros contratos;
- i) Parecer técnico do MME e decisão fundamentada do CNPE acerca da escolha dos parâmetros técnicos e econômicos para os blocos em licitação, a partir de análise comparada entre as opções disponíveis e com avaliação dos seus impactos.

76. Feitas as considerações acima, e após comunicações processuais e apresentação das respectivas respostas, o exame das oitivas é tratado nos tópicos que se seguem.

IV.1. Dos Elementos Técnicos Listados no Item 228 da Instrução Preliminar

77. Os subitens (a) ao (i), do item 228 da instrução preliminar (peça 37), foram dispostos de modo a sumarizar as possíveis bases técnicas para suprir as lacunas de fundamentação do processo de outorga, mais detalhadamente descritas no corpo daquela instrução.

78. A sistematização foi concebida de modo a facilitar a elaboração das respostas à oitiva e o saneamento das questões. Naquele rol, foram dispostos elementos que já deveriam constar do processo de outorga (a, c, e, f, g, i), bem como aqueles que poderiam contribuir para a fundamentação do mesmo (b, d, h), todos em razão das deficiências apontadas previamente na referida instrução.

79. Preliminarmente, deve-se registrar que as respostas às oitivas, bem como a informação complementar do MME, não apresentaram nenhum desses elementos técnicos elencados. Sendo elementos essenciais à demonstração da devida motivação de decisões basilares do processo de outorga (sem as quais não se pode atestar a regularidade do mesmo), suas ausências, sem justificativas ou instrumentos que as supram, implicam na confirmação do entendimento preliminar da SeinfraPetróleo e, consequente, proposição de medida cautelar.

80. Em vista dessa verificação, passo seguinte à constatação da não apresentação dos elementos técnicos de suporte ao processo de outorga fiscalizado foi a análise das respostas às oitivas e da documentação trazida aos autos posteriormente à proposição de oitivas, com vistas a identificar outros elementos ou justificativas que saneiem os problemas apontados.

81. Nesse sentido, os tópicos a seguir comentam a referida análise.

IV.2. Delimitação dos Blocos Considerando os Riscos de Unitização e as Melhores Práticas do Mercado

82. No que tange às questões suscitadas nos itens ‘a’ e ‘d’ do parágrafo 228 da instrução preliminar (peça 37), no item ‘a’ esta Unidade Técnica busca verificar os critérios utilizados pela ANP para a adequada delimitação dos blocos para licitação nas Bacias de Campos e de Santos, para os certames da 15ª Rodada de Concessões e da 4ª Rodada de Partilha de Produção, considerando os possíveis reservatórios identificados e riscos de futuros processos de unitização, independente do regime de contratação, de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo. Trata-se, principalmente, da delimitação dos Blocos S-M-645 e S-M-534, ofertados na 15ª Rodada, e do Bloco de Saturno, ofertado na 4ª Rodada.

IV.2.1. Manifestação da ANP e Análise da Oitiva

83. Em relação ao item ‘a’ do parágrafo 228 da instrução preliminar, em suma, a ANP traz os seguintes entendimentos na Nota Técnica Assessoria-DG 1/2018:

- i. Uma possível unitização não é um problema. Pelo contrário, uma maior subdivisão de áreas propiciaria um maior competitividade e atratividade nas áreas;
- ii. Definir blocos para minimizar risco de unitização não é prática da indústria;
- iii. A divisão da área de Saturno em três blocos sob regimes distintos de licitação está fora do alcance da ANP, sendo uma imposição legal trazida pela Lei 12.351/2010 (Lei da Partilha);
- iv. Com os dados até então obtidos pela Agência, não se pode inferir, com razoável certeza, os limites de uma potencial estrutura na área de Saturno.

84. A ANP destaca o seguinte entendimento para considerar que a unitização não é um problema (peça 48, p. 5):

Além de ser uma ação fora do alcance da ANP, não há a identificação de que eventual compartilhamento de estrutura entre os blocos e uma possível unitização possa representar algum tipo de problema. Ao contrário. Uma vez que se tenha decidido pelo processo licitatório, a unitização é o mecanismo que permitirá o convívio entre dois contratos caso efetivamente se constate o compartilhamento entre as estruturas. Não havia como a ANP reportar esse fato como um risco, já que no seu entendimento técnico não é. O TCU não poderia esperar que a ANP reportasse esse ‘risco’. (grifo nosso)

85. Preliminarmente, deve se esclarecer que não há como a ANP tomar em sua argumentação que o processo de unitização tenha sido colocado como problema e, a partir desse ponto, faça sua defesa, como repetidamente adotado. Isso seria inverter o sentido claro do que diz a instrução preliminar da SeinfraPetróleo. Ao contrário, está inequívoco que foi demonstrado que os processos de unitização são de larga prática internacional, incontroversamente recomendados para resolver o verdadeiro problema, que é a conciliação de dois direitos contratuais distintos de exploração sobre um mesmo reservatório, dividido formalmente pelas áreas de domínio dos respectivos contratos.

86. É óbvio que, se há entendimento incontroverso da aplicação do instrumento de unitização, não se tem como desejável que um reservatório esteja subdividido em áreas sob contratações distintas, sendo a unitização justamente o ‘remédio’ para esse ‘problema’. E essa solução existe e foi criada porque a situação ocorre com frequência, involuntariamente. Não se entende adequado esperar que

o ‘problema’ seja propositalmente criado só porque existe uma solução para ele. E este é o problema da Área de Saturno.

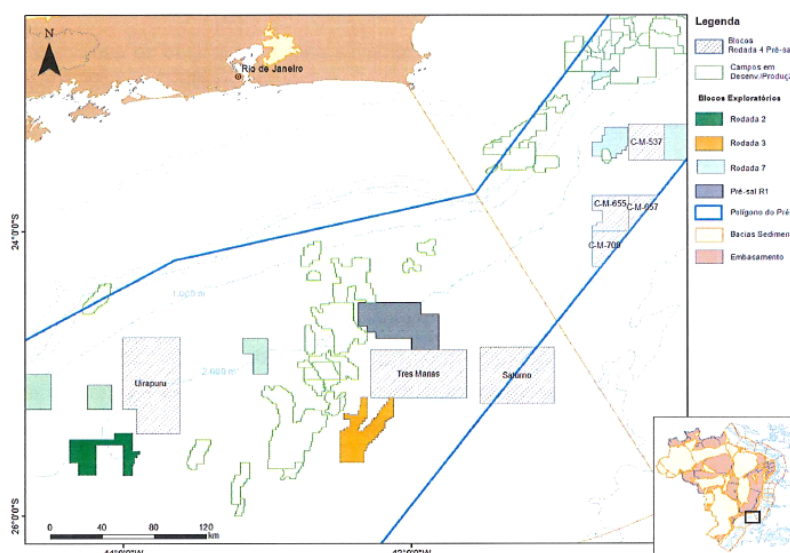
87. Além disso, não faz sentido a ANP contestar uma prática que a própria Agência adota. O entendimento apresentado não é corroborado nas Notas Técnicas da ANP. A Agência Reguladora, por diversas vezes, destacou em suas Notas Técnicas a preocupação quanto a evitar o indesejado instituto da unitização.

88. Cita-se como exemplo, primeiramente, o caso do Bloco de Dois Irmãos, na Bacia de Campos. O Bloco de Dois Irmãos está previsto para ser ofertado na 4ª Rodada de Partilha. Inicialmente toda a área do Bloco era composta pelos Blocos C-M-655, C-M-657 e C-M-709. Contudo, por meio da Nota Técnica 24/2017/SDB/ANP-RJ (peça 28), a ANP promoveu a junção dos Blocos, renomeando toda a área como Bloco Dois Irmãos sob a seguinte justificativa (peça 28, p. 4):

Os blocos C-M-655, C-M-657, C-M-709, localizados na porção sul da Bacia de Campos, foram unidos em um bloco único, doravante denominado Bloco Dois Irmãos. Esta alteração visa ampliar a atratividade e incluir a integralidade dos prospectos identificados, evitando processos futuros de unitização. (grifo nosso)

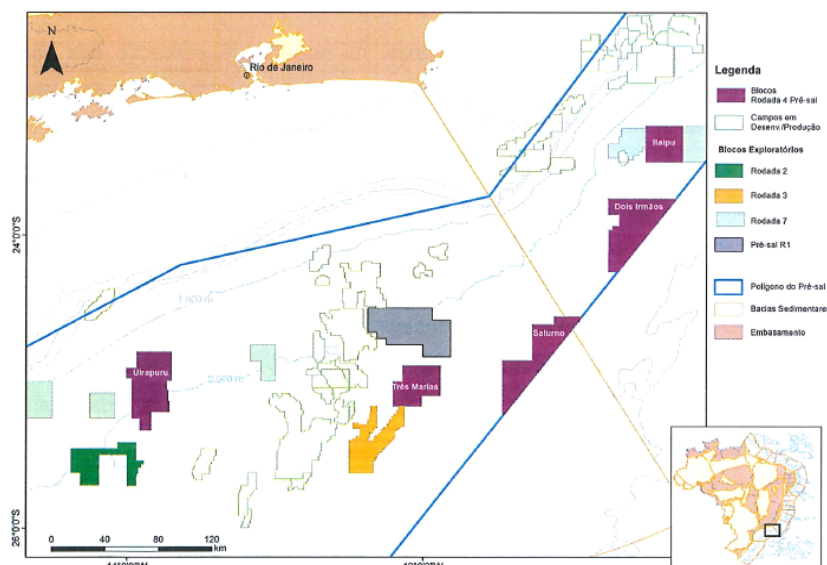
89. As Figuras 1 e 2, retiradas da Nota Técnica 24/2017/SDB/ANP-RJ, demonstram a mudança realizada pela ANP.

Figura 3 – Blocos C-M-655, C-M-657 e C-M-709 – Área de Dois Irmãos antes da unificação



Fonte: ANP - Nota Técnica 24/2017/SDB/ANP-RJ

Figura 4 – Blocos C-M-655, C-M-657 e C-M-709 – Área de Dois Irmãos após a unificação

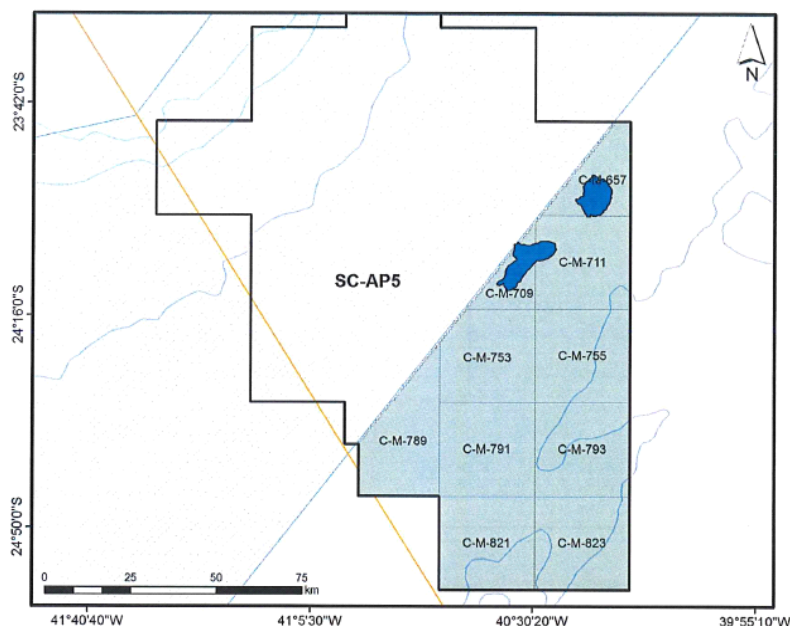


Fonte: ANP - Nota Técnica 24/2017/SDB/ANP-RJ

90. Um segundo exemplo abordado pela ANP diz respeito a blocos da Bacia de Campos ofertados na 15ª Rodada. Os Blocos C-M-657, C-M-709 e C-M-711 abrangiam dois **leads** mapeados no **play** pré-sal. Porém, um dos **leads** era compartilhado por dois blocos distintos (C-M-709 e C-M-711). A Figura 3 destaca a configuração inicial dos Blocos supracitados. Posteriormente a ANP elaborou a NT 25/2017/SDB/ANP-RJ, justificando a reconfiguração dos Blocos. A configuração final é descrita na Figura 4. A justificativa para a alteração se deu da seguinte forma (peça 51, p. 2):

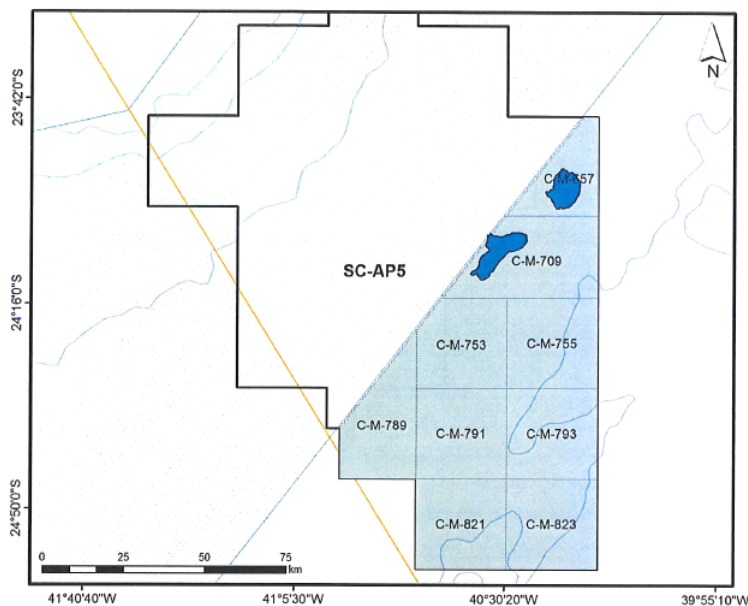
As alterações propostas têm por objetivo evitar futuros possíveis processos de unitização de jazida compartilhada em caso de descobertas comerciais de hidrocarbonetos. (grifo nosso)

Figura 5 – Blocos C-M-657, C-M-709 e C-M-711 – Blocos inicialmente ofertados na 15ª Rodada



Fonte: ANP - Nota Técnica 25/2017/SDB/ANP-RJ

Figura 6 – Blocos C-M-657 e C-M-709 – Blocos modificados na 15ª Rodada



Fonte: ANP - Nota Técnica 25/2017/SDB/ANP-RJ

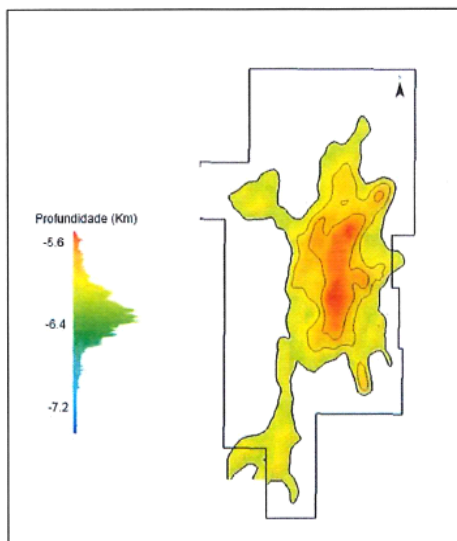
91. O terceiro exemplo é trazido pela NT 35/2017/SDB/ANP-RJ. A Nota justifica a alteração das dimensões do Bloco Uirapuru, que será ofertado na 4ª Rodada de Partilha. O Bloco, inicialmente, possuía as dimensões destacadas na Figura 5. Posteriormente, as dimensões do Bloco foram modificadas, com alteração da borda lateral direita, como pode ser observado por meio da Figura 6. A Agência reguladora consignou a seguinte justificativa para a mudança (peça 52, p. 1-2):

Verifica-se que os limites a leste não contemplaram a totalidade do prospecto mapeado.

