

GRUPO I – CLASSE V – tagColegiado  
TC 029.099/2020-0 [Apenso: TC 012.882/2021-6]  
Natureza: Relatório de Auditoria  
Órgãos/Entidades: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Ministério de Minas e Energia.  
Representação legal: não há

SUMÁRIO: AUDITORIA DE NATUREZA OPERACIONAL. AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DOS REGIMES DE CONCESSÃO E PARTILHA, A PARTIR DA ANÁLISE DOS PRINCIPAIS COMPONENTES FISCAIS. OPORTUNIDADES DE MELHORIA. RECOMENDAÇÕES.

## RELATÓRIO

Adoto, como Relatório, a instrução peça 88, elaborada por AUFC da Secretaria de Recursos (Serur), que obteve a anuência dos dirigentes daquela unidade técnica e do representante do Ministério Público:

*“1. O presente trabalho de auditoria de natureza operacional (Anop) refere-se à adequação dos principais componentes fiscais dos dois regimes de exploração e produção (E&P) de petróleo – regime de concessão e regime de partilha da produção – ao alcance dos princípios e objetivos estabelecidos pela Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo) alinhados à obediência de princípios tributários, que foram importados para o presente trabalho face à natureza arrecadatória dos instrumentos fiscais analisados.*

*1. O presente relatório, que materializa o trabalho realizado, encontra-se dividido em oito capítulos. Este primeiro trata de apresentar, em linhas gerais, o trabalho realizado. O segundo apresenta o objeto das análises, bem como sua importância socioeconômica. Os capítulos terceiro, quarto e quinto são os que tratam do cerne do trabalho, em que se apresentam as análises relativas a cada uma das questões de auditoria e respectivos achados. O sexto capítulo apresenta informações adicionais às análises realizadas, o sétimo a conclusão dos trabalhos e, em fecho, o capítulo oitavo apresenta as propostas de encaminhamento que se consideraram pertinentes.*

### *1.1 Apresentação*

*2. O objetivo do trabalho foi verificar se a calibração e a aplicação dos instrumentos arrecadatórios têm permitido, ao mesmo tempo, conferir **competitividade ao Brasil na atração de investimentos** e proporcionar **adequada apropriação de parte do resultado desta produção em favor do país**, conferindo o justo valor às nossas reservas petrolíferas.*

*3. Para dar uma dimensão do volume e da importância desses recursos, o Brasil produziu, no ano de 2019, o volume de 185 milhões de m<sup>3</sup> de óleo equivalente de petróleo – ou 1,2 bilhão de barris de óleo equivalente de petróleo –, o que representa uma média de aproximadamente 3,2 milhões de barris de petróleo a cada dia. O termo “óleo equivalente” refere-se à produção de determinado volume de óleo acrescida de determinado volume de gás, convertida pela equivalência energética.*

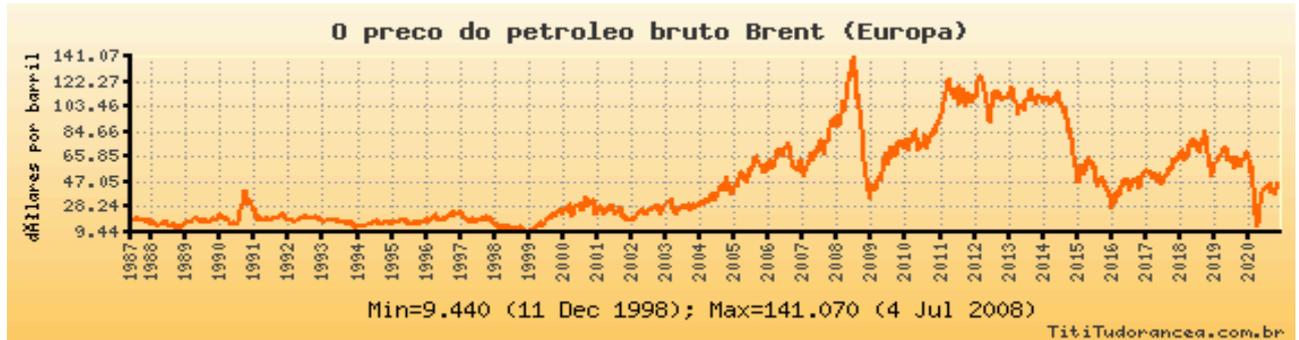
*4. Em termos monetários, a **receita bruta gerada por esta produção**, considerando o preço de referência utilizado pela ANP, atingiu o montante de **R\$ 225 bilhões**. O valor da receita bruta de petróleo corresponde, então, a cerca de **3% do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro**, que foi de R\$ 7,3 trilhões em 2019IBGE.*

*5. A título de arrecadação estatal sobre a mencionada produção, o país arrecadou, em 2019, decorrente apenas das três principais arrecadações diretas (royalties, participações especiais e excedente em óleo), a quantia de R\$ 55 bilhões. Além disso, registrou a entrada de outros R\$ 84 bilhões a título de bônus de assinatura de novos contratos de exploração, cujo resultado foi incomum, devido à*

*elevadíssima arrecadação decorrente do leilão dos “excedentes da cessão onerosa”, no valor de R\$ 70 bilhões. Cada uma dessas rubricas será apresentada com mais detalhes no relatório.*

6. *Ocorre que o setor de petróleo tem se mostrado, cada vez mais, um setor instável e imprevisível. A geopolítica mundial ao longo das últimas décadas demonstrou que o produto é fonte de disputas severas entre países, tendo inclusive sido responsável (direto ou indireto) por guerras, havendo desequilíbrios frequentes entre oferta e procura, levando a oscilações imprevisíveis de preço. Essas oscilações podem ser visualizadas no gráfico abaixo:*

*Figura 1 – Histórico do preço do petróleo (Brent)*



Fonte: [https://www.titudorancea.com/z/preco\\_do\\_petroleo\\_bruto\\_brent\\_europa.htm](https://www.titudorancea.com/z/preco_do_petroleo_bruto_brent_europa.htm) (acessado em 9/12/2020).

7. *O gráfico demonstra, inclusive, a recente queda vertiginosa experimentada pelo preço do produto ocorrida em 2020 em razão da pandemia mundial relacionada ao Coronavírus. Outro fator que tem pressionado para baixo e de forma mais duradoura o setor é a crescente preocupação global com as alterações climáticas. A indústria do petróleo tem enfrentado cada vez mais os efeitos de uma tendência de mudança na estrutura da matriz energética mundial, em que setores da sociedade exigem a utilização de outros tipos de insumos – considerados mais “limpos” – para a geração de energia.*

8. *Com isso, países produtores de petróleo e empresas operadoras têm sido forçados a se ajustarem ao novo cenário cujas previsões já apontam para a aproximação do pico de consumo de petróleo no mundo, o que significa queda na demanda pelo produto, possível excedente de produção e consequente redução de preços. Segundo os recentes estudos da International Energy Agency (Agência Internacional de Energia – tradução livre), o pico de consumo de petróleo ocorrerá na próxima década, nos anos de 2030 (IEA (2020), World Energy Outlook 2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>).*

9. *Assim, diante dessa atual fase e das projeções que se apresentam, considera-se **vital para o setor que o país possua uma regulação bem equilibrada para que permaneça sendo atrativo para investimentos e permita a produção viável de suas reservas para, com isso, continuar a gerar incrementos de bem-estar social, em termos de receita e empregos no país.** Diante desse cenário, esta SeinfraPetróleo submeteu ao Exmo. Ministro Walton Alencar Rodrigues, relator das fiscalizações envolvendo o MME, PPSA e ANP no biênio 2019-2020, proposta de fiscalização com o objetivo de realizar auditoria de natureza operacional (Anop) visando analisar a atuação dos órgãos estatais referentes a cinco situações problema identificadas por meio de análises preliminares e expeditas.*

10. *A primeira situação problema trata das incertezas a respeito de como procedem o CNPE, o MME e a ANP na delimitação de áreas consideradas estratégicas, como disposto no art. 9º, inciso V, da Lei 12.351, de 22/12/2010, para efeitos de definição do regime adequado de exploração e produção de blocos a serem leiloados, o que pode provocar ineficiências econômicas nos leilões. Essas incertezas motivaram a **determinação constante do item 9.3.1 do Acórdão 1.663/2019-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz.***

11. *A segunda situação problema se refere ao fator de recuperação de petróleo dos campos brasileiros, que interfere diretamente na renda extraída de cada jazida, com impacto nas receitas*

estatais. Conforme dados disponíveis no sítio eletrônico da ANP, o fator de recuperação final de petróleo e gás no Brasil seria de 21% frente a uma média mundial de 35%. Componentes fiscais dos regimes de exploração e produção, associados a características intrínsecas de cada campo, podem contribuir para antecipar o final da vida útil, resultando em um menor aproveitamento econômico das jazidas. A recente redução da alíquota de royalties para o Campo de Polvo é um exemplo de medida administrativa que pode resultar na melhor apropriação de recursos – estimativa de incremento de R\$ 300 milhões tornando viável a extração de petróleo por mais dez anos.

12. A terceira situação problema se refere à possível descontinuidade da produção em cenários de queda acentuada do valor do petróleo. A recente derrocada nos preços do Brent – tipo de petróleo utilizado mundialmente como referência de preços –, bem como aquela ocorrida há poucos anos (2014 a 2017), têm se mostrado um fator externo crítico para a viabilidade econômica da continuidade da produção de algumas jazidas. O encerramento precoce da produção ou a hibernação dos equipamentos prejudicaria ainda mais as receitas dos entes federados em momentos de crise, devido à redução das receitas petrolíferas e impactos nas cadeias produtivas associadas.

13. A quarta situação problema se refere à possível ineficiência de arrecadação estatal em cenários de elevação acentuada do Brent ou superprodução de campos de petróleo. Cenário de preços elevados do Brent, como ocorrido em 2008 ou mesmo no período de 2011 a 2013, ou elevada produtividade de campos de produção de petróleo, como o observado no Campo de Tupi, geram um excedente de renda bastante expressivo para a empresa produtora, com a expressiva elevação de sua taxa de retorno, sem que o Estado se beneficie na mesma proporção.

14. Por fim, a quinta situação problema se refere à magnitude do bônus de assinatura no modelo de partilha, o que pode reduzir a competitividade dos certames mediante a criação de uma barreira à entrada de novas empresas na exploração e produção de petróleo no Brasil. Desde a criação do regime de partilha, os leilões sob o mencionado regime utilizam elevados valores de bônus de assinatura. O leilão de Libra (primeiro bloco exploratório leiloado no regime de partilha), resultou em um bônus de assinatura pago pelo consórcio vencedor no valor de R\$ 15 bilhões. No caso dos excedentes da cessão onerosa, Búzios foi arrematado por R\$ 68 bilhões, Itapu por R\$ 1,7 bilhão e os outros dois campos, cujos bônus eram de R\$ 23 bilhões (Sépia) e R\$ 14 bilhões (Atapu), não foram arrematados. O último leilão realizado sob regime de partilha (6ª rodada) só teve um bloco arrematado com bônus de R\$ 5 bilhões (Aram).

15. Diante dessas situações problema identificadas, em sede de análise preliminar, e da fundamentação apresentada pela unidade técnica, a proposta de fiscalização foi submetida ao relator, tendo sido aprovada e seus trabalhos se desenvolveram durante o período de 24/8/2020 a 16/12/2020.

## I.2. Identificação Simplificada do Objeto

16. O objeto da auditoria foi o arcabouço regulatório aplicável ao setor de exploração e produção de petróleo, com foco em fatores que poderiam inserir ineficiências ao setor com impacto na arrecadação estatal.

17. Tendo em vista a limitação desta Corte no que diz respeito a analisar a adequação de dispositivos legais, competência do Poder Legislativo sujeito a análises técnicas e políticas, o trabalho se debruçou sobre a regulamentação infralegal vigente, no sentido de verificar se a regulação referente aos componentes fiscais de cada regime estaria em conformidade com princípios estabelecidos pela Lei do Petróleo, Lei da Partilha, Constituição Federal e princípios tributários, cujas interpretações contaram com o suporte de literatura contemporânea sobre o tema, basicamente sobre a eficiência de regimes fiscais associados à exploração e à produção de petróleo. Dessa forma, os principais normativos analisados foram:

a) Decreto 2.705/1998: definiu, dentre outras coisas, as “alíquotas progressivas” de participação especial a serem calculadas tendo por base a receita líquida gerada trimestralmente por

*cada campo produtor, a partir do enquadramento decorrente de três critérios: localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada. A receita líquida de cada campo produtor é obtida a partir da dedução de gastos incidentes sobre a receita bruta (produção x preço de referência), conforme regulamentação estabelecida pela ANP;*

*b) Resolução ANP 12/2014: estabeleceu procedimentos e regras relativos à apuração do valor dos gastos dedutíveis para que se proceda o cálculo da receita líquida trimestral dos campos produtores e, com isso, o valor devido pelos concessionários a título de participação especial;*

*c) editais de leilão e respectivos contratos de concessão ou partilha: formam o último nível de regramento analisado. Esses instrumentos se afiguram importantes para as análises que se realizaram pelo fato de que positivaram um conjunto de regramento infralegal, gerando direitos e deveres entre as partes que deverão ser observados durante toda a vigência contratual – décadas – a bem da segurança jurídica, princípio essencial para o setor, que tem como característica a necessidade de investimentos vultosos, longo período para desenvolvimento dos projetos e payback.*

18. *Em relação a esses últimos instrumentos analisados (editais e contratos), destaca-se como principais pontos de análise, em relação aos leilões sob o regime de concessão, as cláusulas de “Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I)”, que se relacionam a um dos achados de auditoria e, em relação aos leilões sob o regime de partilha, os bônus de assinatura fixados e as tabelas de progressividade de alíquotas de partilha, instrumento que, assim como as alíquotas de participação especial, se prestam a extrair parcela de renda extraordinária dos campos produtores a depender de sua produtividade e lucratividade.*

### 1.3. Objetivos e escopo da auditoria

19. *A presente auditoria teve por objetivo geral verificar a eficiência fiscal dos regimes de concessão e partilha a partir da análise dos principais componentes fiscais dos regimes em relação à oscilação do Brent e às características específicas dos campos (volume, tempo de produção, localização, etc.) bem como a atuação do CNPE, MME e ANP frente a essas questões. O termo eficiência fiscal limita-se a observar a arrecadação estatal no sentido macro, ou o que as companhias pagam ao Estado (bônus de assinatura, royalties, participações especiais e excedente em óleo da União). Não foram analisados, portanto, os aspectos tributários ou de distribuição desses recursos entre entes federativos e órgãos de Estado.*

20. *A partir do objetivo do trabalho, desenvolveu-se a etapa de planejamento da auditoria, oportunidade em que se observou que os órgãos estatais fiscalizados têm intensificado suas atuações desde 2016 no sentido de dar viabilidade ao desenvolvimento de novos campos e à continuidade de produção de campos maduros. Essa atuação se deu, basicamente, com a possibilidade de redução de royalties aplicáveis sobre campos menos rentáveis.*

21. *Aqui se registra que, durante palestras no evento de abertura da Rio Oil and Gas de 2020 – ocorrida em 30/11/2020 –, tanto o Ministro de Minas e Energia, Ministro Bento Albuquerque, quanto o então Diretor-Geral da ANP, Raphael Moura, destacaram em suas falas as ações tomadas pelo Governo Federal a título de maximizar a vida útil dos campos em produção, tornar o ambiente de negócio mais atrativo às empresas do setor e acelerar o calendário de leilões. Destacaram, ainda, os resultados já obtidos com as ações em andamento. Por esse motivo, a matriz de planejamento deixou de incluir procedimentos que seriam aplicados sobre a regulação dos royalties, por se considerar que melhorias já vêm sendo adotadas pelos órgãos responsáveis, como será mais bem detalhado em outro tópico deste relatório.*

22. *Assim, feito o direcionamento dos pontos mais relevantes, formularam-se as seguintes questões e subquestões de auditoria:*

**Questão 1:** *A regulação fiscal dos regimes de concessão e partilha conta com instrumentos*

*adequados para o Estado se apropriar de rendas extraordinárias relacionadas à alta rentabilidade de determinados campos em alguns cenários?*

*Subquestão 1.1: A participação especial ou a parcela em óleo têm se mostrado adequadas para apropriar ao Estado receitas extraordinárias em cenário de preços elevados do petróleo?*

*Subquestão 1.2: A participação especial e a parcela em óleo contêm instrumentos adequados para se apropriar das receitas extraordinárias decorrentes de campos de grande produtividade?*

**Questão 2:** *A magnitude dos bônus exigidos para os campos leiloados sob o regime de partilha se alinha à filosofia do regime?*

*Subquestão 2.1: Os bônus estipulados têm prejudicado o resultado fiscal da venda de blocos?*

**Questão 3:** *O processo de definição de áreas estratégicas está sendo conduzido de maneira adequada?*

*Subquestão 3.1: Há atribuições claras de cada órgão na delimitação das áreas estratégicas?*

*Subquestão 3.2: O fluxo do processo de definição de áreas estratégicas está adequado?*

*Subquestão 3.3: Há critérios bem definidos para a delimitação das áreas estratégicas?*

23. *As questões objetivaram limitar o escopo da auditoria, enquadrando-a no prazo disponibilizado para a sua realização, possibilitando avaliar, sobre os pontos sujeitos à análise, se o arcabouço regulatório atual confere eficiência fiscal ao Estado.*

#### I.4. Critérios

24. *A construção dos critérios da presente auditoria decorre da leitura sistêmica do conjunto normativo que regula os regimes fiscais de exploração de petróleo e gás natural no Brasil.*

25. *Sob o crivo constitucional, incidem regramentos relativos à intervenção do Estado na atividade econômica, combinados com as balizas impostas pelos princípios administrativos e pelos direitos fundamentais. Nesse sentido, o exercício do monopólio da União sobre a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos por meio da outorga a terceiros para sua exploração orienta-se, entre outros, conforme os ditames da justiça social, dos princípios da livre concorrência, da redução das desigualdades sociais, da eficiência administrativa e da isonomia (arts. 177, inciso I, §1º, 170, caput, incisos IV e VII; 37, caput; 5º, caput e inciso I, da CF/88, respectivamente).*

26. *Além disso, a Constituição Federal atribuiu a lei específica o estabelecimento de condições para a contratação de empresas estatais ou privadas para a realização dessas atividades, inclusive relativamente ao seu regime fiscal (art. 177, inciso I, §1º, CF/88). Nessa regulamentação, a Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo) trouxe novas balizas para a outorga das atividades de óleo e gás, voltadas ao aproveitamento racional das fontes de energia, dentre as quais se destacam, (i) a promoção da livre concorrência; (ii) a atração de investimentos na produção de energia; e (iii) a ampliação da competitividade do País no mercado internacional, cuja implementação inclui-se nas competências do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (arts. 1º, incisos IX, X e XI; 2º, inciso I; 8º, inciso I, da Lei 9.478/1997).*

27. *Assim, os regimes fiscais existentes – a concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção, previstos pela Lei do Petróleo e pela Lei da Partilha (12.351/2010) –, bem como as participações governamentais neles previstas e suas possíveis configurações, regem-se por esse conjunto de regramentos constitucionais e legais, os quais se orientam para uma modelagem contratual e uma apropriação de receita por parte do Estado que visem não somente à maximização da arrecadação estatal, mas também à eficiência econômica combinada com princípios de equidade, capazes de estimular a competição e o funcionamento dos mercados, mas ao mesmo tempo coibir falhas*

*de mercado que afetem o bem-estar social, em consonância com as diretrizes de um Estado regulador (MENDES, Conrado Hubner. Reforma do Estado e agências reguladoras: estabelecendo os parâmetros de discussão. SUNDFELD, Carlos Ari (Coord.). Direito administrativo econômico. São Paulo: Malheiros, 2006. p. 18).*

28. *Diante desse cenário, princípios de finanças públicas comumente aplicáveis ao Direito Tributário passam a incidir, dentro da mesma lógica, sobre os instrumentos arrecadatórios em análise, apesar de se classificarem como receitas originárias patrimoniais, decorrentes da exploração do patrimônio estatal (art. 11, §4º, da Lei 4.320/1964), como bem explicita a doutrina especializada:*

*Países com petróleo, gás e outros depósitos minerais usualmente derivam receitas deste setor. Os tributos podem tomar variadas formas. Algumas receitas são, obviamente, obtidas por intermédio do regular imposto sobre a renda, porém rotineiramente existem sobretaxas incidentes sobre os setores de petróleo e gás. Também pode haver royalties (os quais podem ou não tomar forma de tributo), impostos sobre o lucro, entre outros. **Onde os recursos naturais são monopólio do Estado, a linha entre royalties não tributários (inclusive bônus de assinatura e outras tarifas) e tributos é pouco nítida** (tradução livre de THURONYI, Victor. Comparative Tax Law. A Haia-HOL: Kluwer Law International, 2003, pp. 337-338, grifos acrescidos).*

29. *Por tais fundamentos, utilizam-se como critérios da presente auditoria operacional os princípios da progressividade, da neutralidade e da simplicidade.*

30. *O princípio da progressividade dos regimes fiscais decorre do princípio da isonomia, da justiça social e redução das desigualdades sociais (arts. 5º, caput e inciso I, e 170, caput e inciso VII, da CF/88) e estabelece que a carga fiscal deve ser maior sobre aqueles agentes que auferirem maiores receitas da exploração de petróleo e gás natural. Um exemplo de positivação desse princípio no setor é o art. 22 do Decreto 2.705/1998, o qual dispõe que as alíquotas de participação especial serão progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo. Esse princípio também encontra respaldo na experiência internacional. Relatórios que compartilham boas práticas em regimes fiscais do setor de óleo e gás demonstram a importância da implementação de progressividade nos modelos tanto em termos de eficiência quanto de equidade (TORDO, Silvana. Countries Experience with the Allocation of Petroleum Exploration and Production Rights: Strategies and Design Issues. World Bank Group, 2009).*

31. *Já o princípio da neutralidade dispõe que os componentes fiscais devem interferir o mínimo possível nas decisões dos agentes econômicos com vistas a não gerar distorções prejudiciais à eficiência econômica e ao bem-estar social. Abarca tanto um dever negativo de não intervenção na concorrência, gerando cargas fiscais não isonômicas entre os concorrentes, nos casos de igualdade de condições concorrenciais, quanto um dever positivo do Estado, de ação, através do estabelecimento de participações governamentais a níveis ótimos para restaurar a igualdade de condições de concorrência ou prevenir desigualdades, nos casos de desequilíbrio. Trata-se de corolário do princípio da livre concorrência e consectário dos objetivos da Lei do Petróleo de promoção de ambiente macroeconômico saudável e atrativo.*

