

TC 003.403/2018-1

Tipo: Desestatização.

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

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

Procurador: não há.

Proposta: de mérito.

1. INTRODUÇÃO

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

2. As licitações para a outorga de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural são regidas pelo art. 177 da Constituição Federal de 1988, pela legislação setorial específica, especialmente pela Lei 9.478/1997 e pela Lei 12.351/2010, que estabelece regras específicas para as áreas do Polígono do Pré-sal.

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

4. No âmbito do Tribunal de Contas da União, o acompanhamento dos processos de outorga, como o que se prevê para esta rodada de licitação do regime de partilha de produção, encontra-se disciplinado pela Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998. A referida IN prevê que o acompanhamento deve ocorrer em quatro estágios, mediante análise da documentação remetida pelo poder concedente.

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

6. Dessa forma, a presente instrução visa apresentar análise técnica acerca do primeiro estágio de acompanhamento da Quarta Rodada de Licitação no modelo de partilha de produção.

2. HISTÓRICO

7. As licitações para a concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural são regidas pelo art. 177 da Constituição Federal de 1988, pela legislação setorial específica, especialmente pelas Leis 9.478/1997, 12.351/2010 e, ainda, pela Resolução ANP 18/2015. Para as áreas do Polígono do Pré-sal e outras áreas estratégicas, a Lei 12.351/2010 estabelece regras

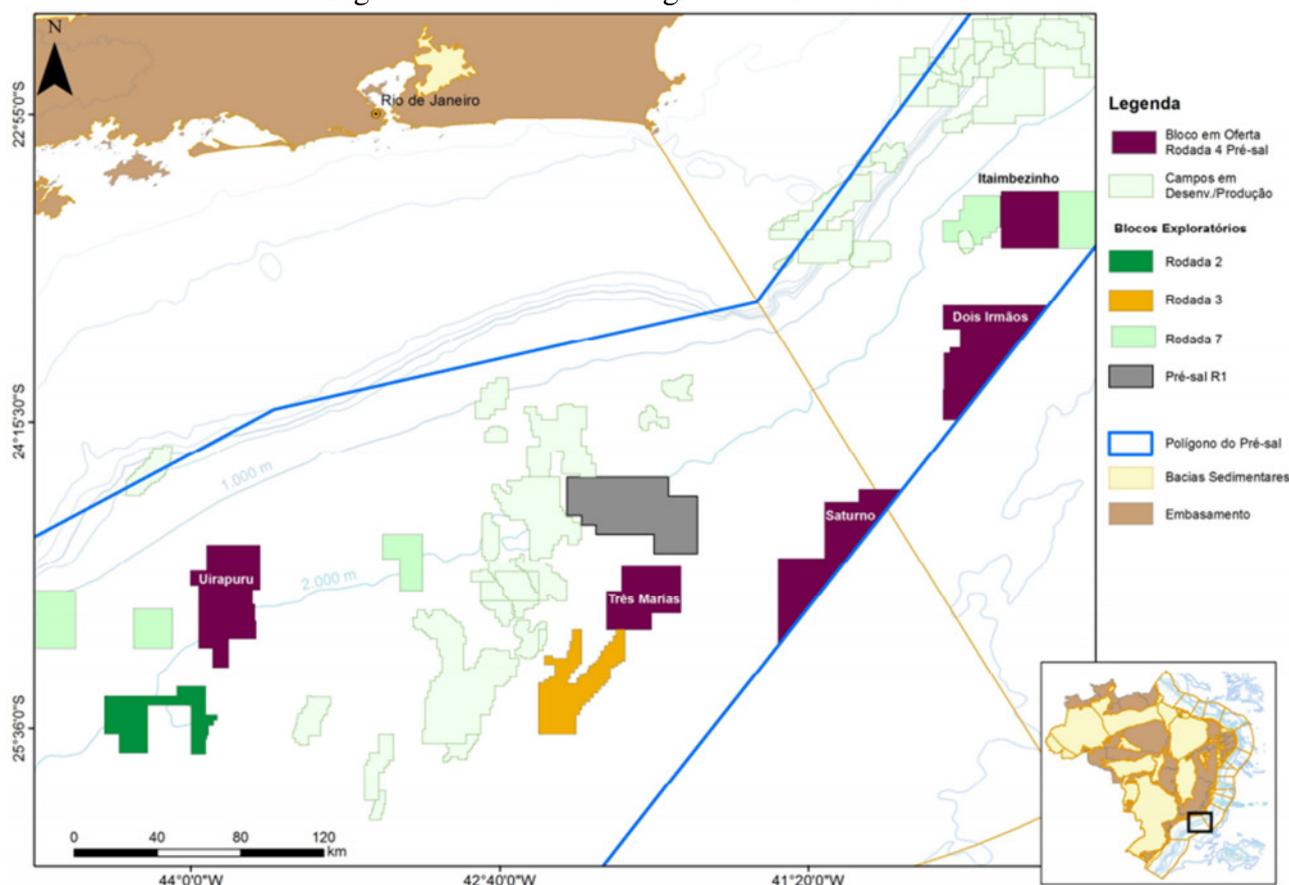
específicas. A Quarta Rodada contempla apenas o Regime de Partilha da Produção que abrange áreas do pré-sal ou estratégicas.

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

9. Dessa forma, em 24/11/2017, o CNPE, por meio da Resolução 21/2017, autorizou a ANP a realizar a 4ª Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção e aprovou ainda os parâmetros técnicos e econômicos das áreas ofertadas.

10. A 4ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção previu, em seu pré-edital, licitar cinco blocos localizados no polígono do pré-sal, distribuídos em duas bacias – Campos e Santos – assim denominados: Itaimbezinho (C-M-537), Três Marias, Dois Irmãos, Saturno e Uirapuru. De acordo com o pré-edital divulgado, as áreas oferecidas foram selecionadas pelo seu elevado potencial e teve como objetivos ampliar as reservas brasileiras e a produção de petróleo e gás natural, ampliar o conhecimento sobre o polígono do pré-sal e propiciar o aproveitamento racional dos recursos energéticos. A figura seguinte ilustra as mencionadas áreas:

Figura 1 – Sumário Geológico das áreas ofertadas



Fonte: ANP

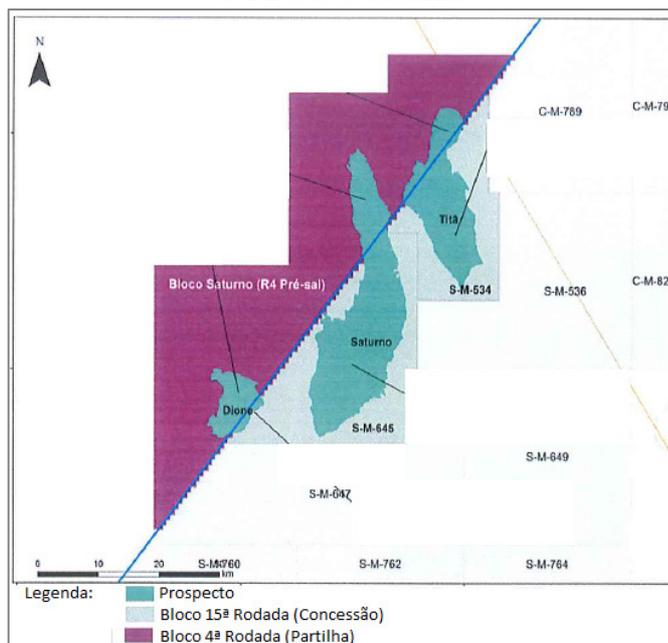
11. Cumpre aqui salientar que havia uma certa interdependência entre as análises a serem realizadas nestes autos – a respeito da 4ª Rodada de Partilha de Produção – e as análises já realizadas no âmbito dos autos que cuidam da 15ª Rodada de Concessão (TC 000.016/2018-7).

12. A interdependência se configurou pela decisão das autoridades competentes de levarem a processos licitatórios blocos contíguos ao polígono do pré-sal, que compartilhariam reservatórios

comuns, em regimes de outorga distintos, e com considerável probabilidade – já caracterizada pelos estudos geológicos realizados – de futuros processos de unitização das produções.

13. A área de Saturno, localizada na Bacia de Santos, contempla os prospectos de Dione, Saturno e Titã. A Figura abaixo demonstra a projeção dos Blocos S-M-534 e S-M-645 (que seriam ofertados na 15ª Rodada) e Saturno (que seria ofertado na 4ª Rodada de Partilha, mas foi retirado pelo CNPE).