Mesmo cientes da incerteza dos limites reais de um possível reservatório, optou-se por reconfigurar o bloco Uirapuru objetivando reduzir o risco de um futuro processo de unitização de jazida. Dessa forma, as coordenadas e a nova configuração do bloco Uirapuru pode ser visualizado na Figura 2. (grifo nosso)

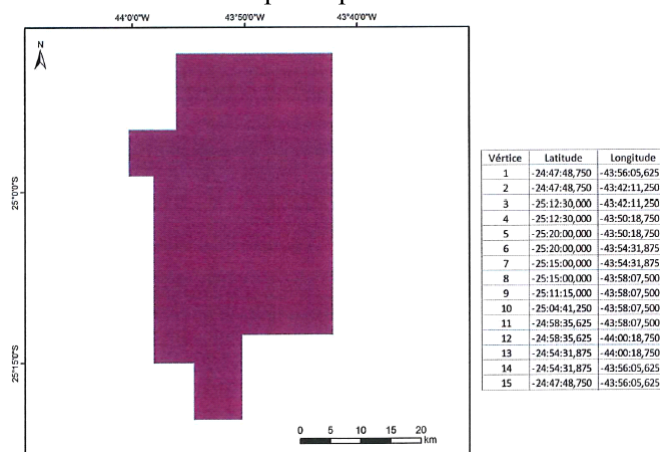
92. Percebe-se, neste caso, o posicionamento técnico diligente da Agência Reguladora. Além disso, totalmente alinhado às melhores práticas da indústria, o que rebate o entendimento 'ii' do item 'a' da oitiva. Mesmo considerando possíveis incertezas no mapeamento do reservatório, devido às incertezas trazidas pelos métodos de interpretação geológica, optou por reconfigurar as dimensões do Bloco para reduzir o risco de um futuro processo de unitização de jazida.

Figura 7 – Blocos de Uirapuru antes do redimensionamento



Fonte: ANP - Nota Técnica 35/2017/SDB/ANP-RJ

Figura 8 – Blocos de Uirapuru após o redimensionamento



Fonte: ANP - Nota Técnica 35/2017/SDB/ANP-RJ

93. Como visto, na realidade, a prática técnica da ANP (exemplificada nas duas rodadas de licitação em andamento) é exatamente de reduzir o risco de um futuro processo de unitização de jazida (nos próprios termos da Agência), reforçando o entendimento desta Unidade Técnica de questionar a não adoção da mesma prática para a Área de Saturno.

94. Ainda que no caso concreto houvesse uma característica particular que sinalizasse a vantagem de se dividir o prospecto em blocos diferentes, a demonstração de tal fato deveria constar na documentação técnica que subsidiou essa proposta.

95. A incoerência da resposta à oitiva chega a tal ponto que, após as últimas entregas de documentações requeridas neste processo, pode-se constatar que, no entendimento da ANP, o procedimento de evitar futura unitização das áreas derivadas de Saturno era, mesmo, recomendável, o que pode ser verificado no Ofício 132/2017/DG-ANP (peça 49, p. 35-36), de 6/11/2017, de recomendação da Agência ao MME:

Essa forma dupla de contratação foi originalmente recomendada pela ANP, que agora vê motivos para que o assunto seja discutido, pois há argumentos indicando que a contratação via partilha pode ser mais adequada neste momento.

Inicialmente, voltamos à elevada complexidade que há no convívio de dois regimes contratuais diferentes para uma mesma jazida. Essa situação tornou-se inevitável para as áreas oferecidas na 2ª Rodada de Licitações, posto que já haviam sido originalmente

contratadas sob concessão e havia parcela do reservatório avançando para além da área contratada, no polígono do pré-sal.

Para o Bloco de Saturno, essa situação pode ser evitada. Para tanto, um ato do poder executivo pode delimitar a parcela dos reservatórios externa ao polígono como área estratégica, de forma que a totalidade do Bloco de Saturno possa ser ofertada sob o Regime de Partilha de Produção. Com isso, evita-se incorrer na complexidade da existência de mais de um regime contratual/fiscal para um mesmo reservatório.

Principalmente, e esse é o motivo da recomendação para que o assunto seja discutido, a delimitação da área como estratégica evitaria os problemas advindos da calibração dos parâmetros econômicos dos processos licitatórios sem que as alíquotas de Participação Especial sejam revisadas.

A peculiaridade de cada regime geraria parâmetros certamente diferentes, ainda que concebidos sob os mesmos dados técnicos. (grifo nosso)

96. Aparentemente, a ANP mudou totalmente sua posição em relação ao seu entendimento técnico sobre a divisão da área de Saturno três dias antes da publicação das Resoluções do CNPE 21 e 22, de 9/11/2017, que aprovaram os parâmetros técnicos e econômicos das Licitações (15ª Rodada de Concessão e 4ª Rodada de Partilha), bem como definiram os blocos que seriam licitados. Identifica-se, agora na oitava, uma segunda mudança de entendimento, em que a Agência Reguladora se reporta novamente pela não divisão de áreas, demonstrando a volatilidade de seu entendimento técnico sobre a questão.

97. Percebe-se, desta forma, que está no alcance da agência realizar a delimitação mais adequada para os blocos. Tanto é que a fez nos casos supramencionados. Por isso, é totalmente razoável o entendimento desta Unidade Técnica de que a ANP reportasse e avaliasse, de forma incisiva, em suas notas técnicas e em seus comunicados ao MME/CNPE, a existência do risco de unitização na área de Saturno.

98. Entende-se que esta é uma questão precedente às demais. Uma questão técnica regulatória, de competência da Agência, e que vinha sendo cumprida adequadamente, exceto para a Área de Saturno, em razão de equívoco de entendimento sobre os efeitos da delimitação formal do polígono do pré-sal. Ocorre que a questão técnica é precedente e o regime de partilha de produção tem dispositivos que solucionam a questão, como aventado pela própria ANP em diversos pontos de suas notas técnicas. Portanto, não prospera a contestação.

99. A ANP é dotada de recursos para promover estudos geológicos e geofísicos com vistas à indicação de blocos a serem ofertados. Assim designa o inciso II, do art. 8º, da Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo), e o inciso I, do art. 11 da Lei 12.351/2010 (Lei da Partilha):

(Lei 9.478/1997)

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe: (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;

(Lei 12.351/2010)

Art. 11. Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei:

I - promover estudos técnicos para subsidiar o Ministério de Minas e Energia na delimitação dos blocos que serão objeto de contrato de partilha de produção;

100. O entendimento da ANP sobre o tópico 'iii' do item 'a' destaca que a divisão da área de Saturno em três blocos sob regimes distintos de licitação estaria fora do alcance da ANP, sendo uma imposição legal trazida pela Lei 12.351/2010 (Lei da Partilha). Tal entendimento é transcrito a seguir (peça 48, p. 16):

A Lei 12.351/10 impõe, para o caso dos Blocos S-M-645 e S-M-534 e Saturno, que a licitação ocorra em dois regimes, do que decorre a necessidade de blocos separados (o que

demandaria, caso verificado que se trata de um reservatório cortado pela linha do polígono, um processo de unitização).

101. Essa assertiva da Agência é contraditória com as próprias notas técnicas (como a citada no item 95 supra) da ANP que levaram ao MME/CNPE a opção de se declarar os Blocos S-M-645 e S-M-534 como áreas estratégicas. A Lei 12.351/2010, quando criou o regime de partilha, designou dispositivo específico para situações em que fosse necessária uma extensão do polígono do pré-sal:

Art. 9º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE tem como competências, entre outras definidas na legislação, propor ao Presidente da República:

V - a delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico;

102. Desta forma, a Lei 12.351/2010 não é causa determinante para divisão da Área de Saturno, como diz a resposta a oitiva, assunto que será mais detalhado adiante, no tópico IV.3.

103. A Agência destaca também o seguinte aspecto a respeito dos processos de unitização (peça 48, p.8):

Vale destacar que o procedimento de unitização, apesar de complexo, não é deletério à boa execução contratual como parece supor a equipe de fiscalização. O grande interregno de negociação de algumas dessas unitizações não significa que a execução contratual fica suspensa por todo esse período. Pelo contrário: o longo período para conclusão de algumas dessas unitizações pode ocorrer pela necessidade de se obter mais dados técnicos do reservatório em questão, o que é benéfico para a execução contratual e ocorreria independentemente de haver unitização. (grifo nosso)

104. A agência confirma, como consignado na instrução preliminar (peça 37), os longos períodos para se estabelecer os acordos de unitização. Porém, considera tal situação benéfica ao processo de execução contratual. Logicamente, ao contrário do que aponta a agência, tal situação ocorreria de forma diferente caso não houvesse tais contratos, pois não haveria competição na negociação dos parâmetros técnicos e econômicos dos acordos. Tal situação foi abordada por esta Unidade Técnica na instrução preliminar. Foi também destacada pela ANP no Ofício 132/2017/DG-ANP (peça 49, p. 35-36). O entendimento da Agência transcrito contraria novamente seus posicionamentos técnicos abordados nas Notas Técnica 24, 25 e 35.

105. Em relação ao entendimento 'iv' do item 'a' da oitiva a Agência ressalta que existe elevada incerteza sobre os limites dos prospectos da área de Saturno. É o que se depreende da seguinte passagem (peça 48, p.11):

A região em que esses blocos está não conta com poços perfurados. Não se sabe, portanto, a exata composição das rochas do subsolo. Como esse é um parâmetro necessário ao processamento, precisa ser estimado. Isso é feito a partir da inferência do tipo de rocha e da velocidade de propagação das ondas.

Quando houver perfuração de poços na região, os parâmetros reais serão gerados e deverão substituir os estimados, implicando em um novo processamento sísmico.

Esse novo processamento sísmico levará, posteriormente, a uma interpretação diferente da atual com possível alteração do desenho da estrutura mapeada.

Há, ainda, muitos dados e interpretações a serem agregadas ao modelo até que se possa inferir, com razoável certeza, os limites de uma potencial estrutura. (grifo nosso)

106. Contudo, esse posicionamento em relação à área de Saturno é contraditório em relação a Notas Técnicas anteriores da Agência. A NT 22/2017/SDB/ANP-RJ (peça 53, p.14), que trata dos blocos propostos para oferta na 15ª Rodada, destaca o seguinte trecho:

Cumpra registrar que até então a região de prospecto Saturno não dispunha de dados sísmico tridimensionais, apenas dados bidimensionais, que não possuem a qualidade e a acurácia no imageamento de subsuperfície.

Dessa maneira, com base nos dados sísmicos 3D recém coletados na região, realizamos o mapeamento sísmico dos principais horizontes da seção pré-sal (Base do Sal, Topo do Rife Superior e Topo do Embasamento).

A partir desse rastreamento sísmico foram delimitados três altos estruturais bastante proeminentes com fechamento nas quatro direções. (grifo nosso)

107. Pela interpretação do trecho supracitado, percebe-se que o resultado da sísmica 3D forneceu dados que permitem uma delimitação com relativo grau de certeza para a localização dos prospectos. Tanto é que a ANP está ofertando o Bloco de Saturno em um regime diferenciado de contratação, o de partilha de produção, que é aplicado somente para áreas que estão localizadas dentro do polígono ou para áreas declaradas estratégicas. Denota uma grande contradição ter certeza sobre o regime de contratação do Bloco, mas não ter razoável grau de certeza sobre o posicionamento dos reservatórios. Aquele deveria ser decorrência desse, e não o contrário.

108. Assim conclui a NT 22/2017/SDB/ANP (peça 53, p. 25):

Saturno e Titã são gigantescas estruturas no **play** pré-sal que ocorrem majoritariamente adiante do polígono do pré-sal. (grifo nosso)

109. Também na Nota Técnica Conjunta Assessoria DG/SDB 01/2018, de 13 de março de 2018, em reposta à requisição desta Unidade Técnica, se encontram várias evidências (peça 44, p. 11; 13; 17; 20):

Nas bacias de Elevado Potencial, representadas pelas bacias de Campos e Santos, maiores produtoras de petróleo do país, existe grande quantidade de dados sísmicos tridimensionais (3D), os quais permitem uma avaliação mais efetiva de estruturas que podem abrigar petróleo e/ou gás natural.

...

Nos blocos S-M-534 e S-M-645, onde se localizam as estruturas Titã e Saturno, respectivamente, foram realizados ajustes nas dimensões para manter a maior parte de cada uma dessas estruturas em seus respectivos blocos;

...

A limitação dos blocos supra referidos no perímetro do Polígono do Pré-Sal foi necessária em razão da legislação vigente que estabelece diferentes regimes de contratação: para as áreas localizadas no Polígono do Pré-Sal vigora o regime de Partilha da Produção e para as áreas externas ao polígono vigora o regime de concessão;

...

Em síntese, os blocos em comento foram definidos pelo **grid** cartográfico fixo adotado pela Agência, respeitando a legislação vigente. Ajustes pontuais foram realizados para incluir a integralidade das estruturas mapeadas para tentar manter a área média dos blocos estabelecida pelo **grid**.

....

Os blocos Saturno e Dois Irmãos, incluídos na 4ª Rodada de Partilha da Produção, foram definidos de acordo com os limites das estruturas mapeadas, em razão da expressiva quantidade de dados sísmicos tridimensionais (3D) de ótima qualidade disponíveis nas bacias de Campos e Santos, que conferem maior acurada à interpretação sísmica, majoritariamente distribuídos dentro do Polígono do Pré-Sal (Figura 2). Os referidos blocos são adjacentes ao polígono do Pré-Sal e, portanto, foram limitados no perímetro do polígono, em razão dos regimes de contratação vigentes interna e externamente ao polígono.

...

Com relação às estruturas mapeadas nos blocos S-M-534 e 645 para oferta em regime de concessão (15ª Rodada), cujos prospectos se estendem parcialmente para o Bloco Saturno, este localizado dentro do polígono do Pré-Sal, não foi possível alterar a conformação para evitar futuras unitizações, pois parte dos prospectos mapeados estão localizados dentro do Polígono do Pré-Sal e parte fora e em face disso envolvem regime de outorga diversos (partilha e concessão), conforme legislação vigente.

...

Para as áreas elencadas no questionamento, há indicação da eventual necessidade de unitização entre os bloco de Saturno (no polígono do Pré-sal) e os blocos S-M-645 e S-M-

534. As estruturas que compõem estes blocos são cortadas pela linha do polígono do pré-sal, definido no anexo da Lei 12.351/10. Há que se ressaltar que os processos de unitização somente ocorrem em fase mais avançada do ciclo de vida de um projeto de E&P, quando é possível delimitar com mais clareza as estruturas – processo este que depende da perfuração de diversos poços. No atual momento, há uma indicação da possibilidade de unitização, que carece, ainda, de aprofundamento e ratificação pela perfuração de poços. (grifos desta instrução)

110. Portanto, é inequívoco o risco futuro de unitização dos Blocos S-M-534 e S-M-645 e Saturno. E o grau de certeza não é motivo para a ANP agir de modo divergente de situações semelhantes, como já foi demonstrado.

111. Por fim, cabe destacar que a ANP registrou que não deu publicidade aos riscos de unitização nos instrumentos licitatórios porque entende que indicar este risco nos instrumentos licitatórios induziria o entendimento equivocado de que há razoável nível de certeza quanto à sua realização. É o que consigna o trecho abaixo (peça 48, p. 7-8):

A probabilidade de alteração da geometria inferida da estrutura é grande. Dessa forma, o entendimento técnico da Agência é o de que indicar este risco nos instrumentos licitatórios induziria o entendimento equivocado de que há razoável nível de certeza quanto à sua realização, quando não há. O caráter preliminar do mapeamento das estruturas – ainda sem poços perfurados – desautoriza sua publicação nos instrumentos licitatórios. Sua publicação conferiria um nível de certeza que a ANP não tem. Publicá-lo nos instrumentos licitatórios sem a fundamentação necessária, seria uma atitude temerária no entendimento da ANP.

112. Contraditoriamente, mesmo com essa elevada incerteza da geometria e localização das estruturas, a ANP está oferecendo o Bloco de Saturno (contendo porções dos prospectos de Dione, Saturno e Titã) na 4ª Rodada sob o regime de partilha de produção.

IV.2.2. Manifestação do MME/CNPE e Análise da Oitiva

113. Já o item ‘d’ do parágrafo 228 da instrução preliminar, foi endereçado ao MME e ao CNPE. O item solicitou parecer do MME e decisão fundamentada do CNPE acerca dos ajustes de delimitação de blocos e riscos de unitização, eventualmente apontados pela ANP. Como mencionado a manifestação do MME-CNPE foi consubstanciada no Ofício 2/2018/CNPE-MME.