32. *Enfim, o princípio da simplicidade, segundo o qual os componentes fiscais devem ser de fácil compreensão pelos agentes e de fácil arrecadação pelo governo, aplica-se ao contexto regulatório em convergência com o princípio da eficiência administrativa aplicado à atividade das agências reguladoras, no sentido de que, conforme o art. 4º da Lei 13.848/2019, essas devem observar a “devida adequação entre meios e fins, vedada a imposição de obrigações, restrições ou sanções em medida superior àquela necessária ao atendimento do interesse público”.*

33. *A corroborar tais critérios relativamente ao regime de partilha de produção, no âmbito da Exposição de Motivos da Lei 12.351/2010 (peça 16, p. 2), o legislador deixou claro que os objetivos desse regime e de seus componentes fiscais são convergentes com os princípios acima expostos:*

*Os trabalhos da Comissão Interministerial foram conduzidos no sentido de atender às seguintes*

*premissas:*

- *permitir o exercício do monopólio da União de forma apropriada, tendo em vista o elevado potencial petrolífero do Pré-Sal;*
- *introduzir nova concepção de gestão dos recursos petrolíferos pelo Estado; - otimizar o ritmo de exploração dos recursos do Pré-Sal;*
- *aumentar a apropriação da renda petrolífera pela sociedade;*
- *manter atrativa a atividade de exploração e produção no País;*
- *contribuir para o fortalecimento da posição internacional do País;*
- *contribuir para a ampliação da base econômica e industrial brasileira; - garantir o fornecimento de petróleo e gás natural no País; e*
- *evitar distorções macroeconômicas resultantes da entrada de elevados volumes de recursos relacionados à exportação dos hidrocarbonetos produzidos no Pré-Sal.*

34. *Nesse e em outros trechos da exposição de motivos, repisam-se princípios da valorização dos recursos energéticos, da promoção da livre concorrência, da atração de investimento na produção de energia e da ampliação da competitividade do País no mercado internacional. Pode se pensar também no princípio da equidade intergeracional, voltado mais ao meio ambiente, mas passível de ser adaptado para esse contexto. Nesse sentido, a verificação de fatos e prognoses legislativos auxilia na delimitação coerente e sistêmica dos critérios de auditoria (MENDES, Gilmar Ferreira. Controle de Constitucionalidade: hermenêutica constitucional e revisão de fatos e prognoses legislativos pelo órgão judicial. Revista dos Tribunais, São Paulo, n. 88, v. 766, p. 11-28, ago. 1999. p. 24).*

35. *Por fim, registra-se que devido à especificidade do tema, abrangência, complexidade e volatilidade das informações e dados relativos ao setor em estudo, sempre mais dinâmica que as mudanças e ajustes regulatórios, utilizou-se também como balizadores das análises a literatura especializada sobre o assunto e experiências internacionais – benchmarks – pois, uma vez que se trata de um mercado globalmente competitivo, as regras nacionais impactam na competitividade do país na atração de investimentos estrangeiros.*

#### I.5. Metodologia utilizada

36. *Os trabalhos foram realizados em conformidade com as Normas de Auditoria do TCU (Portaria-TCU 280/2010, alterada pela Portaria-TCU 168/2011), e seguindo orientações do Manual de Auditoria Operacional (Portaria-Segecex 4/2010).*

37. *Na primeira etapa da fiscalização – planejamento –, foram coletadas e estudadas publicações diversas e analisados documentos, dados e informações obtidos, em especial, junto à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e em artigos disponíveis sobre o tema. Os conhecimentos produzidos nessa fase inicial foram utilizados, entre outras atividades, para delimitar o escopo da auditoria. Nessa etapa de planejamento, fez-se uma análise da criticidade dos temas que fundamentaram a proposta de fiscalização.*

38. *Ainda durante a etapa de planejamento de auditoria, verificou-se que a partir do ano de 2016 os órgãos governamentais passaram a se articular no sentido de tentar maximizar a produção de petróleo das jazidas brasileiras, bem como tentar viabilizar a exploração e eventual produção de áreas menos atrativas ao mercado.*

39. *No ponto, registra-se que no evento de abertura da Rio Oil and Gas de 2020 – ocorrida em 30/11/2020 –, tanto o Ministro de Minas e Energia, Ministro Bento Albuquerque, quanto o então Diretor-Geral da ANP, Raphael Moura, destacaram em suas falas as ações tomadas pelo Governo Federal a título de maximizar a vida útil dos campos em produção, tornar o ambiente de negócio mais atrativo às empresas do setor e acelerar o calendário de leilões, o que corrobora e ratifica as conclusões chegadas durante o planejamento da auditoria, bem como demonstra o foco do atual governo.*

40. *Assim, diante da atuação dos entes estatais no sentido de dar viabilidade à maior produção dos campos, bem como da promoção de viabilidade de campos menos atrativos ao mercado, considerou-se que não haveria necessidade/oportunidade de se aprofundar na regulação dos royalties, no sentido de verificar a possibilidade de melhoria regulatória, o que se entendeu estar sendo, a menos a partir de cognição sumária, adequadamente realizado pela agência reguladora do setor. Não se adentrou, todavia, na possibilidade de melhoria regulatória decorrente de alterações legais, por este não ser escopo da fiscalização, como já mencionado.*

41. *Assim, partindo-se da finalidade premente desta auditoria operacional, qual seja, verificar se o arcabouço regulatório referente às arrecadações governamentais comporta melhorias, e tendo em vista os ajustes de escopo realizados ainda na fase de planejamento dos trabalhos, definiram-se os seguintes procedimentos a serem realizados durante a fase de execução:*

- i. analisar as informações provenientes de publicações e estudos sobre o tema, inclusive dos principais stakeholders do setor;*
- ii. requisitar novas informações à ANP, MME e PPSA;*
- iii. levantar dados disponíveis em consultas públicas ou processos anteriores;*
- iv. coletar dados e tratá-los;*
- v. realizar reuniões técnicas com agentes do governo e do mercado para esclarecimento de pontos relevantes e facilitar o entendimento de pontos específicos da regulação;*
- vi. elaborar e encaminhar questionários aos gestores e agentes do mercado;*
- vii. analisar as informações e dados obtidos;*
- viii. realizar reuniões virtuais entre equipe e supervisor para debates técnicos; e*
- ix. realizar reunião de encerramento virtual com apresentação dos achados aos principais stakeholders para validar as análises.*

42. *Os trabalhos foram realizados no período de 24/8/2020 a 16/12/2020 e abrangeram, de forma simplificada, os normativos infralegais afetos aos principais componentes fiscais e arrecadatórios relativos aos dois regimes de exploração e produção de petróleo. Depois de realizados os procedimentos de auditoria e definidos os achados, realizou-se evento de encerramento da auditoria, com a apresentação dos achados aos principais stakeholders (reunião via software Teams®), com o objetivo de validar os achados, oportunidade em que, além de disponibilizar tempo para os debates, disponibilizou-se os contatos dos membros da equipe para eventuais contribuições. Nenhuma crítica aos procedimentos realizados ou aos achados foi apresentada, de sorte que as conclusões da equipe de fiscalização foram corroboradas, nos termos debatidos no referido evento.*

#### 1.6. Limitações inerentes à auditoria

43. *Cita-se como limitação de auditoria a ausência de histórico de dados relativos aos contratos sob o regime de partilha. Alguns dos procedimentos previstos para serem aplicados às análises dos dados, à exemplo da comparação de resultados arrecadatórios entre os diferentes regimes, não se mostrou robusta face ao curto histórico de dados de produção sob o regime de partilha.*

44. *Há apenas um campo em produção hoje no país exclusivamente sob o regime de partilha – Campo de Mero – referente ao primeiro leilão de partilha – realizado em 2013 –, quando foi arrematado o Bloco de Libra.*

45. *O Campo de Mero entrou em produção em novembro de 2017 e ainda hoje está em processo inicial do desenvolvimento, o que impediu uma comparação mais sistêmica entre os resultados práticos obtidos pelo regime de partilha da produção. Desse modo, as comparações dos resultados entre os modelos se mostraram com baixa robustez estatística, visto se fundarem sobre os dados de um único campo.*

46. Segundo o boletim mensal divulgado pela PPSA, as áreas do Entorno de Sapinhoá e Tartaruga Verde Sudoeste também apresentam produção sob o regime de partilha, tendo passado por processo de unitização (peça 17). Esses dois são ainda mais recentes e ainda possuem a complexidade de integrarem jazidas que são desenvolvidas parcialmente sob outro regime (concessão).

## **II. Visão Geral do Objeto**

47. Como já explicitado, o objeto desta fiscalização foi o conjunto de normas infralegais aplicáveis ao setor de petróleo que definem e mensuram os componentes fiscais de cada um dos regimes atualmente vigentes no país: regime de concessão – regulado pela Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo); e regime de partilha – regulado pela Lei 12.351/2010 (Lei da Partilha).

48. Após o advento da Lei do Petróleo, passou a existir no Brasil de forma sedimentada o regime de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural. Desde a publicação da Lei 9.478/1997 e até a conclusão deste relatório, foram realizadas dezesseis rodadas de licitação de blocos exploratórios e quatro de campos maduros sob o regime de concessão, além de dois ciclos do que se denomina “Oferta Permanente”.

49. Em relação aos principais componentes fiscais do regime de concessão, sobre os quais as análises se realizaram, destacam-se três: bônus de assinatura (valor a ser pago na assinatura do contrato), royalties (compensação financeira devida pelos concessionários sobre o valor da receita bruta da produção – percentual varia entre 5% e 10%) e participações especiais (compensação financeira extraordinária associada a campos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade).

50. Em 2007, o anúncio da descoberta de grandes volumes de óleo na camada do pré-sal fez com que o governo da época, endossado pelo legislativo, considerasse relevante promover alteração legal no setor. Dessa forma, em 2010, foi promulgada a Lei 12.351/2010 instituindo o regime de partilha de produção, adotado especificamente para áreas do polígono do pré-sal e autorizando o reconhecimento, pelo CNPE, de outras áreas consideradas estratégicas, caracterizadas pelo elevado potencial de produção e baixo risco exploratório, que também devem ser leiloadas sob o regime de partilha. Nesse regime, a Petrobras foi definida inicialmente como operadora única dos campos e, mediante alteração legal ocorrida em 2016, passou a ter o direito de preferência sobre a operação dos campos.

51. A alteração legislativa realizada, com a inclusão do modelo de partilha da produção, demonstra o entendimento de que os componentes fiscais constantes do modelo de concessão não foram considerados capazes de trazer o retorno adequado ao Estado frente ao cenário de grande produtividade que se avizinhava para os recém-descobertos campos do pré-sal. Passaram a coexistir, então, dois regimes para exploração e produção de petróleo e gás no Brasil.

52. Em relação aos principais componentes fiscais do regime de partilha, assim como ocorre na concessão, destacam-se três: bônus de assinatura (valor a ser pago na assinatura do contrato), royalties (compensação financeira devida pelos concessionários sobre o valor da receita bruta da produção – percentual fixo de 15%) e excedente em óleo da União (EOU - parcela da produção a ser partilhada entre a União e o contratado).

53. A ideia que norteou a proposta de fiscalização foi verificar se os regimes se mostram eficientes, do ponto de vista arrecadatário, no sentido de permitir a viabilidade dos campos mesmo em cenários desfavoráveis ao setor e, de outro lado, garantir arrecadação estatal adequada, especialmente em cenários favoráveis ao setor: campos gigantes e/ou preços elevados do produto. Os principais instrumentos arrecadatários que influenciam essas questões foram acima destacados: bônus de assinatura, royalties, participações especiais (regime de concessão) e alíquotas de EOU (regime de partilha da produção).

54. Aqui se destaca que, em termos de viabilidade dos campos em cenários desfavoráveis ao setor,

*o instrumento arrecadatário mais impactante são os royalties, uma vez que aplicados sobre a receita bruta dos campos produtores possui forte caráter regressivo. Assim, a regulação de royalties pode comprometer a viabilidade de desenvolvimento de projetos não tão rentáveis bem como encerrar a vida útil de campos de forma prematura, visto que ainda poderiam produzir alguma quantidade de óleo de forma rentável, gerando benefícios ao Estado (receitas) e à sociedade (emprego e desenvolvimento econômico e social).*

55. *Fez-se tal destaque para registrar que, embora estivesse inicialmente nos planos da equipe se debruçar sobre a regulação afeta aos royalties, no sentido de identificar oportunidades de melhorias regulatórias afim de otimizar a viabilidade de desenvolvimento de novos campos e de prorrogação da vida útil daqueles em operação, observou-se, ainda durante as análises preliminares realizadas na etapa de planejamento, esforço sinérgico dos entes estatais e do mercado nesse sentido a partir do ano de 2017.*

56. *Aponta-se como primeiro ponto concreto de tal somatório de esforços as diretrizes emanadas pela Resolução CNPE 17, de 8 de junho de 2017. Aquele documento indicou a necessidade de conferir maior competitividade ao setor de petróleo no Brasil, basicamente promovendo reduções legalmente possíveis nas alíquotas de royalties.*

57. *Nessa linha, a ANP implementou a Resolução 749/2018 regulamentando o procedimento para concessão de redução de royalties de modo a incentivar a produção incremental em campos maduros. Nos termos da resolução, a alíquota inicial de 10%, definida na Lei 9.478/1997, pode ser reduzida para até 5%, desde que comprovado benefício econômico para os entes federados. A produção incremental é a que ultrapassa positivamente a produção prevista em curva de produção de referência do campo em determinado mês, em decorrência de novos investimentos.*

58. *No início de 2020, a primeira redução de alíquota de royalties sobre a produção incremental de um campo maduro foi aprovada pela ANP. O Campo de Polvo, em operação desde 2007, obteve, em fevereiro de 2020, redução de alíquota de 10% para 5%, devido a investimentos realizados com tecnologia inovadora no Brasil, que resultaram em incremento de quase 30% na produção de petróleo. Conforme a ANP, a extensão da vida útil do Campo de Polvo deve gerar uma arrecadação incremental de royalties de aproximadamente R\$ 300 milhões até 2030 (peça 18).*

59. *Mais recentemente, o CNPE emanou a Resolução 4, de 4 de junho de 2020, dispondo novamente acerca da redução de royalties, recomendando à ANP prosseguir com estudos e ações para implementação de incentivos à exploração, desenvolvimento e produção por empresas de pequeno ou médio porte e de acumulações de hidrocarbonetos ou campos com economicidade marginal. Nessa linha, a ANP vem promovendo ações com o objetivo de cumprir a diretriz do CNPE.*

60. *Em novembro de 2020, a ANP publicou consulta e audiência públicas com o objetivo de “Obter subsídios e informações adicionais sobre minuta de Resolução para regulamentação da redução da alíquota de royalties para empresas de pequeno e médio porte” (consulta e audiência públicas 19/2020). A audiência está agendada para ocorrer no dia três de março de 2021 e, assim, provavelmente, em breve será publicado novo instrumento regulatório capaz de conferir maior competitividade ao setor.*

61. *Ainda alinhada à estratégia de conferir viabilidade a campos não tão atrativos ao mercado e amparada em estudos técnicos, a ANP tem definido áreas exploratórias para serem oferecidas em leilão de concessão com alíquotas reduzidas de royalties, a exemplo da 16ª rodada, realizada no ano de 2019 em que, para algumas bacias menos promissoras, as alíquotas de royalties foram estipuladas em 7,5% (Camamu-Almada) e outras em 5%, limite mínimo (Jacuípe; e Pernambuco-Paraíba), conforme figura seguinte extraída daquele edital:*

Figura 2 – Quadro com as alíquotas de royalties para os setores da 16ª Rodada de Licitações

Bacia	Setores	Alíquotas de Royalties
Camamu-Almada	SCAL-AUP	7,5%
Campos	SC-AP4	10,0%
	SC-AUP3	10,0%
	SC-AUP4	10,0%
Jacuípe	SJA-AUP	5,0%
Pernambuco-Paraíba	SPEPB-AP3	5,0%
Santos	SS-AUP5	10,0%

Fonte: edital do leilão da rodada 16 de concessão (peça 19).

62. Vale registrar que, mesmo com essa redução dos royalties realizada pela ANP para as bacias menos promissoras, nenhum bloco relativo a essas bacias foi arrematado na rodada.

63. Visando melhorar ainda mais a possibilidade de exploração e produção de petróleo em bacias e blocos menos atrativos ao mercado, a ANP desenvolveu o que denominou “Oferta Permanente” (OP). A Oferta Permanente consiste, conforme o próprio nome indica, na oferta contínua de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais até que venham a ser arrematados. A tabela seguinte ilustra os principais dados relativos aos resultados dos dois primeiros ciclos de OP:

*Tabela 1 – Principais resultados do 1º e 2º ciclo de Oferta Permanente*

Total de Blocos Arrematados:	50
Total de Áreas Arrematadas:	13
Área Arrematada (Km²):	37.028,33
Bônus de assinatura (milhões de reais):	79,00
Investimento mínimo na exploração (milhões de reais):	480,88

Fonte: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/>

64. Uma última iniciativa relevante que aqui se menciona, relativa a melhorias da atratividade do setor de petróleo e gás brasileiro, foi a instituição, pelo Decreto 10.320/2020, do Programa de Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (BidSIM).

65. O BidSIM foi criado no contexto mais amplo de reestruturar o processo de licitações de áreas exploratórias no país. Diante de falhas e oportunidades de melhorias constatadas nas últimas rodadas de leilão, seja de concessão, partilha ou até mesmo dos excedentes da cessão onerosa, o poder concedente percebeu a necessidade premente de melhor estruturar suas áreas responsáveis não só pela definição de blocos a serem licitados, mas também dos parâmetros econômicos atrelados a suas outorgas.

66. No âmbito dos trabalhos desenvolvidos pelo BidSIM, foram criados três subcomitês, cada um com uma finalidade específica, conforme títulos seguintes: I - Regime de Contratação (coordenado por membro do MME); II - Metodologia para definição dos Parâmetros Técnicos e Econômicos da Licitação (coordenado por membro do ME); e III - Metodologia para Classificação de Áreas

*Estratégicas (coordenado por membro da ANP).*

67. *Conforme se observou dos temas abordados e escopo dos trabalhos, bem como da relevante integração de membros de diversos setores da administração pública, mostrando-se um importante instrumento de interdisciplinaridade, considera-se que o trabalho apresenta elevado potencial para aprimoramento dos importantes atos relativos aos processos de leilões de petróleo realizados no país.*

68. *Desta forma, tendo em vista a forte e eficaz atuação do setor em propiciar maior viabilidade e atratividade econômica de campos a partir da alteração – na margem do permitido legalmente para os royalties –, não se vislumbrou necessidade de uma atuação por parte deste Tribunal em relação a esse tema, até porque, não cabe ao TCU avocar a função de gestor e dar a solução para os problemas constatados, mas apenas indicar a sua existência e, eventualmente, em caráter colaborativo e exemplificativo, apresentar caminhos possíveis para a solução, o que não se vislumbra oportuno no momento em que os entes estão se dedicando a realizar ajustes nesse sentido.*

69. *O escopo da fiscalização ficou, então, concentrado nas **oportunidades de melhoria regulatória no que se refere à arrecadação estatal em cenários favoráveis ao setor, o que ocorre, especialmente, em cenários de alta de preços e/ou superprodução dos campos**. Nesse sentido, a fiscalização se debruçou e realizou as suas análises basicamente sobre a regulação e aplicação das normas relativas a bônus de assinatura, participação especial e alíquotas de partilha.*

70. *Encerra-se neste ponto a visão geral do objeto, importante tópico para contextualização dos trabalhos realizados e passa-se a indicar a legislação aplicável e a importância socioeconômica em que se insere este trabalho.*

## II.1. Da legislação aplicável

71. *Em relação aos normativos aplicáveis, tanto a Constituição Federal, leis federais e a regulação infralegal expedida pela ANP congregam o arcabouço normativo que compreende os componentes fiscais para o setor de petróleo.*

72. *A participação do Estado nos resultados da produção de petróleo advém do texto do §1º do art. 20 da Constituição Federal:*

*§ 1º É assegurada, nos termos da lei, à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios a participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração. (grifos acrescentados).*

73. *Muito embora a pesquisa e a lavra das jazidas terem sido definidas como monopólio da União, a emenda 9 ao texto constituinte, de 1995, permitiu que tais atividades pudessem ser realizadas por empresas contratadas para esse fim:*

*Art. 177. Constituem monopólio da União:*

*I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;*

*(...)*

*§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei.*

74. *A emenda estipulou que lei estabelecerá as condições para que fossem realizadas tais contratações e, nesse sentido, foi promulgada a Lei do Petróleo (Lei 9.478/1997) que definiu as condições e, nesse sentido, definiu as formas de participações governamentais do setor. Assim, estabeleceram-se quatro formas arrecadatórias:*

*Art. 45. O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:*

- I - bônus de assinatura;*
- II - royalties;*
- III - participação especial;*
- IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.*

75. *Após a descoberta da província do pré-sal, promulgou-se a Lei da Partilha, cujas regras se aplicam aos contratos firmados sob o regime de partilha da produção. Para esses contratos, há algumas diferenças entre as parcelas das participações governamentais, especialmente em relação às diferenças entre participação especial e o excedente em óleo da União, ou parcela em óleo lucro.*

76. *A seguir é apresentado um panorama da legislação aplicável aos principais componentes fiscais e, tendo em vista o escopo que se programou para a auditoria, destaca-se ter se considerado desnecessário o aprofundamento da legislação aplicável ao pagamento pela ocupação ou retenção de área.*

#### Bônus de assinatura

77. *O bônus de assinatura é um instrumento mundialmente utilizado e conhecido não só no setor de petróleo. Trata-se de valor que o agente entrante deve pagar ao Estado no momento da assinatura do contrato. Previsto no inciso I do art. 45 da Lei 9.478/1997 (concessão) e no inciso IX do art. 15 da Lei 12.351/2010 (partilha), está, portanto, presente nos dois regimes e, em que pese representar uma receita governamental importante em ambos, exerce papéis distintos.*

78. *No regime de concessão, o bônus de assinatura serve como critério de classificação do leilão. A partir de um valor mínimo definido em edital, as empresas, individualmente ou em consórcio, ofertam valores de bônus em sessão pública, é o que determina o art. 46 da Lei do Petróleo. De forma resumida – e desconsiderando a utilização de fatores acessórios que ocorreram em algumas rodadas, como o percentual de conteúdo local e o valor do programa exploratório mínimo –, aquele que oferecer o maior valor de bônus de assinatura se sagra o vencedor do certame, obtendo o direito de explorar e produzir as reservas do respectivo bloco.*

79. *Já no regime de partilha, conforme art. 42, inciso II e §2º, da Lei 12.351/2010, o bônus de assinatura deve ser fixado pelo edital, não serve de critério para aferir quem se sagrará vencedor do certame e deve ser pago no ato da assinatura do contrato.*

#### Royalties

80. *Os royalties representam compensação financeira devida pelas empresas ou consórcios produtores ao estado hospedeiro em função da produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos. O conceito é o mesmo para os dois regimes, bem como a sua forma de cálculo, que se dá sobre a receita bruta da produção. A diferença reside na alíquota aplicável.*