Figura 2 - Área de Saturno (prospectos de Dione, Saturno e Titã) – Projeção dos Blocos S-M-534, S-M-645 e Saturno



Fonte: ANP

14. Assim, considerando o conhecimento de que os prospectos de Dione, Saturno e Titã perpassam os limites do Polígono do Pré-sal, atingindo sua parte interna, que ambas as áreas (interna e externa) estariam sendo ofertadas simultaneamente sob dois regimes distintos de contratação e que os volumes recuperáveis estimados para as áreas são significativos, assumir-se-ia o risco de que estas áreas tivessem que passar por processos de individualização de produção (ou unitização) no futuro.

15. Tais processos de individualização da produção podem ser bastante onerosos tanto para as empresas quanto para a União. Além disso, podem demandar prazos extensos de negociação dos acordos. Portanto, devem ser evitados tanto quanto possível. Assim, quaisquer decisões administrativas que deliberem sobre a forma de contratação das áreas e que impliquem encargos e ônus para os contratos e perdas de receitas da União devem ser devidamente motivadas, com indicação dos fatos e dos fundamentos jurídicos, em cumprimento ao art. 2º c/c art. 50, ambos da Lei 9.784/1999.

16. Os riscos acima descritos foram tratados por esta unidade técnica de forma detalhada na análise realizada sobre os atos relativos à 15ª Rodada de Concessão. Nesse trabalho a unidade técnica entendeu, e o Plenário da Corte anuiu, que restava caracterizada a presença do *periculum in mora* e o *fumus boni iuris* na continuidade daquele processo de concessão da forma como planejado pelas autoridades responsáveis, motivo pelo qual, por meio do Acórdão 672/2018-TCU-Plenário (Relator Exmo. Ministro Aroldo Cedraz), exarou cautelar para que fossem suspensos, cautelarmente, os procedimentos de oferta dos Blocos S-M-645 e S-M-534, no âmbito da 15ª Rodada de Concessões, contíguos ao Bloco de Saturno, então previsto para compor a 4ª Rodada de Partilha da Produção.

17. A 4ª rodada de partilha, objeto desta análise, previa a publicação do edital para o dia 29/3/2018, de acordo com o cronograma estabelecido no pré-edital da 4ª rodada. Todavia, diante da

cautelar exarada, a ANP e/ou MME decidiram, antes da publicação do edital, realizar reunião técnica com o TCU em 2/4/2018, de forma a obter subsídios sobre a melhor forma de dar continuidade ao cronograma de leilões, face o impacto provocado pela medida cautelar.

18. Assim, diante do posicionamento técnico apresentado, os dirigentes da Agência Reguladora e do Ministério sinalizaram no sentido de retirar da 4ª Rodada da Partilha de Produção o Bloco Saturno, que provavelmente será incluído em nova rodada de licitações, juntamente com os blocos retirados da 15ª Rodada de Concessão.

19. A solução de nova rodada de licitações, contemplando um só regime de contratação para os blocos da área de Saturno, a ser oportunamente detalhada e anunciada pelo MME e pela ANP, tenderia a afastar os riscos técnicos de unitização e de potencial perdas de arrecadação apontados pelo TCU. Essa nova rodada de licitações também será objeto de acompanhamento pelo Tribunal nos termos da Instrução Normativa 27/1998.

20. No dia 5/4/2018 o edital foi então publicado pela ANP, retirando o Bloco de Saturno na 4ª Rodada de Partilha de Produção, permanecendo os outros quatro blocos previstos.

21. Desta forma, a análise técnica a seguir contemplará a avaliação dos aspectos econômico-financeiros atinentes aos blocos restantes da 4ª Rodada.

3. EXAME TÉCNICO

3.1 PRIMEIRO ESTÁGIO

22. No âmbito do Tribunal de Contas da União, a matéria está disciplinada pela IN TCU 27/1998, que dispõe sobre o acompanhamento dos processos de outorga de concessão em quatro estágios, mediante análise da documentação remetida pelo poder concedente. Conforme dispõe o art. 7º, inciso I, dessa norma, no primeiro estágio devem ser analisados os seguintes elementos:

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

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

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

23. Como explicado anteriormente, devido ao fato de áreas de 4ª Rodada possuírem interface com áreas que foram ofertadas na 15ª Rodada, a equipe técnica se antecipou ao prazo previsto pela INTCU 27/1998 para o envio de documentos e requereu da ANP as notas técnicas e documentos necessários para avaliação das áreas da 4ª Rodada. Desse modo, em resposta ao Ofício TCU de Requisição 1-28 de 7 de fevereiro de 2018, a ANP encaminhou os documentos necessários por meio do Ofício 14/2018/AUD (peça 1, em anexo). Os documentos estão listados no Ofício referido da ANP.

3.1.1 Regime de Partilha de Produção no Pré-sal

24. Diferentemente do Regime de Concessão, em que a lavra da produção é destinada ao próprio concessionário, no Regime de Partilha de Produção adotado para o Pré-sal, o óleo extraído é partilhado entre o consórcio ou empresa contratada e a União.

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

26. Em processos de outorga sob o Regime de Partilha de Produção, a Lei 12.351/2010 manteve sob a responsabilidade da ANP a condução do certame licitatório, todavia, os artigos 9º e 10

da referida lei reservaram competências específicas ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e ao Ministério de Minas e Energia (MME), no que diz respeito às definições dos parâmetros técnicos e econômicos que devem balizar os processos.

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

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

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

Figura 3 - Modelo de divisão de custos e apropriação do lucro na Partilha da Produção



Fonte: PPSA

30. Como comentado anteriormente, a regra para o regime de partilha de produção define como único critério de classificação na licitação o percentual de partilha que será repassado para a União, já que o valor do bônus de assinatura a ser pago pelo licitante vencedor é fixo, determinado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Assim, com fundamento em análises técnicas elaboradas pela ANP, o CNPE delibera pela carga fiscal desejada, apontando para uma combinação de bônus de assinatura definido e alíquota mínima de partilha do excedente em óleo.

31. Registra-se que se define uma alíquota mínima porque a ANP utiliza uma tabela móvel progressiva, em função do preço do barril de petróleo *Brent* e da produção média dos poços dos respectivos campos contratados, que insere progressividade à alíquota. À medida em que ao menos um desses parâmetros aumenta de valor, a alíquota de excedente em óleo da União também apresenta incremento, conforme figura seguinte:

Figura 4 – Faixas de Alíquotas

		Média de Produtividade dos Poços Produtores (bbld)													
		0	2.001	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	> 24.001	
Preço Dated Brent	De	até	2.000	4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	24.000		
	0	20	1%	-54,96pp	-27,12pp	-16,24pp	-10,64pp	-6,81pp	-4,10pp	-2,19pp	-1,05pp	+0,16pp	+0,87pp	+1,89pp	+2,36pp
	20,01	40	-97,49pp	-38,18pp	-17,56pp	-9,51pp	-5,44pp	-2,51pp	-0,63pp	+0,79pp	+1,65pp	+2,66pp	+3,09pp	+3,90pp	+4,17pp
	40,01	60	-75,31pp	-28,37pp	-11,96pp	-5,58pp	-2,40pp	OFERTA	+1,40pp	+2,53pp	+3,23pp	+4,11pp	+4,39pp	+5,08pp	+5,22pp
	60,01	80	-61,74pp	-22,12pp	-8,52pp	-3,18pp	-0,36pp	+1,41pp	+2,87pp	+3,79pp	+4,33pp	+4,82pp	+5,26pp	+5,66pp	+6,02pp
	80,01	100	-45,92pp	-15,10pp	-4,53pp	-0,37pp	+1,82pp	+3,20pp	+4,33pp	+5,05pp	+5,47pp	+5,85pp	+6,19pp	+6,50pp	+6,78pp
	100,01	120	-35,85pp	-10,64pp	-1,99pp	+1,41pp	+3,20pp	+4,34pp	+5,26pp	+5,85pp	+6,19pp	+6,50pp	+6,78pp	+7,03pp	+7,26pp
	120,01	140	-28,88pp	-7,55pp	-0,23pp	+2,65pp	+4,16pp	+5,12pp	+5,91pp	+6,40pp	+6,69pp	+6,95pp	+7,19pp	+7,41pp	+7,60pp
	140,01	160	-23,77pp	-5,28pp	-1,06pp	+3,56pp	+4,87pp	+5,70pp	+6,38pp	+6,81pp	+7,06pp	+7,29pp	+7,49pp	+7,68pp	+7,85pp
>160,01		-15,47pp	-1,60pp	+3,16pp	+5,03pp	+6,01pp	+6,64pp	+7,14pp	+7,47pp	+7,66pp	+7,83pp	+7,98pp	+8,07pp	+8,25pp	

Fonte: Pré-edital da 4ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção.