114. Em relação ao tema, o Ofício argumenta que ‘os processos de unitização não representam um risco em si e nem tão pouco atentam contra as melhores práticas de mercado.’ (peça 53, p. 42).

115. Esse argumento adota a mesma linha apresentada pela ANP e exaustivamente rebatida nos itens 86 a 95.

116. Na prática, troca-se apenas o adjetivo ‘problema’ para ‘risco’ ao se referir ao processo de unitização. E, mais uma vez, o ‘risco’ não se encontra no processo de unitização, mas em criar a situação em que o instrumento tenha que ser acionado, quanto esta pode ser evitada. Esse entendimento da Unidade Técnica está bem delineado na instrução preliminar. Os acordos de individualização são de fato instrumentos adequados para situações onde não se pode mitigar o risco de o reservatório perpassar os limites dos blocos. Mas quando se tem informação suficientemente adequada, deve-se delimitar os blocos de forma a mitigar um risco futuro de unitização. Apesar de remédio necessário para situações imprevistas, é pacífico que os acordos de unitização são de fato custosos e complexos. Tal entendimento é corroborado pela própria ANP.

117. Além disso, o Ofício registra que ‘o bloco exploratório, por definição, possui profundidade indeterminada, inexistente o chamado ‘risco de unitização’ zero em qualquer bloco. Por isso, a prática observada no mundo é a oferta de blocos exploratórios independentemente do alusivo ‘risco de unitização’ ’ (peça 53, p. 42).

118. Entretanto, esse não é o entendimento e a preocupação esboçados pela ANP nos exemplos demonstrados nas Notas Técnicas 24, 25 e 35. Ademais, o Ofício cita o caso do Golfo do México, em que se argumenta que o Governo dos Estados Unidos da América (EUA) oferta blocos sem a menor preocupação de conterem estruturas que extrapolem seus limites. Cita que a dimensão dos blocos são razoavelmente pequenas, aumentando a probabilidade de unitização.

119. Contudo, a forma de divisão dos blocos nos EUA tem razões históricas e legais, não podendo ser comparada com o Brasil.

120. Acontece que nos EUA alguns estados costeiros, que possuem mar territorial, pleitearam o direito à propriedade das reservas minerais marítimas adjacentes aos limites estaduais. Após diversos casos julgados, foi editada, em 1953, a **Submerged Lands Act** (SLA), que é uma lei federal que reconheceu o direito dos estados sob terras submersas marítimas até o limite de aproximadamente três milhas da costa.

121. Desta forma, a exploração que ocorria em terra passou a ser também realizada na porção marítima adjacente às terras estaduais. Assim, os estados prolongaram a malha de divisão dos blocos, conhecida como **Leasing Maps** (LMs), que já ocorria em terra, para a porção marítima. Posteriormente, com o avanço e a exploração em águas profundas essa malha de divisão de blocos foi expandida para alto mar, cuja responsabilidade é federal. Tal entendimento pode ser percebido no trecho abaixo, que destaca que as projeções no Golfo do México são baseadas nas existentes nos estados do Texas e Louisiana. A passagem foi retirada do endereço eletrônico <https://www.boem.gov/GOMR-GIS-Data-and-Maps/> (acessada em 25/3/2018), do **Bureau of Ocean Energy Management** (BOEM), que é a Agência americana responsável por conduzir pesquisas e leilões para áreas marítimas nos EUA:

Gulf of Mexico Official Protraction Diagram (OPD) & Leasing Maps (LM) Images

Within the Gulf of Mexico, there are two types of maps that depict blocks that could be leased. An older format, known as the Leasing Map, was based on Texas or Louisiana State Plane mapping projections. Leasing Maps were created as oil/gas leasing expanded offshore of Texas and Louisiana.

122. Tal expansão se deu por diversos motivos, como a necessidade de compatibilização com os blocos já arrematados nos estados e facilitar a resolução de questões legais. Assim destaca o documento intitulado ‘**A Brief History of Minerals Management Service Official Protraction Diagrams and Leasing Maps**’, publicado pelo BOEM (p. 1):

The BLM believed that since these three States had previously developed LMs defined by their unique SPCs, maintaining that system offshore in Federal waters would:

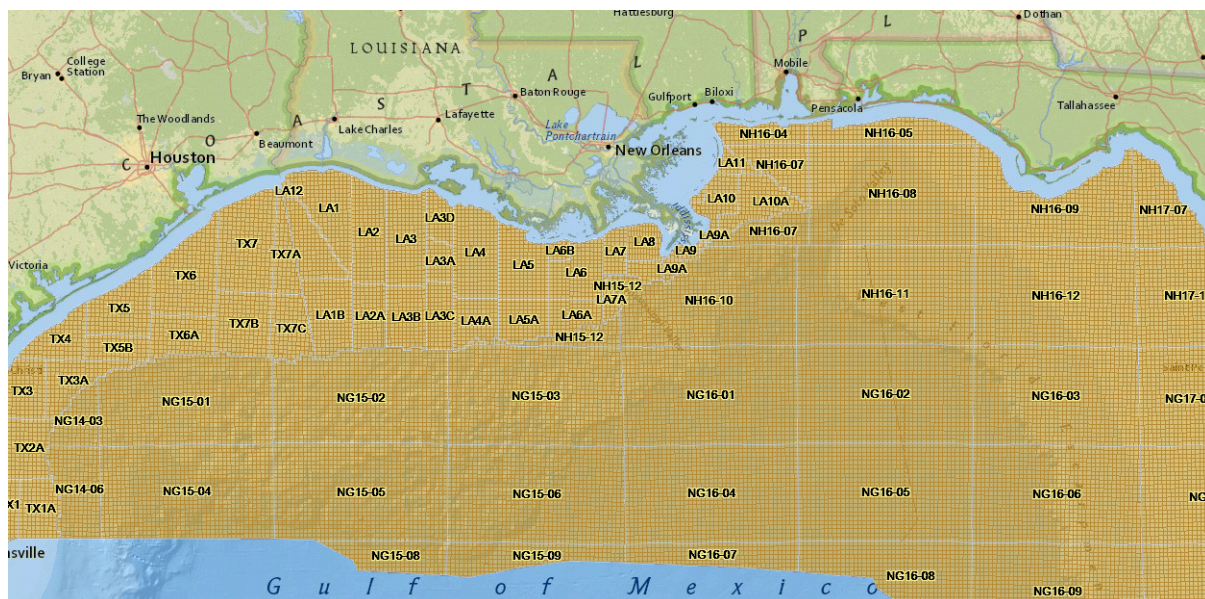
Reduce confusion since some State leases were transferred to the Federal Government.

Facilitate the resolution of legal issues associated with a common boundary.

Maintain the status quo for existing litigation.

123. A imagem abaixo, retirada do endereço eletrônico <https://www.boem.gov/Official-Protraction-Diagrams>, demonstra a malha fixa utilizada para os leilões dos blocos no Golfo do México (acesso em 25/3/2018):

Figura 9 – Malha fixa de divisão de blocos no Golfo do México



Fonte: <https://www.boem.gov/Official-Protraction-Diagrams> (acesso em 25/3/2018)

124. Tal situação de malha de divisão fixa não ocorre no Brasil. Assim, não se pode comparar a situação no Golfo do México com a realidade brasileira. Ademais, pelos exemplos demonstrados, a ANP, em diversas situações, utilizou-se da possibilidade de alterar o dimensionamento de alguns blocos para evitar uma possível unitização futura.

125. Além dos aspectos tratados, deve-se considerar que a experiência de unitização brasileira é muito mais nova do que a americana, que remonta ao início do século XX. Desta forma, não é possível comparar a maturidade dos processos de unitização dos Estados Unidos com os do Brasil.

126. Já para áreas terrestres, as regras econômicas e os direitos de propriedade são divergentes nos dois países. Nos EUA, na exploração em terra, o detentor da área também se torna proprietário dos recursos minerais do subsolo.

127. Como bem destaca Wladimir Echeverria Meskelis, no trabalho intitulado ‘Unitização: Repercussões Econômicas e Estratégia Empresarial’, o mercado de petróleo americano apresenta peculiaridades em relação aos demais mercados do mundo (p. 48), não sendo passível de comparação com a exploração e produção no Brasil:

O mercado de petróleo americano apresenta uma peculiaridade em relação aos demais mercados do mundo, pois a maioria das suas reservas minerais é de propriedade de particulares; nos demais países, os minerais são de propriedade do Estado. Essa situação fez com que o mercado americano fosse desenvolvido com seus princípios e regras próprias, diferindo bastante das práticas internacionais nos demais países. Nos Estados Unidos, os direitos aplicáveis aos recursos de petróleo e gás, bem como quaisquer outros recursos minerais presentes no subsolo, tratam-se de direitos de propriedade imobiliária, cuja aplicação engloba todos os aspectos de propriedade da propriedade real. Nesse sentido, e como regra geral, o proprietário de uma área não é apenas dono da superfície, embaixo da qual está situada a reserva de petróleo e gás, mas também o proprietário desses recursos minerais, retendo o direito de desenvolvê-los. Tal proprietário pode ser uma pessoa física, uma empresa ou órgão governamental, sendo que, como visto, a titularidade privada do petróleo, gás e outros recursos minerais, nos Estados Unidos, é expressamente permitida e amplamente reconhecida. (grifo nosso)

128. Desta forma, o proprietário privado é que tem o maior interesse em desenvolver a área. Assim, a intervenção estatal e o interesse público no conhecimento de reservas terrestres é menos intensa que no Brasil.

129. Tal entendimento é corroborado no trabalho intitulado **Unitizing Oil And Gas Fields Around The World: A Comparative Analysis Of National Laws And Private Contracts**, publicado pelo **Houston Journal Of International Law**, em 2006 (p. 7):

Outside of the United States, unitization has not been as prevalent simply because it has not been as necessary to the sound development of petroleum resources. Oil and gas resources in most countries are owned by the country, not by private individuals or entities. When a country, as the single lessor or licensor, issues licenses or enters into production sharing agreements or similar contracts with enterprises to develop these resources, the contracts awarded often cover large areas comprised of many thousands of acres. In addition, government agencies may have used seismic surveys to define the license area to cover an entire geological structure or other trap, thus limiting the possibility of competitive drilling by rival licensees awarded adjacent acreage over a common reservoir.

130. Como destacado no trecho, em países fora dos EUA a propriedade das reservas na maioria das vezes é do país, ou da União. E desta forma, quando o país oferta áreas, os contratos cobrem áreas de grandes dimensões. Nesses países, agências se utilizam de pesquisa sísmica para definir as estruturas geológicas, limitando a possibilidade de perfuração competitiva por empresas rivais em um reservatório comum. Assim, quando se tem mais informação das estruturas geológicas, como no caso do Brasil, não há razão para se descartar o conhecimento geológico obtido. Nessa linha, mais racional é não passar pelo processo de unitização.

131. Como também destaca o trabalho supracitado (p. 10), países comparáveis ao Brasil, e, portanto, sem uma longa história de unitização são: Angola, China, Colômbia, Equador, Egito, Indonésia, Nigéria e Rússia.

132. Como se demonstrou, a ANP não promoveu uma adequada análise na delimitação dos Blocos S-M-645, S-M-534 e Saturno, pois preteriu os riscos de unitização, deixando a escolha do ajuste do regime regulatório para área livre dessa premissa técnica. Portanto, subsiste o agravamento da situação ao se considerar a possibilidade de ocorrência de dois regimes distintos de contratação, que possuem parâmetros técnicos e econômicos distintos, dificultando o equacionamento de futuros acordos de individualização, além das consequências econômicas, que serão tratadas em tópico específico.

IV.3. Aplicação da Lei 12.351/2010 - Áreas Estratégicas

133. A questão incidente da chamada Lei do pré-sal foi abordada na instrução preliminar (peça 37, p. 29-30):

A orientação estratégica para o pré-sal no Brasil foi definida pela Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que introduziu o regime de partilha de produção no País. O principal argumento indutor da mudança legislativa, foi a descoberta do elevado potencial produtivo na região geológica do pré-sal, que demandaria procedimento específico de regulação, de modo a conferir maior participação governamental na renda petrolífera.

Para tanto, na impossibilidade de se mapear todas as possibilidades geológicas no pré-sal da bacia sedimentar nacional, traçou-se um polígono geográfico sob o qual, diante das informações até então conhecidas, supostamente estariam concentradas as principais reservas esperadas no pré-sal, de modo a separá-lo de regiões menos atrativas, que continuariam sua exploração sob o regime de concessão.

No entanto, sabendo que a linha poligonal do pré-sal, fixada por coordenadas geográficas no anexo da Lei 12.351/2010, era uma mera estimativa teórica, aquela norma, que não foi orientada somente para o polígono do pré-sal, mas também para outras áreas consideradas estratégicas, dispôs, em seu artigo nono, inciso V, que compete ao CNPE ‘a delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico’.

134. Derivada da obrigatória observância à aplicação legal, a instrução preliminar apontou que a correspondente análise no processo de outorga é necessária, havendo blocos fora do polígono do pré-sal que contenham as características geológicas similares de baixo risco regulatório e elevado

potencial de produção de petróleo. Redundou na indicação dos subitens (c) e (e), do item 228 da referida instrução.

IV.3.1. Manifestação do CNPE e do MME

135. Nem o CNPE nem o MME se manifestaram especificamente a respeito das oitivas, remanescendo a argumentação da ANP, endossada pelo Secretário-Executivo do CNPE.

IV.3.2. Manifestação da ANP

136. Preliminarmente, a Agência coloca que esta SeinfraPetróleo recomenda que a ANP deveria sugerir ao CNPE que propusesse ao Presidente da República delimitar a área como estratégica para minimizar o risco de unitização.

137. A ANP, segue com os seguintes comentários (peça 48, p. 9; 16-17):

É importante neste trazer o conceito de Área Estratégica, tal como definido pela Lei 12.351/2010: 'Área Estratégica: região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

Identifica-se a partir desse conceito que há impossibilidade de atendimento da recomendação da SeinfraPetróleo de que a ANP sugerisse ao CNPE que recomendasse ao Presidente da República que delimitasse a área como estratégica para minimizar o risco de unitização. A delimitação dessa área, segundo o texto legal, além de ser uma decisão política, deve ser decidida com base no risco exploratório e no potencial produtivo.

É por este motivo que a ANP não recomenda diretamente, nem na Nota Técnica DG nº 1, que se delimite área estratégica para licitação de um bloco único. O cenário de bloco único seria decorrente da decisão do CNPE, fundamentado pelos motivos elencados na definição da área estratégica. Ainda assim, lembramos que o assunto foi ao Conselho, que debateu a questão durante a discussão dos parâmetros econômicos e decidiu pela licitação da forma como foi aprovada.

...

A Lei 12.351/2010 impõe, para o caso dos Blocos S-M-645 e S-M-534 e Saturno que a licitação ocorra em dois regimes, do que decorre a necessidade de blocos separados (o que demandaria, caso verificado que se trata de um reservatório cortado pela linha do polígono, um processo de unitização). Segundo essa Lei, a contratação de áreas internas ao polígono só pode se dar por meio dos Contratos de Partilha de Produção. Já para as áreas externas ao polígono, o Contrato deve ser o de Concessão. Inexistindo a delimitação de área estratégica, é impossível à ANP e ao CNPE, que licitem as possíveis estruturas por meio de um único bloco.

Ressalta-se que não basta ao CNPE, nem tampouco à ANP, que decidam por realizar a licitação em bloco único. Ao CNPE cabe propor ao Presidente da República que delimite a área como estratégica, por meio de ato do Poder Executivo.

A utilização do expediente sugerido pelo TCU fica condicionada, portanto, à decisão do Presidente da República de expedir Decreto para delimitação da área estratégica. O TCU entende que tal mecanismo deveria ter sido proposto ao Presidente.