81. *Nos contratos sob o regime de concessão, a alíquota se situa entre o mínimo de 5% até o máximo de 10% incidente sobre a receita bruta da produção de petróleo ou gás natural (art. 47, caput e §1º, da Lei 9.478/1997). Por sua vez, no regime de partilha, foi estabelecida a alíquota fixa de 15% de royalties, também aplicada à receita bruta da produção (art. 42, § 1º, da Lei 12.351/2010).*

82. *Inicialmente, a equipe de fiscalização suscitou a possibilidade de se debruçar sobre esse componente dos regimes fiscais – royalties –, basicamente para avaliar a possibilidade de melhoria regulatória relativa aos contratos de concessão, uma vez que o referido regime permite alguns ajustes na faixa estabelecida em lei – 5% a 10%. Todavia, análise preliminar realizada durante a etapa de planejamento, já mencionada, indicou não ser oportuno a aplicação de procedimentos de auditoria, uma vez que se constatou atuação concreta dos entes estatais no sentido de aprimorar a regulação afeta a esses ajustes possíveis.*

#### Participação Especial (regime de concessão)

83. *A participação especial (PE) foi instituída pela Lei 9.478/1997 (art. 45, inciso III), constituindo compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme critérios definidos no Decreto 2.705/1998.*

84. *O pagamento da PE se dá por campo produtor, trimestralmente, a partir do início da produção, sendo apurado conforme alíquotas progressivas aplicadas sobre a receita líquida da produção trimestral.*

85. *O Decreto 2.705/1998, em seu artigo 22, explicita a necessidade de se aplicar “alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo” e apresenta as tabelas em que se definem tais alíquotas, de acordo com a localização da lavra (terra, mar, etc.), volume de produção trimestral fiscalizada e tempo decorrido do início da produção.*

86. *A receita líquida de cada campo produtor é obtida a partir da dedução de gastos incidentes sobre a receita bruta (produção x preço de referência), conforme definição a seguir, onde se destaca a necessidade de regulamentação pela ANP (inciso VIII do art. 3º, do Decreto 2.705/1998):*

*VIII - Receita Líquida da Produção: relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, a receita bruta da produção deduzidos os montantes correspondentes ao pagamento de royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo, que tenham sido efetivamente desembolsados, na vigência do contrato de concessão, até o momento da sua apuração, e que sejam **determinados segundo regras emanadas da ANP**; (grifos acrescidos).*

87. *Atualmente, a Resolução ANP 12/2014 é o normativo da agência que define as regras para a dedução dos valores que resultam na receita líquida da produção, sobre a qual incide as alíquotas estabelecidas pelo decreto.*

#### *Excedente em óleo da União (contratos partilha)*

88. *No regime de partilha, a proposta vencedora será aquela que ofertar o maior excedente em óleo da União (EOU), a partir de percentual mínimo definido pelo CNPE, o que representa a última arrecadação considerada relevante para as análises a serem desenvolvidas neste trabalho.*

89. *Entende-se por excedente em óleo, “a parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato”. O valor é resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43 da Lei 12.351/2010 (pagamento aos proprietários de campos em terra).*

90. *O custo em óleo representa os custos recuperáveis, aqueles incorridos pela empresa ou consórcio para exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações do bloco. O contrato de partilha estabelece os prazos, limites e condições para recuperação destes custos.*

91. *Assim, nos contratos de partilha de produção, o operador partilha a produção de óleo com a União, a qual passa a participar do resultado da produção, tendo a propriedade do óleo no percentual definido pela oferta vencedora do certame, ajustada conforme tabela constante no edital capaz de conferir dinamismo às alíquotas a partir das variáveis: produtividade de poços e preço de referência do Brent. A produção de propriedade da União é comercializada posteriormente por intermédio da PPSA, estatal cuja criação foi autorizada pela Lei 12.304/2010 e efetivamente criada pelo Decreto 8.063/2013. A figura seguinte sintetiza a estrutura básica do regime de partilha:*

Figura 3 – Distribuição do óleo lucro



Fonte: Ficha Síntese – Fiscalização de Outorgas para E&P de Petróleo e Gás Natural em Regime de Partilha de Produção (TCU), disponível em <https://portal.tcu.gov.br/fichas-sintese-energia.htm>.

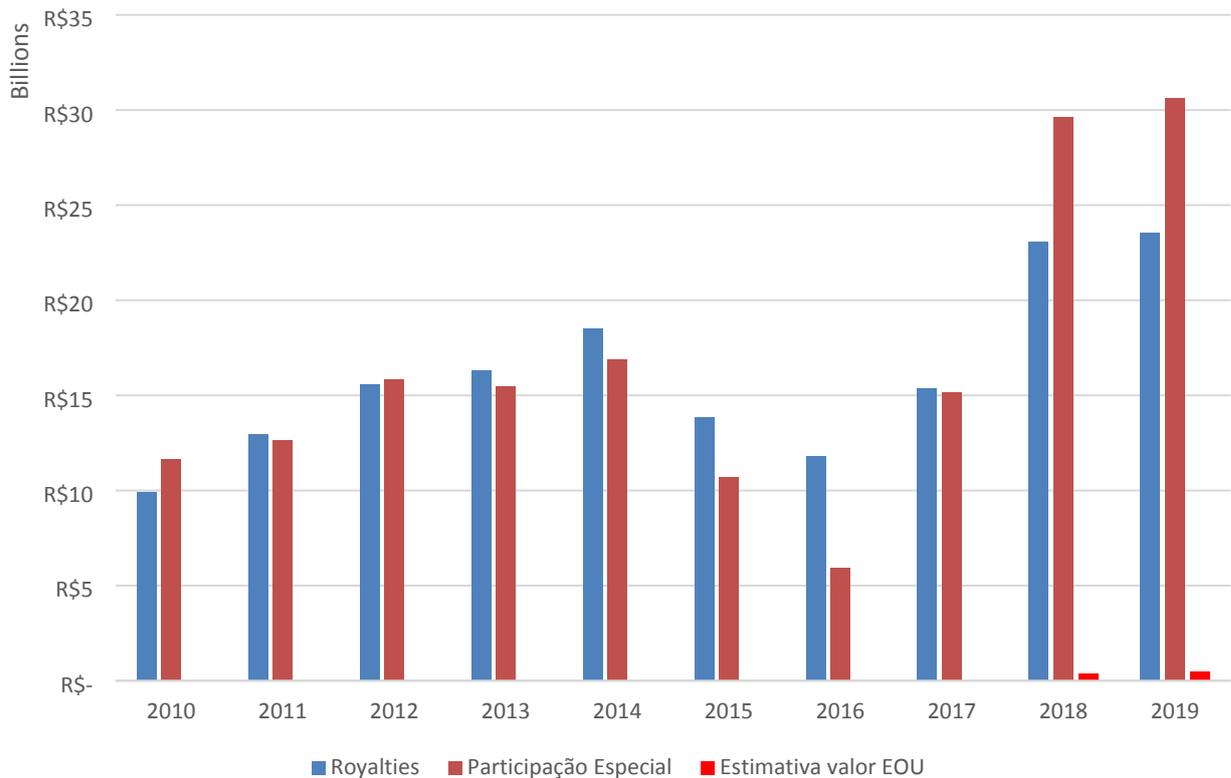
92. Assim, basicamente, o excedente em óleo é o volume da produção que pode ser considerado a parcela de lucro da lavra, após pagamento de royalties e dos custos recuperáveis, sendo repartido entre a União e a empresa ou consórcio. Os critérios e o percentual de partilha são definidos no contrato, conforme especificidade de cada bloco. As alíquotas de partilha seguem tabela inserida nos contratos de partilha, de acordo com a variação do preço do petróleo e da produtividade média diária de óleo e gás.

## II.2. Importância socioeconômica

93. O setor de petróleo no Brasil tem ganhado importância ao longo dos últimos anos e décadas, o que se tornou mais expressivo depois da descoberta de grandes acumulações na região do pré-sal. Em 2019, o país produziu 1,2 bilhão de barris de óleo equivalente, ou 3,5 milhões de barris por dia, em média. Em termos de receita bruta, essa produção pode ser estimada em algo da ordem de US\$ 60 bilhões no ano de 2019.

94. Em termos arrecadatórios, se considerarmos as três principais rubricas – royalties, participações especiais e excedente em óleo da União (EOU), esta última começou a ser arrecadada somente em 2017 – o montante arrecadado atingiu, em 2019, R\$ 55 bilhões. O gráfico seguinte demonstra a evolução desses três principais componentes no período de 2010 a 2019:

Gráfico 1 – Evolução da arrecadação estatal relativa a royalties, PE e EOU



Fonte: elaboração própria.

95. Outro componente importante, que também integrou o escopo dos trabalhos realizados foi o bônus de assinatura. Isso porque, a magnitude desses bônus, especialmente para os leilões sob o regime de partilha, tem se elevado de forma que, inclusive, pode inviabilizar a venda de alguns campos. O valor dos bônus de assinatura arrecadados no ano de 2019 atingiu o montante de R\$ 84 bilhões, valor altamente impactado pelo singular leilão dos excedentes da cessão onerosa, que atingiu o montante de R\$ 70 bilhões.

96. Os números mencionados nos parágrafos precedentes demonstram a importância da boa regulação do setor que, além de permitir receitas proporcionais para o Estado, possibilita ou incrementa a produção.

97. Ademais, a calibração dos instrumentos arrecadatários e o conseqüente volume de investimentos no setor mostram-se importantes fatores de indução de desenvolvimento, interferindo diretamente na geração de emprego em municípios pequenos do interior do país, bem como em grandes estados produtores e afetados, como São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo, cuja magnitude das arrecadações oriundas dos grandes campos representa fatia significativa de suas receitas.

98. Dessa forma, agir sobre a regulação do setor possui forte impacto na economia do país, seja de forma mais direta, como na receita governamental, à exemplo das participações especiais, royalties e bônus de assinatura, seja indiretamente, por meio da geração de emprego e fomento à indústria local.

99. Em suma, esta fiscalização centrou-se na análise do regramento infralegal aplicável às principais receitas fiscais petrolíferas, no sentido de avaliar se é possível indicar oportunidades de melhorias.

100. Feita a apresentação dos elementos iniciais do trabalho, bem como a legislação de referência (capítulos I e II), o que alinha o conhecimento sobre o tema e demonstra a importância do trabalho, destaca-se que os três tópicos seguintes (capítulos III; IV; e V) serão dedicados a apresentar os

resultados das análises realizadas, que conduziram a cinco achados.

101. Desta forma, passa-se a detalhar os achados de auditoria, dando início pelos achados afetos à primeira questão de auditoria, relacionados à efetividade dos instrumentos arrecadatários relativos a rendas extraordinárias do setor.

### **III. Instrumentos arrecadatários relativos a rendas extraordinárias do setor**

102. A regulação fiscal dos regimes de concessão e partilha conta com instrumentos para o Estado se apropriar de rendas extraordinárias relacionadas à alta rentabilidade de determinados campos em alguns cenários. Conforme apresentado, até o ano de 2010 – período em que não havia a Lei da Partilha – todos os contratos do setor eram regidos pelo regime de concessão.

103. Consoante arcabouço legal mencionado anteriormente, o instrumento utilizado no modelo de concessão para apropriar ao Estado renda extraordinária gerada por superprodução ou rentabilidade elevada é a Participação Especial (PE).

104. Com a descoberta dos campos gigantes de petróleo nas bacias sedimentares localizadas no litoral brasileiro, ocorrida entre 2006 e 2008, o governo da época decidiu estabelecer novo marco legal para o setor, que se aplicaria a tais campos. Criou-se então o regime de partilha, que se aplica à área interna ao polígono definido na Lei e em outras áreas que o governo classificar como estratégicas.

105. A intenção legislativa seria permitir ao Estado se apropriar de um percentual mais adequado da lavra do petróleo em tais campos, além de alterar a estrutura Estatal relativa ao setor, conferindo a propriedade de parcela do produto da lavra – por considerá-la estratégica – ao próprio Estado. Assim, estabeleceu-se maior percentual de royalties, criou-se o instrumento denominado excedente em óleo da União (EOU) e incrementou-se o controle e participação estatal na operação dos campos.

106. Sem adentrar em análises comparativas sobre a opção por um ou outro regime, o que é definido pela própria Lei, destaca-se que, quando comparadas apenas as arrecadações estatais dos dois modelos, os dados comprovam que a utilização do regime de partilha, para campos gigantes, possui sim, atualmente, maior capacidade arrecadatória do que o regime de concessão, mesmo que com maior peso burocrático.

107. Antes de apresentar os resultados dessa comparação, destaca-se que, assim como mencionado no tópico relativo a limitações de auditoria, a pouca disponibilidade de dados relativos a campos sob o regime de partilha pode fragilizar a obtenção de inferências estatísticas, mas, dadas as diferenças constatadas, essa limitação não prejudica a conclusão que se chegou.

108. Comparando então os primeiros 33 meses de produção do maior campo em produção sob cada um dos regimes – Tupi (concessão) e Mero (partilha) – o que ocorreu em períodos distintos, uma vez que o Campo de Tupi (anteriormente denominado de Campo Lula) entrou em operação em 2010 e o Campo de Mero em 2017, verifica-se que o nível de arrecadação observado no Campo de Mero é relativamente superior ao que se observa no Campo de Tupi, mesmo este segundo produzindo volumes bastante superiores, o que, pelo princípio da progressividade arrecadatória, deveria ocorrer o contrário. Ou seja, o Campo de Tupi deveria propiciar ao Estado maior arrecadação do que o Campo de Mero, considerado apenas o volume de produção.

109. Nos 33 primeiros meses analisados, o Campo de Tupi produziu quatro vezes mais petróleo que o Campo de Mero, resultando em valor de receita bruta três vezes e meia superior – a diferença entre a proporção verificada entre volume produzido no período e receita bruta gerada advém da oscilação do preço de referência do petróleo.

110. Apesar disso, a arrecadação somada de royalties e participações especiais do Campo de Tupi situou-se no patamar de 21% da receita bruta (volume de produção multiplicado pelo valor de referência do petróleo), enquanto no caso do Campo de Mero, esse percentual foi de 30%. Caso o Campo de Tupi atingisse o mesmo patamar arrecadatório, seriam acrescidos, somente no período

analisado (33 meses), o equivalente a R\$ 2,2 bilhões aos cofres públicos, ou o equivalente a R\$ 65 milhões ao mês.

*Tabela 2 – Comparativo dos 33 primeiros meses de operação dos Campos de Tupi e Mero*

	<b>Tupi</b>	<b>Mero</b>
<i>Volume (milhões de m<sup>3</sup> oe)</i>	19,257	4,571
<i>Receita Bruta (bilhões de reais)</i>	R\$ 23,992	R\$ 6,662
<i>Royalties (bilhões de reais)</i>	R\$ 2,400	R\$ 0,952
<i>Participação Especial (bilhões de reais)</i>	2,568	-
<i>Excedente em Óleo da União<sup>1</sup> (bilhões de reais)</i>	-	R\$ 1,015
<i>Arrecadação (bilhões de reais)</i>	R\$ 4,968	R\$ 1,967
<i>Arrecadação /Receita Bruta</i>	20,71%	29,52%

<sup>1</sup> valor estimativo informado pela PPSA, não considera o preço real de venda da produção.

Fonte: Elaboração própria. Dados: peça 22.

111. *Outra constatação relevante é que, ao final do período dos primeiros 33 meses que se analisou, o Campo de Mero atingiu a produção acumulada de 4,5 milhões de m<sup>3</sup> de óleo equivalente, ao passo que o Campo de Tupi atingiu a mesma produção acumulada em apenas dez meses a partir do início da produção e, naquele momento, tendo em vista a etapa inicial em que se encontrava o campo, inclusive com regras que conduzem a menores alíquotas de PE nos três primeiros anos de produção, a arrecadação a título das rubricas mencionadas (royalties e PE) era de somente 15% da receita bruta total, ante aos 30% verificados no Campo de Mero (royalties e excedente em óleo).*

112. *Por fim, deve-se destacar que a comparação da arrecadação realizada a título de bônus de assinatura desses dois Campos não faria sentido – e por isso não constou da tabela – porque a descoberta do pré-sal ocorreu depois do leilão do Bloco de Tupi. A título ilustrativo, em 2000, o Bloco BM-S-11 (que resultou no campo de Tupi) foi arrematado com um bônus de assinatura de pouco mais de R\$ 15 milhões, enquanto o Bloco de Libra (que resultou no Campo de Mero), arrematado em 2013, arrecadou R\$ 15 bilhões em bônus de assinatura.*

113. *Aqui, dadas as análises acima apresentadas, não se pode deixar de registrar que há em curso discussões legislativas no Congresso Nacional visando a extinção do polígono do pré-sal (PL 3.178/2019) ou mesmo a extinção por completo do regime de partilha (PL 5.007/2020), todavia, nenhum desses dois projetos em tramitação legislativa indica a necessidade de se adequar a arrecadação de campos superprodutores que venham a ser produzidos sob o regime de concessão, em especial a PE.*

114. *O que se encontrou, em nível de discussão legislativa, foi uma proposta que obrigaria o poder executivo a revisar os parâmetros para cálculo das participações governamentais em intervalos que não superem cinco anos (PL 11.191/2018).*

115. *Registra-se então o **risco de prejuízo arrecadatário decorrente da aprovação de um dos projetos que visam a utilização do regime de concessão para blocos com potencial de descobertas gigantes e que eventualmente venham a ser regidos por uma regulação que não permita a adequada proporcionalidade de arrecadação por parte do Estado.** Eventuais lucratividades extraordinárias, geradas por campos superprodutores, serão capturadas, em maior parcela, pelas empresas petrolíferas operadoras dos campos.*

116. *Em termos meramente arrecadatários, entendeu-se possível o estabelecimento de uma equivalência numérica entre os regimes – ao menos aproximada –, desde que se ajustassem as normas, seja de PE ou partilha.*

117. *Assim, diante da diferença percentual arrecadatária, a equipe debruçou-se sobre os instrumentos utilizados em um e outro regime, verificando e comparando suas características, de forma a identificar oportunidades de melhorias.*

118. *Nesse sentido, o primeiro achado de auditoria que se relata é a constatação de que as regras que definem progressividade das alíquotas de participação especial foram elaboradas em momento que não se tinha conhecimento dos campos gigantes existentes no pré-sal do Brasil, por este motivo não foram consideradas no estudo e, por consequência, não são aptas a apropriar adequadamente ao Estado as rendas desses campos. É o que se detalha a seguir.*

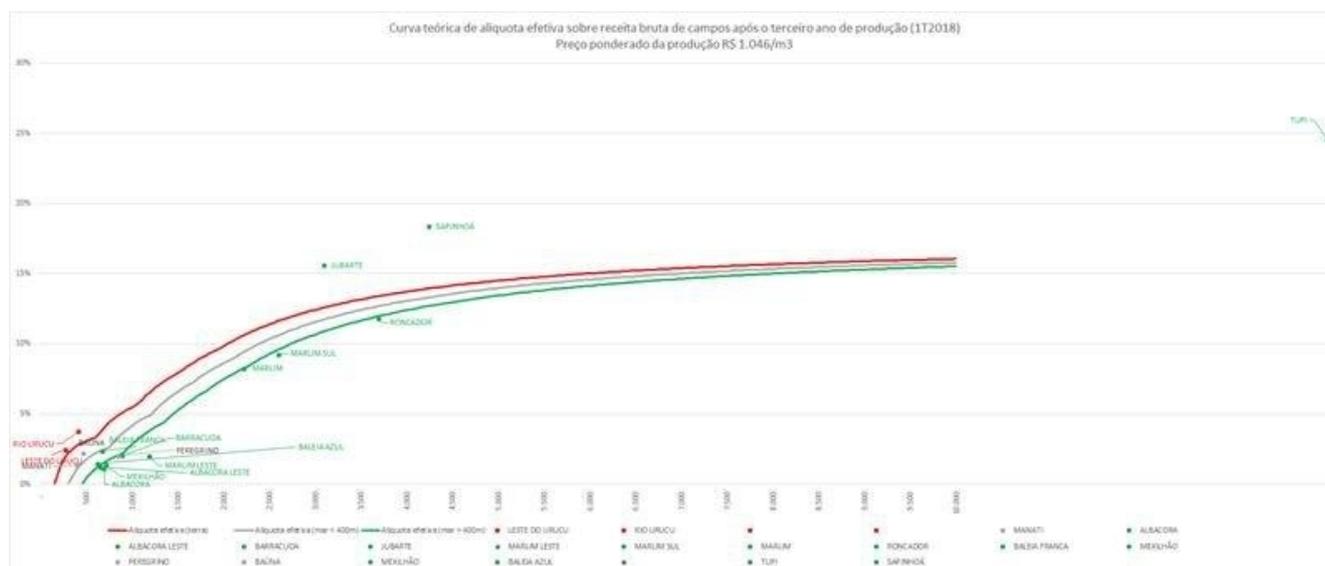
### III.1 A progressividade das alíquotas de participação especial não considera os campos gigantes

119. *O Decreto 2.705 instituiu em 1998 os critérios relativos à Participação Especial. Naquele ano, o país produzia cerca de 5 milhões de m<sup>3</sup> de óleo equivalente por mês. Hoje, o Campo de Tupi, que produz petróleo da denominada província do pré-sal brasileiro – descoberto por volta de 2007 – responde por 30% da produção total do país. Sozinho, produz 5,5 milhões m<sup>3</sup> de óleo equivalente por mês (15 milhões de m<sup>3</sup> de óleo equivalente por trimestre), destoando completamente daqueles critérios estabelecidos em 1998, cuja última progressão de alíquota ocorre em 2,25 milhões de m<sup>3</sup> de óleo equivalente por trimestre. Ou seja, em um único mês, o Campo de Tupi produz mais que o dobro da produção trimestral referente à última progressão de alíquota.*

120. *Dessa forma, a equipe concluiu que a progressividade das alíquotas de participação especial, por se fundamentarem em estudos anteriores às descobertas de campos gigantes no pré-sal brasileiro, não considerou a produtividade que se observa em tais campos. Essa situação de progressão de alíquotas destoante da realidade dos campos gigantes situados na província do pré-sal faz com que o Estado brasileiro deixe de arrecadar parcela extraordinária da renda desses campos, ampliando de forma desproporcional os ganhos das empresas privadas decorrente da característica dos campos descobertos e não da sua eficiência operativa.*

121. *O gráfico seguinte, relativo ao terceiro trimestre de 2018 – período selecionado por conta do valor elevado do petróleo e consequentemente maior quantidade de campos pagadores de PE –, apresenta a dispersão dos campos produtores em que no eixo das ordenadas têm-se a alíquota efetiva de PE referente à receita bruta do campo e no eixo das abscissas a produção total dos respectivos campos no trimestre selecionado, somente para os campos marítimos acima de 400m de profundidade. Além disso, plotou-se uma curva teórica, com base na média dos campos pagadores de PE, de forma a demonstrar a aderência dos campos em produção a essa curva teórica, elaborada com base nas alíquotas aplicáveis após o terceiro ano de produção de cada campo e destacou-se os níveis de produção em que ocorre a progressão das alíquotas de PE:*

Gráfico 2 – Curva teórica de alíquota efetiva e dispersão dos campos marítimos > 400m pagadores de PE (3T2018)



Fonte: Elaboração própria. Dados: peça 23.