32. Os valores de bônus de assinatura e das alíquotas mínimas do excedente em óleo para União utilizados nessa rodada encontram-se conforme as diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética por meio da Resolução CNPE 21/2017. Os estudos realizados pela ANP para o cálculo desses valores estão contidos nas Notas Técnicas 1/2017/DG (peça NT 1 2017), da ANP, e 55/2017/DEPG/SPG do Ministério de Minas e Energia – MME – (peça NT 55 2017).

3.1.2 Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica

3.1.2.1 Objeto, área e prazo de concessão

33. A realização da 4ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, a ser realizada pela ANP, foi autorizada pelo CNPE por meio da Resolução 21/2017, publicada no Diário Oficial da União em 24/11/2017.

34. A 4ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, com sessão pública de ofertas prevista para ser realizada no dia 7/6/2018, conforme cronograma definido no edital, tem por objeto a outorga de contratos para a exploração e produção de petróleo e gás natural sob o Regime de Partilha de Produção em quatro blocos no polígono do Pré-sal, quais sejam: Itaimbezinho, Três Marias, Dois Irmãos e Uirapuru. Os blocos ofertados estão distribuídos nas Bacias de Santos e Bacia de Campos. A imagem a seguir sintetiza as informações atinentes às áreas ofertadas:

35. A imagem a seguir consolida as informações atinentes às áreas ofertadas, mas o detalhamento dos blocos encontra-se no edital da licitação.

Figura 5 – Áreas ofertadas na 4ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção

Bacia	Setor	Modelo exploratório	Bloco em oferta	Área em oferta (km²)	Fase de Exploração ou Avaliação (anos)	Qualificação mínima requerida
Santos	SS-AUP1	Elevado Potencial	Três Marias	821,45	7	A
	SS-AUP2	Elevado Potencial	Uirapuru	1.285,33	7	A
Campos	SC-AP4	Elevado Potencial	Itaimbezinho	710,54	7	A
	SC-AP5	Elevado Potencial	Dois Irmãos	1.414,26	7	A

Fonte: Pré-Edital da 4ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção

36. O prazo previsto para as concessões decorrentes da 4ª Rodada de Licitações de Partilha da Produção é estabelecido no contrato. Conforme a cláusula quarta (vigência), o contrato entrará em vigor na data de sua assinatura e terá duração de 35 anos, sendo dividido em duas fases: a) Fase de Exploração, com duração máxima prevista no Anexo II – Programa Exploratório Mínimo, e b) Fase de Produção, para cada Campo, que terá início na data da apresentação da Declaração de Comercialidade e duração limitada pela vigência do Contrato.

37. De acordo com a Nota técnica SPL 1/2018 da ANP as fases de exploração definida para todos os blocos ofertados terão duração de sete anos.

38. Quanto à fase de produção, ela tem seu início marcado pela eventual data da apresentação da declaração de comercialidade – se assim indicar o resultado da exploração – e duração limitada pela vigência do Contrato (35 anos da data de assinatura).

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

3.1.2.2 Parâmetros técnicos e econômicos

40. Oito parâmetros técnicos e econômicos integram os editais da 4ª Rodada de Partilha de Produção, quais sejam:

- a) Patrimônio Líquido Mínimo exigido para fins de qualificação financeira;
- b) Valores das garantias financeiras do Programa Exploratório Mínimo;
- c) Definição do Programa Exploratório Mínimo;
- d) Definição dos valores, em reais, da Taxa de Participação e Acesso ao Pacote de Dados;
- e) Valores das Garantias de Oferta para os blocos ofertados;
- f) Definição do Bônus de Assinatura; e
- g) Alíquota Mínima da Partilha de Produção.

41. Dos parâmetros listados acima, o “f” e o “g” foram definidos pelo CNPE por meio da Resolução 21/2017 com base nos estudos realizados pela ANP que serão detalhados mais adiante.

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

3.1.2.3 Programa Exploratório Mínimo

43. Os Programas Exploratórios Mínimos (PEM) da Fase de Exploração estão detalhados e justificados na Nota Técnica 4/2018/SPL, que teve por objetivo a definição do Programa Exploratório Mínimo (PEM) das áreas em oferta visando estimular investimentos exploratórios que possam agregar maior valor e permitir a avaliação do potencial das áreas ofertadas.

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

45. Como mostrado anteriormente, e considerando a decisão do CNPE de excluir a área de Saturno, para a 4ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção serão ofertados os blocos: Uirapuru, Dois Irmãos, Três Marias e Itaimbezinho.

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

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

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

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

50. Dessa forma, como abordado anteriormente, a fase de exploração terá duração de sete anos. A definição da fase de exploração encontra-se detalhada e justificada na Nota Técnica 4/2018/SPL que teve por objetivo propor a duração da fase de exploração única (em anos), em um tempo minimamente razoável para a realização integral do programa exploratório mínimo.

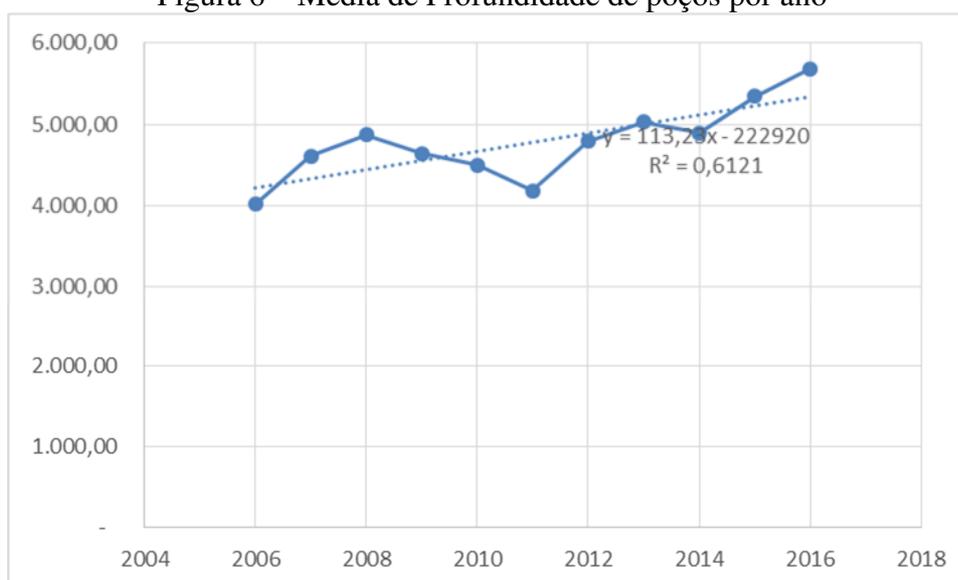
51. Registra-se, aqui, que o pré-edital analisado prevê a necessidade de a empresa ou consórcio vencedor de cada bloco apresentar uma garantia financeira atrelada ao PEM. O valor da garantia corresponde ao dispêndio financeiro estimado pela ANP para perfuração de um poço, que é a obrigação prevista no PEM.

52. A ANP, por meio da Nota Técnica 2/2018/SPL, para chegar ao valor estimado de perfuração do poço estabeleceu, a partir de uma tabela com o registro de informações relativas a quatrocentos poços perfurados no período de 2006 a 2016, classes de preços de perfuração e, a partir da média ponderada, estimou-se o valor que supostamente seria despendido para cumprimento do PEM.

53. Um primeiro ponto que deve ser levado em consideração é que os dados utilizados para a definição do custo de perfuração de poços têm início no ano de 2006. Registra-se que em 2006 tiveram início as perfurações em águas ultra profundas que atingiram o que se conhece por pré-sal (região onde se realiza o leilão em estudo). Desde então, a profundidade média dos poços perfurados no país aumentou consideravelmente.