Assim, a licitação de blocos separados é uma imposição da legislação vigente. Não há como proceder de maneira diversa para dar curso à decisão do CNPE de licitar a área de Saturno. Em função desse entendimento, discorda-se da necessidade de que se tenha que fundamentar ação entendida como impossível:

Além disso, não se entende que haja necessidade de fundamento jurídico para que dê curso à ação que é imposição legal. Reitera-se: o CNPE decidiu não delimitar área estratégica. Dada essa condição, a licitação de Saturno só pode ocorrer por meio de blocos separados. Não é necessário um parecer ou fundamentação do porquê não se licitou por meio de bloco único. Essa é a única forma, imposta pela lei. (grifos desta instrução)

IV.3.3. Análise da oitiva

138. De pronto, cabe retificar o equívoco de entendimento da ANP, que imputa ao TCU um teor de recomendação inexistente, pois esta Unidade Técnica não concluiu exame de mérito e não fez, portanto, recomendações e, especificamente, não orientou no sentido de qualificar áreas estratégicas específicas.

139. Resta claro que a fragilidade no processo de outorga, apontada pela SeinfraPetróleo, está na ausência de análise e posicionamento do Órgão Regulador quanto à possível existência de áreas externas ao polígono do pré-sal que possam características que as possam qualificar como áreas estratégicas para efeito da Lei 12.351/2010.

140. A responsabilidade dessa iniciativa é da ANP, com base no conhecimento geológico que é de sua competência avaliar, como Agência Reguladora, bem como seu dever de adotar uma posição técnica a respeito e encaminhá-la ao conhecimento do MME e do CNPE. Este último, por sua vez, deve tomar conhecimento, analisar e adotar uma decisão, devidamente fundamentada, de propor ou não ao Presidente da República declarar estratégicas as respectivas áreas indicadas, a quem compete a decisão e expedição de atos finais. Todos, ao longo do procedimento, devem observância ao que preconiza a Lei 12.351/2010, balizados pelos elementos técnicos que a ANP deve oferecer e eventuais aspectos estratégicos que o CNPE entenda agregar.

141. Nesse aspecto, constata-se que a resposta não apresentou os documentos requeridos, que guardem pertinência com a indicação dos elementos técnicos apontados subitens (c) e (e), do item 228, da instrução preliminar desta oitiva (peça 37).

142. Quanto à argumentação oferecida pela ANP, além de contraditória com os entendimentos da própria Agência registrados nas notas técnicas que compõem o processo de outorga, se utiliza de interpretação imprópria da Lei 12.351/2010.

143. Não há qualquer disposição na Lei 12.351/2010 que obrigue a subdivisão da Área de Saturno em blocos distintos para licitação, ou mesmo em dois regimes de outorga. Portanto, não há obrigatoriedade legal de se licitar os Blocos S-M-645 e S-M-534 e Saturno, da forma como estão atualmente dispostos nos editais da 15ª Rodada de Concessões e da 4ª Rodada de Partilha, ou impossibilidade de licitá-los como bloco único, como diz entender a ANP.

144. Aliás, esse entendimento é contraditório às passagens registradas nas notas técnicas da própria Agência, como na Nota Técnica DG n. 01/2017 (peça 17, p. 33), de avaliação econômica da ANP para as áreas sugeridas para licitação da 4ª Rodada de partilha de produção:

A Lei 12.351/2010, não obstante, traz dispositivo que permite a inclusão das parcelas externas a polígono no processo licitatório de partilha. O dispositivo é trazido pelos arts 2º, inciso 'V', e 3º, que permitem a contratação sob regime de partilha, tanto de áreas internas ao polígono quanto de área definida pelo poder executivo como 'estratégica'. Assim, para que os reservatórios de Saturno sejam contratados de forma única, o poder executivo deve delimitar a parcela externa ao polígono que contém os reservatórios de Saturno como área estratégica.

145. O que não se permite, na legislação vigente, é licitar áreas dentro do polígono do pré-sal pelo regime de concessão, devendo-se adotar o regime de partilha de produção para esses casos, bem como para outras áreas que, embora externas a essa delimitação, devam ser classificadas como similares para enquadramento do devido regime. Isso é absolutamente claro.

146. Observou-se, nas análises precedentes (Ofício 132/2017/DG-ANP), que também já estaria claro para própria ANP, pois foi a própria agência que levantou a questão nesse processo de outorga ao comentar a situação das respectivas áreas e manifestar-se, formalmente, para que o CNPE avaliasse a possibilidade de declarar os Blocos S-M-645 e S-M-534 como áreas estratégicas.

147. Além disso, a própria resposta à oitiva declara que o CNPE decidiu não delimitar as referidas áreas como estratégicas. Portanto, evidencia-se que existe, efetivamente, a possibilidade de uniformização das áreas e não uma imposição legal de segmentá-las. Assim, deve prevalecer o entendimento técnico a respeito – o qual não foi demonstrado.

148. Ao contrário, o que está faltando ao processo de outorga é justamente o exercício dos mecanismos de análises e aplicação do inciso V do art. 9º da Lei 12.351/2010. Se o resultado redundar, ou não, na nomeação de áreas estratégicas, a verificação de sua conformidade dependerá

dos elementos técnicos e posições fundamentadas, devidamente registrados. O que não se torna possível é concluir um entendimento sem esses requisitos. Portanto, evidenciou-se a situação plenamente caracterizada, sem o devido processamento de análise para acionar o dispositivo legal.

149. Além disso, não faz sentido a resposta da ANP consignar que não recomendou diretamente, sendo que em notas técnicas emitidas pela Agência, a exemplo da Nota Técnica DG n. 1/2017, foram empreendidas análises que demonstraram a vantajosidade do Regime de Partilha, que deveria ser precedida de delimitação de área estratégica para licitação de um bloco único, por ser uma decisão política, e que deve ser decidida com base no risco exploratório e no potencial produtivo.

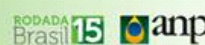
150. [...]

151. Como indicado na Figura 10, o fator de chance é um produto dos fatores geológicos demonstrados na tabela acima. Destaca-se que quanto maior for o fator de chance, menor será o risco geológico. As áreas de Saturno possuem fatores de chance médios de 66%.

152. Sobre o potencial da área de Saturno, apresenta-se a figura a seguir, extraída da apresentação da ANP no âmbito do Seminário Técnico sobre a 15ª Rodada de Concessões, ocorrida em 30/1/2018.

Figura 11 – Apresentação das Áreas da Bacias de Santos (VOIP da Área de Saturno = 12,25 Bbbl)

Considerações Finais



A área em oferta na Bacia de Santos possui potencial para descobertas de óleo nas seções Pré-Sal e Pós-Sal.

As estruturas mapeadas no play pré-sal possuem potencial para descobertas de gigantescas jazidas de petróleo.

Os volumes *in situ* não riscados, para os prospectos do Pré-Sal, estão estimados em cerca de 12 bilhões de barris de petróleo.

Fonte: **Slide 52** da Apresentação das Áreas da Bacias de Santos ocorrida no Seminário Técnico da ANP, em 30/1/2018, retirada do endereço <http://rodadas.anp.gov.br/pt/15-rodada-de-licitacao-de-blocos/seminarios> (acesso em 26/3/2018)

153. Além das informações sobre risco exploratório e os grandes volumes estimados para as respectivas áreas, outras evidências nas notas técnicas da ANP dariam suporte a análise desses blocos para classificação como áreas estratégicas. Avaliações geológicas classificando os eventuais prospectos como pertencentes ao **play** do pré-sal e estudos econômicos comparando as estimativas de produção com referência em perfis de outros campos que já produzem em áreas do polígono do pré-sal corroboram, fortemente, uma visão, da própria Agência, sobre as características dessas áreas, em similitude às de baixo risco exploratório e elevado potencial produtivo no pré-sal.

154. Aplicou-se, naquelas áreas, a mesma metodologia adotada nas rodadas de licitação de partilha de produção pela ANP. Seguindo a referida metodologia, a avaliação econômica das áreas foi parametrizada por dados de área considerada análoga. ‘A área do pré-sal que conta com volume de dados que permite a utilização como análogo é a Campo de Lula, que, em função do prazo para elaboração do presente estudo, foi adotado como análogo de todas as áreas. ‘ (peça 1, itens não digitalizáveis, NT DG 3/2017, p. 7).

155. Inclusive, as análises econômicas dos Blocos S-M-645 e S-M-534, pela ANP, foram realizadas no âmbito das avaliações com vistas à 4ª Rodada de Partilha de Produção. Assim sendo, a afirmação da resposta da oitiva contradiz a suposta decisão do CNPE (não há formalização), que

teria como base o risco exploratório e o potencial produtivo. Mais um motivo para que a decisão do CNPE estivesse formalizada e devidamente fundamentada.

156. Em segundo plano, as decisões, mesmos as políticas, devem ser devidamente balizadas nos fundamentos técnicos e legais, razão pela qual esta SeinfraPetróleo identificou as presentes inconsistências no processo de outorga examinado.

157. Na documentação recebida posteriormente à proposição de oitiva também não foram encontrados elementos que suprissem os procedimentos e fundamentos requeridos ou que indicassem suas dispensabilidades.

158. Desta forma, não contemplada a documentação requerida, a argumentação prestada também não afastou a necessidade de apresentá-la. Ao contrário, as contradições apontadas reforçam o entendimento preliminar desta Unidade Técnica.

IV.4. Avaliações Geológicas dos Blocos em licitação para suporte às estimativas das avaliações econômicas

159. Esse tópico motivou o requisito previsto no subitem (b), do item 228, da instrução preliminar. Em síntese, aquela instrução abordou a constatação de que, nas notas técnicas de avaliações geológicas das áreas para o processo de outorga, base das estimativas volumétricas que alimentam as avaliações econômicas e simulações para definir os parâmetros econômicos dos blocos licitados, consignou-se, expressamente, a fragilidade das informações contidas, devido ao prazo disponibilizado para as análises, limitando o uso das melhores técnicas e ferramentas – o que comprometeu a precisão das informações, imputando aumento do fator risco nos cálculos volumétricos (que leva à subestimá-los).

160. Com esse efeito nas estimativas volumétricas dos blocos e, conseqüentemente, em suas avaliações econômicas, questionou-se sobre a necessidade de revisão das estimativas ou declaração da Agência de que entende que as estimativas já realizadas têm grau de aceitabilidade adequado ao processo de outorga, dentro do que é possível ser desenvolvido pela ANP.

IV.4.1. Manifestação da ANP, do MME, e do CNPE.

161. Nenhum dos órgãos se manifestou sobre a questão.

IV.4.2. Análise.

162. Os apontamentos da instrução preliminar não foram contestados. A questão é grave e deve-se destacar os principais motivos.

163. Primeiro, está identificado o risco de subestimação das avaliações econômicas das áreas licitadas, o que interfere nas decisões acerca dos parâmetros econômicos para a licitação e pode ocasionar perdas financeiras para as receitas governamentais em razão de erros de estimativas. Há também a possibilidade de os resultados das estimativas induzirem a erros de estratégias de licitação.

164. Outro aspecto é relativo ao risco de interferência externa na função técnica da Agência Reguladora. A razão exposta para a ocorrência foram os prazos curtos, incompatíveis com a necessidade de melhor processamento dos dados e respectivas análises. Isso também ocorreu em relação às notas técnicas de avaliações econômicas.

165. O calendário de licitações deve respeitar todas as necessidades técnicas e passos preliminares da Agência Reguladora, para que o processo de outorga seja feito, em cada uma de suas complexas etapas, da forma mais diligente possível. Os requisitos de qualidade técnica não podem ser relativizados ou negligenciados em função de metas ou cronogramas estabelecidos do Poder Executivo. Só se pode concluir o processo de outorga se suas etapas forem realizadas com a devida qualidade e diligência.

166. Agravante é que as várias notas técnicas da Agência consignam essa situação e nenhuma das instâncias superiores adotou as devidas providências.

167. Há a possibilidade de que esse problema já venha ocorrendo, conforme o relato contido na Nota Técnica DG 03/2017 (peça 1, itens não digitalizáveis – NT DG 03/2017, p. 4):

É importante mencionar que na 14ª Rodada de Licitações, cuja sessão pública de apresentação de ofertas ocorreu dia 27 de setembro, houve duas áreas cujos bônus foram

bastante elevados, uma com R\$ 2,2 bilhões (C-M-346) e outra com R\$ 1,2 bilhão. Estas áreas apresentam condições similares às áreas cujos bônus são calculados neste documento.

168. E também na própria resposta da ANP à outra questão da oitiva (peça 48, p. 22):

Uma boa indicação da precariedade dos dados de que se dispõe nesse processo licitatório é evidenciado pelos resultados da 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção. A aplicação das alíquotas ofertadas ao modelo que definiu os parâmetros licitatórios geraria cargas fiscais maiores que 100%, o que, obviamente, nenhuma empresa racional endossaria. Isso decorre da divergência de avaliação de um enorme número de variáveis que compõe os modelos.

169. Essas informações indicam resultados licitatórios que excedem acentuadamente as expectativas iniciais da Agência. Uma das razões pode ser erros na metodologia de estimativa.

170. Dessa forma, esta questão também reforça a adoção da medida cautelar.

IV.5. Avaliações e escolhas dos parâmetros econômicos dos Blocos S-M-645, S-M-534, C-M-709, C-M-657 e Saturno

171. Como abordado na instrução preliminar, de forma peculiar e inusitada, a 15ª Rodada de Licitações em Regime de Concessão excepcionou quatro dos blocos listados para avaliação econômica e escolha dos valores de Bônus Mínimo de Assinatura. Os Blocos S-M-645, S-M-534, C-M-709, C-M-657, por suas características geológicas, foram avaliados pela metodologia atualmente adotada pela ANP para avaliação de áreas para licitação no Regime de Partilha de Produção.

172. Quanto aos Blocos S-M-645, S-M-534, ainda sobreveio a dúvida se seriam licitados no âmbito da 15ª Rodada (Concessões) ou agregado à Área de Saturno no Regime de Partilha de Produção (4ª Rodada).

173. Outro aspecto, pertinente à análise técnica precedente à escolha dos parâmetros econômicos da licitação, diz respeito ao nível de valor dos Bônus de Assinatura, que a ANP recomendou a preferência pelas faixas de menores valores entre as opções oferecidas.

174. Assim, a decisão acerca de tais parâmetros recairia em análise entre opções de faixa de Bônus de Assinatura, nível de participação governamental pretendido (**government take**) e regimes de outorga (partilha ou concessão para os Blocos S-M-645, S-M-534), o que implicaria também em avaliar em subdividir ou não a Área de Saturno.

175. Em vista desses aspectos, para proceder a avaliação do processo, esta Unidade Técnica prospectou acerca dos elementos necessários e suficientes para análise comparativa dessas opções e a conformidade da decisão adotada com a fundamentação a partir das informações disponíveis. Com isso, foi constatado que os elementos técnicos formalizados no processo não permitem o conjunto de análise mínima comparativa necessária e, também, que não há fundamentação para as decisões adotadas no âmbito do CNPE para as questões levantadas.

176. Nesse sentido, foram indicados os subitens (f) a (i), do item 228 da instrução preliminar, para que os responsáveis encaminhassem elementos técnicos que suprissem as deficiências apontadas.

IV.5.1. Manifestação do CNPE

177. O CNPE não se manifestou especificamente a respeito, remanescendo a argumentação da ANP e do Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural do MME, endossada pelo Secretário-Executivo do Conselho.

IV.5.2. Manifestação do MME

178. Entendeu-se que a Nota Informativa 4/2018/DEPG/SPG (peça 49, p. 39), do Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural do MME, instância técnica do Ministério, reporta entendimentos a respeito da questão, concebido no âmbito daquele Órgão, embora ausente a anuência de seus dirigentes, considerando-a para elucidação dos fatos.

179. Da referida Nota Técnica, extrai-se os seguintes trechos (p. 40-42):

Nota-se que os prospectos de Saturno e Titã possuem a maior parte de suas estruturas na parte externa do Polígono do Pré-Sal, onde vigora o regime de concessão, enquanto o prospecto de Dione, encontra-se no interior do Polígono, onde vigora o regime de partilha de produção.

...

O CNPE ao deliberar sobre as rodadas de licitações, tinha a opção de propor ao Presidente da República:

- i. ofertar a área total dos três prospectos sob regime de partilha de produção (haveria a necessidade de ato do Poder Executivo, por meio do CNPE, para declarar tal área como sendo estratégica, segundo a Lei nº 12.351/2010); ou
- ii. ofertar os três prospectos divididos sob regime de concessão e sob regime de partilha de produção. (podendo ensejar a necessidade de um futuro processo de unitização envolvendo os blocos ofertados, no caso de sucesso exploratório).