122. Verifica-se, a partir da análise do gráfico apresentado, que os campos situados na zona das faixas de progressão de alíquotas, oriundos basicamente do pós-sal, se apresentam aderentes às linhas teóricas definidas e com níveis de produção compatíveis com as faixas de progressão de alíquotas. De outra forma, os campos com produção na camada pré-sal (mas pelo regime de concessão) começam a se distanciar dessas progressões de alíquotas e se distanciam, também, das linhas teóricas de alíquotas efetivas sobre a receita bruta, o que demonstra que a rentabilidade de tais campos está acima das expectativas e previsões daqueles estudos que subsidiaram a edição do decreto, ainda no ano de 1998. Destaque para o Campo de Tupi, que altera inclusive a escala do gráfico.

123. O efeito do não atingimento dos campos gigantes pela faixa de progressão das alíquotas também pode ser observado a partir da análise da variação da alíquota efetiva de PE (PE/receita líquida) desses campos quando comparados com o mesmo indicador relativo aos campos “comuns”, cujas produtividades se situam na faixa de progressividade das alíquotas de PE, quando se observa que a arrecadação relativa a este título referente aos campos gigantes são bem menos sensíveis à oscilação do preço do petróleo. Para demonstrar essa afirmativa, elaborou-se a Tabela 3, baseadas em dois cenários: preços baixos (Brent médio de US\$ 50 – 1T2020) e preços elevados (Brent médio de US\$ 75 – 3T2018):

Tabela 3 – Variação da alíquota efetiva de PE entre cenários de baixo e alto valor do Brent

Campo	Preços baixos (1T2020 - Brent US\$ 50)			Preços elevados (3T2018 - Brent US\$ 75)			Variação da alíquota efetiva
	Receita Líquida <sup>1</sup>	PE <sup>1</sup>	Alíquota efetiva	Receita Líquida <sup>1</sup>	PE <sup>1</sup>	Alíquota efetiva	
Tupi <sup>2</sup>	12,484	4,63	37,09%	15,643	5,734	36,66%	-1,17%
Sapinhoá <sup>2</sup>	2,484	0,705	28,38%	4,496	1,289	28,67%	1,02%
Jubarte <sup>2</sup>	2,257	0,625	27,69%	2,826	0,68	24,06%	-13,11%

Campo	Preços baixos (1T2020 - Brent US\$ 50)			Preços elevados (3T2018 - Brent US\$ 75)			Variação da alíquota efetiva
	Receita Líquida <sup>1</sup>	PE <sup>1</sup>	Alíquota efetiva	Receita Líquida <sup>1</sup>	PE <sup>1</sup>	Alíquota efetiva	
Barracuda <sup>3</sup>	-0,068	0	0,00%	0,765	0,054	7,06%	-----
Marlim <sup>3</sup>	0,163	0,015	9,20%	1,093	0,177	16,19%	75,97%
Marlim Sul <sup>3</sup>	0,048	0,007	14,58%	1,691	0,345	20,40%	39,90%

<sup>1</sup> Valores em bilhões de reais.

<sup>2</sup> Campos gigantes.

<sup>3</sup> Campos "comuns".

Fonte: Elaboração própria. Dados: peça 20.

124. O que chama a atenção dos dados acima tabelados é que com uma variação positiva do preço do Brent em 50%, os campos "comuns" apresentam sensibilidade que atinge patamares de até 75% de aumento da alíquota efetiva (para o Campo de Barracuda não foi possível definir percentualmente o acréscimo porque no cenário de baixos preços a alíquota restou zerada), enquanto os campos gigantes apresentaram variação bastante inferior, cerca de 1% para os dois campos maiores e de 13% para o campo menor. Chama ainda a atenção que no caso do Campo de Tupi e do Campo de Jubarte, a alíquota efetiva apresentou, inclusive, redução entre o cenário de baixa de preços para o cenário de alta de preços.

125. Com isso, conclui-se que as evidências indicam haver boa margem para que a regulação brasileira evolua no sentido de renovar os estudos que fundamentaram a definição, no Decreto 2.705/1998, das alíquotas de participação especial, de forma a apropriar maior parcela dos recursos gerados pelos campos gigantes ao Estado e à sociedade, conferindo progressividade ao regime. Relembra-se que em 1998 não se conhecia a existência dos campos gigantes no pré-sal brasileiro, descobertos em 2007.

126. Como cediço, os campos gigantes, seja por estarem localizados dentro do polígono ou por serem declarados áreas estratégicas, estariam regidos pelo regime de partilha. Porém, não se pode deixar de observar que, eventualmente, em uma área não considerada como estratégica, pode-se acabar encontrando uma jazida gigante e, se assim ocorrer, deixa-se de apropriar ao Estado e à sociedade parcela significativa de recursos extraordinários, igualmente ao que ocorre com o Campo de Tupi, bem como outros demonstrados no gráfico, ainda que em menor escala: Sapinhoá e Jubarte.

127. Registre-se que, até hoje, ainda não se tem critérios objetivamente definidos para a declaração de uma área como estratégica e as únicas três áreas consideradas estratégicas até o momento de finalização desta fiscalização foram para evitar o complexo e custoso processo de unitização entre regimes distintos – assunto tratado em achado próprio deste relatório, mais à frente.

128. Nesse sentido, relata-se que, recentemente, o País tem leiloado áreas adjacentes ao polígono do pré-sal – conhecida no setor por "franja do pré-sal" – sob o regime de concessão, inclusive com forte interesse de petroleiras, justamente por haver possibilidade de descobertas de grandes volumes na camada do pré-sal e, conseqüentemente, ganhos extraordinários.

129. A tabela seguinte apresenta seis blocos leiloados nas rodadas quinze e dezesseis de concessão com bônus de assinatura superiores a R\$ 1 bilhão de reais, que podem representar uma expectativa do mercado de encontrar grandes jazidas nesses blocos exploratórios. Se essa previsão se confirmar, teremos mais uma vez a perda potencial de receitas decorrentes de participações especiais não condizentes com a magnitude desses campos:

Tabela 4 – Blocos das rodadas 15<sup>a</sup> e 16<sup>a</sup> de concessão arrematados por bônus de assinatura superiores a R\$ 1 bilhão

Bloco	Rodada	Bônus (MM)
C-M-657	15 <sup>a</sup>	R\$ 2.128

<b>Bloco</b>	<b>Rodada</b>	<b>Bônus (MM)</b>
C-M-709	15 <sup>a</sup>	R\$ 1.500
C-M-789	15 <sup>a</sup>	R\$ 2.824
C-M-477	16 <sup>a</sup>	R\$ 2.045
C-M-541	16 <sup>a</sup>	R\$ 4.029
C-M-661	16 <sup>a</sup>	R\$ 1.116

Fonte: dados disponíveis em <http://rodadas.anp.gov.br/pt/>

130. Vale repisar que, no Bloco de Libra (atual Campo de Mero) além de um bônus de R\$ 15 bilhões, o campo tem gerado arrecadação estatal em nível bastante superior ao Campo de Tupi, decorrente da diferença de apropriação estatal entre os regimes, conforme já tratado neste capítulo.

131. Portanto, mostra-se oportuno e relevante o aprimoramento das faixas de progressividade das alíquotas de PE inseridas no Decreto 2.705/1998 para capturar ao Estado renda proporcionalmente maior quando da ocorrência de grande volume de produção (campos gigantes), situações não alcançadas pela regra atual estabelecida há mais de 20 anos.

132. Neste contexto de risco de não apropriação de relevantes recursos, que se agrava pela possibilidade de extinção do polígono do pré-sal ou do regime de partilha sem revisão das regras arrecadatórias do regime de concessão – conforme propostas legislativas em trâmite no Congresso Nacional –, convém traçar um paralelo entre a progressividade que se observa no regime de concessão com a progressividade observada no regime de partilha.

#### Progressividade no regime de partilha

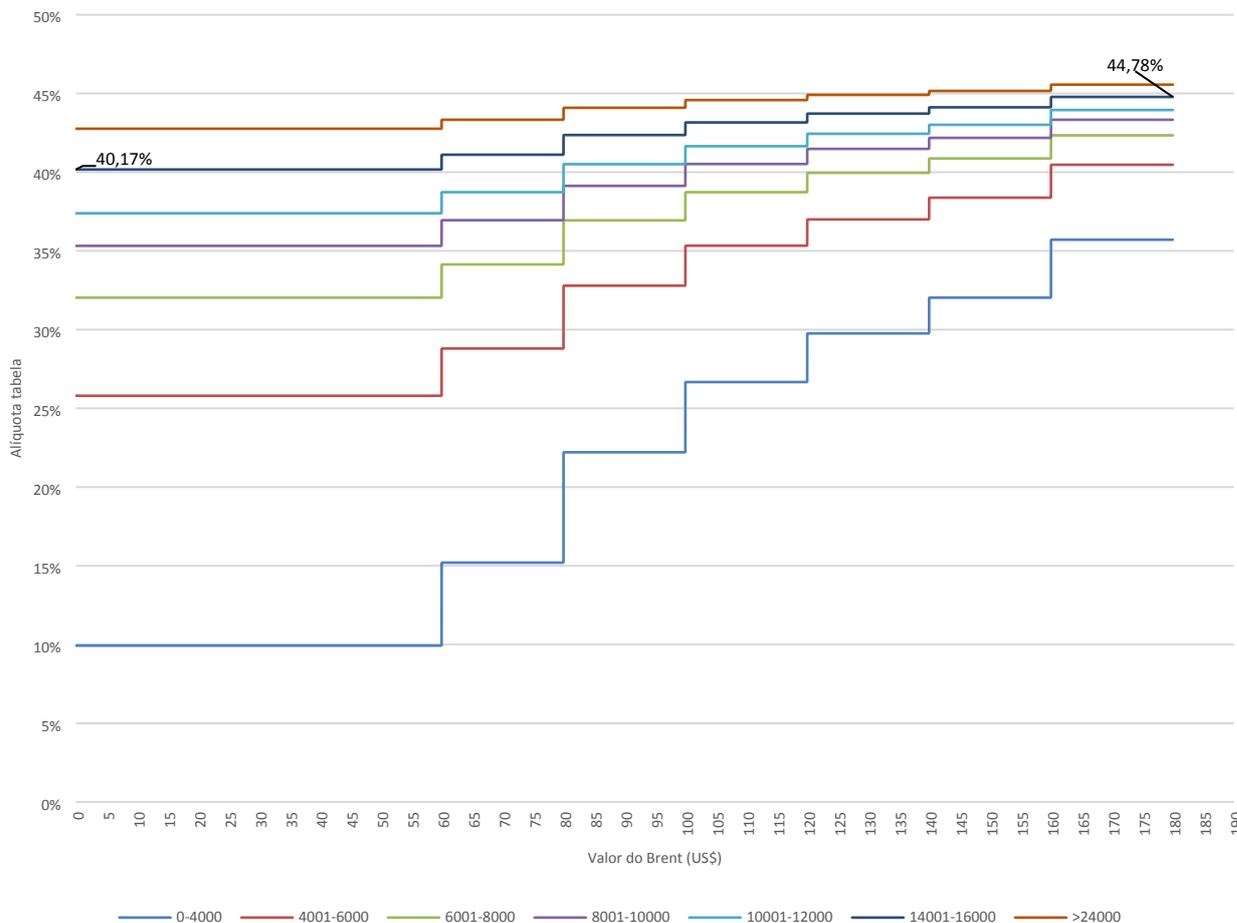
133. Para os campos desenvolvidos no Brasil sob o regime de partilha, a progressividade das alíquotas de partilha de óleo lucro é definida em edital, pela própria ANP, a cada rodada de oferta de áreas. Essa metodologia confere maior dinamismo a eventuais adequações que se mostrem tecnicamente necessárias, à medida que a agência pode, a depender das características das áreas a serem leiloadas e dos cenários econômicos da ocasião, adaptar a progressividade de forma a melhor atribuir valor a nossas reservas, o que é alvo de análise por este Tribunal a cada rodada de leilão. Além disso, registra-se que o ponto de partida da alíquota, definido em edital, é objeto de disputa entre os interessados em adquirir o bloco.

134. Assim, diferentemente do que se observou para o caso dos contratos regidos pelo regime de concessão, que se fixam à progressividade com parâmetros definidos em 1998 por um decreto, sem qualquer alteração de alíquotas ao longo dos mais de vinte anos de sua edição, para o caso da partilha, observou-se que as primeiras rodadas tinham uma progressividade um pouco limitada, caracterizada por grandes degraus de alíquotas, resultando em praticamente nenhuma sensibilidade da alíquota à oscilação das variáveis produção e preço de petróleo, a exemplo do ocorrido com o Campo de Mero.

135. Essa progressividade de alíquotas foi adaptada pela ANP e, mais recentemente, na última rodada realizada – 6<sup>a</sup> rodada de partilha (2019) – a tabela da ANP já resultou em uma curva bem mais suave e constante de progressividade, sem prejuízo da realização de novos ajustes em rodadas futuras, se desejável.

136. A seguir, apenas a título exemplificativo, serão apresentadas algumas análises realizadas a respeito da progressividade das alíquotas de partilha, em especial, o Campo de Mero – 1<sup>a</sup> rodada de partilha (2013) e único campo em produção – e Bloco de Aram – 6<sup>a</sup> rodada de partilha (2019). Dá-se início, então, pelo gráfico da progressividade de alíquota do Campo de Mero em relação à variação do valor de referência (preço do Brent) para diferentes taxas de produtividade:

*Gráfico 3 – Progressividade de alíquota do Campo de Mero em relação à variação do valor do Brent para diferentes taxas de produtividade*



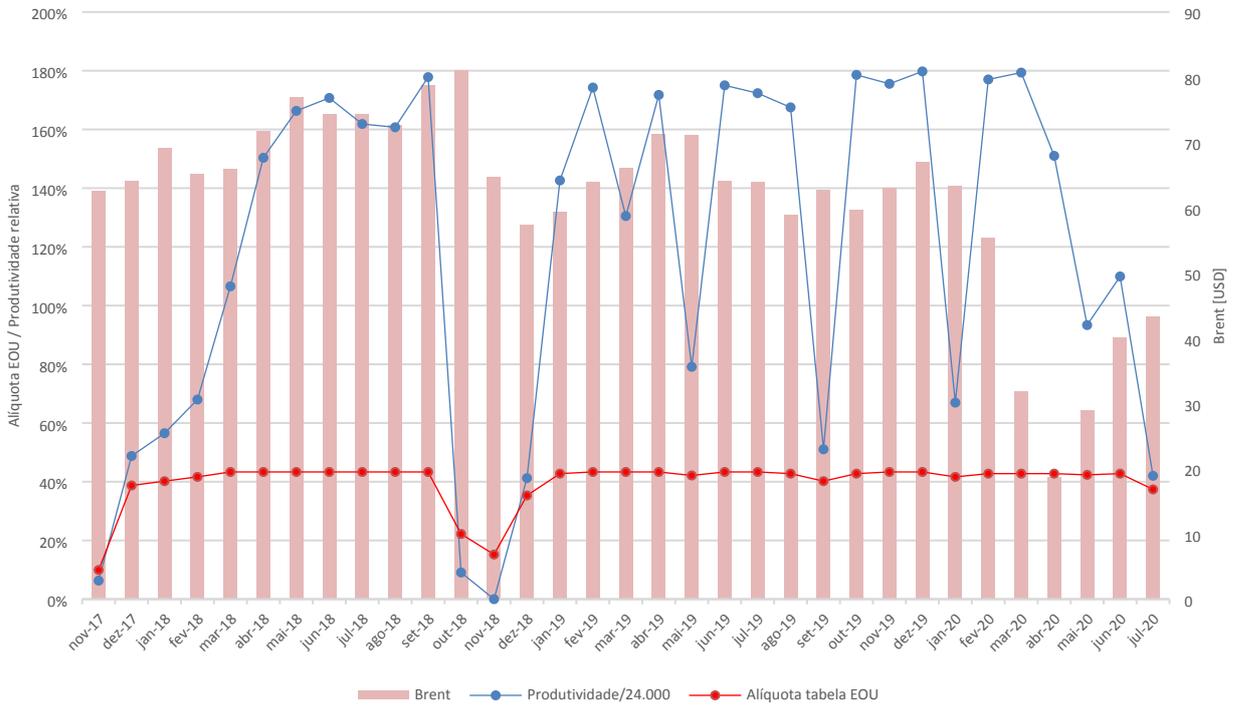
Fonte: elaboração própria.

137. Como se observa neste gráfico, para as diversas faixas de produtividade, só há alguma progressividade razoável de alíquota relacionada à variação do Brent para produtividade abaixo de 14.000 bpd. Acima desta produtividade, a alíquota, com o Brent variando de 0 até 200 dólares por barril, varia menos do que 5 pontos percentuais, a exemplo da faixa de produção entre 14.001 a 16.000 bpd, cuja variação é de 4,61 pontos percentuais (40,17% a 44,78%). Ainda, com o preço de referência situado entre 0 e 60 dólares, a variação por faixa é nula, com o agravante de que é justamente nesta faixa de preços que o Brent costuma oscilar, historicamente, a maior parte do tempo.

138. Desde novembro de 2017, quando o Campo de Mero passou a produzir, até a data em que se obteve dados para análise (julho de 2020), foram 33 meses, dos quais somente em um único mês o valor de referência ultrapassou os 80 dólares, 22 meses entre 60 e 80 dólares e os outros dez meses abaixo dos 60 dólares.

139. Como a produtividade do Campo de Mero atingiu a última faixa (maior que 24.000 bpd) no quinto mês de produção e se manteve com elevada produtividade por quase todo o período, foram 21 meses na faixa mais elevada, a alíquota se manteve praticamente constante em todo este período, variando apenas entre 42,76% e 43,33%. Foram 23 meses entre essas duas alíquotas, com variação de somente 0,57 pontos percentuais, o que representa praticamente nenhuma progressividade. Este efeito se torna mais claro na observação do Gráfico 4:

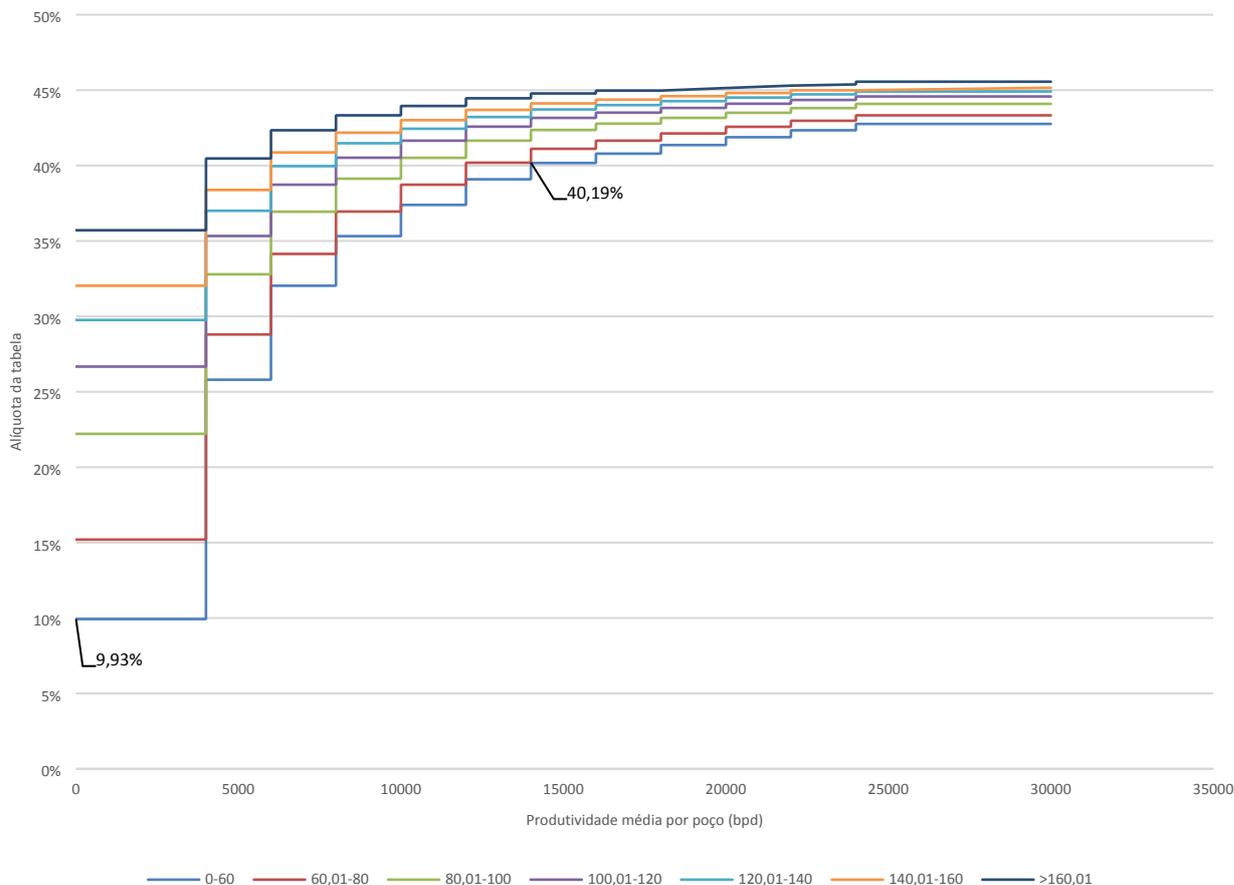
Gráfico 4 – Dados produção e EOU Campo de Mero



Fonte: elaboração própria, com base nos dados fornecidos pela PPSA.

140. Tendo em vista que a progressão de alíquotas possui duas variáveis, decidiu-se, por questão didática, apresentar o gráfico em que se isolam os efeitos da variação da produtividade. Desse modo, apresenta-se a progressividade de alíquota do Campo de Mero em relação à produtividade para faixas diferentes do valor do preço do Brent:

Gráfico 5 – Progressividade de alíquota de partilha do Campo de Mero em relação à produtividade para diferentes valores de Brent



Fonte: elaboração própria.

141. Como se observa, há razoável progressividade da alíquota até a produtividade atingir 16.000 bpd, especialmente para cenário de Brent entre 0 e 80, que é basicamente onde tem flutuado o valor referencial, historicamente. Nesse cenário, a variação alcança 30 pontos percentuais, entre um patamar e outro, evidenciando, portanto, progressividade adequada.