54. De acordo com os dados apresentados pela ANP, em 2006, a profundidade média dos poços em águas profundas nas Bacias de Santos e Campos (objeto do leilão) foi de 3.904 metros, enquanto em 2016 (último ano dos dados) a profundidade média para as mesmas bacias atingiu 5.686 metros, ou seja, um aumento de quase 50%. De uma forma geral (todas as bacias), para os poços em águas profundas e ultra profundas a média de profundidade partiu de 4.000 metros em 2006 para 5.700 metros em 2016, conforme gráfico seguinte:

Figura 6 – Média de Profundidade de poços por ano



Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos pela ANP.

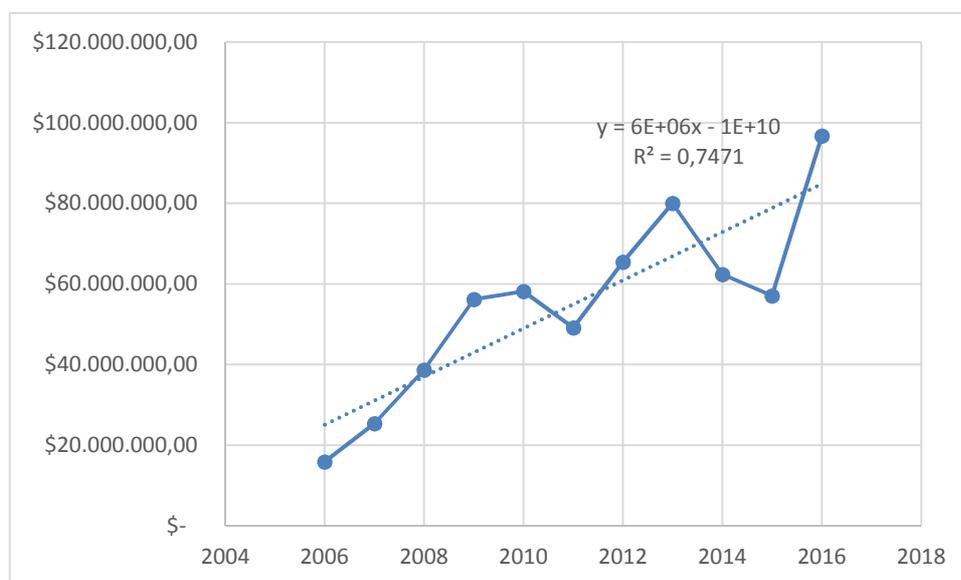
55. Como se pode verificar, mediante análise gráfica dos dados tabelados, há uma clara e incontestável tendência de alta na profundidade média dos poços perfurados no setor de E&P de sorte

que, a estimativa realizada por meio de média do período (simples ou ponderada) não resulta em estimativa robusta a respeito do custo dos poços.

56. Caso a linha de tendência traçada no gráfico seja mantida, é provável que a média de profundidade dos poços perfurados em 2018 seja de 5.578,14 metros, ou seja, as informações demonstram que os custos devem ser mais próximos aos valores observados nos últimos anos que aqueles verificados no início da série analisada.

57. Em relação a custos, então, a evolução dos custos médios de perfuração de poços em águas ultra profundas comprova a tendência de alta prevista pelo aumento da profundidade média dos poços perfurados, conforme gráfico abaixo:

Figura 7 - Média de custo de perfuração de poço por ano



Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos pela ANP.

58. Verifica-se pelo coeficiente de determinação (ou R^2) – que representa a medida de ajustamento do modelo estatístico, variando entre 0 e 1 e quanto mais próximo de 1 mais representativo – que a regressão linear aplicada explica 74% dos dados tabelados. Assim, utilizando a equação da linha de tendência traçada, o custo esperado dos poços perfurados em 2018 é de US\$ 95 milhões (R\$ 332,5 milhões – câmbio R\$ 3,5/US\$), com razoável nível de confiança.

59. De forma a deixar mais evidente a maior probabilidade de acerto da estimativa realizada por esta equipe técnica, deve-se registrar que o custo médio de perfuração de um poço em 2006 – analisando somente os dados relativos a águas profundas e ultra profundas das Bacias de Campos e Santos – foi de US\$ 15 milhões, enquanto em 2016 o custo médio foi de US\$ 96 milhões. O poço mais barato perfurado em 2016 correspondeu a aproximadamente US\$ 78 milhões, aproximadamente R\$ 274 milhões ante a estimativa de R\$ 152 milhões apontada pelo estudo da ANP.

60. Assim, é possível inferir a razoável probabilidade de que a metodologia adotada pela ANP desconsidere o aumento de custos em função da profundidade e das inovações mercadológicas e tecnológicas ocorridas nos últimos anos no setor de petróleo, inclusive, e principalmente, no que diz respeito à região do pré-sal brasileiro.

61. No entanto, deve-se registrar que, tendo em vista as tratativas e debates técnicos realizados durante o processo de fiscalização, a Agência, demonstrando concordância com os argumentos apresentados, decidiu por alterar o valor exigido a título de garantia atrelada ao programa exploratório mínimo no edital publicado em 5/4/2018.

62. O valor inicialmente estipulado que era de R\$ 152 milhões foi elevado para R\$ 246 milhões. Assim, considera-se que eventual risco de descumprimento do PEM foi mitigado em grande medida.

63. Nesse sentido, propõe-se recomendação para que a ANP continue aperfeiçoando sua metodologia de cálculo no sentido de melhor embasar a garantia financeira referente ao Programa Exploratório Mínimo (PEM), de forma a considerar custos mais realistas atrelados à perfuração de poços na região que se pretende licitar.

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

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

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

66. Para a rodada em análise, o critério para definição do excedente em óleo da União foi baseado na mesma metodologia empregada por ocasião da 1ª Rodada de Licitação sob Regime de Partilha de Produção, quando foi licitado o prospecto de Libra, em 2013.

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

68. Os valores de Bônus de Assinatura e das Alíquotas Mínimas do Excedente em Óleo para União utilizados nessa rodada encontram-se conforme as diretrizes estabelecidas na Resolução CNPE 21/2017. Os estudos realizados pela ANP para o cálculo desses valores estão contidos nas Notas Técnicas 1/2017/DG, da ANP, e 55/2017/DEPG/SPG do Ministério de Minas e Energia – MME.

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

69. De acordo com a Nota técnica DG 1/2017 da ANP, a determinação dos parâmetros econômicos do processo licitatório considera, a grosso modo, dois estágios. O primeiro deles é a estimativa do potencial produtivo da área ofertada, que compreende o Volume de Óleo *In Place* (VOIP) estimado para cada área, o volume recuperável e a eficiência com a qual esse volume é recuperado (O perfil médio de produção dos poços).

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

71. Assim, segundo a ANP, as projeções para bônus de assinatura e alíquota mínima de partilha, ambas concatenadas com determinados níveis de carga fiscal, visam oferecer aos tomadores de decisão alternativas por meio das quais podem avaliar o equilíbrio entre o percentual de captura da renda petrolífera e a atratividade das áreas oferecidas na licitação. As escolhas se restringem entre opções de valores de bônus de assinatura e carga fiscal esperada para cada área, já que as simulações

do projeto partem de um perfil produtivo definido em função das características geológicas específicas de cada área e as alíquotas de partilha é um dado resultante daquelas opções.

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

3.1.2.6 Estimativas Volumétricas das Áreas e Curvas de Produção

73. Para se chegar à estimativa volumétrica de hidrocarbonetos presentes nas jazidas, a ANP utilizou parâmetros de uma área análoga para simulação de desenvolvimento das áreas. A área utilizada, em função da quantidade de informações disponíveis e que contava com volume de dados suficientes para utilização do modelo é o Campo de Lula.

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

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

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

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

3.1.2.7 Simulações Econômico-Financeiras

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

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

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

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

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

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

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

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

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

a) Investimentos: US\$ 71 milhões por poço (produtor ou injetor) além do custo de abandono do poço que foi estimado em US\$ 14,3 milhões por poço, já com os tributos indiretos embutidos);

b) Custos: Para cada projeto, cada unidade de produção implica no modelo um custo operacional anual e de manutenção que somados atingem o valor de US\$ 446,5 milhões/ano. Custos fixos atrelados aos custos dos poços, perfazendo um total de US\$ 11,9 milhões/ano. Além disso, os custos variáveis atrelados à produção foram estimados na faixa de US\$ 1,15/bbl;

c) Taxa de desconto: 10% a.a.;

d) Preço do Petróleo: US\$ 50,00/bbl;

e) Preço do Gás Natural: US\$ 4,5/Milhão de Btu.