...

As decisões do CNPE são baseadas nas notas técnicas das áreas pertinentes, acompanhadas de pareceres jurídicos, bem como na apresentação oral do tema em dois momentos, na reunião prévia, em que Secretários-Executivos e outros Assessores dos membros titulares debatem previamente o assunto da pauta, e na reunião principal, deliberativa, em que os membros titulares debatem e deliberam acerca da pauta, aprovando a(s) proposta(s) de resolução. O CNPE, se pronuncia por meio das Resoluções e Exposições de Motivos que são encaminhadas ao Exmo. Presidente da República para sua avaliação e aprovação.

Sobre a chamada área de Saturno, o CNPE, em sua Reunião Extraordinária em 09.11.2017, realizou um amplo debate que culminou na opção de ofertar os blocos S-M-534 e S-M-645 na 15ª Rodada de Licitações sob regime de concessão, e a área de Saturno, adjacente aos dois blocos citados, na 4ª Rodada de Licitações sob regime de partilha.

Entende-se que a oferta dos blocos S-M-534 e S-M-645 sob regime de concessão, segundo as regras da Lei nº 9.478, de 1997, está alinhada com a atual política de E&P, permitindo viabilizar uma maior pluralidade de operadores e o induzindo ao fortalecimento da atividade exploratória no País.

Sabe-se que num cenário de múltiplos operadores há maior competição, o que incentiva a inovação, aumenta o investimento e proporciona operações a custos competitivos.

...

Nesse sentido, o modelo de concessão mostra-se menos complexo que o modelo de partilha, podendo ser mais atrativo para as empresas petroleiras. Ademais, os **royalties** de 10%, contra 15% no modelo de partilha, representam maior longevidade da produção do campo. Outro ponto relevante para a preferência da indústria pelo modelo de concessão é que a União tem menor participação tanto nas decisões de pesquisa, quanto em eventuais descobertas não identificadas na avaliação da ANP.

No modelo de concessão, a União aumenta suas possibilidades de capturar antecipadamente, por meio do Bônus como critério de oferta, percepções de atores da indústria em relação à prospectividade da área. Vale lembrar que a prospectividade é apenas uma percepção do intérprete e que a análise geológica da ANP, bem como a análise das empresas licitantes, não se concretizará, uma vez que, nessa etapa de conhecimento mínimo do prospecto, todos estão trabalhando apenas com estimativas. Vale lembrar da situação das atividades de pesquisa no bloco de Libra, onde o processo de declaração de comercialidade da descoberta indica uma mudança no entendimento geológico da área, confirmando que há risco elevado no pré-sal.

Outro ponto relevante diz respeito à previsão de direito de preferência da Petrobras nos contratos de partilha de produção. Não é difícil compreender que o valor econômico de blocos exploratórios a serem ofertados em determinado leilão aumenta com a diversidade de operadores habilitados e liberdade na formação de parcerias entre as empresas.

Assim, a oferta da área dos três prospectos em um único bloco no regime de partilha pode dificultar a captura pela União, de eventuais disputas pelo arremate dos blocos que possam aumentar o Bônus de Assinatura conforme o valor percebido pela indústria. Tais aspectos são intangíveis e, portanto, não estão nas avaliações dos blocos para a licitação, sendo percebidos apenas com a oferta de parte do prospecto via concessão.

A divisão da área do prospecto Saturno em três blocos (duas em concessão e uma em partilha) também deverá aumentar a competitividade, uma vez que diminui o bônus individual para cada uma das áreas, permitindo que empresas com diferentes disponibilidades financeiras disputem a licitação ao mesmo tempo que diminui o risco de termos uma licitação deserta (como por exemplo ocorreu com a licitação da área de Pau Brasil, na 3ª Rodada da Partilha). Caso a percepção de prospectividade/atratividade da ANP esteja muito acima daquela percebida pelo mercado e seja oferecida uma única área com um Bônus muito alto, se reduziria o universo de empresas capazes de participar e consequentemente se aumentaria a chance de uma licitação deserta.

...

Por fim, ressalta-se que possíveis ágios em qualquer processo licitatório são tão mais prováveis quanto mais concorrentes participarem, uma vez que a concorrência permite capturar a assimetria das percepções de valor existentes **a priori**. Valor esse que se confirmará (ou não) apenas depois de intensos investimentos exploratórios. Ou seja, quanto mais empresas avaliarem a área dos três prospectos, maior a chance da União capturar o valor de percepções mais otimistas que aquela da avaliação de potencial realizada pelos técnicos da ANP.

IV.5.3. Manifestação da ANP

180. Muito embora a instrução preliminar desta oitiva tenha organizado a interpelação de modo a objetivar os pontos que poderiam sanear as falhas do processo de outorga, a resposta da ANP se encontra estruturalmente disposta a rebater argumentos específicos daquela instrução, deixando de correlacionar, objetivamente, as questões inerentes aos subitens do item 228 da proposta de oitiva.

181. A seguir, apresenta-se uma coletânea de trechos da resposta da ANP, que guardam correlação com as análises que deveriam estar contidas nos elementos listados nos subitens (f) a (i), do item 228 da instrução preliminar.

182. Em relação à definição de valores de Bônus de Assinatura (peça 48, p. 19; 22):

Conforme já dito, há muito risco e imprecisão envolvidos no processo licitatório de atividades de Exploração e Produção. Desconsiderar esse aspecto pode resultar em conclusões equivocadas como a seguinte: ‘Dessa forma, ao optar pela divisão da área total de Saturno em dois regimes, o critério de definição de Bônus de Assinatura para uma redução potencial de R\$ 1,25 bilhão da arrecadação de Bônus de Assinatura para essas áreas’.

Essa conclusão do TCU pressupõe que as áreas serão arrematadas e que, na concessão, serão arrematadas pelos valores mínimos, seja qual for a configuração de licitação (bloco único ou blocos separados).

Conforme já dito, um possível cenário é que o bônus de assinatura seja de tal forma elevado se a licitação ocorrer como uma área única que isso cause o fracasso do processo licitatório. Por outro lado, é possível que o curso da licitação na forma atualmente definida pela legislação resulte em um processo concorrencial pelas áreas da 15ª Rodada de Licitações, o que poderia elevar seus valores.

Uma boa indicação da precariedade dos dados de que se dispõe nesse processo licitatório é evidenciado pelos resultados da 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção. A aplicação das alíquotas ofertadas ao modelo que definiu os parâmetros licitatórios geraria cargas fiscais maiores que 100%, o que, obviamente, nenhuma empresa racional endossaria. Isso decorre da divergência de avaliação de um enorme número de variáveis que compõe os modelos.

...

O CNPE não definiu (o valor do Bônus de Assinatura – nota desta instrução). Fez uma recomendação a partir de uma discussão ocorrida no âmbito do Conselho que foi acatada pela ANP. A prerrogativa e responsabilidade pela definição dos Bônus no caso da licitação de áreas de Concessão é da ANP. A Nota Técnica Assessoria DG nº 03/2017 é explícita, conforme indica a citação ‘Além disso, também recomendou à ANP os valores dos bônus de assinatura das parcelas dos reservatórios de Saturno que serão licitadas sob o regime de Concessão’. (NT DG 1/2018, p. 18).

183. Em relação a ausência de informações comparativas de estimativas para as parcelas de participação governamental em cada opção de licitação (peça 48, p. 20-21):

É importante reiterar nesse quesito o caráter precário, secundário mesmo das ‘projeções’ das parcelas governamentais. Sequer se pode atribuir o termo projeção aos cálculos. Trata-se de cenários que, em função do número de variáveis envolvidas, são, **per se**, improváveis de serem realizados. As parcelas governamentais são inerentes ao modelo de cálculo dos parâmetros do processo licitatório, não são concebidas como projeções. Tratá-las como projeções/previsões não refletiria o caráter impreciso e improvável que têm, conduzindo o decisor a possível equívoco.

As projeções, ou mesmo as análises de sensibilidade, requereriam uma Miríade de simulações e cenários alternativos que em nada contribuiriam para a identificação dos parâmetros econômicos do processo licitatório.

A qualificação como projeção requereria a simulação de centena de cenários de volumes recuperáveis, cada qual variando em relação a centenas de cenários de preços de petróleo, preços de gás natural, razão gás-óleo, contaminantes, produtividade dos poços em diversos cenários de pico e declínio, custos, investimentos, taxa de desconto, dentre outras inúmeras variáveis.

É importante notar, ainda, que as instâncias decisórias não solicitaram as projeções das parcelas governamentais, o que indica conforto das instâncias decisórias em relação ao suporte de dados supridos.

A Nota Técnica tem foco nos parâmetros técnicos e econômicos do processo licitatório. Não sendo seu objetivo previsão de parcelas governamentais, ainda que dados de parcelas governamentais sejam subproduto do modelo de simulação.

O objetivo principal é dar curso à Política de Exploração e Produção e, em caráter secundário, à arrecadação que as atividades podem gerar.

As parcelas governamentais têm significado reduzido em relação aos parâmetros de leilão. Parametrizar a decisão dos parâmetros do processo licitatório pelos dados de parcelas governamentais gerados pelo modelo elevaria a possibilidade de um leilão fracassado.

Entende-se que a definição dos bônus e alíquotas (no caso partilha) ou dos bônus mínimos (no caso da concessão) deve ter foco no processo licitatório que ocorrerá no curto prazo, relegando a posição inferior, se não desprezando, as curvas futuras das demais parcelas governamentais. Isso porque essas parcelas são vinculadas e decorrem de um leilão bem sucedido e, além disso, seus valores são função de inúmeras variáveis, algumas das quais extremamente voláteis, ou particulares de cada empresa. Ademais o percentual de carga fiscal que determina os valores de bônus e alíquotas, no caso de partilha, embute todas as variáveis fiscais.

Em função desse entendimento, a Nota Técnica Assessoria DG nº 03/2017 bem como a Nota Técnica DG nº 01/2017, não apresentam informações que, entende-se, são secundárias para o processo.

É importante frisar que informações desse tipo não foram solicitadas pelo CNPE, em nenhuma circunstância em que foram apreciados os parâmetros técnicos e econômicos de licitações de partilha. Tais documentos foram avaliados pelo Ministério da Fazenda, pelo Ministério do Planejamento, pela Casa Civil, dentre outros ministérios que compõem o CNPE.

A definição dos parâmetros econômicos deve se dar contra análise de curto prazo, no âmbito do processo licitatório, e não em função de improváveis curvas de receita.

IV.5.4. Análise da oitiva

184. Em função da forma das respostas da oitiva, desalinhadas com os apontamentos da instrução preliminar, reorganiza-se a presente análise sob dois aspectos: quanto às bases técnicas para escolhas dos parâmetros econômicos (avaliações econômicas, parcialmente tratadas na manifestação da ANP) e quanto aos fundamentos das decisões (argumentado na informação do DEPG/SPG – MME).

IV.5.4.1. Avaliações econômicas de suporte às decisões

185. A ANP não apresentou as informações técnicas indicadas nos subitens (f) e (g), do item 228 da instrução preliminar. Sua sintética argumentação consiste no entendimento sobre a desnecessidade dessas informações para a licitação, além de depor contra a qualidade das informações empregadas para embasar a definição dos valores de Bônus Mínimo de Assinatura. Também negou que o CNPE tenha definido os valores de Bônus Mínimo de Assinatura para os Blocos S-M-645, S-M-534, apenas os recomendou à ANP.

186. A linha de argumentação da ANP baseia-se na precariedade (termo empregado) ou fragilidade dos dados base para as análises econômicas. Esse argumento, além de enfraquecer o trabalho da ANP, não pode prosperar pelo simples fato de ainda não haver alternativa mais qualificada ou segura. É inerente à indústria do petróleo – trabalha com imprecisões, estimativas e riscos. Ao contrário, por haver grande margem de incertezas sobre as informações é que se deve aprimorar e detalhar as análises e definir uma visão mais ampla das variáveis possíveis e seus impactos.

187. A ANP, a partir da implantação do regime de partilha de produção, desenvolveu metodologia de análise econômica de blocos para licitação baseada na estimativa de fluxo de caixa descontado para um hipotético projeto de investimentos para produção do respectivo bloco exploratório. As simulações a partir desse fluxo de caixa simulado permitem estimar o comportamento das receitas do projeto, inclusive as parcelas governamentais, que se deduzem dos parâmetros fiscais do projeto (**royalties**, bônus de assinatura, tributos, alíquota de partilha etc.). Assim, a mesma metodologia que estima os valores base de análise para definição do valor do Bônus de Assinatura do Bloco estima, paralelamente, as receitas do projeto e as parcelas governamentais que derivam dessas receitas.

188. Muito embora a ANP esteja utilizando apenas o valor agregado das parcelas governamentais, denominado pela Agência como Carga Fiscal (ou internacionalmente conhecido como **government take**), além do valor da parcela específica para Bônus de Assinatura, as demais parcelas compõem o cálculo da estimativa (Carga Fiscal), sendo indissociáveis. Portanto, automaticamente, elas se tornam disponíveis, somente não são utilizadas nas análises econômicas da ANP. Como registrado na própria resposta da Agência: ‘As parcelas governamentais são inerentes ao modelo de cálculo dos parâmetros do processo licitatório’.

189. Portanto, não faz sentido o comentário: ‘Tratá-las (parcelas governamentais) como projeções/previsões não refletiria o caráter impreciso e improvável que têm, conduzindo o decisor a possível equívoco’. O caráter das parcelas fiscais é o mesmo da Carga Fiscal e do Bônus de Assinatura estimados, têm a mesma origem destas informações que são submetidas ao chamado decisor. Não se compreende como é possível considerar uma estimativa agregada válida para parametrizar o decisor e a decomposição dessa estimativa não.

190. Outro argumento que não faz sentido, é formado pelas seguintes colocações (peça 48, p. 20):

As projeções, ou mesmo as análises de sensibilidade, requereriam uma Miríade de simulações e cenários alternativos que em nada contribuiriam para a identificação dos parâmetros econômicos do processo licitatório.

A qualificação como projeção requereria a simulação de centena de cenários de volumes recuperáveis, cada qual variando em relação a centenas de cenários de preços de petróleo, preços de gás natural, razão gás-óleo, contaminantes, produtividade dos poços em diversos cenários de pico e declínio, custos, investimentos, taxa de desconto, dentre outras inúmeras variáveis.

191. Demandar a explicitação das parcelas governamentais inerentes às próprias avaliações econômicas da ANP, não implica em sequer uma simulação a mais. Demanda-se apenas os detalhamentos das simulações já realizadas pela Agência. Não requer alteração de parâmetros de volumes, preços, custos, investimentos, taxas etc., como se induziu erroneamente ao equívoco. As informações das parcelas governamentais são úteis com os mesmos (todos) parâmetros já lançados e calculados. Apenas interessa o impacto da alteração de regime regulatório e a participação que o Bônus de Assinatura tem em cada caso. Simples e imediato. Inclusive, comprovado que a ANP dispõe dos cálculos.

192. Novamente, a própria resposta da ANP corrobora o entendimento desta Unidade Técnica: ‘A Nota Técnica (da ANP, de avaliação econômica dos blocos) tem foco nos parâmetros técnicos e econômicos do processo licitatório. Não sendo seu objetivo previsão de parcelas governamentais, ainda que dados de parcelas governamentais sejam subproduto do modelo de simulação’ (peça 48, p. 20). Ou, também, em sua própria nota técnica (peça 1, itens não digitalizáveis – NT DG 03/2017, p.15):

Dentre os parâmetros do projeto estão os aspectos fiscais subjacentes ao contrato de concessão, sob o qual a área será contratada. Estes parâmetros determinam a forma pela qual se dará a receita da União, com impacto no valor da receita e momento que receita do Estado ocorre.

193. Prossequindo, cabe destacar, também, os seguintes argumentos (peça 48, p. 20-21):

É importante notar, ainda, que as instâncias decisórias não solicitaram as projeções das parcelas governamentais, o que indica conforto das instâncias decisórias em relação ao suporte de dados supridos.

O objetivo principal é dar curso à Política de Exploração e Produção e, em caráter secundário, à arrecadação que as atividades podem gerar.