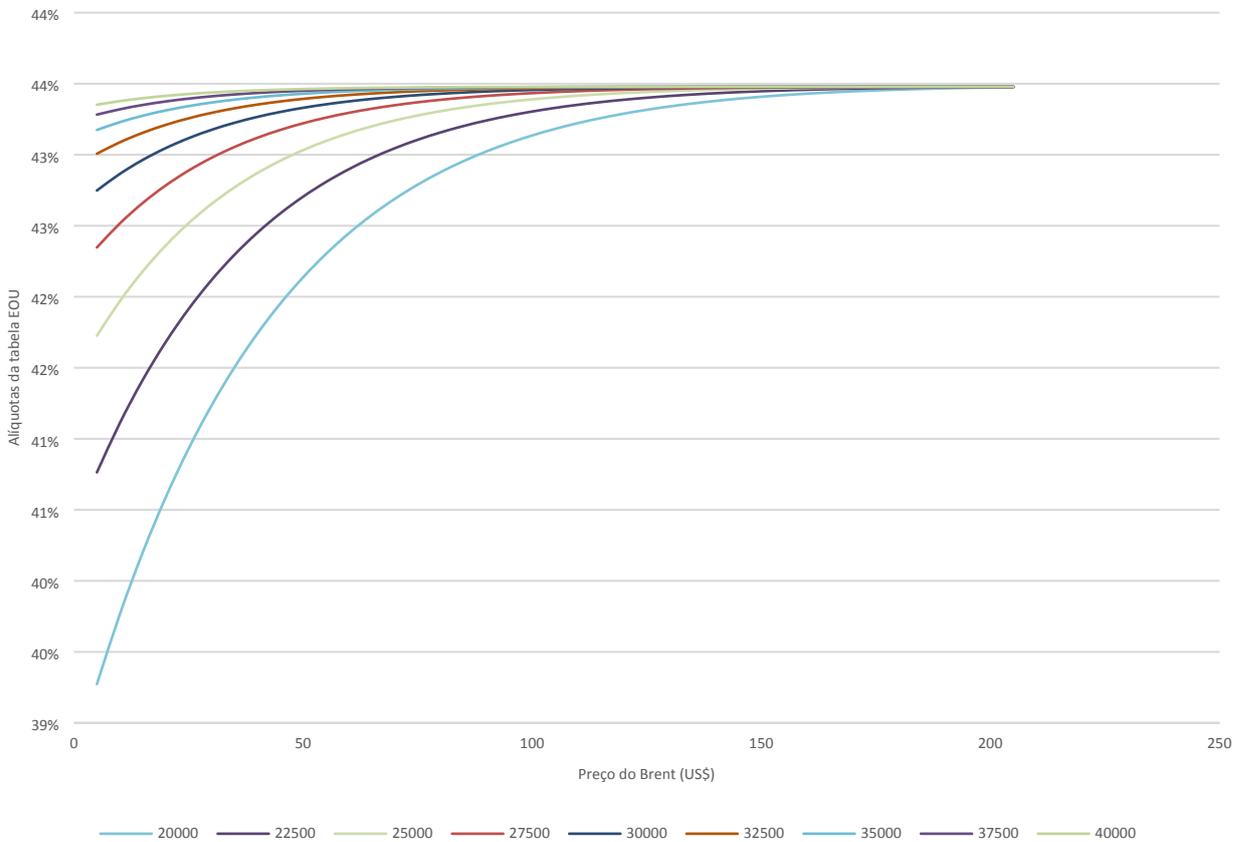
142. Ocorre que a produtividade dos campos do pré-sal tem se mostrado bem acima desses valores. No caso de Mero, por exemplo, a produtividade média no período foi de 28.600 bpd e, se desconsiderarmos o período de ramp up (comissionamento) e aqueles em que a produção apresentou algum problema ou necessidade de parada (quedas abruptas), a produtividade média é superior a 36.000 bpd, ou seja, muito acima da última elevação de alíquota, que ocorre em 24.000 bpd. Nessa faixa, portanto, a variação de alíquota é nula dentro das faixas de variação do Brent, o que de igual forma evidencia a ausência de progressividade razoável.

143. Essa constatação tem feito com que a alíquota de partilha tenha sido praticamente constante ao longo de todo o período. Isso porque mesmo com oscilações importantes de preço, a alíquota não se alterou. O gráfico 4 ilustra bem esse resultado.

144. Como mencionado no início deste tópico, a progressividade de alíquota de partilha é determinada pela ANP a cada rodada de leilão e, como resultado das interações entre auditores desta Corte e técnicos da ANP em diversos dos processos de acompanhamento de leilões, a agência promoveu alterações na tabela de progressividade que tornaram a progressão mais suave e contínua, abarcando uma maior zona de atuação, principalmente na faixa de maior probabilidade de ocorrência. Os gráficos seguintes foram gerados com base no resultado do último leilão realizado para o regime de partilha,

que resultou na arrematação do Bloco de Aram (6ª rodada de partilha – 2019):

Gráfico 6 – Progressividade de alíquotas do Campo de Aram para algumas faixas de produtividade

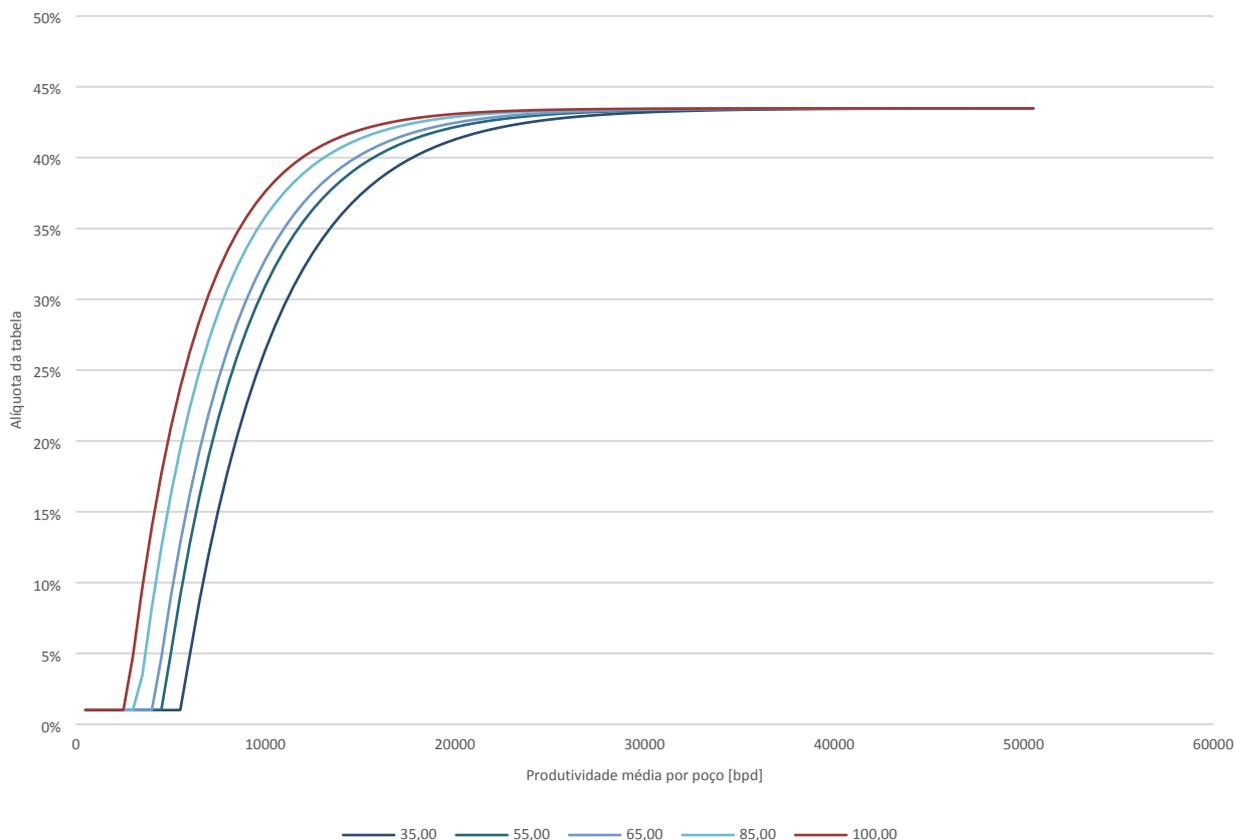


Fonte: elaboração própria.

145. Como se pode observar, a partir da alteração realizada na tabela de progressão de alíquotas, obteve-se uma curva de progressividade mais suave e contínua, indicando que mesmo alterações relativamente pequenas no valor referencial do Brent já resultam em alterações de alíquotas que, por incidirem sobre um valor elevado, tornam-se materialmente relevantes. Deve-se registrar que embora, na prática, o resultado dessas alterações somente poderá ser observado no longo prazo – depois que o campo em análise entrar na fase de produção – a nova tabela aparenta conduzir a uma apropriação mais proporcional dos recursos extraordinários ao Estado.

146. A seguir, assim como se realizou para o Campo de Mero, apresenta-se o Gráfico 7 da progressão de alíquota do Campo de Aram em relação a valores de produção para diferentes preços referenciais de Brent:

Gráfico 7 – Progressividade de alíquotas do Campo de Aram para alguns preços de Brent



Fonte: elaboração própria.

147. Observa-se, também em relação à variação da produtividade – dadas as curvas de preços de Brent –, que a tabela inserida no edital da 6ª rodada de partilha conduz a progressividades mais suaves e contínuas, aparentemente mais adequadas ao seu objetivo.

148. Destaca-se que, conforme se observa do gráfico, em situações de baixa produtividade a queda nas alíquotas é bastante acentuada, chegando ao mínimo de 1% em produtividades próximas a 5.000 bpd, mesmo com o valor do Brent bastante elevado. De outra forma, em cenários de alta produtividade (acima de 30.000 bpd), mesmo valores baixos de Brent resultam em alíquota máxima, ou próximo disso.

149. Apesar de este trabalho ter feito uma análise superficial sobre a progressividade das alíquotas afetas ao regime de partilha – basicamente para demonstrar sua flexibilidade em comparação com o que se verifica no caso das participações especiais –, não se considerou pertinente aprofundar nos estudos, uma vez que essas análises já vêm sendo feitas no acompanhamento que esta unidade técnica realiza quando estuda os editais de leilão do setor.

150. Ademais, considerou-se que os resultados das alterações recentemente realizadas pela ANP apresentaram evolução interessante, como demonstrado, mas que o resultado prático carece de analisar os dados reais da produção dos blocos que venham a ser produzidos sob as novas tabelas de progressividade, o que demanda acompanhamento e permanente reavaliação da pertinência e adequabilidade do mecanismo de progressão inserto nas tabelas dos editais por parte da ANP.

151. Registra-se tal situação para demonstrar que **para o regime de partilha se observou uma maior flexibilidade na definição das alíquotas**, o que é realizado pela própria ANP para cada rodada de leilão, podendo ser ajustado conforme cenários e contexto da época dos certames, o que facilita eventuais ajustes que se mostrem relevantes – de iniciativa própria ou provocada –, **ao contrário da participação especial que se encontra rigidamente definida em decreto datado de 1998.**

### Conclusão

152. *O que se verificou, pelas análises apresentadas neste tópico, referente ao primeiro achado de auditoria, é que, atualmente, os contratos regidos sob o regime de concessão não contam com um adequado instrumento de progressividade de alíquotas do componente fiscal utilizado para apropriar ao Estado as eventuais ocorrências de rendas extraordinárias do setor de petróleo, seja por superprodução ou por elevação excepcional de preços de mercado. O decreto que instituiu as participações especiais (PE) data de época anterior às descobertas dos campos com acumulação de petróleo na camada pré-sal, de forma que, por estar atrelado a uma situação não condizente com a atual realidade do setor no país, o Estado deixa de arrecadar parcela significativa das riquezas provenientes de campos gigantes, se afastando do princípio da progressividade, inerente a modelos fiscais eficientes.*

153. *Diante de tal constatação, ao final, será apresentada proposta no sentido de recomendar que os entes estatais envolvidos (MME e ME) se articulem, com eventual apoio técnico da ANP, assim como ocorreu com a criação do Grupo Interministerial de Trabalho denominado BidSIM, no sentido de elaborar novos estudos, levando em consideração os dados já disponíveis dos campos gigantes – assim considerados aqueles cuja produção, potencialmente, ultrapassa a última faixa de progressão de alíquota de PE –, para que se aprimore o instrumento arrecadatário da participação especial com o máximo de brevidade, uma vez que depois de realizado o certame, a alteração de alíquotas pode ser interpretada como violação à regra inicial do acordo, fazendo com que eventuais alterações não atinjam contratos já firmados.*

154. *Nesse sentido, cumpre registrar que o calendário de rodadas de leilões segue ofertando novas áreas a serem exploradas, já estando previstas para serem realizadas quatro novas rodadas, entre partilha e concessão. Na concessão, a 17ª rodada tem data prevista para o dia 7/10/2021, já a 18ª ainda carece de uma data formal, mas deve acontecer no ano de 2022. Ambas as rodadas de concessão foram autorizadas pela Resolução CNPE 7, de 18 de agosto de 2020.*

155. *Estão programadas para ocorrer também a 7ª e 8ª rodadas de partilha da produção, já com estudos autorizados pelo CNPE, mas ainda sem data marcada. Por fim, há ainda a expectativa da rodada das áreas remanescentes dos excedentes da Cessão Onerosa, que também não possui uma data formal, mas é de conhecimento público que os estudos para sua realização estão em andamento.*

156. ***Destaca-se que, com base nas conclusões acima apresentadas, a SeinfraPetróleo poderá se utilizar deste trabalho para as análises a serem realizadas relativamente aos leilões das próximas rodadas, observando se há risco de não apropriação adequada de receitas ao Estado decorrente da ausência de progressividade adequada de alíquotas de PE para campos com alto potencial de produção.***

157. *Essa análise, contudo, se realizada deverá ser criteriosa quando sopesar os potenciais benefícios de uma intervenção do controle externo na postergação do leilão de qualquer uma das áreas já com estudos realizados sob a vigência do atual normativo e disponibilizada ao mercado face aos efeitos adversos de postergação da arrecadação estatal, dos custos administrativos e credibilidade do calendário estatal de rodadas, de forma que a intervenção desta Corte precisará ser pontual e somente se justificará em situação de elevados risco e impacto.*

158. *Finalizado este primeiro relato sobre a ineficiência atual das alíquotas de participação especial no sentido de apropriar ao Estado renda extraordinária decorrente da alta produção de alguns campos brasileiros, relata-se, em sequência, a constatação (achado de auditoria) de insegurança jurídica e elevado risco de perda de receitas atrelados à complexidade da atual forma de declaração e fiscalização dos gastos dedutíveis para efeito do cálculo da PE.*

### III.2 Insegurança jurídica e risco de perda de receita decorrente da complexidade relacionada à regulação de gastos dedutíveis na Participação Especial

159. A equipe de auditoria constatou que a **complexidade regulatória, decorrente das atuais exigências relacionadas à declaração e comprovação dos gastos dedutíveis para fins do cálculo da participação especial** – definida pela Resolução ANP 12/2014 (Ranp 12/2014) – exige uma capacidade fiscalizatória não disponível na ANP, inserindo **ineficiência ao setor**, em afronta ao princípio arrecadatário da simplicidade e ao art. 4º da Lei 13.848/2019, uma vez que os meios empregados atualmente pela agência, na tentativa de obter com o máximo de precisão os valores trimestrais dos gastos a serem deduzidos, não têm servido adequadamente aos fins objetivados, por falta de adequada confiabilidade dos dados declarados, conforme se demonstrará.

160. Dando início à apresentação dos argumentos e das evidências que demonstram a complexidade do atual procedimento atrelado à dedução de gastos para cálculo da participação especial, cumpre apresentar, de forma simplificada, como ele se processa atualmente.

161. O Decreto 2.705/1998 definiu que os gastos relativos a pagamento de royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo, efetivamente desembolsados, seriam passíveis de dedução. Naquela época, no entanto, em 1998, apenas se iniciava o processo de abertura do mercado brasileiro de petróleo e a produção do país atingia cerca de 500 milhões de boe (barris de óleo equivalente) ao ano, dado relativo ao ano de 2000 – disponível no sítio eletrônico da ANP, cerca de um terço da produção atual.

162. Na descrição dos procedimentos de declaração de gastos consta que a cada trimestre encerrado de produção de petróleo e gás o concessionário de cada campo, cuja produção supere os limites estabelecidos pelo Decreto 2.705/1998, deve encaminhar o documento denominado Demonstrativo de Apuração da Participação Especial (Dape) à ANP (exemplo peça 24).

163. Os dados são apresentados sob a forma de planilha eletrônica, agrupados em grandes itens de gastos, os quais são exportados para o sistema da ANP e passam por uma validação sistematizada de **alguns poucos itens constantes da declaração**, de forma a verificar eventuais inconsistências com outros dados disponíveis na ANP.

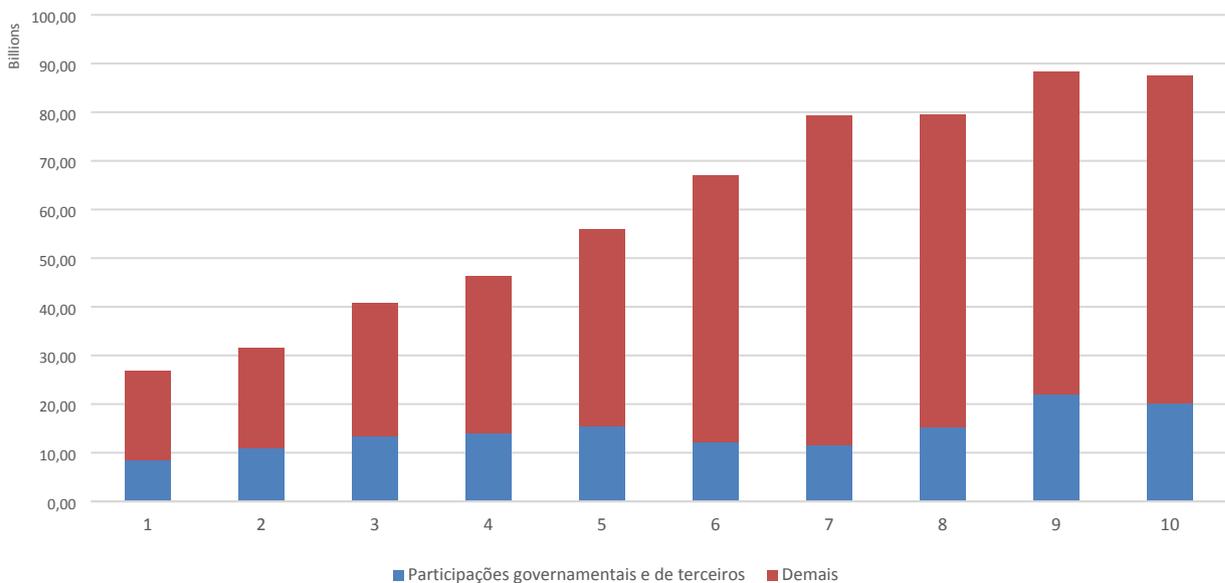
164. Os gastos dedutíveis previstos no atual regulamento são organizados para a apresentação das Dape nos seguintes grupos: i) participações governamentais e de terceiros; ii) gastos na produção; iii) investimentos na fase de exploração; iv) investimentos na fase de produção; v) provisão de gastos com abandono; e vi) outros gastos. Somente os gastos relativos ao primeiro grupo – participações governamentais e de terceiros –, que representaram no período estudado (2010 a 2019) uma média de 23% dos gastos dedutíveis, comportam a conferência sistematizada.

165. Os itens constantes dos demais cinco grupos, representativos dos outros 77% dos gastos, se relacionam efetivamente à estrutura produtiva e de desenvolvimento dos campos, gastos de capital ou de operação, em quaisquer das fases de produção (exploração, produção ou abandono), e não são passíveis de conferência mediante cruzamento com outros dados disponíveis. Nesse sentido, entende-se que para a maioria representativa dos itens de comprovação de gastos há complexidade elevada sem a possibilidade de conferência tempestiva e sistematizada por parte da ANP, de modo que a confiabilidade dos valores apresentados é diminuta, gerando risco arrecadatário por declarações errôneas.

166. Faz-se, aqui, um adendo para registrar que o atual sistema de armazenamento dos dados apresentados nas Dape foi implantado pela agência apenas em 2010. Assim, as principais análises de evolução dos dados relativos às participações especiais realizadas no âmbito deste trabalho se concentram no período que vai de 2010 a 2019. Este período (dez anos), além de simplificar a obtenção de informações mais completas e abrangentes, mostrou-se adequado para se obter informações necessárias para os procedimentos de auditoria previstos e efetivamente realizados.

167. Feito o esclarecimento acerca do corte temporal da amostra analisada, registra-se que o gráfico seguinte demonstra a evolução dos gastos dedutíveis – anualizados –, a partir do ano de 2010 até o ano de 2019, em que são apresentados de forma destacada os valores deduzidos a título de “participações governamentais e de terceiros”, cuja verificação de regularidade, como dito, se mostra extremamente simples – o principal item são os gastos dos concessionários com o pagamento de royalties, cuja conferência é uma mera apuração matemática:

Gráfico 8 – Evolução dos gastos dedutíveis



Fonte: elaboração própria, com base nos dados fornecidos pela ANP (peça 25).

168. Como se pode observar, desde o início da série analisada, em 2010, os gastos dedutíveis de maior complexidade já demonstravam elevada representatividade em relação ao total, cuja materialidade ultrapassava a casa de R\$ 25 bilhões ao ano. Em dez anos, o valor total dos gastos dedutíveis passou para algo próximo a R\$ 90 bilhões ao ano, ou seja, mais de três vezes e meia o já elevado valor observado em 2010. Destaca-se que a magnitude desses números também se reflete na magnitude das receitas obtidas a título de participação especial. A arrecadação de PE em 2019 atingiu o montante de R\$ 30 bilhões. Assim, alterações dos gastos dedutíveis possuem a capacidade de alterar vultosos recursos arrecadados pelo governo.

169. Essencial destacar que, no período, os gastos dedutíveis relativos aos demais grupos, exceto aquele que se considera de fácil conferência, tiveram um crescimento consideravelmente superior – o que se observa pelo gráfico. Supõe-se que essa constatação seja consequência do crescimento da produção em campos gigantes, os quais demandam estrutura mais complexa para seu desenvolvimento, normalmente afastado da costa.