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

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

a) Tributos Indiretos: 30% a ser aplicada como tributo no valor dos ativos não considerados no Repetro por meio da metodologia “por dentro” (conhecida como *grossup*)

b) Imposto de Renda: Definido em 34%, corresponde ao Imposto de Renda propriamente dito, com alíquota de 25% e à Contribuição Social Sobre Lucro Líquido de 9%.

c) *Royalties*: Alíquota fixada em 15% conforme determina a Lei 12.351/2010. Os valores monetários correspondentes aos *royalties* são descontados do excedente em óleo, sem se confundir com o custo em óleo.

89. Além disso, assumiu-se que o teto do custo em óleo seja de 80% da receita bruta. Com isso, espera-se garantir que o Estado tenha sempre receita com o projeto (concatenado com o piso para alíquota de partilha) e evitar o encerramento prematuro do projeto, estimulando a geração de riqueza.

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

91. No que se refere ao Repetro, para que se tenham parâmetros de comparação entre o que foi estabelecido no certame e o que de fato será a respectiva execução contratual, salienta-se que esta unidade técnica propôs ao Tribunal no âmbito do TC 021.357/2017-0 e do TC 021.361/2017-7 (instruções ainda não apreciadas pelo Plenário) determinação para que a ANP reproduza os cálculos que instruíram a 2ª e 3ª rodadas de leilões de partilha considerando a carga tributária resultante da Lei 13.586/2017, demonstrando quais seriam os novos valores da carga fiscal, dos bônus de assinatura e das alíquotas mínimas de partilha, e os encaminhe a este Tribunal, juntamente com os documentos que orientam o quarto estágio previsto na Instrução Normativa TCU 27/1998.

3.1.2.8 Parcela do Excedente em Óleo

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

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

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

95. Utilizou-se na avaliação das áreas da 4ª Rodada de Partilha de Produção metodologia semelhante à empregada na licitação de Libra, qual seja, uma tabela que dispõe nas linhas intervalos de preços e, nas colunas, intervalos de médias de produtividade dos poços produtores. Essa tabela é representada na figura abaixo:

Figura 8 - Percentual de Excedente em óleo para a União em função da oferta, produtividade e preço do petróleo

De		Média de Produtividade dos Poços Produtores (bbld)													
		0	2.001	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	24.001	> 24.001
até		2.000	4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000		
Preço Dated Brent	0	20	1%	-54,96pp	-27,12pp	-16,24pp	-10,64pp	-6,81pp	-4,10pp	-2,19pp	-1,05pp	+0,16pp	+0,87pp	+1,89pp	+2,36pp
	20,01	40	-97,49pp	-38,18pp	-17,56pp	-9,51pp	-5,44pp	-2,51pp	-0,63pp	+0,79pp	+1,65pp	+2,66pp	+3,09pp	+3,90pp	+4,17pp
	40,01	60	-75,31pp	-28,37pp	-11,96pp	-5,58pp	-2,40pp	OFERTA	+1,40pp	+2,53pp	+3,23pp	+4,11pp	+4,39pp	+5,08pp	+5,22pp
	60,01	80	-61,74pp	-22,12pp	-8,52pp	-3,18pp	-0,36pp	+1,41pp	+2,87pp	+3,79pp	+4,33pp	+4,82pp	+5,26pp	+5,66pp	+6,02pp
	80,01	100	-45,92pp	-15,10pp	-4,53pp	-0,37pp	+1,82pp	+3,20pp	+4,33pp	+5,05pp	+5,47pp	+5,85pp	+6,19pp	+6,50pp	+6,78pp
	100,01	120	-35,85pp	-10,64pp	-1,99pp	+1,41pp	+3,20pp	+4,34pp	+5,26pp	+5,85pp	+6,19pp	+6,50pp	+6,78pp	+7,03pp	+7,26pp
	120,01	140	-28,88pp	-7,55pp	-0,23pp	+2,65pp	+4,16pp	+5,12pp	+5,91pp	+6,40pp	+6,69pp	+6,95pp	+7,19pp	+7,41pp	+7,60pp
	140,01	160	-23,77pp	-5,28pp	+1,06pp	+3,56pp	+4,87pp	+5,70pp	+6,38pp	+6,81pp	+7,06pp	+7,29pp	+7,49pp	+7,68pp	+7,85pp
	>160,01		-15,47pp	-1,60pp	+3,16pp	+5,03pp	+6,01pp	+6,64pp	+7,14pp	+7,47pp	+7,66pp	+7,83pp	+7,98pp	+8,07pp	+8,25pp

Fonte: Pré-Edital da Rodada

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

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

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

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

100. Na prática, a tabela torna o percentual de excedente em óleo da União um valor móvel segundo os parâmetros preço do petróleo e produção média dos poços. O valor fixado na Resolução CNPE 5/2013 indica apenas a referência do centro dessa tabela, como pode ser observado pela Figura 3 mostrada anteriormente.

101. Segundo os termos do Pré-Edital de Licitação, o percentual do excedente em óleo para a União, a ser ofertado pelos licitantes, deverá referir-se ao valor de barril de petróleo entre US\$ 40,00 e US\$ 60,00 e a coluna correspondente à produção, por poço produtor ativo, compreendida entre 10 mil e um barris/dia e 12 mil barris/dia, respeitado o percentual mínimo que foi decidido para cada área (Os percentuais foram definidos com base na carga fiscal escolhida e relativas aos bônus definidos pelo CNPE para cada área. O próximo tópico tratará dessa definição).

102. Portanto, trata-se de uma escala móvel, que tem um valor mínimo de partida e varia do valor de referência de cada área, podendo acarretar uma alíquota maior ou menor para União que irá variar de acordo com o preço do *Brent* e com a produção média dos poços. De acordo com as justificativas do MME, a utilização de duas escalas móveis para se definir o excedente da União – preço do petróleo e produção média por poço produtor – traz ao sistema de partilha a flexibilidade necessária para garantir à União uma parcela adequada da renda econômica para diferentes condições de rentabilidade do projeto.

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

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

105. Da mesma forma ocorre com a variação dos preços do petróleo. Um aumento nos preços eleva a rentabilidade e o percentual de excedente aplicado. Uma redução dos preços diminui tais valores, e com a mesma assimetria, pois a variação da rentabilidade segue o mesmo comportamento. A concepção da regra buscou incorporar essa variação da rentabilidade na execução do contrato. Torna o contrato mais atraente aos licitantes e as receitas mais incertas para a União, podendo ser incrementadas ou reduzidas.

106. Tendo a Lei do Pré-sal (art.10) atribuído ao CNPE a proposição de um percentual mínimo para o excedente em óleo da União, o Conselho optou pela estratégia de estabelecer esse valor em uma escala móvel, de onde se interpreta, de acordo com a Resolução CNPE 5/2013, o Pré-Edital e a Minuta de Contrato, que variará de um mínimo de 1% até um máximo de oferta +8,25%, caso não haja oferta superior aos valores percentuais de referências mostrado na Figura 3.

107. Tal mecanismo poderá proporcionar ganhos ou perdas para União. Ganhos, se a média de comportamento (preços/produção) ficar acima da esperada no projeto para o período do contrato ou, se a fórmula de captura de rentabilidades induzir o ofertante a apresentar proposta mais vantajosa, visto que contará com margem, de acordo com o desempenho da rentabilidade durante a execução do contrato. Perdas, caso a média de comportamento (preços/produção) ficar abaixo da esperada no projeto. Neste caso, devido à assimetria da tabela, o impacto negativo é proporcionalmente maior para União do que o impacto positivo.

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

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

3.1.2.9 Resultados das Simulações

110. Para se chegar aos valores finais de alíquota mínima e bônus, as simulações da ANP foram realizadas tendo como "variável objetivo" a carga fiscal (i.e., a participação governamental total nas receitas), calculada para os valores de 60%, 65%, 70% e 75%.

111. Para cada área foram fixados três valores de bônus de assinatura, visando identificar as alíquotas mínimas de partilha que geravam as cargas fiscais objetivo, no cenário de preços de US\$ 50,00 por barril de petróleo tipo *Brent* e a produção diária média de 11.000 (onze mil) barris diários de petróleo por poço produtor ativo, a partir da tabela de alíquotas.