É importante frisar que informações desse tipo não foram solicitadas pelo CNPE, em nenhuma circunstância em que foram apreciados os parâmetros técnicos e econômicos de licitações de partilha. Tais documentos foram avaliados pelo Ministério da Fazenda, pelo Ministério do Planejamento, pela Casa Civil, dentre outros ministérios que compõem o CNPE.

194. Mais uma vez a resposta à oitiva traz elementos que reforçam as preocupações desta Unidade Técnica que ensejaram a instrução preliminar, ao invés de dirimir as dúvidas existentes.

195. Realmente, a SeinfraPetróleo constatou que nem as instâncias decisórias demandaram elementos importantes de análise e nem houve o devido detalhamento por parte das notas técnicas da ANP. Aqui, cabe lembrar que as notas técnicas de avaliação econômica da ANP são bastante sucintas acerca dos resultados das simulações, trazendo apenas os valores finais. Não permitem a conferência dos passos precedentes nem a decomposição dos dados agregados. Por isso, questionar o detalhamento das parcelas é uma decorrência natural.

196. Uma das preocupações que motiva a presente proposta de medida cautelar é justamente a ausência de análises e fundamentações do CNPE em suas decisões, conforme explorado na presente análise e na instrução preliminar, de modo que a alegação da ANP corrobora o entendimento preliminar.

197. Objetivos principais e secundários da política é questão que o CNPE deve explicitar em suas decisões e concatenar com os fundamentos técnicos, o que não foi feito nesse processo de outorga. Por oportuno, cabe visitar a recente Resolução CNPE 17, de 8 de junho de 2017, que Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei nº9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência, em particular quanto ao seu artigo 1º:

Art. 1º Estabelecer como Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural a maximização da recuperação dos recursos **in situ** dos reservatórios, a quantificação do potencial petrolífero nacional e a intensificação das atividades exploratórias no País, bem como a promoção da adequada monetização das reservas existentes, resguardado os interesses nacionais. (grifo nosso)

198. Deveria ser desnecessário lembrar que cabe ao CNPE e não à ANP classificar as prioridades da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. A propósito, pela norma citada, já classifica. E a arrecadação que as atividades de produção de petróleo pode gerar está como prioritária e não secundária, como diz a ANP. Supõe-se que outros ministérios, notadamente o Ministério do Planejamento e o Ministério da Fazenda, que compõem o Conselho, endossaram esse entendimento.

199. Como se não bastasse, também foi adequadamente colocado da referida Resolução a defesa dos interesses nacionais, diretriz maior, sob a qual debruça-se este Tribunal. Também não deveria ser necessário lembrar que a maximização da renda petrolífera para o Estado está na raiz da criação do Marco Regulatório do pré-sal, bem como é conceito básico de todos os estudos internacionais sobre regimes fiscais. Portanto, não é esperado que a Agência Reguladora exponha esse argumento.

200. Não é necessário recorrer diretamente à legislação para ilustrar isso, pois a própria Nota Técnica DG n. 01/2017 (peça 17), de avaliação econômica da ANP para as áreas sugeridas para licitação da 4ª Rodada de partilha de produção, traz essa constatação (peça 17, p. 46):

Um dos objetivos da introdução do RPP (Regime de Partilha de Produção) no ordenamento jurídico brasileiro era a elevação da CF (Carga Fiscal) para a atividade de E&P na área do pré-sal, em função do alegado baixo risco geológico da área: ‘O novo desenho contratual faz-se necessário em um contexto de baixo risco geológico, no qual são gerados excedentes de rendas significativos que devem ser maximizados pelo Estado’ (Exposição de Motivos Interministerial EMI 38-MME/MF/MDIC/MP/CCIVIL). Para consecução deste objetivo, a Lei concebeu diversos instrumentos fiscais, dentre os quais o bônus de assinatura e a própria partilha do excedente em óleo, este último, único critério para determinação do licitante vencedor (art. 18 da Lei nº 12.351/2010). (grifos desta instrução)

201. Também cabe discorrer sobre os seguintes argumentos apresentados pela ANP (peça 48, p. 20-21):

As parcelas governamentais têm significado reduzido em relação aos parâmetros de leilão. Parametrizar a decisão dos parâmetros do processo licitatório pelos dados de parcelas governamentais gerados pelo modelo elevaria a possibilidade de um leilão fracassado.

Entende-se que a definição dos bônus e alíquotas (no caso partilha) ou dos bônus mínimos (no caso da concessão) deve ter foco no processo licitatório que ocorrerá no curto prazo, relegando a posição inferior, se não desprezando, as curvas futuras das demais parcelas governamentais. Isso porque essas parcelas são vinculadas e decorrem de um leilão bem sucedido e, além disso, seus valores são função de inúmeras variáveis, algumas das quais extremamente voláteis, ou particulares de cada empresa. Ademais o percentual de carga fiscal que determina os valores de bônus e alíquotas, no caso de partilha, embute todas as variáveis fiscais.

Em função desse entendimento, a Nota Técnica Assessoria DG nº 03/2017 bem como a Nota Técnica DG nº 01/2017, não apresentam informações que, entende-se, são secundárias para o processo.

A definição dos parâmetros econômicos deve se dar contra análise de curto prazo, no âmbito do processo licitatório, e não em função de improváveis curvas de receita.

202. Em primeiro lugar, a ANP alega que a aplicação de análises das estimativas das parcelas governamentais poderia aumentar o risco de fracasso do leilão (sem propostas para a área analisada). O que representa um raciocínio inconsistente. Está se falando apenas de disponibilização de dados para análises, não há sentido positivo ou negativo na informação. Não é possível saber previamente as consequências. Depende da própria informação e das diretrizes de quem a analisa. Não faz sentido a conclusão. Além do mais, o que se busca é justamente análises comparativas que confirmem sentido às decisões.

203. Outro aspecto revelado é que a ANP entende que a visão da análise econômica deve ser de curtíssimo prazo, ou seja: apenas no horizonte do leilão e não no projeto como um todo. Claramente, cogita desprezar as curvas futuras de receitas das parcelas governamentais. O que não parece compatível para a visão de um agente regulador e com a legislação vigente. Pelo menos, não é compatível com os critérios de fiscalização de outorga aplicados pelo TCU.

204. Como não cabe à ANP e sim ao CNPE definir a preferência entre as visões de curto, médio ou longo prazo, bem como as prioridades de receitas, também não cabe à Agência restringir as informações que permitiriam essas análises. É o que esta Unidade Técnica prospecta nesta fiscalização: a ampla análise adequada ao processo de outorga.

205. Não cabe ao TCU determinar essas preferências ou prioridades, mas avaliar como foram tratadas, em conformidade com a legislação e em perspectiva da melhor defesa dos interesses da União.

206. Nesse sentido, em princípio, não se questionou a qualidade das avaliações econômicas da ANP, contra a qual a resposta a esta oitiva depõe. Sabendo-se das restrições das incertezas das estimativas, quanto as próprias premissas – o que é natural e sempre está consignado nas notas técnicas. Mas, como já comentada, é a alternativa escolhida como a mais adequada até o momento.

207. O que se questiona é justamente o melhor aproveitamento das avaliações econômicas, consideradas as imprecisões e incertezas inerentes, de modo a oferecer o máximo, e da melhor forma, de parâmetros para análises para decisões que são complexas, subjetivas e devem estar muito bem fundamentadas.

208. O que consta na instrução preliminar, são exercícios de análises, a partir das próprias avaliações econômicas da ANP – e não necessariamente caso concreto, para demonstrar que os estudos produzidos pela Agência, quando confrontados com as decisões do CNPE, permitem inferir riscos de prejuízos às receitas da União, pela forma que as áreas estão programadas para ser outorgadas.

209. Os apontamentos desta Unidade Técnica não foram rebatidos por outras análises apresentadas em sentido contrário. Quando muito, e para pouco casos, foi alegado que não se poderia ter chegado à conclusão exposta na instrução preliminar, porque as informações não são suficientes ou que não se sabe o resultado da licitação. O dever da Administração é avaliar os impactos previamente, mesmo que não se possa antecipar os resultados.

210. Para exemplificar, sinteticamente em dois tópicos de análises das quais esta Unidade Técnica questiona a ausência no processo de outorga: análise da vantajosidade entre optar licitar a parte de Área de Saturno, externa ao polígono do pré-sal, pelo Regime de Partilha de Produção ou de Concessão, sob o ponto de vista fiscal; e análise dos impactos da escolha de valores do Bônus Mínimo de Assinatura nas parcelas governamentais – não somente na carga fiscal (pois possuem evoluções distintas, principalmente em regimes distintos).

211. Essas análises são fundamentais para as decisões adotadas. Não se tratando ainda de mérito, mas de transparência de critério e diligência na outorga de bens da União.

212. Também não se demandou a produção de nada novo ou mais complexo do que se já dispunha de informações técnicas, mas apenas as devidas avaliações dos elementos técnicos disponíveis de modo a qualificar adequadamente o processo, em coerência ao nível de materialidade e importância que carrega.

213. E quando se confronta as notas técnicas com as respostas à oitiva, observa-se que a concepção primária das avaliações está no mesmo sentido reclamado por esta Unidade Técnica e não nos conceitos que tentam transparecer na oitiva. Nota Técnica DG n. 01/2017 (peça 17, p. 34):

A decisão acerca da forma segundo a qual os reservatórios de Saturno serão licitados, deve considerar, idealmente, todos os cenários possíveis. Por isso, indica-se abaixo, além da potencialidade fiscal das áreas a serem licitadas sob partilha, a das áreas externas ao polígono (a serem licitadas em Regime de Concessão).

214. [...]

234. Da forma como estão formatadas as duas rodadas em andamento, a tabela supra demonstra que para atingir o mesmo nível de carga fiscal que seria obtida com a Área Saturno total em Partilha de Produção o somatório de bônus de assinatura para esses blocos na 4ª Rodada de Partilha e na 15ª Rodada de concessões deve atingir R\$ 7,37 bilhões.

235. Isso significa que, partindo das mesmas premissas da metodologia fluxo de caixa descontado, adotada pela ANP, para um mesmo VPL de projeto e Carga Fiscal (CF) equivalente a 75% do VPL, diferenciando-se apenas na distribuição das parcelas governamentais, conforme o regime de contratação, as áreas comparadas se equivalem, nos seguintes termos:

Tabela 4 - Comparação dos resultados das simulações da ANP para as áreas de Saturno

Regime de Concessão + Regime de Partilha para Saturno Parcial CF 75%	Regime de Partilha de Produção CF 75%
Área em Comparação	Área em Comparação
Saturno Parcial em Concessão (S-M-534)	Saturno Total em Partilha de Produção
Saturno Parcial em Concessão (S-M-645)	
Saturno Parcial em Partilha de Produção Partilha	
CF = Bônus (7,377 bilhões) + parcelas governamentais de concessão = 75% do VPL	CF = Bônus (6,250 bilhões) + parcelas governamentais de partilha de produção (incluída alíquota de partilha de 15,42%) = 75% do VPL

Fonte: elaborada por esta equipe, com base na Nota Técnica Complementar Assessoria DG 3/2017, ps. 18-19 e Nota Técnica Assessoria DG 1/2017 (peça 17, p. 42-44)

236. Assim, para que a opção adotada pelo CNPE proporcione as mesmas receitas governamentais estimadas (pelo mesmo modelo) para o regime de partilha de produção para a Área de Saturno, seria necessário obter um valor de Bônus de assinatura para as áreas particionadas superior em R\$ 2,377 bilhões ao que está sendo oferecido nos editais em andamento, além de considerar que o percentual de partilha de produção para a Área de Saturno, caso fosse licitada integralmente no regime de Partilha de Produção, não possa ser superior a 15,42%.

237. Dessa forma, reitere-se, não está em discussão apenas uma diferença de bônus de assinatura, mas sim uma conjugação de bônus de assinatura, carga fiscal e regime de contratação. Ou seja, os riscos assumidos pelo CNPE, pelo MME e pela ANP que foram transferidos para o mercado definir o quanto deve recompor equivalem a uma diferença desfavorável para a União de R\$ 2,37 bilhões, de acordo com os números da ANP, apontados na instrução preliminar e não desconstituídos com as oitavas prévias, além do diferencial que pode ser obtido além do valor da alíquota mínima de partilha estipulada.

238. Além disso, mesmo que sejam equivalentes os valores do conjunto das parcelas governamentais nos dois modelos, há diferenças significativas em sua composição (como **royalties**, alíquota de partilha, para regime de partilha, e participações especiais, para regime de concessão, por exemplo), que requerem ser analisadas, pois cada parcela tem destinações e beneficiários específicos e isso deve ser demonstrado.

239. Nesse momento, há que se registrar que não se está apontando qual seria a opção mais adequada para colocar estes blocos em licitação para exploração e produção de petróleo e gás natural. Essa, naturalmente, é uma decisão do gestor. No entanto, estando a decisão tomada, ela deve atender ao interesse público e estar devidamente motivada e fundamentada, de forma a não deixar dúvidas acerca das vantagens para a União da escolha adotada. No caso em análise, isso não ocorreu.

240. O que esta Unidade Técnica explicitou foi uma análise comparativa, referenciada na metodologia da própria ANP, e nas informações que estavam disponíveis para instrução do processo decisório do CNPE, específicas para o caso concreto dos Blocos S-M-645 e S-M-534 da 15ª Rodada de Concessões e do Bloco de Saturno para a 4ª Rodada de Partilha. Não se pretende, portanto, firmar juízo de qual regime de contratação para exploração e produção de petróleo e gás natural é o mais adequado. Isso somente as peculiaridades de cada caso concreto irá apontar, e deverá integrar processo decisório devidamente fundamentado e motivado.

IV.5.4.2. Fundamentos das decisões

241. Segundo o DEPG/SPG, as decisões do CNPE são baseadas nas notas técnicas das áreas pertinentes, acompanhadas de pareceres jurídicos, bem como na apresentação oral do tema.

242. Os procedimentos acima indicados são os esperados na atuação do Conselho, mas não suficientes para respaldar suas decisões. Nem sempre as notas técnicas e pareceres são conclusivos ou assertivos. Em muitas situações, esses documentos técnicos oferecem opções de escolha ao

CNPE. E mesmo quando há apenas uma única indicação ou sentido, cabe ao Conselho manifestar sua concordância ou discordância, mas sempre de forma justificada. Quanto há opções (e há, com frequência), mais detalhada deve ser a descrição da motivação do CNPE para a escolha adotada.

243. É necessário que o CNPE se manifeste, formalmente, tanto quanto às suas escolhas, como quanto às razões e fundamentos que o levaram a adotá-las. O DEPG/SPG declarou que o CNPE se pronuncia por meio das Resoluções e Exposições de Motivos que são encaminhadas ao Exmo. Presidente da República para sua avaliação e aprovação. Portanto, suas Resoluções são a manifestação formal de escolha e, sem o procedimento, não está consignada a decisão. E as Exposições de Motivos, ou outro termo que o Conselho queira adotar, seriam a formalização das razões e fundamentação das decisões adotadas, como deve ser e, mais especificamente, detalhada o suficiente para o relacionamento lógico com a documentação e informações técnicas precedentes.

244. Acontece que é justamente a ausência da fundamentação da escolha dos parâmetros econômicos do processo de outorga da 15ª Rodada de Licitação de Concessões a razão pela qual o CNPE foi interpelado e não foi apresentado algum documento que o valha.

245. Veja que não está se tratando de um mero rigor formal, mas de elementos absolutamente fundamentais ao processo de outorga, principalmente diante da discricionariedade das decisões e da importância do que se está sendo decidido. Sem isso, não se pode aferir a consistência da tomada de decisão e a respectiva responsabilidade.

246. O assunto que se trata é de excepcional materialidade e significância estratégica. Sem a devida transparência, motivação e definição de responsabilidades, não há como o Tribunal de Contas da União cancelar a regularidade do processo de outorga, nem cumprir sua função de prestar informações úteis ao Congresso Nacional e à sociedade em um tema que tem impacto significativo na economia e nos interesses fiscais de todos entes federativos.