170. Em um aprofundamento da complexidade dos gastos que se deseja regular em detalhes, apresenta-se a seguir a transcrição do normativo da ANP (Ranp 12/2014) que cuida atualmente do tema, regulamento que subdivide os gastos dedutíveis em quatro grandes grupos que, em essência, perpassam por todas as atividades vinculadas à produção dos hidrocarbonetos ao longo de toda a vida útil do campo, desde a exploração ao descomissionamento das instalações: exploração; desenvolvimento e produção; provisão para abandono; e operação de abandono (peça 26):

#### Gastos Dedutíveis

Art. 13. Em cada período-base, poderão ser deduzidos da receita bruta da produção, para fins de apuração da respectiva receita líquida da produção:

I - os gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás

*natural e de perfuração de poços na área de concessão;*

*II - os gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de desenvolvimento e de produção dos campos petrolíferos na área de concessão;*

*III - os valores provisionados pelo concessionário, com prévia anuência da ANP, para cobrir as despesas futuras com o abandono e a restauração ambiental da área do campo;*

*IV - os gastos efetivamente incorridos pelo concessionário em operações de abandono de poços e desmobilização de instalações durante a fase de produção, inclusive com gastos com a nacionalização dos equipamentos admitidos temporariamente no país, quando tais gastos não forem incluídos nos valores provisionados referidos no inciso anterior.*

*§ 1º Os gastos de que trata o inciso I deste artigo poderão ser acumulados e integralmente amortizados na apuração da receita líquida da produção, a partir da data de início da produção, em qualquer período-base, a critério do concessionário.*

*§ 2º São consideradas atividades de desenvolvimento as executadas na etapa de desenvolvimento, que terá como marco inicial a data de apresentação da declaração de comercialidade.*

*§ 3º Na ocorrência de gastos da atividade de desenvolvimento da produção realizados antes da etapa de desenvolvimento, estes devem ser comunicados à ANP e posteriormente classificados no Anexo II do Regulamento Técnico do Relatório de Gastos Trimestrais - RGT, disposto na Portaria ANP 180/2003.*

*§ 4º As atividades de desenvolvimento e produção de cada módulo de produção encerram-se com a primeira dentre as seguintes ocorrências:*

*a) o abandono do desenvolvimento de cada módulo de produção;*

*b) a realização dos projetos previstos no plano de desenvolvimento, considerando as revisões aprovadas pela ANP. (grifos acrescidos).*

171. *Apresentado este primeiro recorte, em que já se pode observar a complexidade dos tais gastos dedutíveis, apresenta-se em sequência a transcrição do normativo em que se define os gastos a serem deduzidos atrelados à produção dos campos, por esta ser a fase mais longa de um campo, o que ocorre na Seção III do normativo:*

#### *Atividades de Desenvolvimento e Produção*

*Art. 16. Consideram-se como atividades de desenvolvimento e produção, referidas no inciso II do art. 13, excluindo-se a perfuração de poços, as seguintes operações realizadas em cada campo produtor:*

*I - a construção de instalações de extração, coleta, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo e gás natural, compreendendo plataformas marítimas, tubulações, unidades de tratamento de petróleo e gás natural, equipamentos e instalações para medição da produção fiscalizada, equipamentos para cabeça de poço, tubos de produção, linhas de fluxo, tanques e demais instalações exclusivamente destinadas à extração, bem como oleodutos e gasodutos, incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, ligados diretamente ao escoamento da produção, até o final do trecho que serve exclusivamente ao escoamento da produção, excluídos os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades;*

*II - a execução de obras de infraestrutura para apoiar as atividades acima;*

*III - os estudos e projetos das instalações;*

*IV - as operações rotineiras de produção, compreendendo a produção de petróleo ou gás natural, por elevação tanto natural quanto artificial, tratamento, compressão, transferência, controle, medição, testes, coleta, armazenamento e transferência de petróleo, gás natural ou ambos;*

*V - as intervenções nos poços de produção e injeção e a manutenção e reparo de equipamentos e instalações de produção em geral.*

#### *Gastos com Atividades de Desenvolvimento e Produção*

*Art. 17. Compõem os gastos nas atividades de desenvolvimento e produção, de que trata o artigo anterior, os dispêndios com:*

*I - a aquisição de insumos consumidos nas referidas atividades;*

*II - o pessoal aplicado nas referidas atividades, inclusive de supervisão direta, manutenção e guarda das*

*instalações de produção;*

*III - os aluguéis, afretamento, arrendamento mercantil e seguros de bens utilizados nas referidas atividades;*

*IV - os royalties comerciais;*

*V - os royalties sobre a produção de petróleo e gás natural previstos no inciso II do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997;*

*VI - os pagamentos devidos aos proprietários de terra, durante a fase de produção, previsto no art. 52 da Lei nº 9.478, de 1997, quando for o caso;*

*VII - a assistência técnica, científica ou administrativa;*

*VIII - a conservação, manutenção e reparo de bens e instalações;*

*IX - outros serviços contratados pelo concessionário com terceiros, além dos já referidos acima;*

*X - o valor equivalente a 1% (um por cento) da receita bruta da produção que o concessionário investir em programas e projetos de pesquisa e desenvolvimento, nos termos do contrato de concessão;*

*XI - a amortização dos recursos aplicados em gastos diretamente relacionados às atividades do campo produtor que contribuam para a formação do resultado de mais de um período-base;*

*XII - os encargos relacionados à depreciação dos bens aplicados no campo produtor;*

*XIII - os tributos diretamente relacionados às operações de produção de petróleo e gás natural;*

*§ 1º Os gastos relacionados ao campo produtor, compreendem também os dispêndios com o apoio operacional e complementar do campo, incluindo a administração da área técnica, operação de embarcações e aeronaves, a manutenção, inspeção e reparos de equipamentos, a inspeção, armazenamento, movimentação e transporte de materiais e o controle de impacto ambiental, desde que de comprovada relação com o campo produtor.*

*§ 2º Serão considerados gastos de capital, devendo ser incorporados ao valor dos ativos e lançados como amortização ou depreciação em cada período-base, os gastos com as seguintes atividades:*

- a) grandes manutenções programadas e os gastos com substituição de peças delas decorrentes;*
- b) movimentações, deslocamentos e posicionamento de equipamentos, visando colocá-los aptos a produzir;*
- c) pagamento de alvarás e licenças que não tenham exigência de renovação anual;*
- d) substituição de partes e peças, incluindo custo de instalação, observadas as regras contábeis vigentes;*

*§ 3º Os gastos com amortização ou depreciação apontados no § 2º deste artigo serão calculados da seguinte forma:*

- a) para a letra a pelo prazo de campanha entre as grandes manutenções;*
- b) para as letras b e d com base na vida útil restante do equipamento em que os gastos ali definidos tenham ocorrido;*
- c) para a letra c pelo prazo de vigência do alvará ou licença.*

*Rateio de Gastos entre Campos Produtores*

*§ 4º Os gastos relacionados com unidades de produção, sistemas de coleta e escoamento, bem como os correspondentes equipamentos, bens e serviços a eles ligados, quando comuns a dois ou mais campos produtores, ainda que pertencentes a áreas de concessões distintas, serão rateados para um determinado campo com base no volume de petróleo e gás natural, convertido em petróleo equivalente, deste campo efetivamente movimentado ou processado, no período base, na respectiva unidade de produção ou sistema de coleta e escoamento.*

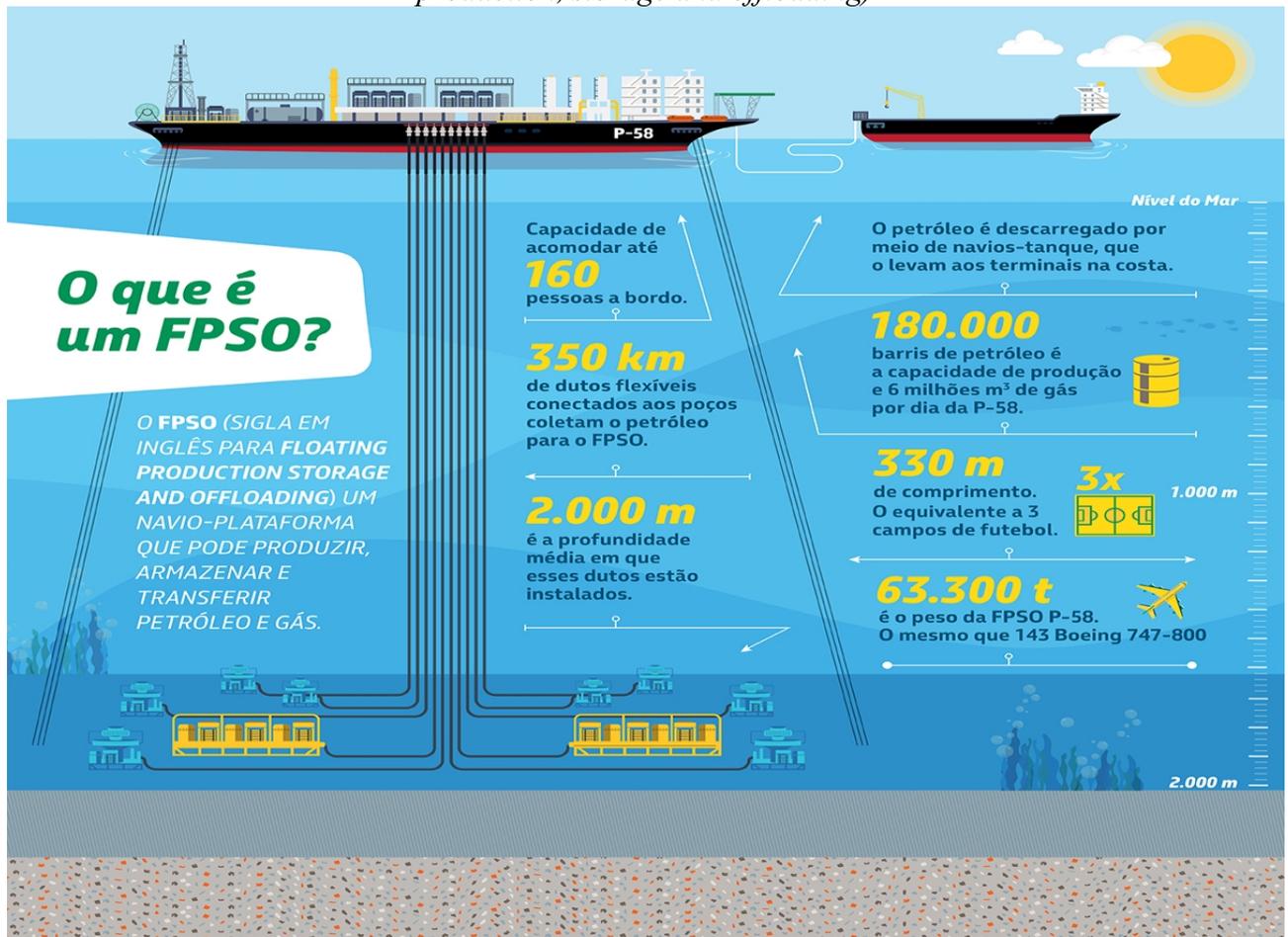
*§ 5º Os gastos referidos neste artigo, quando comuns a dois ou mais campos produtores, ainda que pertencentes a áreas de concessões distintas, e que não puderem se vincular a volumes movimentados ou processados, na forma prevista no § 4º, serão rateados entre os campos, proporcionalmente aos volumes de produção fiscalizada de petróleo e de gás natural de cada campo, no período-base, convertidos em volume de petróleo equivalente.*

*§ 6º Quando o gasto com geologia ou com geofísica, realizado na fase de produção, estiver vinculado a mais de um campo, seu valor será rateado proporcionalmente à reserva provada desenvolvida em*

equivalente petróleo de cada campo.

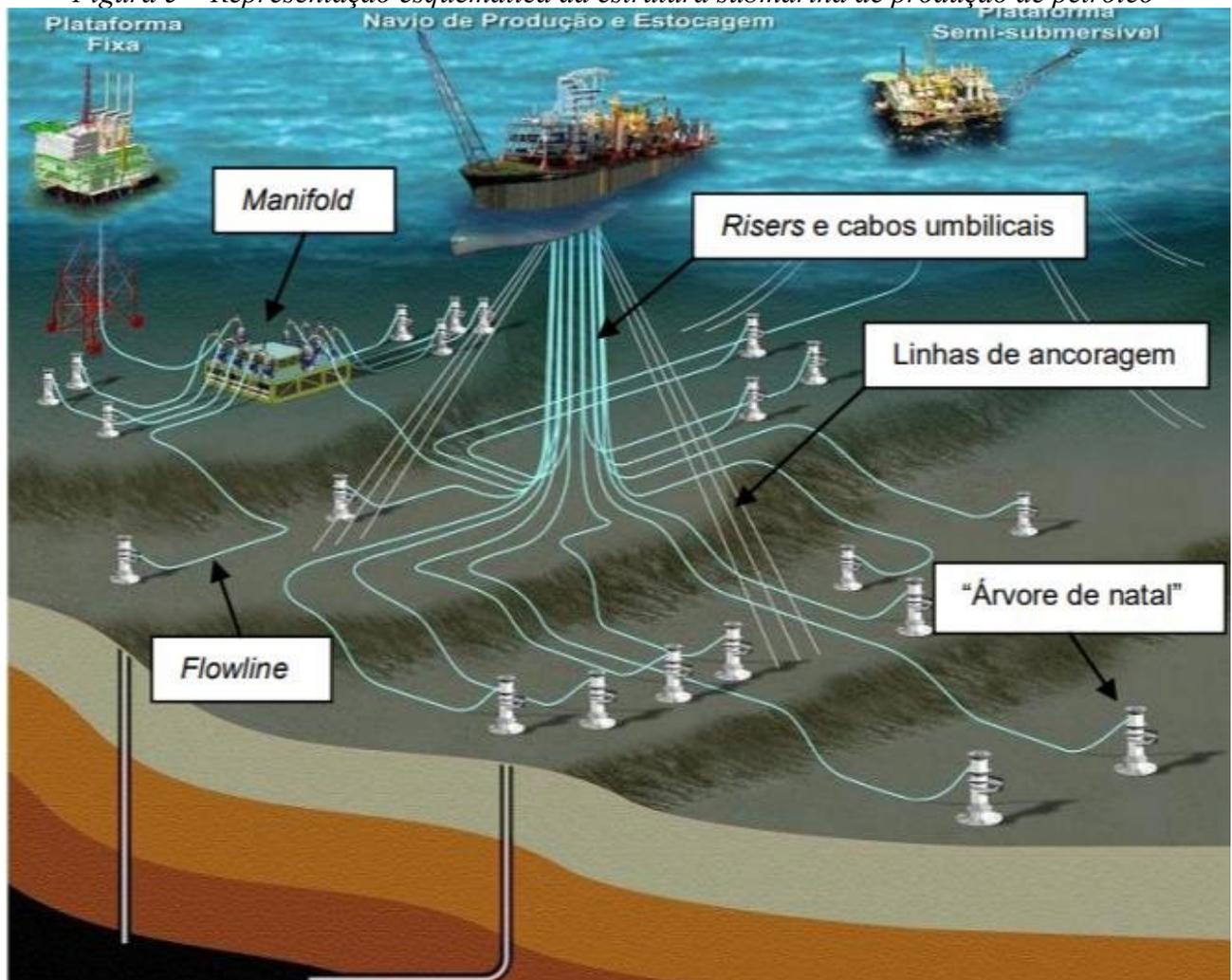
172. Como se pode observar, trata-se, basicamente, da totalidade dos gastos associados à complexa atividade de produção de petróleo e gás, especialmente complexa quando realizada em ambientes marítimos e afastados da costa (custos operacionais de uma plataforma na fronteira do conhecimento tecnológico localizada a centenas de quilômetros da costa, conectada a uma complexa rede submarina de produção de petróleo que pode atingir profundidades superiores a 2.000m). As Figuras 4 e 5 seguintes tentam ilustrar a complexidade dessas estruturas:

Figura 4 – Representação esquemática de uma unidade de produção do tipo FPSO (floating, production, storage and offloading)



Fonte: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/voce-sabe-o-que-e-um-fps0.htm> (acessado em 1/2/2021).

Figura 5 – Representação esquemática da estrutura submarina de produção de petróleo



Fonte: [https://www.researchgate.net/figure/Figura-12-Sistema-submarino-de-producao-de-petroleo-Fonte-Diario-do-presal-2018\\_fig1\\_340858755](https://www.researchgate.net/figure/Figura-12-Sistema-submarino-de-producao-de-petroleo-Fonte-Diario-do-presal-2018_fig1_340858755). (Acessado em 1/2/2021)

173. Como se pode observar a partir das figuras acima apresentadas, o sistema de produção em águas ultra profundas, como se caracteriza o pré-sal, envolve diversas estruturas e instalações, por vezes interconectadas, as quais representam gastos extremamente volumosos e complexos de serem apurados. As deduções desses gastos envolvem, inclusive, serviços e atividades de apoio, desde que comprovadamente relacionadas ao campo (Ranp 12/2014, peça 26, p. 12):

*Os gastos relacionados ao campo produtor, compreendem também os dispêndios com o apoio operacional e complementar do campo, incluindo a administração da área técnica, operação de embarcações e aeronaves, a manutenção, inspeção e reparos de equipamentos, a inspeção, armazenamento, movimentação e transporte de materiais e o controle de impacto ambiental, desde que de comprovada relação com o campo produtor. (grifos acrescidos).*

174. Essas atividades de apoio se compõem de um pool de atividades complexas, a exemplo dos inúmeros deslocamentos de aeronaves para transporte de pessoal e materiais, operação de embarcações com suprimentos de todos os tipos que, praticamente em sua totalidade, atendem a uma gama de campos produtores de diferentes consórcios. Alguns campos que atingem o limite de produção para pagamento de participação especial e outros não.

175. O normativo tenta ainda controlar em detalhes gastos relativos a materiais de insumo. Trata-se de uma infinidade de itens, de natureza complexa, cujos custos não se pode analisar de maneira simples, vários deles são encomendados e fabricados sob medida, alguns com utilização de tecnologia de ponta,

*especificações e materiais exclusivos para as condições de uso extremamente severas – elementos oxidantes, pressões ultraelevadas, temperaturas extremas –, cujo custo pode variar sensivelmente.*

176. *Outro ponto complexo de se controlar, que se considera relevante apontar, são os gastos relativos a pessoal, inclusive supervisão, o que também se afigura de extrema complexidade de rateio, comprovação e, eventualmente, posterior fiscalização.*

177. *Registra-se, também, a existência e reconhecimento de dedução de gastos relacionados a atividades acessórias, cuja comprovação de vínculo com as atividades intrínsecas da operação do campo terão suas comprovações bastante dificultadas:*

*I - a aquisição de insumos consumidos nas referidas atividades;*

*II - o pessoal aplicado nas referidas atividades, inclusive de supervisão direta, manutenção e guarda das instalações de produção;*

*...*

*VII - a assistência técnica, científica ou administrativa;*

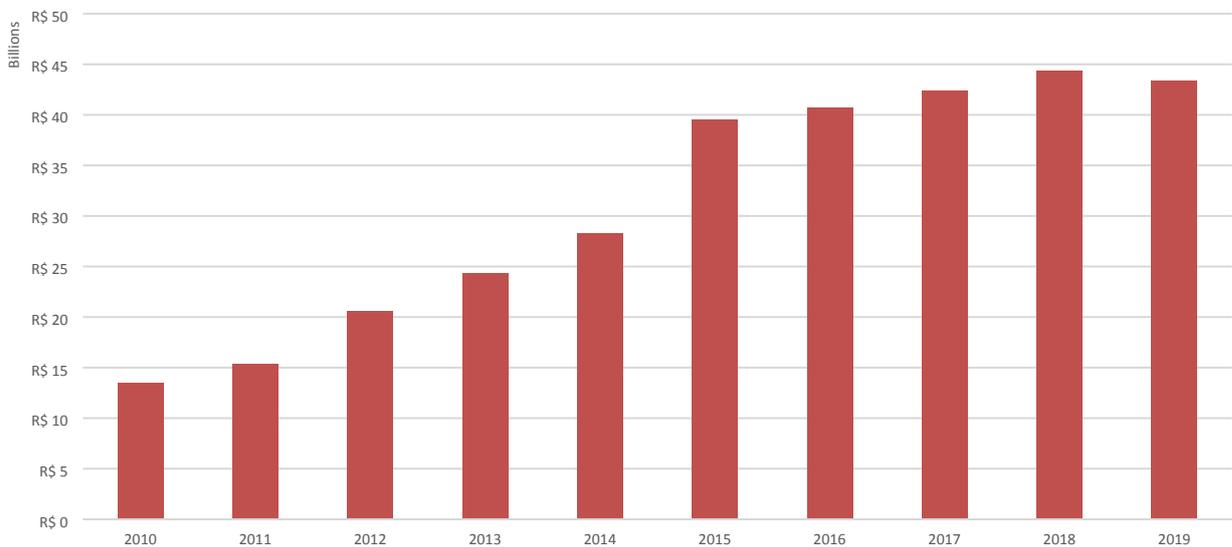
*VIII - a conservação, manutenção e reparo de bens e instalações;*

*IX - outros serviços contratados pelo concessionário com terceiros, além dos já referidos acima;*

178. *Faz-se a partir deste ponto um recorte em dois dos grupos constantes das Dapes para exemplificar o tipo de complexidade que se observa. Selecionou-se para as análises os gastos relativos ao grupo “gastos na produção” – mais expressivo, corresponde a 53% dos gastos dedutíveis – e ao grupo “provisão de gastos com abandono” – mais peculiar, por se tratar de mero provisionamento de gastos, corresponde a 2% dos gastos dedutíveis.*

179. *Apresenta-se, a seguir, a evolução dos gastos atribuídos ao grupo “gastos na produção”, de forma a demonstrar o volume anual de recursos dispendidos sob tal rubrica. Em 2019, o montante declarado foi de R\$ 43 bilhões:*

*Gráfico 9 – Evolução dos gastos na produção*



*Fonte: elaboração própria, com base nos dados fornecidos pela ANP.*

180. *Analizando os gastos dedutíveis alocados à rubrica “gastos na produção” – rubrica mais expressiva –, chama a atenção a natureza complexa dos gastos que se busca regular de forma detalhada e precisa e o seu volume. Veja-se que, relativamente ao ano de 2019, se distribuídos igualmente por trimestre, seriam quase R\$ 11 bilhões alocados em gastos complexos a cada trimestre para serem fiscalizados pela ANP. Ou, ainda, R\$ 3,6 bilhões a cada mês.*

181. *Esses valores referem-se a gastos atrelados a poços, sistemas de coleta, arrendamento ou*

afretamento da unidade, sistema de escoamento, segurança operacional, dentre outros, realizados em sua maioria em ambiente marítimo com estrutura de custos – em geral – compartilhada entre campos, alocada sob a forma de rateio. A Figura 6, seguinte, detalha os gastos definidos como “gastos na produção”:

Figura 6 – Detalhamento dos gastos dedutíveis na produção

<b>(4) Gastos na Produção</b>	
<b>4.1 Custos Operacionais</b>	
4.1.1	Poços
4.1.2	Sistema de Coleta da Produção
4.1.3	Arrendamento ou Afretamento de Unid. de Prod.
4.1.4	Unid. de Prod.e Plantas de Processo e Utilidades
4.1.5	Sistema de Escoamento da Produção
4.1.6	Segurança Operacional
4.1.7	Proteção Ambiental
<b>4.2 Administração</b>	
4.2.1	Custos Administrativos Diretos
4.2.2	Custos Administrativos Indiretos
<b>4.3 Apoio Operacional</b>	

Fonte: peça 24.