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

113. A Nota Técnica DG 1/2017 da ANP traz os resultados obtidos para cada área, com base na metodologia adotada pela ANP de forma a auxiliar a escolha do CNPE do valor que traga um equilíbrio fiscal e que mantenha a atratividade para o certame.

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

- a) Uirapuru: 22,18% e R\$ 2,65 bilhões;
- b) Dois Irmãos: 16,43% e R\$ 400 milhões;
- c) Três Marias: 8,32% e R\$ 100 milhões; e
- d) Itaimbezinho: 7,07% e R\$ 50 milhões.

115. Esses valores constam na Resolução CNPE 21/2017.

3.1.2.10 Definição da Carga fiscal requerida

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

117. A ANP usa como exemplo o caso do preço do petróleo: por um lado contribui para a redução da carga fiscal à medida que contribuiu para elevação do VPL do projeto (com óleo mais caro, maior a receita que entra no fluxo de caixa). Por outro, esse mesmo preço age para elevação da carga, pois o preço é um dos gatilhos que faz elevar a alíquota de partilha, fazendo com que a União receba uma parte maior do óleo explorado.

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

3.1.2.10.1.1 A escolha do valor para o Bônus de Assinatura

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

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

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

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

123. Esses dois parâmetros vão se alterando nos cálculos de simulação do VPL, com base na carga fiscal que se quer receber da exploração. No caso em tela, escolheu-se receber 75% de carga fiscal para o campo Uirapuru, 70% para o campo Dois Irmãos e 65% para os campos Três Marias e Itaimbezinho.

124. Uma abordagem sobre essa questão foi realizada pela ANP na Nota Técnica DG 1/2017, da qual os parágrafos a seguir são transcritos:

Uma vez identificadas as inúmeras combinações de alíquota mínima de partilha e bônus de assinatura, há que se identificar as combinações consideradas mais adequadas para o processo licitatório.

A escolha da CF bem como da combinação mais adequada de bônus e alíquota mínima de partilha é uma decisão de política energética, devendo ser tomada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), nos termos do artigo 9º da Lei 12.351/2010. Tal decisão deve, idealmente, considerar fatores como a situação conjuntural, potencialidade das áreas, interesse identificado pelas áreas, estímulo ao processo concorrencial, o risco geológico, os aprimoramentos contratuais implementados, dentre outros.

A equivalência fiscal que há entre as situações que mantêm fixo o percentual de CF não implica neutralidade em relação à distribuição de risco e, por consequência, ao processo concorrencial.

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

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

127. Dessa forma, o CNPE optou por adotar as sugestões apresentadas pela ANP em sua Nota Técnica DG 1/2017 que levou em consideração, basicamente, o risco exploratório relativo a cada uma das áreas e o volume de óleo recuperável estimado.

128. Por fim, deve-se registrar que apesar de fundamentada, a análise do CNPE ainda carece de motivação, no sentido de explicar o motivo das escolhas de valores de bônus e alíquotas constantes nas Resoluções que aprovam os parâmetros técnicos e econômicos das Rodadas.

129. Nessa linha, cabe dizer que determinações nesse sentido foram emanadas no âmbito da análise da 2ª Rodada de Partilha de Produção, ainda por ser julgada por este Tribunal.

3.1.2.10.1.2 A tabela móvel para alíquota de partilha

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

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

132. A progressividade é uma característica positiva, pois aumenta a participação governamental à medida que o contrato também se mostra mais lucrativo e, também, o torna mais atraente ao investidor tendo em vista que reduz sua obrigação, quando os custos passam a ter um peso maior em relação às receitas do contrato.

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

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

135. Considerando que a mesma produção total do reservatório desse projeto seja realizada por dez poços produtores, ao invés dos oito da hipótese anterior, a produção média por poço será menor, de 16 mil bbl/d. Dessa forma, com dois poços a mais, mas produzindo menos na média, seriam

obtidos os mesmos 160 mil bbl/d para a produção total do campo. Nessa outra configuração, porém, o excedente em óleo pertencente à União diminuiria. De acordo com a tabela apresentada, a União receberia, então, o valor da alíquota mínima de oferta mais 2,53 pontos percentuais.

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

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

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

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

140. O valor referencial para o preço do barril de petróleo tipo *Brent*, considerado para as simulações da ANP para os fluxos de caixa dos projetos, foi um valor *flat* (constante), de US\$ 50,00. E sabe-se que se trata de uma *commoditie* com grande volatilidade de preços – atualmente, se aproxima de US\$ 70,00, por barril.

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

142. Nesse sentido e considerando os riscos observados, esta unidade técnica propôs ao Tribunal no âmbito das análises relativas ao 1º estágio 2ª e 3ª rodadas (instruções ainda não apreciadas pelo Plenário) recomendar à ANP que reavalie continuamente a metodologia utilizada para o cálculo do valor de alíquota mínima de partilha de produção a ser aplicada nos respectivos contratos, visando o seu aperfeiçoamento, em especial quanto ao melhor aproveitamento da progressividade pretendida pela sistemática até então adotada.

3.1.2.11 Resumo do Processo da Oferta

143. No Regime de Partilha de Produção, o valor do bônus de assinatura é fixado para a contratação (art. 10 da Lei do pré-sal). Portanto, tornou-se um dado de entrada no fluxo de caixa do

modelo que variava de acordo com a alíquota do excedente em óleo pertencente à União e ambos são encontrados nos resultados das simulações realizadas com base em uma carga fiscal a ser definida.

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

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

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

147. Para definir esse valor, o MME considerou a premissa de que excedente em óleo deverá ser calculado de modo que, para um dado bônus de assinatura, a parcela governamental seja suficiente para garantir a atratividade do projeto e a competição no leilão. Também foi considerada a carga fiscal objetivo de cada contratação. Para essa definição, foram feitas simulações com base nos fluxos de caixa estimados e valores de bônus de assinatura.

148. O cálculo das estimativas para os fluxos de caixa esperado para cada área considerou a implementação de um projeto típico esperado para a área do Pré-sal (número de plataformas, número de poços, prazos de implantação e ritmo de desenvolvimento da produção). A parcela governamental é calculada como o valor presente líquido (VPL) do fluxo de caixa do projeto, considerando as receitas anuais projetadas de acordo com a taxa de desconto estipulada (10% a.a.).

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

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

3.1.3 Parcela do Bônus para a PPSA:

151. Para a Quarta Rodada de Licitação de Partilha, a Resolução CNPE 21/2017 definiu em seu artigo 2º, parágrafo 9º, que a partir do Resultado da Licitação, será destinado à Pré-Sal Petróleo S.A. a parcela do bônus de assinatura no valor de até R\$ 50 milhões.

152. Desse modo, o pré-edital previu a destinação da parcela do Bônus nos valores que foram aprovados pelo CNPE.

3.1.4 Participação da Petrobras na exploração e Produção das áreas ofertadas

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

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

155. De acordo com o novo mandamento legal, o CNPE, considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobras a preferência para ser operador dos blocos a serem contratados sob o Regime de Partilha de Produção.

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

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

158. Dessa forma, a Resolução CNPE 21/2017, nos termos do art. 4º, parágrafo 1, da Lei 12.351/2010 notificou a Petrobras a se manifestar no prazo máximo de 30 dias sobre o direito de preferência que lhe assistia em cada uma das áreas ofertadas.

159. De acordo com a manifestação da Petrobras, ficou estabelecido por meio da Resolução CNPE 25/2017 de 25/12/2017 que o edital da 4ª Rodada de Partilha da Produção deveria indicar a participação da Petrobras, como operadora, com 30% na composição do futuro consórcio vencedor das áreas de Dois irmãos, Três Marias e Uirapuru. A figura abaixo consolida essas informações:

Figura 9 – Participação da Petrobras nos blocos ofertados para a 4ª Rodada de Partilha da Produção

Bacia	Setor	Bloco	Petrobras manifestou interesse em atuar como operadora	Participação da Petrobras como operadora (%)	Participação a ser ofertada (%)
Santos	SS-AUP1	Três Marias	Sim	30	70
	SS-AUP2	Uirapuru	Sim	30	70
Campos	SC-AP4	Itaimbezinho	Não	Não se aplica	100
	SC-AP5	Dois Irmãos	Sim	30	70

Fonte: Edital da 4ª Rodada de Partilha da Produção

3.1.5 Conteúdo Local

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

161. Dessa forma, a cobrança de conteúdo local para a presente rodada manteve os índices estipulados para a rodada anterior, seguindo a nova política de conteúdo local exercida pelos órgãos competentes.