247. Sem apresentar os documentos requeridos, o DEPG/SPG cita seus próprios argumentos para as decisões do CNPE no processo de outorga. Em nenhum deles, explica porque o Conselho preteriu a recomendação da ANP em dar preferência às opções com menores valores de Bônus de Assinatura. Aliás, não explica qual critério o CNPE aplica na escolha das opções de valor calculadas pela Agência Reguladora.

248. Contraditoriamente, ainda argumentou vantagens em se adotar valores menores de Bônus Mínimo de Assinatura nas licitações – o que não guarda coerência com as decisões do CNPE.

249. O restante da argumentação oferecida relaciona-se à opção, pelo CNPE, de ofertar os Blocos S-M-534 e S-M-645 na 15ª Rodada de Licitações sob Regime de Concessão, e a área de Saturno, adjacente aos dois blocos citados, na 4ª Rodada de Licitações sob Regime de Partilha. Lista-se: pluralidade de operadores; maior competição no processo licitatório; modelo de concessão menos complexo que o modelo de partilha, podendo ser mais atrativo para as empresas petroleiras; **royalties** de 10%, contra 15% no modelo de partilha, representam maior longevidade da produção do campo; preferência da indústria pelo modelo de concessão em que a União tem menor participação; a União aumenta suas possibilidades de capturar antecipadamente, por meio do Bônus como critério de oferta; o direito de preferência da Petrobras nos contratos de partilha de produção prejudica a concorrência; e, a oferta da área dos três prospectos em um único bloco no Regime de Partilha pode dificultar a captura pela União, de eventuais disputas pelo arremate dos blocos que possam aumentar o Bônus de Assinatura conforme o valor percebido pela indústria.

250. Percebe-se que o DEPG/SPG se centra na atratividade para as empresas petroleiras e é óbvio que o Regime de Concessão seja mais vantajoso para as empresas do que o de Partilha de Produção. E não o é somente por questões operacionais, mas principalmente pela melhor perspectiva de apropriação das receitas. Se o Regime de Partilha de produção propiciasse maiores receitas para as empresas, mesmo com toda a complexidade e controle do Estado, elas iriam preferi-lo.

251. A questão é: em que medida deixar de exercer a prerrogativa de licitar áreas pelo Regime de Partilha de Produção e outorgar pelo Regime de Concessão, beneficia a União. Isso não foi demonstrado. E também não poderia sê-lo somente pela perspectiva da expectativa de arrecadação de Bônus de Assinatura, como se ensaia argumentar e também não se comprova. Faltam dados, faltam análises, falta fundamentação formalizada.

252. Mesmo que o aspecto intangível de aumentar a atratividade do país por meio da oferta de áreas em regimes mais benéficos para as empresas seja o cerne da decisão, ainda que com perdas financeiras para a União, tal decisão deveria ter sido exposta de forma clara e transparente, formalizada e motivada pelo CNPE de modo a assumir a responsabilidade de seus atos, demonstrando, ainda, que eventuais benefícios intangíveis superaríamos o ônus à União com a perda de arrecadação.

253. Como visto, adequada fundamentação é necessária, além de tudo que já foi exposto, para prevenir o chamado risco de captura do mercado. A questão envolve interesses privados, extremamente significativos. Há, naturalmente, indicação de interesses de áreas (nomeação, como se diz no processo) para licitar, manifestados por empresas do setor. E a preferência do setor privado pelo Regime de Concessão é inquestionável. Portanto, é preciso que a conciliação de interesses do Estado e do setor privado seja transparente e absolutamente técnica, dentro das prerrogativas que o Estado tem, primeiro, por ser proprietário (a sociedade, em última instância) do bem outorgado, e, depois, por também ser o agente regulador da atividade. O problema da captura ocorre quando, por algum meio, o Estado abre mão ou utiliza essas prerrogativas de forma desequilibrada ou menos racional, em favor do agente privado.

254. De todo modo, além da resposta não corresponder aos documentos solicitados, não tem teor suficiente para justificar a ausência da fundamentação reclamada.

V. Da Manutenção dos Requisitos para Adoção de Medida Cautelar após Oitivas Prévias

255. Consoante o art. 276 do Regimento Interno/TCU, o Relator poderá, em caso de urgência, de fundado receio de grave lesão ao Erário, ao interesse público, ou de risco de ineficácia da decisão de mérito, de ofício ou mediante provocação, adotar medida cautelar, determinando a suspensão do procedimento impugnado ou a implementação de medidas urgentes, até que o Tribunal julgue o mérito da questão. Tal providência deverá ser adotada quando presentes os pressupostos do **fumus boni iuris** e do **periculum in mora**, além de demonstrar a inocorrência do **periculum in mora** reverso.

256. Após a realização das oitivas prévias determinadas pelo ministro Relator, nos termos do Despacho acostado à peça 40, os requisitos para a adoção da medida de urgência subsistem, pois aqui são reportados fatos que envolvem riscos, materialidade e relevância elevados que sinalizam riscos de prejuízos para União.

257. O CNPE, o MME e a ANP não demonstraram quais seriam as vantagens para União para dar seguimento a ofertas de blocos para exploração de petróleo e gás natural contendo prospectos de reservatório divididos em regimes diferentes de contratação, Concessão e Partilha de Produção, apontando provável processo de unitização.

258. Os blocos poderiam ser ofertados parte em Regime de Concessão e Parte em Regime de Partilha de Produção, em função de a linha do polígono do pré-sal dividir a Área de Saturno ou, alternativamente, ser decretada Área Total de Saturno Estratégica, nos termos do inciso V do art. 9º da Lei 12.351/2010, e licitá-la em um só regime, o de Partilha de Produção. A escolha do CNPE foi a primeira opção (leilões em diferentes regimes) e indica uma situação desvantajosa para União de US\$ 1,25 bilhão, apenas em bônus de assinatura (sem considerar o VPL da alíquota de partilha e de outras parcelas governamentais), sem que houvesse fundamentação ou justificativas para submeter a União aos riscos de suportar esse provável ônus financeiro, por meio de renúncia de receitas.

259. Reafirma-se que o requisito **fumus boni iuris** fica caracterizado pelos riscos de a União celebrar contratações para exploração e produção de petróleo e gás natural de prospectos de reservatórios particionados previamente para integrar regimes diferentes de contratações, sendo partes de reservatórios direcionados para Regime de Concessão e partes dos mesmos reservatórios direcionados para o Regime de Partilha de Produção, assumindo claramente os riscos de serem agregadas a essas explorações futuros Acordos de Individualização da Produção (Unitização), aumentando ineficiências e os custos das explorações, além de contrariar as melhores práticas de mercado.

260. Também caracteriza o **fumus boni iuris** a fundamentação insuficiente dos pronunciamentos técnicos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e do Ministério de Minas e Energia (MME) que serviram de base para fundamentar as decisões do Conselho

Nacional de Política Energética (CNPE) na aprovação da Resolução 21/2017, de 9/11/2017, autorizando a realização da Quarta Rodada de Licitações sob o regime de partilha da produção na área do pré-sal e aprovou os parâmetros técnicos e econômicos das áreas ofertadas, e a Resolução 22/2017, também de 9/11/2017, autorizando a realização da Décima Quinta Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, em regime de concessão.

261. A Nota Técnica 01/2017/DG/ANP da ANP e a Nota Técnica 55/2017/DEPG/SPG do MME não abordaram de maneira suficiente os riscos de unitização que decorrem de diferentes regimes de contratação para os mesmos reservatórios nas outorgas para exploração e produção de petróleo e gás natural. Também não apresentaram ao CNPE todos os parâmetros que envolvem a valoração das áreas a serem contratadas em diferentes regimes, sob a ótica de obtenção das receitas governamentais que decorrem dos diferentes regimes, apenas sinalizando que o regime de concessão conferiria maior valor de bônus de assinatura para a União, orientação que se mostrou contraditória em face da escolha definida pelo CNPE.

262. Reforça o **fumus boni iuris** o fato de as referidas notas técnicas não provocarem deliberação do CNPE no sentido de avaliar com a devida fundamentação técnica se toda a Área de Saturno deveria ou não ser considerada como estratégica. Frise-se que se trata de uma área que, segundo a ANP, contém 12,25 bilhões de barris de volume de óleo **in place** (VOIP), e 7,24 bilhões de barris de petróleo de VOIP riscado (P50 = 50% de probabilidade de ocorrência), além de a ANP apontar probabilidade de ocorrência de hidrocarbonetos em Saturno superiores a 65%, características que a enquadrariam nos critérios de baixo risco e elevado potencial, o que possibilitaria a área ser licitada no Regime de Partilha de Produção. Ou seja, os pronunciamentos da ANP e do MME não destacaram a potencialidade de relevante reserva de petróleo na Área de Saturno.

263. Isoladamente, o VOIP riscado (P50) da área de Saturno, de 7,24 bilhões de barris, superaria em mais de duas vezes o todo VOIP riscado licitado na 2ª Rodadas de Licitações em Regime de Partilha (2,904 bilhões de barris), e equivaleria a 72% de todo o VOIP riscado que foi licitado na 3ª Rodada de Partilha (10,04 bilhões de barris). Relativamente aos blocos da 4ª Rodada de Partilha, o VOIP riscado de Saturno Total corresponderia a 91% de todo o VOIP riscado dos demais blocos ofertados, e superaria o valor dos bônus de assinatura em R\$ 3,05 bilhões de reais, do que se denota que o CNPE deveria se pronunciar preliminarmente sobre a Área de Saturno ser ou não ser considerada estratégica, dada as suas potencialidades.

264. [...]

265. Já o requisito do **periculum in mora** está caracterizado no próprio cronograma estabelecido para a 15ª Rodada de Licitações no Regime de Concessão e na forma como foram definidos os parâmetros econômicos para esta Rodada e para a 4ª Rodada de Partilha.

266. A ANP publicou os Editais da 15ª Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural em, 26/1/2018, **e a data da Sessão pública de apresentação das ofertas para 29/3/2018.**

267. Ou seja, caso não seja adotada medida de urgência por esta Corte de Contas, terá continuidade certame que oferta apenas partes de cada reservatório da Área de Saturno em Regime de Concessão, havendo a necessária incorporação de riscos atrelados aos prováveis acordos de individualização da produção (unitização) para equacionar o avanço dos reservatórios para dentro da área do polígono do pré-sal, também ofertados no âmbito da 4ª Rodada de Partilha, sem que fossem demonstradas as razões pelas quais foram adotados estes padrões de licitações com reservatórios particionados.

268. Agrava o **periculum in mora** os riscos de os blocos da Área de Saturno ofertados na 15ª Rodada de Licitações em Regime de Concessão receberem, em 29/3/2018, ofertas de bônus que em valores inferiores aos seriam obtidos com a totalidade da Área de Saturno ser licitada em regime de Partilha, o que configuraria aos procedimentos de contratações desses blocos o início de um processo de irreversibilidade nas contratações que repercutirão em menores receitas para a União ao longo de todo período de exploração e produção previsto no certame, não apenas com bônus de assinatura, mas também pelos recebimento do percentual de partilha aplicável ao excedente em óleo que o Regime de Partilha proporciona. Demonstrou-se que foram adotadas cargas fiscais distintas para áreas dos mesmos reservatórios, sendo 75% para Regime de Partilha e 70% para

Concessão, que por si sós sinalizam riscos de se auferir menores níveis de receitas, pela adoção de carga fiscal menor na concessão, que somente seriam compensados por elevados ágios sobre os bônus mínimos de assinatura na 15ª Rodada de Concessões para os Blocos da Área de Saturno (S-M-534 e S-M-645).

269. Deve-se salientar que a ANP deu causa a atrasos importantes para que a completude das informações chegasse aos autos, comprometendo a tempestividade das análises desta Unidade Técnica, que culminaram em apontar a necessidade de suspensão das ofertas dos Blocos S-M-534 e S-M-645 da 15ª Rodada de Concessões e do Bloco Saturno da 4ª Rodada de Partilha de Produção em momento próximo à data da sessão pública de ofertas da 15ª Rodada de Concessões. Contudo a adoção da medida cautelar pelo TCU é medida que se impõe.

270. Por outro lado, o cronograma do certame aponta que, sob ponto de vista econômico-financeiro, inexistiriam riscos de **periculum in mora** reverso porque a medida de urgência que será proposta (cautelar) não traz consigo potencial de causar prejuízos maiores para a União quando comparados com a sua ausência.

271. Apesar de a data da Sessão pública de apresentação das ofertas estar prevista para ocorrer em 29/3/2018, **o prazo final para pagamento dos bônus de assinatura da 15ª Rodada de Concessões está fixado em 11/10/2018 e a data de assinatura dos contratos para 30/11/2018.**

272. O lapso temporal alongado entre a sessão das ofertas e a assinatura dos contratos se deve às vedações impostas pelo calendário eleitoral vigente no país para 2018.

273. Já a sessão de Sessão pública de apresentação das ofertas da 4ª Rodada de Partilha de Produção está prevista para ocorrer em 7/6/2018, **com prazo para pagamento dos bônus até 28/9/2018 e assinatura dos contratos em 30/11/2018.**

274. Nesse sentido, haveria tempo hábil para que as avaliações e justificativas, ou até eventuais redirecionamentos nas ofertas dos blocos em análise, cheguem aos autos sem comprometer os prazos para as contratações efetivas dos objetos dos dois certames. Há que se considerar que se tratam contratos cuja duração pode atingir até trinta e cinco anos ou mais, razão pela qual, ainda que haja algum atraso na assinatura dos contratos, devem ser eliminados os riscos apontados.

275. Em relação a riscos intangíveis de **periculum in mora** reverso decorrentes de adoção de medida de urgência, registra-se que poderia haver alguma exposição do País ao mercado do setor de óleo e gás, pois um órgão de controle estaria apontando riscos atrelados aos parâmetros econômicos definidos para alguns blocos das rodadas de licitações de petróleo e gás natural em andamento.

276. Esses riscos ficam relativizados com fato de que a suspensão dos procedimentos de ofertas recairia somente sobre dois blocos da 15ª Rodada de Concessões, de um total de 70 blocos Ofertados. No âmbito da 4ª Rodada de Partilha, a suspensão recairia sobre uma do total de cinco áreas ofertadas.

277. Contudo, há que se contrapor a essa exposição o fato de que agregar maior transparência ao certame e a eliminação dos riscos apontados também agregariam maior estabilidade nas contratações, pois reduziriam riscos de questionamentos administrativos de órgãos de controle, e até judiciais, para fases posteriores da contratação dos Blocos S-M-534 e S-M-645 da 15ª Rodada de Concessões e do Bloco Saturno da 4ª Rodada de Partilha de Produção.

278. Espera-se, inclusive, incrementos na qualidade dos estudos e das fundamentações das decisões sobre as definições dos blocos para outorgas de exploração e produção de petróleo e gás natural a serem ofertados nas rodadas já programadas para ocorrer até 2019 e de outras a ocorrer futuramente.

279. Por todo o exposto, após ouvidos em oitiva prévia, nos termos do § 2º do art. 276 do Regimento Interno do TCU, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), entende-se que continuam presentes os requisitos para adoção da medida de urgência por esta Corte de Contas, pois restou demonstrados que os efeitos positivos da sua adoção superaram sobremaneira os riscos de sua ausência.

VI. Conclusão

280. Tratou-se de análise de oitivas prévias, decorrentes de despacho do Ministro Relator Aroldo Cedraz que integra a Peça 40, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), tendo em vista a possibilidade de o Tribunal determinar cautelarmente a suspensão da oferta dos Blocos S-M-645 e S-M-534, da 15ª Rodada de Licitações sob o Regime de Concessão, e do Bloco de Saturno, da 4ª Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção.

281. Foram expedidos os Ofícios 0063 (peça 41- ao MME), 0064 (peça 43 (à ANP) e 0065/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 43 - ao CNPE). Os recebimentos das comunicações foram acostados às peças 45, 46 e 47. As respostas foram tempestivas e constam das peças 48 e 49.

282. O CNPE, apesar de ter se reunido em 21/3/2018, e tido a oportunidade de no âmbito do Conselho analisar os fatos apontados na peça 37, considerando toda a sensibilidade e relevância dos indícios de irregularidades envolvendo os blocos da Área de Saturno, com possibilidade de suspensão de procedimentos de oferta, nada deliberou. Apenas seu secretário-executivo se manifestou nos autos, informando que os fatos foram levados ao conhecimento do CNPE, juntando Nota Informativa do MME.