182. Aprofundando um pouco mais nas rubricas que integram o tratado grupo de gastos, observa-se que o item 4.1.3, relativo ao arrendamento ou afretamento da unidade de produção, é materialmente o mais significativo. Nesse item, cabe ao concessionário informar o valor proporcional da plataforma de produção, cujo custo depende das características do campo e pode superar as cifras dos bilhões de dólares, inserida em um mercado repleto de imperfeições e, conseqüentemente, de difícil parametrização de preços para se realizar qualquer tipo de controle. Neste ponto se destaca a **abissal assimetria de informações entre o regulado e o regulador.**

183. Nos últimos anos, este Tribunal se debruçou sobre a análise deste tipo de contratação, compreendendo no escopo uma única unidade por fiscalização, e encontrou diversos obstáculos à efetiva fiscalização, bem como a constatação de contratos entre partes coligadas, o que, segundo o regramento vigente (Ranp 12/2014), merece um tratamento diferenciado:

*Arrendamento Mercantil*

Art. 22. Na determinação da receita líquida da produção, são dedutíveis as contraprestações pagas ou creditadas pelo concessionário arrendatário por força de contrato de arrendamento mercantil de bens efetivamente aplicados nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços ou nas atividades de desenvolvimento e produção, a que se referem, respectivamente, o inciso III do art. 15 e o inciso III do art. 17.

§ 1º A aquisição, pelo concessionário arrendatário, de bens arrendados em desacordo com as disposições da Lei nº 6.099, de 12 de setembro de 1974, será considerada operação de compra e venda à prestação.

§ 2º No caso de contrato de arrendamento mercantil, exercida a opção de compra pelo concessionário arrendatário, o bem integrará o ativo do concessionário adquirente pelo seu custo de aquisição, como tal entendido o preço pago ao arrendador pelo exercício da opção de compra.

§ 3º Os valores dos arrendamentos e afretamentos de bens pagos a pessoas físicas ou jurídicas coligadas ao concessionário, na forma do § 1º do art. 243 da Lei 6.404/1976, não poderão ser superiores à depreciação do bem, no período base e poderão ser deduzidos apenas durante o período de vida útil utilizado no cálculo da depreciação.

§ 4º Nos casos previstos no parágrafo anterior e no parágrafo único do art. 21, o concessionário deverá

*informar à ANP, até 30 dias antes do bem entrar em operação ou uso, seu valor de aquisição ou construção e o valor da depreciação que será deduzida de cada campo a que o bem presta serviço direta ou indiretamente.*

184. *Para se dar uma dimensão do volume de unidades dessa complexidade que se registram custos trimestralmente, no último trimestre de 2019 havia dezesseis campos com produção acima do limite para incidência de participação especial, desses, treze estavam em ambiente marítimo, e a maioria era composta por mais de um sistema de produção. No caso de Tupi, por exemplo, tem-se atualmente sete plataformas de produção, com previsão de instalação de outras duas, segundo o seu plano de desenvolvimento mais atual (peça 27). Ou seja, tem-se um quantitativo de dezenas de unidades de alta complexidade em operação para que se declare, a cada trimestre, os complexos gastos atrelados a elas, os quais precisam ser confiáveis e fiscalizáveis, visto a sua relevância arrecadatória.*

185. *A segunda rubrica mais expressiva do grupo em análise é a 4.1.1 – poços. Se em termos de unidades de produção chegamos ao quantitativo de dezenas, no caso de poços a quantidade ultrapassa as centenas. Supondo que cada unidade seja associada a um número de vinte poços, número razoável, e considerando trinta unidades, tem-se a exigência de comprovação detalhada, insumos, pessoal, serviços acessórios e de apoio relativos a nada menos que seiscentos poços, falando somente em unidades marítimas.*

186. *Cada poço marítimo é perfurado por sondas, cujos contratos costumam ser medidos por dias de utilização, normalmente afretadas em pools, compartilhadas entre diversos campos, por vezes com diferentes estruturas de consórcios. Em termos de embarcações de apoio, há necessidade de fornecimento de insumos e suprimentos diversos, também contratadas para mais de um contrato, à exemplo do transporte aéreo de passageiros (afretamento de aeronaves – helicópteros diversos).*

187. *A utilização de insumos também altera sensivelmente os custos, materiais mais resistentes a corrosão, materiais flexíveis ou rígidos, todos eles sem um mercado robusto a ponto de se obter um preço paradigma confiável, caso se deseje realizar algum tipo de fiscalização.*

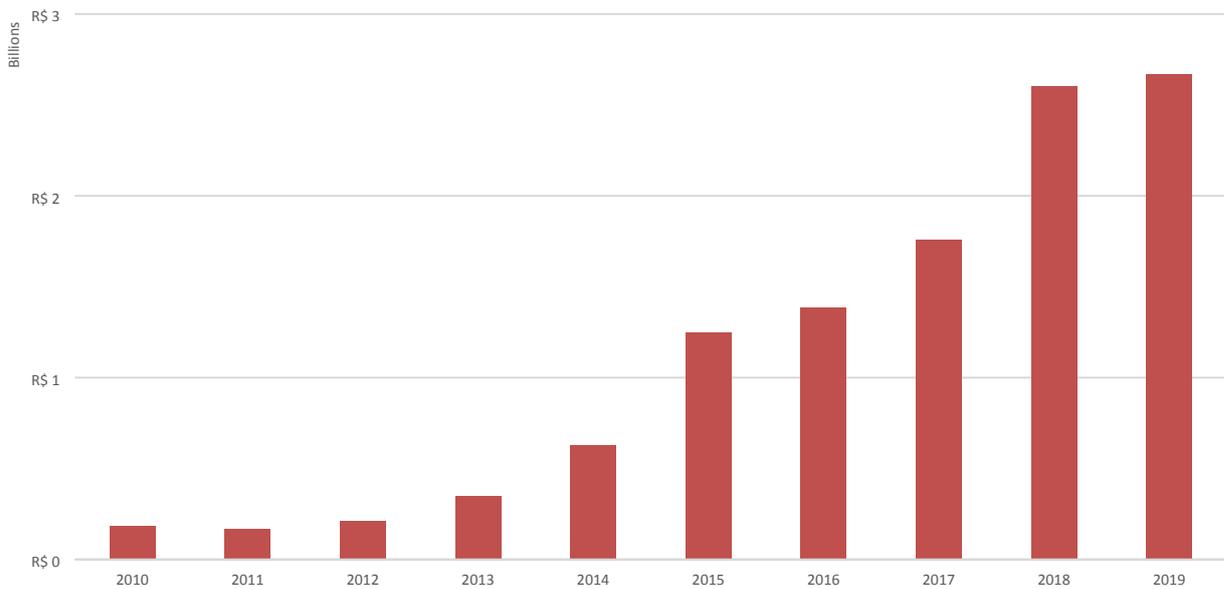
188. *O grupo mais peculiar, contudo, é a dedução de gastos com “provisionamento de custos com o abandono” (R\$ 12 bilhões no período). Como se deduz do próprio nome, trata-se de um mero provisionamento que, por mais que esteja calcado em um plano de desenvolvimento aprovado pela ANP, não se afigura exatamente como um gasto, no sentido de desembolso efetivo de recursos, mas em uma mera expectativa de gasto futuro, dependente da solução que vier a ser efetivamente empregada ao final do período de produção.*

189. *Aqui, faz-se um adendo para registrar que em recente trabalho desta Corte a respeito do “Descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural offshore” (TC 039.462/2019-6), constatou-se que os planos de desenvolvimento trazem estimativas de gastos fundamentadas em soluções bastante genéricas, as quais se alteram sensivelmente quando da efetiva implantação.*

190. *Além disso, constatou-se que diferentes soluções de abandono podem acarretar diferenças de custos da ordem de dezenas ou centenas de milhões de reais, de forma que a magnitude desses dados que estão sendo deduzidos no presente pode ser alterada no futuro, quando o campo provavelmente já terá deixado de produzir volume suficiente para o pagamento de participação especial ou ao menos reduzido a alíquota de incidência. Ou seja, há o risco de se deixar de recolher valores de participação especial devido ao provisionamento de gastos que podem nunca ser realizados.*

191. *Para se dar uma melhor dimensão desses gastos, elaborou-se um gráfico que demonstra a evolução desta rubrica no período de 2010 a 2019, conforme demonstrado abaixo:*

*Gráfico 10 – Evolução dos gastos com provisão para abandono*



*Fonte: elaboração própria, com base nos dados fornecidos pela ANP.*

192. *Chama a atenção, então, o acelerado aumento deste tipo de gastos dedutíveis que, por natureza, são de difícil comprovação e fiscalização. Os montantes envolvidos nessa rubrica são aprovados no plano de desenvolvimento do campo, no qual se apresenta uma estimativa de gastos com os serviços de descomissionamento e abandono, mas que possuem um elevado grau de incerteza.*

193. *Conforme tratado no já referido trabalho recente desta Corte (TC 039.462/2019-6), essa estimativa de gasto se fundamenta em diretrizes mais imediatistas do que realistas, tendo em vista ser urgente para os operadores ter os planos aprovados para dar início à produção. Foi constatado no recente trabalho que esses planos de descomissionamento e abandono, cujos eventos são previstos para ocorrerem de 25 a 30 anos do início da produção, não possuem alinhamento adequado entre o operador, a agência reguladora e o órgão ambiental.*

194. *Convém destacar, ainda, que o provisionamento de custo com abandono pode ser revertido posteriormente, caso os gastos não venham a ser incorridos de fato, mas seu efeito é imediato como gasto dedutível para fins de cálculo da PE.*

195. *Além disso, constatou-se grupo cujos gastos possuem natureza genérica, tornando-a praticamente impossível de ser fiscalizada de forma eficiente. Nesse sentido, registra-se o grupo “outros gastos”, que segundo o normativo, serve para que sejam alocados gastos “incorridos pelo concessionário por força de suas obrigações e nos termos do contrato de concessão, tais como a obtenção de permissões, servidões e desapropriação de imóveis e assemelhados”. Sob tal rubrica, no período analisado foram lançados gastos dedutíveis no valor total de R\$ 1 bilhão.*

196. *Outras rubricas poderiam ser mais bem detalhadas neste trabalho, uma vez que os valores são todos expressivos. Os custos administrativos, por exemplo, sejam diretos (R\$ 2 bilhões no período) ou indiretos (R\$ 4 bilhões no período), apresentam oscilações relevantes em meses próximos, apresentam comportamentos distintos entre os campos, assim como as rubricas relativas a “segurança operacional” (R\$ 300 milhões no período) ou “proteção ambiental” (R\$ 400 milhões no período), as quais, por serem genéricas acabam por aceitar uma infinidade de custos que, pulverizados, tornam qualquer tentativa de fiscalização inócua.*

197. *Pelo exposto, o lançamento preciso desses gastos tem se tornado uma tarefa complicada e custosa para os operadores, os quais precisam se debruçar sobre uma complexa normatização que define itens aceitos como custos dedutíveis, agravada, ainda, pela característica de compartilhamento*

de custos entre campos produtores distintos, às vezes operados por empresas ou consórcios também distintos.

198. *Por outro lado, ainda mais complicada, senão impossível, afigura-se a tarefa da ANP em tentar adentrar em custos tão específicos, complexos e difusos para exercer o controle adequado sobre a regularidade das declarações apresentadas pelos operadores, o que é condição necessária para conferir eficácia à norma.*

199. *Face à necessidade da ANP de fiscalizar os gastos dedutíveis, decidiu-se investigar, na presente auditoria, a estrutura existente na ANP e a forma de fiscalização utilizada para lidar com tamanho desafio. Para tanto, foram requeridas informações a esse respeito, bem como um histórico de fiscalizações realizadas e resultados obtidos.*

200. *As informações prestadas pela agência reguladora, levam à conclusão de que não há estrutura adequada na ANP para garantir fiscalização efetiva a ponto de mitigar os riscos de perda arrecadatória por declarações indevidas. É o que se passa a demonstrar em seguida.*

201. *Para atuar no setor que fiscaliza os gastos dedutíveis declarados, a ANP informou que conta atualmente com três servidores (peça 28, p. 6):*

*Pergunta 10. Qual o setor da ANP cuida atualmente da análise dos gastos dedutíveis? Quantos servidores realizam essa tarefa? Eles executam outras atividades? Quais?*

*Resposta 10.*

*Conforme mencionado anteriormente, a Superintendência de Participações Governamentais (SPG) possui atribuição no Regimento Interno da ANP para auditar e distribuir a Participação Especial.*

*Três servidores lotados na SPG auditam e distribuem a Participação Especial, porém de forma **não exclusiva, realizando outras atividades**, dentre elas auditoria de preços do gás natural, apuração do pagamento da taxa pela ocupação ou retenção de área, acompanhamento do pagamento ao proprietário de terra e instrução de processos sancionadores. (grifos acrescidos).*

202. *Destaca-se, ainda, da resposta a questionamento realizado pela equipe de auditoria, que mesmo os três servidores que realizam o trabalho de auditoria nos gastos dedutíveis, não o fazem de forma exclusiva, ou seja, se dividem em outras atribuições.*

203. *Utilizando os dados tabelados, relativos aos gastos trimestrais dedutíveis – com toda a complexidade que se apresentou acima –, observou-se que no primeiro trimestre de 2020 foram declarados pelos concessionários gastos de R\$ 20,7 bilhões. Pelo que se observou da resposta da ANP, tais gastos deverão ser auditados por três servidores que se dedicam ainda a outras tarefas, resultando em algo como R\$ 7 bilhões por servidor, considerando, ilustrativamente, trabalhos isolados.*

204. *Considerando somente os gastos alocados no grupo “Gastos na Produção”, o mais expressivo e possivelmente o mais complexo – conforme demonstrado –, o valor trimestral seria da ordem de R\$ 11 bilhões, ou seja, algo próximo a R\$ 4 bilhões para cada um daqueles servidores designados a realizar os trabalhos de fiscalização de forma a conferir alguma confiabilidade aos números apresentados pelos concessionários.*

205. *Diante da tarefa, que aqui se considera impraticável, atribuída aos três servidores da ANP, solicitou-se informações a respeito do histórico de fiscalizações e resultados obtidos, exatamente no sentido de comprovar a tese de impossibilidade de efetiva fiscalização. Os dados apresentados, em resposta, demonstram que nos últimos seis anos a ANP realizou catorze auditorias, ou seja, uma média de pouco mais de duas auditorias ao ano, cada uma realizada por dois servidores (peça 29).*

206. *Aprofundando um pouco mais nos dados informados, verifica-se que das catorze auditorias, somente duas abarcam períodos relativos aos anos de 2017 em diante, as demais referem-se a dados de 2014 (duas), 2015 (nove) e 2016 (uma). Vê-se, portanto, que as fiscalizações realizadas tendem a se distanciar da data de competência dos lançamentos analisados, o que por si só já caracteriza uma perda*

*de efetividade associada a um aumento de complexidade – referente à obtenção de documentos antigos e impossibilidade de comprovação in loco para muitas despesas, tarefa já bastante dificultada pela localização em que se desenvolvem os projetos – e comprova a insuficiência de recursos humanos para lidar com o desafio.*

207. *Outra observação que demonstra a incapacidade da agência em lidar com o desafio que se apresenta são os prazos para concluir a fiscalização, o que deriva da complexidade das análises. Relata-se, então, que das catorze auditorias informadas, somente duas apresentam o status de encerrada, as outras doze estão em processos internos à fiscalização.*

208. *Acrescenta-se, ainda, que devido à relevância do tema para as concessionárias e a depender dos apontamentos e valores que se conteste, há elevado risco de as concessionárias recorrerem ao poder judiciário para solucionar a questão, gerando passivo na justiça e inserindo novos elementos de insegurança jurídica ao processo, obrigando também o poder judiciário a se debruçar sobre complexas questões regulatórias e contábeis, as quais podem levar anos para se chegar a algum desfecho.*

209. *Neste ponto, relata-se que qualquer trabalho de auditoria não pode deixar de apontar os diversos riscos de captura de agentes do governo – em qualquer das instâncias – frente à complexidade dos gastos, que abrem oportunidade para interpretações diversas, e aos montantes transacionados, – frise-se que ao longo do trabalho desenvolvido por esta equipe de controle externo não se constatou indício de que haja captura na atual estrutura da agência, tampouco se aprofundou em tal questão, por não fazer parte do escopo dos trabalhos.*

210. *A análise ainda reforçou a percepção de complexidade dos gastos sobre os quais a ANP tem se esforçado para tentar fiscalizar, pois se constatou que entre os catorze processos de fiscalização informados pela agência, treze deles possuem um único apontamento de irregularidade (seja definitivo ou ainda em análise): “preço de transferência dos gastos de afretamento”.*

211. *Nesta linha de raciocínio, questionada, a ANP informou, reconhecendo a complexidade e volume de informações a serem fiscalizadas, que tenta garantir eficácia às fiscalizações mediante a utilização de técnicas de amostragem na seleção dos campos e rubricas a serem auditados, tendo como balizador o critério de materialidade na sua seleção, conforme transcrito abaixo (peça 28, p. 5):*

*Pergunta 8. A ANP realiza, atualmente, conferências ou fiscalizações que atingem uma amostra suficiente para que, com grau de confiabilidade adequado, se ateste pela regularidade das deduções realizadas pelos operadores?*

*Resposta 8.*

*Conforme mencionado anteriormente, em face da grande quantidade de informações e documentação (fiscal e de suporte) abrangida nas auditorias, são aplicadas técnicas de amostragem na seleção dos campos e rubricas a serem auditados, tendo como balizador o critério de materialidade na sua seleção, ou seja, a priorização de campos de maior arrecadação e de rubricas com gastos dedutíveis mais representativos declarados no DAPE.*

212. *Como constatado e confirmado pela própria agência, o escopo das fiscalizações tem se limitado a analisar três rubricas e poucos campos, sendo uma delas a que tem gerado a constatação recorrente mencionada. Ainda que se afaste qualquer suposição de má fé dos concessionários, é perfeitamente factível que outras rubricas contenham inconsistências nas declarações e valores, decorrentes da própria complexidade dos gastos a serem comprovados, que não estão sendo descobertos pelas fiscalizações.*

213. *Neste ponto, interessante registrar que, dos R\$ 435 bilhões totalizados em gastos dedutíveis, no período de 2015 até o segundo semestre de 2020 (período em que se tem informações a respeito das fiscalizações realizadas), a ANP tem se debruçado sobre uma parcela que corresponde a, no máximo, cerca de R\$ 22 bilhões, ou seja, 5% do montante deduzido no período. Assim, a amostra certamente é insuficiente para conferir a confiabilidade necessária aos gastos declarados (peça 30).*

214. *Analisando com mais detalhes um dos processos de fiscalização, considerado mais relevante – pela sua materialidade –, o qual teria atingido um potencial fiscalizatório de R\$ 13 bilhões, observou-se que a ANP demorou cerca de um ano para encerrar o processo fiscalizatório. O processo teve início em outubro de 2017 e término em agosto de 2018, com a elaboração do relatório de fiscalização (peça 31).*
215. *Observando em detalhes o relatório da fiscalização selecionada, uma primeira análise indica possível resultado positivo, uma vez que, de forma voluntária, antes mesmo da conclusão do processo de fiscalização, a concessionária envolvida recolheu mais de R\$ 30 milhões a título de participação especial adicional, por se ter levantado indícios de inconsistências na declaração dos gastos dedutíveis (peça 31, p. 34).*
216. *Sob outro prisma, pode-se inferir que o recolhimento daquele elevado valor talvez indique que a empresa eventualmente tenha realizado outras deduções inconsistentes, de forma que o recolhimento dos mais de R\$ 30 milhões tenha sido no sentido de evitar, então, maiores debates técnicos, aprofundamentos ou mesmo a aplicação de penalidades.*
217. *Assim, embora o resultado individual do processo tenha retornado um valor relevante, demandou, ao longo de um ano, elevada quantidade de horas de trabalho de dois servidores. Ainda assim, comparado ao universo de gastos dedutíveis e receitas governamentais oriundas da participação especial, o resultado mostrou-se em montante não relevante de recursos, isso porque, no ano em que se efetivou a fiscalização, o valor total arrecadado sob a forma de PE atingiu R\$ 31,6 bilhões, de forma que o valor decorrente do trabalho de auditoria representou 0,09% desse total – destaca-se que o trabalho de fiscalização abarcou declarações relativas a vários anos.*
218. *Ainda em relação ao tema – dificuldade de detecção de inconsistências dos gastos declarados –, decidiu-se aprofundar as análises mediante a comparação dos dados tabelados apresentados pela ANP a respeito das Dape (peça 20) relativos a diferentes campos. Por coincidência, o campo cujos dados mais chamaram a atenção, e por isso foi selecionado para um aprofundamento, foi justamente o campo sobre o qual a ANP realizou a auditoria acima mencionada.*
219. *Observou-se uma variação relevante entre as estruturas de gastos dedutíveis daquele campo com outros similares. Diante da sensibilidade de alguns dados, inclusive de natureza sigilosa, os detalhes da análise relacionada ao campo utilizado para maior aprofundamento foram tratados em anexo próprio, sobre o qual se apôs a chancela de sigilo (peça 38).*
220. *De todo modo, o cerne do que foi possível observar das análises afigurou-se como um reforço daquilo que se abordou neste subtópico, ou seja, mesmo que se constate um comportamento atípico, indicando um maior risco de inconsistências nas declarações, o que motivaria um trabalho de fiscalização específico, tal trabalho fiscalizatório não se mostra apto a conferir a confiabilidade necessária aos dados declarados.*
221. *Também reforçando os argumentos e as análises deste subtópico, importa relatar que se teve ciência, no curso de uma das reuniões realizadas com a equipe da ANP, de recente auditoria interna realizada pela agência no sentido de avaliar o processo executado pela própria ANP para fiscalização das deduções legais da receita bruta, para fins de cálculo de participação especial.*
222. *Naquele trabalho da auditoria interna, com escopo parcialmente coincidente com a análise que se realiza, a equipe da agência chegou, preliminarmente, a conclusão similar ao que até aqui foi exposto, conforme se observa do excerto seguinte (peça 32):*

*Achado 11 – Oportunidade de simplificação do método de cálculo do valor devido da PE, em especial quanto às deduções incidentes na receita bruta.*

*A apresentação do cálculo das deduções incidentes sobre a receita bruta para fins de cálculo da PE é realizada de forma declaratória no DAPE, mas é também apresentada contabilmente, para fins de cumprimento de obrigações contratuais, na forma do Relatório de Gastos Trimestrais com Exploração,*