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

163. Dessa forma, para a presente Rodada será exigido um mínimo de 18% de CL global obrigatório para a fase de exploração e exigências de CL mínimo obrigatório para três macrogrupos da etapa de desenvolvimento da produção, quais sejam: construção de poços (mínimo de 25%), sistemas de coleta de produção (mínimo de 40%) e unidade estacionária de produção (UEP) (mínimo

de 25%). Definiu-se ainda pela não aplicabilidade do mecanismo de isenção de cumprimento dos compromissos assumidos relativos aos percentuais mínimos de Conteúdo Local obrigatórios citados (*waiver*), que integrarão os respectivos contratos.

164. Esses valores estão consolidados na Resolução CNPE 21/2017 de 24/11/2017

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

3.1.6 Estudos Ambientais

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

167. A Nota técnica 20/SSM/2018, de 16/2/2018, apresenta uma análise dos pareceres ambientais emitidos pelos órgãos de meio ambiente visando à oferta de blocos exploratórios na 4ª Rodada de Licitações. A Nota trata das principais recomendações apresentadas pelos órgãos ambientais, bem como das eventuais condicionantes que deverão ser atendidas pelos operadores durante o processo de licenciamento ambiental.

168. De acordo com art. 6º da Resolução CNPE 17/2017, o planejamento para a outorga de áreas deverá considerar os resultados das Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS). No entanto, para áreas que ainda não tenham sido concluídos tais estudos, como é o caso das áreas da 4ª Rodada aprovadas pela Resolução CNPE 21/2017, as avaliações sobre possíveis restrições ambientais serão sustentadas por manifestação conjunta do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério do Meio Ambiente (MMA).

169. Assim percebe-se a ampla participação dos órgãos ambientais no processo decisório da escolha das áreas que serão objeto da licitação. Deste modo, tal participação inicia-se por meio de um parecer ambiental que, posteriormente, é transformado em uma manifestação conjunta.

170. Neste contexto, o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais (Ibama) vem realizando a análise prévia das áreas a serem licitadas pela ANP desde a 6ª Rodada de Licitações, em 2004. Após a divisão do Ibama, o Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG) foi criado, incluindo representantes do MMA, do Ibama, do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) e da Agência Nacional de Águas (ANA).

171. Assim, o GTPEG tem o objetivo de apoiar tecnicamente a interlocução com o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural, em especial no que se refere às análises ambientais prévias à definição de áreas para outorga e às recomendações estratégicas para o processo de licenciamento. Apesar da competência estadual para o licenciamento em áreas terrestres, o GTPEG apresenta contribuições e recomendações gerais para o processo, de acordo com a Lei Complementar 140/2011.

172. Desta forma, a partir do contato estabelecido entre a ANP e o GTPEG foi elaborado o Parecer Técnico Preliminar GTPEG 2/2018 que apresenta a análise para os blocos localizados nas bacias marítimas e nas bacias terrestres da 4ª Rodada.

173. As manifestações dos órgãos para a 4ª Rodada de Licitações estão baseadas em uma análise preliminar da sobreposição dos blocos em estudo com áreas ambientalmente sensíveis, tais como: unidades de conservação e áreas de entorno; zoneamentos; áreas prioritárias para conservação da biodiversidade; presença de cobertura vegetal significativa e experiência pretérita dos processos de licenciamento. Ressalta-se na Nota que as informações dos pareceres, usualmente chamadas de

diretrizes ambientais, são fundamentais para que as empresas interessadas possam propor Programas Exploratórios Mínimos compatíveis com a sensibilidade ambiental dos blocos.

174. Assim, a análise da NT SSM 20/2018 permite concluir que não houve necessidade, por parte da ANP, de adequar ou excluir blocos propostos para a 4ª Rodada de Licitações. Para os blocos os blocos marítimos a ANP considerou o Parecer Técnico Preliminar GTPEG 2/2018.

175. Já a Manifestação Conjunta MME-MMA, exigida pelo art. 6º da Resolução CNPE 17/2017, repisa o posicionamento do GTPEG para cada uma das áreas ofertadas. Como mencionado, nenhum bloco proposto pela ANP sofreu necessidade de adequação ou exclusão. Após análise conjunta, MME e MMA concordaram com a apresentação dos setenta blocos para oferta na 4ª Rodada de Licitações.

176. Como resultado, MME e MMA concordaram com a oferta das áreas localizadas nas Bacias de Campos e Santo, a saber: Dois Irmãos, Itaimbezinho, Três Marias, Uirapuru e posteriormente em outra rodada, a área de Saturno.

177. Previamente à realização da Rodada, será realizado o Seminário Técnico-Ambiental, com o intuito de orientar os participantes da 4ª Rodada de Licitações a definirem suas ofertas com o conhecimento das exigências que deverão nortear os processos de licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de óleo e gás natural.

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

3.1.7 Prazos para envio das informações ao TCU

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

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

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

180. Tendo em vista o rito diferenciado de instrução para essa Rodada, que se deu por meio de inspeção, com o intuito de se antecipar a análise a ser realizada, considerou-se que toda a documentação relativa ao primeiro estágio foi encaminhada tempestivamente pela ANP no dia 2 de março de 2017.

181. Deste modo, visto que o Edital precisaria conter as alterações decorrentes da retirada do bloco de Saturno, a sua publicação foi postergada e o prazo de 30 dias de publicação do edital após o envio da documentação completa para a análise foi respeitado

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

3.1.8 Alterações específicas da 4ª Rodada de Partilha da Produção

3.1.8.1 Alterações no Pré-Edital

183. Por meio da Nota Técnica 009/2018/SPL/RJ, a ANP apresentou as mudanças ocorridas no Pré-Edital para a 4ª Rodada de Licitação.

184. De acordo com a Agência, os principais aprimoramentos nos Pré-editais decorrem de mudanças já implementadas nos editais de licitações de blocos exploratórios sob o regime de concessão mais recentemente aprovados pela ANP, uma vez que refletem a experiência e o

conhecimento acumulado pela SPL (Superintendência de Promoção de Licitações) na realização das rodadas de licitações.

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

186. Ainda de acordo com a ANP, os aprimoramentos no pré-edital refletem a experiência e o conhecimento acumulado pela SPL na realização das últimas rodadas de licitações, quais sejam, a 14ª Rodada de Licitações, 1ª, 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção.

187. As alterações incorporadas ao Pré-edital, referem-se em sua grande maioria às alterações realizadas na estrutura e organização das seções dos instrumentos convocatórios, bem como às questões de forma, implementadas com o objetivo de conferir maior clareza ao texto, observando sempre os procedimentos comuns aos certames e respeitando as disposições específicas das licitações voltadas ao regime de partilha de produção.

188. A principal referência para elaboração dos Pré-editais foram os editais da 15ª Rodada de Licitações e os editais das 2ª e 3ª Rodadas de Partilha, visto que estes são os instrumentos convocatórios mais recentes aprovados pela Diretoria Colegiada da ANP. No entanto, foram realizadas as adaptações necessárias para contemplar as especificidades dos blocos ofertados na licitação de Partilha de Produção, em especial aquelas relativas às áreas que são objeto dessa 4ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção.

189. A Agência relatou que foram realizados vários aprimoramentos em relação ao edital da licitação anterior, para contemplar todas as mudanças relativas aos procedimentos que são comuns às licitações dos dois regimes e que já foram implementados nos demais editais de licitação da ANP.

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

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

3.1.8.2 Alterações na Minuta de Contrato

192. Por meio da Nota Técnica SPL 10/2018 a ANP apresentou as mudanças ocorridas no Contrato para a 4ª Rodada de Licitação de Partilha de Produção que se baseou no contrato utilizado da 3ª Rodada de Licitação de Partilha de Produção.

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

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

195. Desse modo, uma das alterações realizadas foi a elaboração de duas minutas de contratos diferentes, sendo uma com a participação obrigatória de 30% (trinta por cento) da Petrobras como operador a ser aplicado nas áreas em que a Empresa manifestou seu interesse e a outra sem a participação da Petrobras como operador.

196. Também foram alteradas as cláusulas referentes à mudança das sistemáticas para pagamento de *royalties*, destinação de recursos para atividades de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P,D&I), dentre outros.

197. A ANP aponta que foram incluídas ainda, contribuições da PPSA e outros aprimoramentos decorrentes da minuta do contrato de concessão da 15ª Rodada de Concessão.