283. O Ministério de Minas e Energia, por sua vez, não apresentou resposta formal à oitiva prévia realizada por meio do Ofício 0063/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 41). Limitou-se à Nota Informativa n. 4/2018/DEPG/SPG, de 21 de março de 2018, anexa à manifestação do secretário-executivo do CNPE.

284. A ANP apresentou resposta, tempestivamente, por intermédio do Ofício 39/2018/DG, trazendo em anexo a Nota Técnica Assessoria-DG 01/2018, documentos juntados à peça 48.

285. Os pressupostos para adoção de medida de urgência não foram afastados. Apesar do conhecimento do MME e da ANP acerca das consequências da manutenção do cronograma das Rodadas, os riscos assumidos pelos órgãos e entidade envolvidos nos leilões ensejam a proposta de adoção de medida cautelar pelo TCU para suspender blocos ofertados nas rodadas em andamento, em data muito próxima à da sessão pública de ofertas. Todavia, ante a ausência de justificativas para decisão que envolve possibilidades de perdas de arrecadação para o Estado, a curto e a longo prazos, a exemplo inicial da diferença de R\$ 2,377 bilhões, estimada para os valores de Bônus de Assinatura, considerada a equivalência de carga fiscal entre as alternativas colocadas, a adoção de cautelar é medida que se impõe.

286. Contudo, os principais problemas identificados circunscrevem-se a blocos cujas avaliações de potenciais reservas indicam localizações, simultâneas, dentro e fora do polígono do pré-sal, indicando risco de unitização caso sejam contratados separadamente. Com isso, examinadas as oitivas, no âmbito da 15ª Rodada de Concessões, propõe-se suspender apenas dois de um total de setenta blocos ofertados na Rodada. Já na 4ª Rodada de Partilha, propõe-se suspender a oferta de uma das cinco áreas ofertadas, até pronunciamento de mérito do TCU.

287. Conforme se demonstrou nesta instrução e na peça 37, a ANP está conduzindo dois certames de outorga de exploração e produção de petróleo e gás natural em regimes diferentes, mas seus objetos configuram prospectos de reservatórios de petróleo e gás natural comuns entre blocos divididos para contratações distintas, o que contrariaria as melhores práticas da indústria do petróleo e, em consequência, fere a legislação própria.

288. Segundo os responsáveis, a delimitação do polígono do pré-sal teria motivado a partição desses prospectos para serem licitados em regimes diferentes, ocorrendo a oferta, na Quarta Rodada de Partilha de Produção, de um bloco que contém parte desses prospectos e a oferta de outros dois blocos, com outras parcelas dos mesmos prospectos, na 15ª Rodada de Licitações de Concessões.

289. O risco de unitização entre as áreas a serem contratadas separadamente implica, além de descumprimento dos normativos legais e regulamentares existentes, em risco econômico, pois tem potencial de depreciação das respectivas áreas para os processos licitatórios.

290. Além disso, há o risco de que somente a parte externa ao polígono do pré-sal seja contratada e a interna fique sob responsabilidade da PPSA para futuro processo de unitização. Essa possibilidade está caracterizada devido ao fato de que a Petrobras formalmente se desobrigou da

contratação da respectiva área na Quarta Rodada de Partilha de Produção e de que as empresas petroleiras têm preferência pela contratação no regime de concessão.

291. Um outro risco inerente é de origem regulatória. Ao prosseguir os processos de outorga desses blocos, da atual forma configurada, pode passar uma imagem negativa do País e de sua Agência Reguladora, por contratar áreas unitizáveis, deliberadamente, assumindo o risco de adotar procedimento contrário às melhores práticas da indústria do petróleo (que orienta proceder à unitização para corrigir as situações como as que estão sendo criadas pelos processos licitatórios em análise) e aumentando a complexidade regulatória, já estigmatizada, do Brasil, ao induzir ocorrência de conflitos contratuais entre regimes regulatórios distintos.

292. O caso analisado revelou mais do que o risco de unitização entre as áreas. A questão também envolve o tratamento estratégico para as áreas cujos potenciais reservatórios encontram-se no **play** do pré-sal, ainda que ultrapassem a fronteira do polígono do pré-sal. Fato que pode se tornar mais frequente com o avançar das rodadas de licitação.

293. O art. 3º da Lei 12.351/2010, estabelece que ‘A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.’. Referida Lei, assim conceituou área estratégica (art. 2º, inciso V):

V - área estratégica: região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos;

294. Desse modo, deveria o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) avaliar áreas com potencial e a pertinência da utilização da sua competência prevista no art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010, para propor ao Presidente da República a expedição de um Decreto para classificar áreas estratégicas. A parte externa ao polígono do pré-sal do Prospecto Saturno, por todas suas características que o classificam geologicamente no **play** do pré-sal, certamente deveria contar com uma avaliação e decisão fundamentada.

295. Ademais, a definição de áreas estratégicas, para efeito de aplicação do regime de partilha de produção, tem impacto na forma de apropriação de distribuição da renda petrolífera e, portanto, a análise e motivação do CNPE interessa aos demais entes federativos e ao Congresso Nacional.

296. Na sequência das análises realizadas nesta instrução e na peça 37, ficou demonstrado que, além da falta de fundamentação para definição da divisão das áreas ofertadas para contratação e para não extensão do regime de partilha de produção para todo o Prospecto de Saturno, a definição dos parâmetros técnicos e econômicos para os blocos relacionados, pelo CNPE, encontra-se sem adequado suporte técnico, com riscos de prejuízos à União.

297. Primeiro, porque as escolhas de valores de Bônus de Assinatura, pelo CNPE, privilegiaram os valores mais elevados, na área do pré-sal, em detrimento do valor mínimo da alíquota de partilha e se encontram desalinhadas de algumas recomendações da ANP, sem a necessária fundamentação, podendo ter impacto negativo nas receitas totais da União nos respectivos contratos. A principal falha detectada nesse sentido foi a ausência da análise dos possíveis comportamentos das receitas governamentais e os impactos decorrentes dos cenários trabalhados e das alternativas de parâmetros econômicos e de contratação à disposição do CNPE.

298. A ausência de maiores informações das avaliações econômicas (considerando que as notas técnicas apresentaram somente os resultados finais das simulações), com detalhamento dos cálculos de cada parcela de participação governamental nos cenários distintos, incluindo os regimes fiscais, para os valores de bônus, alíquota de partilha e carga fiscal, não permitem comparabilidade mais precisa das opções.

299. A despeito das demais parcelas governamentais (cujo conjunto é, de longe, mais significativo para as receitas do Estado), que não foram estudadas, mesmo as avaliações específicas para valores de Bônus de Assinatura não chegaram a ser devidamente comparadas. Apenas se registrou a maior expectativa com a contratação pelo regime de concessão.

300. Preliminarmente, identificou-se que os valores definidos para os Bônus de Assinatura, para arranjo de blocos que particiona a Área de Saturno, nas licitações da 15ª Rodada de Concessão e da

4ª Rodada de Partilha de Produção, podem significar uma redução de R\$ 1,25 bilhão, em receita, quando comparados com o valor de Bônus de Assinatura que poderia ser alcançado para a mesma área total, de acordo com o critério definido para o leilão de partilha de produção.

301. Ao avançar a análise comparativa para o total de receitas governamentais a serem obtidas com os contratos, a forma licitatória da Área de Saturno, estabelecida pelo CNPE, está, preliminarmente aos leilões, cerca de R\$ 2,37 bilhões inferior à que seria obtida caso a área seja licitada como bloco único no regime de produção. Diferença que pode ser ampliada, a depender da concorrência nos leilões.

302. Tanto o CNPE quanto o MME nada aduziram sobre os riscos dessa diferença de arrecadação pela União, com a modelagem licitatória em curso. Não foram apresentadas justificativas e tampouco quais seriam as vantagens ou as desvantagens para a União em não se declarar a área de Saturno como estratégica para possibilitar que seus prospectos pudessem ser licitados sob único regime de contratação, exceto pela maior concorrência licitatória esperada no regime de concessão (implícita expectativa de vantagens para as empresas). A ANP, por sua vez, olvidou-se de se pronunciar sobre seus próprios cálculos apresentados ao CNPE.

303. Deve-se salientar que, com base nas premissas de cálculo apresentadas pela ANP, ainda que lances nas ofertas para Bloco S-M-534 e Bloco S-M-645 da 15ª Rodada de Concessões se elevem, de modo que a soma iguale, ou mesmo supere, o valor máximo de Bônus de Assinatura estimado para a área total de Saturno, caso fosse licitada em Regime de Partilha de Produção, não há expectativa de que o valor total das receitas governamentais das áreas em concessão possa igualar ou superar as parcelas governamentais a serem obtidas para licitação no regime de partilha de produção.

304. Primeiro, porque as decisões adotadas já partem de uma projeção de carga fiscal (receitas do Estado) de 70% nas licitações de concessão contra 75% nas de partilha de produção. Depois, porque, se a concorrência licitatória aumentar os valores de bônus de assinatura no leilão de concessões, também pode aumentar a proposta de alíquota de partilha (que tem representatividade muito superior ao bônus de assinatura) no leilão de partilha de produção.

305. Sem maiores informações que permitam a comparabilidade entre as parcelas governamentais possíveis para as áreas, em cada cenário de opção, não é possível aferir se as decisões do CNPE, para os parâmetros econômicos da licitação, estão adequadamente embasadas a partir das avaliações econômicas da ANP e se elas se encontram no sentido de defender os interesses da União.

306. Esta situação tornou-se mais crítica a partir da constatação de que as avaliações econômicas das áreas, além de conservadora (por adotar um valor de referência de preço de petróleo de US\$ 50,00 dólares por barril), está assentada em premissas de cálculos de volume de reservas com viés negativo (tendência a subestimar os valores), consignado nas notas técnicas de avaliação geológica das áreas, onde se declarou ter sido aumentado o risco geológico das mesmas em razão das condições de estudo e processamento dos dados. Vale destacar, a esse respeito, que foi explicitado na proposta de oitiva, nenhum dos agentes contestou.

307. Com todos esses elementos, o risco potencial de se estar subestimando os valores das áreas para licitação se multiplica pela materialidade das mesmas. As licitações nem sempre corrigem essas distorções, a depender do grau de concorrência. A forma pela qual foram configuradas as licitações para os blocos que compõem a área de Saturno pode impedir a recomposição, pela concorrência entre os interessados, de uma subavaliação da proposta de outorga em razão de: a área de partilha de produção já apresenta o desinteresse do principal **player** (Petrobras); e nos blocos sujeitos à concessão a disputa se dará pelo valor do Bônus de Assinatura, parcela de menor representatividade no valor total das participações da União nas áreas licitadas.

308. Importa consignar, ainda, que se identificou a possibilidade de interferência externa no trabalho técnico da ANP, em razão da pressão por execução de tarefas em prazos exíguos estarem comprometendo a confecção de pareceres técnicos com diligência e devidos cuidados com a acuidade no tratamento das informações, com risco para qualidade dos resultados e impacto nas estimativas econômicas dos bens da União. Além dos casos demonstrados nesta instrução, notou-se a ausência de comparabilidade com os processos de outorga precedentes. O fato demonstra

necessidade de atenção com os aspectos de independência e qualidade dos trabalhos da Agência Reguladora.

309. Nesse mesmo sentido, também vale destacar a identificação do excesso de contradições verificado nas respostas dos entes ouvidos em relação as notas técnicas da ANP assentadas nos processos de outorga. De um lado, enfraquece a opinião técnica da Agência, na medida em que fragiliza ou coloca incertezas nos procedimentos técnicos adotados ao longo do processo de outorga em que demonstra volatilidade em entendimentos técnicos específicos. De outro, enfraquece o papel institucional da ANP, de agente regulador pró ativo, justamente o necessário para evitar os problemas que foram detectados.

310. A esse respeito, cabe comentar que, no exame dos processos de outorga em tela, observou-se várias iniciativas técnicas da ANP no sentido de consignar sua opinião como agente regulador, inclusive evoluindo a partir de procedimentos precedentes, mas que, algumas foram oferecidas de forma pouco assertiva, além das que não foram formalmente consideradas pelo MME/CNPE.

311. Cite-se o caso da subdivisão da Área de Saturno, que a Agência, a princípio, não analisou tecnicamente, deixando apenas ao CNPE a avaliação da aplicação da Lei 12.351/2010. Depois, quando chegou, finalmente, a uma conclusão técnica, recomendando a não divisão da área e a licitação pelo regime de partilha de produção, o CNPE não se manifestou a respeito da opinião da Agência, adotando decisão contrária.

312. Houve, ainda a situação das recomendações da ANP acerca dos parâmetros licitatórios e estratégicas de outorga, orientando pela preferência aos valores menores para Bônus de Assinatura das áreas, elencando seus prováveis benefícios. Essas opiniões da Agência também foram preteridas pelo CNPE, sem haver justificativa formal.

313. Deve-se louvar esses tipos de iniciativas da ANP, recomendando-se ser mais frequentemente assertiva em suas opiniões técnicas, dotando o MME/CNPE de parâmetros balizadores para suas tomadas de decisões e, assim, propiciando que o MME e CNPE também sejam assertivos e fundamentem adequadamente suas recomendações/decisões, a partir dos parâmetros técnicos disponíveis, independentemente de haver concordância ou não com os pareceres.

314. Falhas, como as verificadas, decorrentes da falta de adoção desses simples procedimentos, impedem que o acompanhamento deste Tribunal possa verificar que os processos de outorgam estejam tecnicamente adequados e estejam, satisfatoriamente, defendendo os interesses da União.

315. Nesse contexto, a oferta simultânea de blocos de exploração e produção de petróleo e gás natural contendo parte dos prospectos da Área de Saturno em Regime de Concessão e parte desses mesmos prospectos em Regime de Partilha de Produção sinalizam riscos de unitização e de perdas de receitas para a União que permearam o processo decisório da 15ª Rodada de Concessão, mas que não estão devidamente justificados e requerem adoção de medida de urgência por esta Corte de Contas.

316. Essencialmente, as análises desta Unidade Técnica em sede das oitivas do CNPE, do MME e da ANP, previamente à adoção de medida cautelar, concluíram que permanecem inalterados os pressupostos para que este Tribunal adote medida de urgência para suspender a oferta dos Blocos S-M-645 e S-M-534, da 15ª Rodada de Licitações sob o Regime de Concessão, e do Bloco de Saturno, da 4ª Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção.

317. Por fim, após avaliação da pertinência de dar publicidade à presente instrução, entende-se que os seguintes parágrafos devem permanecer classificados como sigilosos: 150, juntamente com a Tabela 10, todo o conteúdo compreendido no intervalo do parágrafo 214 ao 233, incluindo a tabela 3, e o parágrafo 264.

VII. Proposta de Encaminhamento

318. Ante o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, com posterior encaminhamento ao gabinete do Excelentíssimo Ministro Relator Aroldo Cedraz, propondo:

318.1. determinar, cautelarmente, nos termos do art. 276 do Regimento Interno/TCU, que a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) suspenda os procedimentos de oferta pública dos Blocos S-M-645 e S-M-534, da 15ª Rodada de Licitações sob o Regime de Concessão, e do Bloco de Saturno, da 4ª Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de

Produção, para licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, até pronunciamento de mérito deste Tribunal sobre a matéria;

318.2. encaminhar cópia do Despacho ou do Acórdão que vier a ser proferido ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), informando-lhes que, em caso de acórdão, o conteúdo da decisão poderá ser consultado no endereço www.tcu.gov.br/acordaos;

318.3. restituir os autos à SeinfraPetróleo para expedição das comunicações necessárias em decorrência da decisão ou do acórdão que vier a ser proferido e para dar seguimento ao feito no âmbito da avaliação do Primeiro Estágio da 15ª Rodada de Concessão e seu reflexos no âmbito do Primeiro Estágio da 4ª Rodada de Partilha;

319. dar publicidade a essa instrução com exceção dos parágrafos 150, juntamente com a Figura 10, todo o conteúdo compreendido no intervalo do parágrafo 214 ao 233, incluindo a Tabela 3, e o parágrafo 264.”

É o Relatório.