198. De acordo com a Agência, as alterações propostas na minuta do contrato foram elaboradas de forma a melhorar a compreensão e dirimir as dúvidas mais frequentes das pessoas jurídicas contratadas para as atividades de exploração de petróleo e gás natural a partir das licitações realizadas pela ANP, bem como atender os objetivos de interesse público externados pelas diretrizes de política energética nacional estabelecidas pelo CNPE e pelo legislador.

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

4. CONCLUSÃO

200. A Quarta Rodada de Licitações de Partilha de Produção tem por objeto a outorga de contratos para a exploração e produção de petróleo e gás natural sob o Regime de Partilha de Produção em quatro blocos no polígono do Pré-sal, quais sejam: Itaimbezinho, Três Marias, Dois Irmãos e Uirapuru. Os blocos ofertados estão distribuídos nas Bacias de Santos e Bacia de Campos.

201. No âmbito do Tribunal de Contas da União, o acompanhamento dos processos de outorga, encontra-se disciplinado pela Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998. A referida IN prevê que o acompanhamento deve ocorrer em quatro estágios, mediante análise da documentação remetida pelo poder concedente. Dessa forma, a análise realizada nessa instrução referiu-se à avaliação de Primeiro Estágio.

202. Demonstrou-se que a análise de Primeiro Estágio das rodadas de licitação é iniciada após o envio dos documentos pela ANP, necessários para a avaliação técnica e econômica das áreas ofertadas. No entanto, a avaliação das áreas da Quarta Rodada de Partilha se deu no âmbito de inspeção realizada na fiscalização de registro no Fiscalis 28/2018.

203. A fiscalização se fez necessária para antecipação da análise que deveria ser realizada, pois as áreas ofertadas mantinham interdependência com áreas ofertadas na 15ª Rodada de Concessão, realizada previamente ao Leilão em análise.

204. A interdependência se configurou pela decisão das autoridades competentes de levarem a processos licitatórios blocos contíguos ao Polígono do Pré-sal, que compartilhariam reservatórios comuns, em regimes de outorga distintos, e com considerável probabilidade – já caracterizada pelos estudos geológicos realizados – de futuros processos de unitização das produções.

205. Mediante análise realizada sobre os atos relativos à 15ª Rodada de Concessão, a unidade técnica entendeu, e o Plenário da Corte anuiu, que restava caracterizada a presença do *periculum in mora* e o *fumus boni iuris* na continuidade daquele processo de concessão da forma como planejado pelas autoridades responsáveis, motivo pelo qual, por meio do Acórdão 672/2018-TCU-Plenário (Relator Exmo. Ministro Aroldo Cedraz), exarou cautelar para que fossem suspensos, cautelarmente, os procedimentos de oferta dos Blocos S-M-645 e S-M-534, no âmbito da 15ª Rodada de Concessões, contíguos ao Bloco de Saturno, então previsto para compor a 4ª Rodada de Partilha da Produção.

206. Dessa forma, após realização de reuniões com o TCU e de modo a manter o prazo estipulado para a realização do Leilão previamente anunciado, o MME por meio do Ofício 191/2018/GM-MME solicitou a retirada da área de Saturno da Quarta Rodada de Partilha de Produção.

207. Após essa solicitação, a ANP publicou no dia 5/4/2018 o edital definitivo da Quarta Rodada de Partilha, excluindo o bloco de Saturno e mantendo os demais blocos contidos no pré-edital.

208. Desta forma, a análise técnica contemplou a avaliação dos aspectos econômico-financeiros atinentes aos blocos restantes da Quarta Rodada e dos pontos analisados dos documentos enviados pela ANP, destaca-se a metodologia de cálculo de garantia para não execução do PEM.

209. Inicialmente, havia o entendimento por parte da equipe técnica do Tribunal de que a metodologia adotada pela ANP desconsiderava o aumento de custos em função da profundidade e das inovações mercadológicas e tecnológicas ocorridas nos últimos anos no setor de petróleo, inclusive, e principalmente, no que diz respeito à região do pré-sal brasileiro.

210. No entanto, tendo em vista as tratativas e debates técnicos realizados durante o processo de fiscalização, a Agência, demonstrando concordância com os argumentos apresentados, decidiu por alterar o valor exigido a título de garantia atrelada ao programa exploratório mínimo no edital publicado em 5/4/2018.

211. Apesar de atendida a orientação antes mesmo da publicação do edital, propõe-se recomendar à ANP que estabeleça procedimento de revisão contínua relativa à metodologia de cálculo do valor referente ao Programa Exploratório Mínimo (PEM) que embasa a garantia financeira atrelada ao seu cumprimento, de forma a refletir custos mais realistas e atualizados de perfuração de poços.

212. Além disso, repisaram-se as análises realizadas no âmbito da 2ª e 3ª Rodada de Licitação de Partilha que recomendaram à ANP que reavalie continuamente a metodologia utilizada para o cálculo do valor de alíquota mínima de partilha de produção a ser aplicada nos respectivos contratos, visando o seu aperfeiçoamento, em especial quanto ao melhor aproveitamento da progressividade pretendida pela sistemática até então adotada. No entanto, tal recomendação consta na instrução referente à análise dos leilões anteriores.

4.1 1º Estágio

213. Por fim, considerando os tópicos precedentes, recomenda-se considerar que a ANP atendeu aos requisitos previstos nos art. 7º, inciso I, e 8º, inciso I, referentes ao Primeiro Estágio da Instrução Normativa – TCU 27/1998.

5. VOLUME DE RECURSOS FISCALIZADOS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE

214. A quantificação do volume de recursos fiscalizados (VRF) da presente fiscalização foi calculado com base no valor presente das receitas governamentais. Calculou-se dessa forma porque, analisando a pertinência dos estudos relativos à carga fiscal dos campos licitados, fiscaliza-se, diretamente, as receitas governamentais que serão geradas ao longo do período de produção dos campos.

215. Dessa forma, o VRF calculado foi de R\$ 13.247.843.460,00. Registra-se, contudo, que se trata de valor com elevado grau de incerteza e inúmeros riscos envolvidos, característica intrínseca do setor.

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

217. No entanto, no âmbito das atuações desta Corte de Contas na Quarta Rodada de Partilha de Produção e na 15ª Rodada de Concessões houve a decisão de se alterar o regime de contratação para as áreas de Saturno para Partilha de Produção, em uma nova rodada de leilões a ocorrer ainda

em 2018, aumentando-se a previsão de arrecadação mínima para a União em R\$ 2,37 bilhões, além de se constatar que houve revisão dos valores totais de arrecadação em bônus de assinatura para R\$ 18 bilhões, considerando os resultados da 15ª Rodada de Concessões, já ocorrida em 29/3/2018, a previsão para a Quarta Rodada de Partilha, a ocorrer em 7/6/2018, e a previsão para a Quinta Rodada de Partilha anunciada para as áreas de Saturno.

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

6. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

219. Ante o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, para posterior envio ao gabinete do Ministro Relator Aroldo Cedraz, propondo em relação à Quarta Rodada de Licitações de Partilha da Produção (4ª Rodada):

- a) considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) atendeu aos requisitos previstos no art. 7º, inciso I, e 8º, inciso I, referentes ao 1º Estágio da Instrução Normativa TCU 27/1998 para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 4ª Rodada de Partilha da Produção;
- b) recomendar à ANP que estabeleça procedimento de revisão contínua relativa à metodologia de cálculo do valor referente ao Programa Exploratório Mínimo (PEM) que embasa a garantia financeira atrelada ao seu cumprimento, de forma a refletir custos mais realistas e atualizados de perfuração de poços;
- c) encaminhar cópia do Acórdão que vier a ser proferido à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e ao Ministério de Minas e Energia, informando-os que o conteúdo da decisão poderá ser consultado no endereço www.tcu.gov.br/acordaos; e
- d) restituir os autos à SeinfraPetróleo para expedir as comunicações pertinentes em cumprimento aos comandos supra e para acompanhamento de etapas posteriores da Instrução Normativa – TCU 27/1998.

À consideração superior,

SeinfraPetróleo, 2ª Diretoria, em 5/4/2018.

Assinado eletronicamente
Yuri de Araújo Carvalho
AUFC 10187-7

Assinado eletronicamente
Eduardo Juntolli Vilhena
AUFC 7611-2