*Desenvolvimento e Produção (RGT), conforme determinado pela PANP 180/2003.*

*O RGT é uma planilha detalhada, que é utilizada em diversas atividades regulatórias, e que substituiu o “plano de contas” originalmente utilizado na elaboração das demonstrações contábeis e financeiras a que se refere a Cláusula contratual intitulada “Contabilidade e Auditoria dos Contratos de Concessão” e na apresentação da comprovação dos percentuais mínimos de Investimentos Locais na Fase de Exploração e Etapa de Desenvolvimento determinados nos Contratos de Concessão.*

*O objetivo do RGT é demonstrar os valores efetivamente desembolsados diretamente relacionados às operações do campo.*

*O provimento desses dados detalhados pelos concessionários e também as indispensáveis auditorias por parte do Estado compõem processos de trabalhos burocráticos e custosos. Ademais, inerente ao modelo de declarações, a previsibilidade do valor a ser recolhido aos cofres públicos é limitada pelas escolhas dos agentes regulados quanto aos investimentos e às alocações de custos.*

*Na busca de simplificação e desburocratização da atuação do Estado, em especial considerando o cenário de crescimento esperado dos campos que recolherão PE, verifica-se a oportunidade de realizar estudos que visem buscar alternativas que tornem desnecessário atrelar ao cálculo da PE à obrigação de custosas e complexas ações de fiscalização do Estado sobre os gastos e investimentos efetivamente desembolsados pelos concessionários.*

*Nesse sentido, conforme abordado na conclusão desse relatório, haveria de se estudar alternativas que extrapolam o aspecto operacional, culminando em propostas de alteração de dispositivos legais.*

*Recomendação R. 18: Realizar estudos para simplificação do cálculo das Participações Especiais, mantendo a receita pública equivalente geral, mas buscando um modo de auferi-la com objetividade, previsibilidade e baixo custo de controle, desburocratizando o processo, tanto para as empresas quanto para o Estado, em especial, para a ANP.*

223. *Entretanto, depois de submeter o relatório preliminar à consideração dos gestores da área técnica responsável, a equipe de auditoria interna da ANP acabou por entender que a atual metodologia estaria adequada, acatando os argumentos apresentados, motivo pelo qual o achado não constou do relatório final da auditoria interna.*

224. *Apesar do acolhimento dos argumentos por parte da auditoria interna da ANP, a equipe de fiscalização (TCU) entendeu relevante registrar o achado, por conta da sua relevância – como demonstrado até aqui – e por não concordar com os argumentos apresentados à equipe de auditoria interna à época. Basicamente, a equipe técnica da ANP argumentou que a simplificação da participação especial a equivaleria aos royalties, conforme slide encaminhado a esta equipe, abaixo reproduzido:*

*Figura 7 – Extrato de slide apresentado pela ANP a respeito da complexidade da fiscalização*

**Achado 11 – Oportunidade de simplificação do método de cálculo do valor devido da PE, em especial quanto às deduções incidentes na receita bruta.**

- Regimes fiscais diferentes possuem impactos e incentivos específicos:
  - Imposto sobre Receita (royalties): apesar de sua simplicidade fiscalizatória, apresenta efeitos significativos efeitos distorcivos na produção, notadamente na redução da economicidade e da vida útil dos campos;
  - Imposto sobre o Lucro (PE): maior complexidade regulatória, porém prolonga a economicidade dos campos e captura para o Estado benefícios decorrente de redução custos, aumento tecnologia e aumento preços
- Na elaboração do Lei nº 9.478/97 o legislador já estabeleceu como padrão os royalties, enquanto a cobrança extraordinária da PE, se limitou aos campos de grande produção e rentabilidade, o que justificaria seu custo regulatório
  - **Recomendação 18 - excluir**

Fonte: peça 33, p. 14.

225. *Discorda-se do argumento acima exposto porque não se considera que a simplificação do cálculo e conferência dos gastos dedutíveis, por si só, seja suficiente para equivaler a participação*

especial aos royalties, como tentou induzir a área técnica em sua manifestação, em que registrou a diferença principiológica entre as duas.

226. Não se deseja aqui, nem o relatório da auditoria interna da ANP desejou, a extinção das deduções a ponto de incidir uma alíquota de PE sobre a receita bruta dos campos, apenas que as exigências feitas pela ANP se alinhem à sua capacidade fiscalizatória, o que demandaria simplificações significativas no atual mecanismo de declaração e conferência.

227. Caso contrário, cria-se na regulação regra complexa e incapaz de gerar o benefício pretendido, qual seja, conhecer de forma real e confiável o valor dos gastos a serem deduzidos para o cálculo da PE devida, além de estímulos a comportamentos oportunistas indesejados, desequilibrando o mercado em desfavor daqueles que realizam suas atividades em observância aos mandamentos regulatórios e potencializando o risco de perda arrecadatória para o Estado.

228. De forma bastante simples e no intuito de ensaiar métodos alternativos para a arrecadação da participação especial, a equipe de auditoria realizou algumas simulações, utilizando-se de estatística básica, com o mero objetivo de verificar o impacto das simplificações no resultado arrecadatório.

229. Para isso, primeiramente, chegou-se ao resultado real arrecadatório – que utiliza o atual modelo – relativo aos dez anos que se obteve informações suficientes e que foram analisados (2010 a 2019), resultado esse que totalizou R\$ 180 bilhões em participação especial.

230. Em um segundo momento, estimou-se, sem nenhum tipo de segregação, ou seja, todos os campos produtores foram considerados – terra, mar até 400m de profundidade ou mar em profundidade superior a 400m – quais seriam os montantes de arrecadação de PE, caso se utilizasse como gastos dedutíveis a média histórica simples desses gastos, obtida por meio dos dados fornecidos pela ANP, e, na sequência, a média histórica ponderada pelo porte dos campos, com base nos mesmos dados.

231. Em um terceiro momento, fez-se um ajuste nos resultados obtidos pela aplicação da média ponderada, de modo a equivaler o resultado obtido por meio dessa simplificação com o resultado real do modelo atual. Para isso foi necessário reduzir em quatro pontos percentuais a média ponderada de gastos dedutíveis. Os resultados estão expressos na Tabela 5:

Tabela 5 - Simulações de PE com base em dados estatísticos (completo)

	<b>Participação especial [R\$]</b>
<b>Modelo atual</b>	180 bilhões
<b>Estimativa (média simples)</b>	140 bilhões
<b>Estimativa (média ponderada)</b>	170 bilhões
<b>Estimativa (média ponderada -4 p.p.)</b>	180 bilhões

Fonte: peça 20.

232. Assim, no primeiro ensaio realizado, que considerou o gasto dedutível como um percentual da receita bruta, obtido pela média simples – média das médias – dos gastos observados no período em estudo, obteve-se um resultado arrecadatório estimado significativamente inferior ao resultado obtido no período analisado, o que já era esperado, devido às grandes variações de volumes e valores relativos que são verificados em campos de características distintas.

233. Todavia, ao se realizar o segundo ensaio, cujos gastos dedutíveis foram estimados pela média ponderada pelo volume de produção dos campos, levando-se em consideração, portanto, uma das principais características afetas ao pagamento de PE, o resultado arrecadatório se aproximou do real arrecadado sob o atual modelo.

234. *Em um último ensaio, verificou-se que a equalização do resultado arrecadatório estimado se equivaleria ao real, com toda a complexidade de declaração e fiscalização que hoje se apresenta, quando se aplicou uma redução de apenas quatro pontos percentuais sobre a média ponderada de gastos do período estudado. Isso ilustra, tão-somente, que por meio de uma formulação estatística simples, com base nos dados históricos disponíveis, parece possível encontrar um índice de aplicação direta, que resultaria em uma espécie de “sistemática de dedução de gastos presumidos”.*

235. *A aplicação de metodologia semelhante a essa seria capaz de reduzir significativamente a complexidade, os riscos e os custos burocráticos para a comprovação de gastos dedutíveis na apuração da participação especial. Em consequência, o controle e a fiscalização, de igual modo, seriam em muito otimizados, em privilégio aos princípios da simplicidade arrecadatória, economicidade e eficiência.*

236. *Decidiu-se, em sequência, realizar análise similar específica para os campos terrestres – uma melhoria no tratamento estatístico realizado por segregar os campos terrestres dos campos marítimos, que apresentam produção em níveis incomparáveis –, exatamente por ter se observado que tais campos respondiam por uma parcela pouco significativa da arrecadação, embora possuam exigências idênticas.*

237. *Uma segunda tabela com os resultados de ensaios similares foi elaborada com os dados somente de campos terrestres. Os resultados estão apresentados abaixo:*

*Tabela 6 - Simulações de PE com base em dados estatísticos (terra)*

	<b>Participação especial [R\$]</b>
<b>Modelo atual</b>	1,5 bilhão
<b>Estimativa (média simples)</b>	1,2 bilhão
<b>Estimativa (média ponderada)</b>	1,4 bilhão
<b>Estimativa (média ponderada -4 p.p.)</b>	1,5 bilhão

*Fonte: peça 20.*

238. *Além das constatações semelhantes às apresentadas para o caso completo, exposto à Tabela 5, uma observação adicional e importante é que, embora as exigências sejam similares a título de declaração e fiscalização dos gastos dedutíveis, a relevância dos campos terrestres se mostra bastante baixa. Do total arrecadado nos dez anos analisados, menos de 1% se refere a campos terrestres.*

239. *Veja-se que, para este caso, a simples utilização de uma dedução pela média ponderada dos dados dos últimos dez anos já conduziria a um resultado aproximado do real arrecadado. Da mesma forma que na análise anterior, um desconto de quatro pontos percentuais em relação à média ponderada já retornaria o valor para um nível semelhante ao que se obteve com a utilização da metodologia atual.*

240. *Registra-se, aqui, que outros estudos específicos e análises estatísticas mais densas podem ser realizadas com vistas a subsidiar eventuais alterações na regulação de modo a torná-la mais adequada, a exemplo de regressões que procurem estimar as variações causadas pelo valor de referência do petróleo; expurgar os gastos relativos a royalties das análises, que já são definidos em termos percentuais; dar tratamento distinto a depender do tipo de campo (razão gás/óleo); dar tratamento distinto para gastos concentrados (provisão de abandono e gastos exploratórios), bem como outras possibilidades de se melhorar o modelo para calibrar de forma adequada um possível modelo inovador de arrecadação de participações especiais.*

241. *Pelo exposto, conclui-se que uma metodologia de declaração complexa que não permita controle adequado e tempestivo não se alinha ao princípio da simplicidade, tampouco obedece ao disposto na Lei das Agências de se adequar os meios aos fins regulatórios, por exigir enorme esforço*

***burocrático e custoso das empresas para comprovarem itens que não são nem podem ser aferidos com a precisão e tempestividade mínimas exigíveis pelos agentes estatais incumbidos de tal tarefa.***

242. *Pondera-se que a legislação brasileira já permite, para alguns setores específicos, que as empresas optem pela utilização de instrumentos arrecadatórios simplificados, como é o caso do lucro presumido para efeito do cálculo do imposto de renda devido por pessoas jurídicas. Assim, aquelas empresas que desejam simplificar suas comprovações, podem utilizar um lucro presumido compatível com o seu segmento de atuação, reduzindo burocracia, facilitando o controle e melhorando o ambiente de negócio, com incremento significativo na segurança jurídica. Solução semelhante pode ser estudada para aplicação no que diz respeito aos cálculos da participação especial.*

243. *A solução atualmente tentada pela ANP para o problema, indicada em resposta a questionamento desta equipe de auditoria, de adequação dos recursos humanos e materiais e celebração de convênio com o Governo do Estado do Rio de Janeiro para fiscalizações conjuntas, não parece efetiva face aos desafios que foram aqui apresentados (peça 28, p. 5):*

*Ressalta-se que a ANP, nos termos do art. 8º, VII, da Lei nº 9.478/97, vem buscando formas de ampliar as ações de fiscalização mediante convênios com órgãos estaduais. Neste sentido, a ANP está em tratativas com o Governo do Estado do Rio de Janeiro (unidade federada para a qual é destinada a maior parte da arrecadação de Participação Especial), visando firmar Acordo de Cooperação Técnica e Operacional, com objetivo exclusivo de fiscalização (auditoria) de Participação Especial oriunda dos campos confrontantes com o Estado do Rio de Janeiro.*

244. *Mesmo que se implemente o tal acordo, existe alta probabilidade de que os riscos de perda arrecadatória decorrentes da complexidade das declarações de gastos dedutíveis permaneçam sem o tratamento adequado e, como efeito colateral, tende a tornar ainda mais pesada a estrutura de recursos humanos da ANP e daquele Estado Federativo, que enfrenta problemas de equilíbrio fiscal há anos.*

245. *Não se pode deixar de registrar o crescimento do setor de petróleo nos últimos anos e a predileção do mercado para contratos regidos sob o regime de concessão. A quantidade de campos que têm recentemente entrado em operação, com potencial de produção para atingimento do limite para pagamento de participações especiais e os já citados esforços legislativos para incluir campos gigantes do pré-sal no regime de concessão, tendem a aumentar ainda mais o impacto potencial dos riscos apresentados para a arrecadação estatal, o que tornará a tarefa de fiscalização a cargo da ANP, a continuar da forma atual, cada vez mais desafiadora.*

246. *Importante também assinalar que é cada vez maior a participação de operadores privados no mercado de petróleo brasileiro. A adequação dos sistemas arrecadatórios, como a oportunidade aqui analisada de modernização da sistemática de cálculo das participações especiais, além de significar potencial aumento de arrecadação, tende a conferir maior competitividade ao Brasil em um mercado globalizado, que disputa investimentos cada vez mais raros, tendo em vista os esforços mundiais e crescentes para a diminuição do consumo de combustíveis fósseis.*

247. *Por fim, importante registrar, dada a relevância do assunto aqui tratado para debates a respeito da adequação dos regimes, que a dificuldade de comprovação, acompanhamento e fiscalização de tais gastos não se trata de problema exclusivo dos contratos sob o regime de concessão. Pelo contrário, as operadoras têm registrado forte restrição à participação da PPSA na apropriação dos gastos passíveis de dedução para cálculo da parcela de excedente em óleo da União nos contratos sob o regime de partilha.*

248. *De forma simplificada, a dedução de custos para definição do excedente em óleo a ser partilhado com a União nos contratos de partilha é feita mês a mês, de forma detalhada, com apresentação, conferência e eventuais questionamentos sendo realizados pela PPSA.*

249. *Deixou-se de incluir no escopo desta fiscalização a sistemática de apresentação e controle dos custos dedutíveis do óleo lucro por já ter sido objeto de análise desta unidade, além de ter se mostrado*

*de menor ordem de grandeza. Hoje há em operação no país somente um campo sob o regime de partilha – Campo de Mero – o que torna tais gastos ainda “pequenos” face ao que se constatou em relação à participação especial, exclusiva para o regime de concessão. Contudo, é bastante provável que, em breve, a PPSA enfrente problemas similares aos que se expôs neste tópico.*

250. *No mencionado recente trabalho realizado por esta secretaria especializada, cujo objetivo foi “avaliar a gestão de riscos do processo de aprovação e reconhecimento do custo em óleo”, foram constatados três achados que se comunicam com o que se relatou aqui, vinculado aos gastos dedutíveis referentes ao cálculo da PE (TC 027.079/2018-0):*

*Achado 1: A PPSA não desenvolveu um processo permanente de identificação e análise de riscos relevantes no âmbito de seus principais processos de trabalho, dentre eles o de Reconhecimento e Apropriação do Custo em Óleo.*

*Achado 2: Fragilidades nos controles internos aplicados ao processo de Reconhecimento do Custo em Óleo.*

*Achado 3: Não divulgação de receita pública do excedente em óleo que pertence à União.*

### Conclusão

251. *O presente tópico se dedicou a demonstrar que **o atual normativo que regula a elaboração e apresentação da Dape insere complexidade às apresentações e às demonstrações dos gastos dedutíveis para efeitos de cálculo da participação especial. Ainda, demonstrou que em decorrência dessa complexidade, a agência reguladora não possui capacidade fiscalizatória adequada para garantir controle efetivo e mitigar o risco de perda arrecadatória por inconsistência declaratória, em afronta ao princípio da simplicidade e ao art. 4º da Lei 13.848/2019.***

252. *Assim, as análises demonstram que há elevado risco de perda arrecadatória em relação à participação especial nos contratos regidos pelo regime de concessão, pela potencialidade de declarações inconsistentes que aumentem artificialmente os gastos dedutíveis, sem que a ANP seja capaz de identificar e reprimir adequadamente essas ocorrências, devido principalmente ao **complexo mecanismo de comprovação de gastos e a natureza também complexa de algumas rubricas de materialidade relevante que são utilizadas nas deduções de gastos.** Além disso, os custos burocráticos impostos às empresas operadoras prejudicam o ambiente de negócios no País, diminuindo a competitividade dos leilões de petróleo brasileiro e privilegiando comportamentos inadequados em setores específicos do mercado.*

253. *Ressalta-se ser importante a criação de incentivos e punições adequadas, segundo as mais modernas teorias regulatórias – podendo inclusive se utilizar do que se conhece por nudge (termo em inglês utilizado no estudo de economia comportamental para definir o “empurrão” na direção desejada), sem deixar de coletar dados importantes para que se possa, a depender da evolução do mercado, realizar novos ajustes, o que só é possível mediante a análise de dados, como aqui se realizou.*

254. *Destaca-se que especial atenção e urgência devem ser dedicadas à rubrica “gastos com abandono”, uma vez que se demonstrou neste trabalho, associado a trabalho recente desta SeinfraPetróleo (TC 039.462/2019-6), que se trata de mera expectativa de despesas, que podem ou não ocorrer ao final da vida útil do campo, e que por isso assume caráter precário, tendo apresentado expressivo crescimento nos gastos dedutíveis dos últimos anos.*

255. *Pelo exposto, será apresentada proposta de encaminhamento no sentido de recomendar que a agência reguladora elabore estudos específicos, levando em consideração o elevado volume de dados existentes a respeito dos referidos gastos dedutíveis, para que aprimore o seu normativo atualmente vigente referente à Dape, de forma a inserir no setor maior segurança jurídica, eficiência arrecadatória e competitividade ao País.*

256. *Passa-se ao último tópico do capítulo, que apesar de menor relevância material, não o torna*

irrelevante. Diz-se que é de menor relevância material porque não afeta os campos gigantes do pré-sal brasileiro, o que reduz seu impacto monetário, mas possui significância em relação a eficiência de campos menores, podendo induzir o desestímulo à inovação, produtividade e eficiência produtiva.

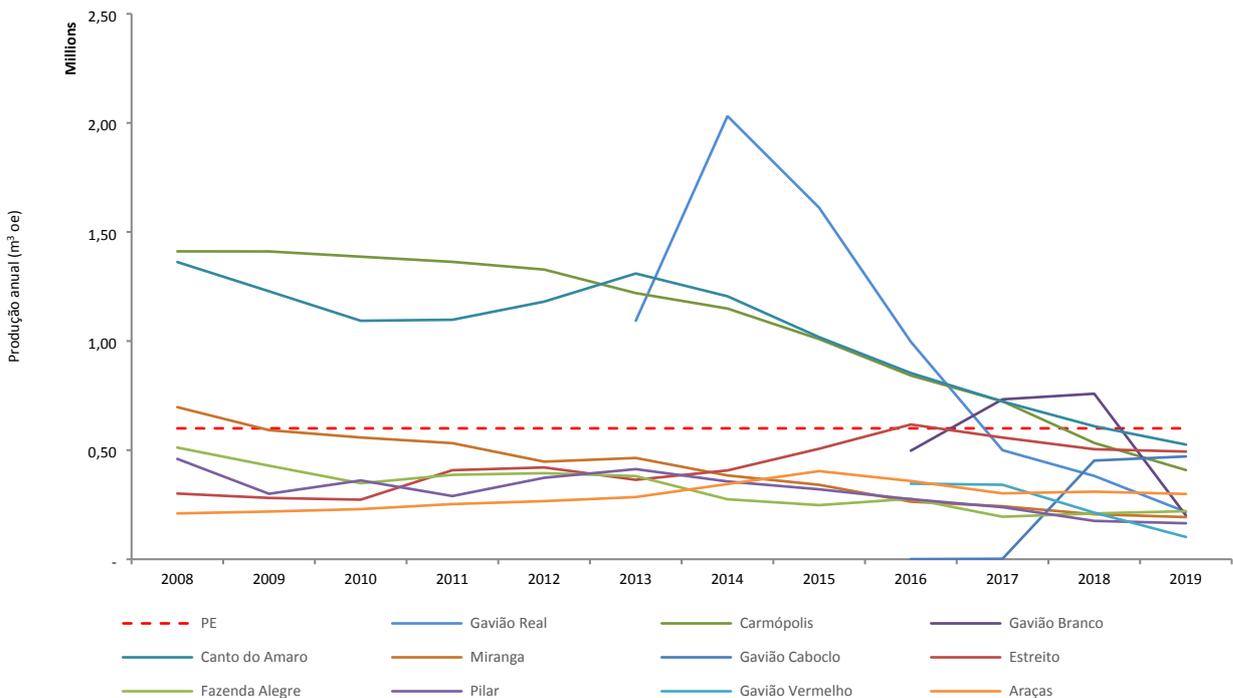
III.3 Desestímulo à eficiência decorrente do estabelecimento de obrigações e custos abruptos a partir de determinada produção

257. Durante as análises decorrentes da execução dos procedimentos de auditoria, observou-se que a produção de vários campos se mantinha constante durante anos consecutivos, de modo que a produção volumétrica se situava logo abaixo da linha de corte que acionava o gatilho para a cobrança de participação especial. Essa situação, um pouco incomum quando se trata de curvas de produção de campos de petróleo, pode indicar o risco de ajuste estratégico de produção provocado por linhas de corte de cobranças governamentais, o que poderia vir a prejudicar a exploração eficiente dos campos e comprometer a neutralidade desejável de um sistema arrecadatório.

258. Embora a situação mais clara tenha se dado nos campos terrestres, observou-se também o comportamento em campos marítimos em profundidade superior a 400m. Obviamente que este comportamento somente se mostra possível em campos com potencial de produção próximo à linha de corte de pagamento de PE. Em grandes campos, as empresas ou consórcios precisam acelerar a produção para evitar o encerramento do prazo de concessão antes da exploração completa dos hidrocarbonetos existentes e que são técnica e economicamente viáveis de serem produzidos.

259. Percebeu-se que as curvas de produção de alguns campos têm fugido ao padrão do setor, em que normalmente se verifica um pico de produção seguido por uma queda contínua, até que se implementem técnicas mais avançadas e custosas de recuperação de hidrocarbonetos, quando se observa uma nova ascendente, novo pico e nova queda. Em diversos casos que serão apresentados no Gráfico 11 – iniciando pelos campos terrestres –, a produção se assemelha a um platô por anos consecutivos, abaixo da linha de pagamento de participação especial:

Gráfico 11 – Produção anual de petróleo de alguns campos em terra e linha de corte para pagamento da PE



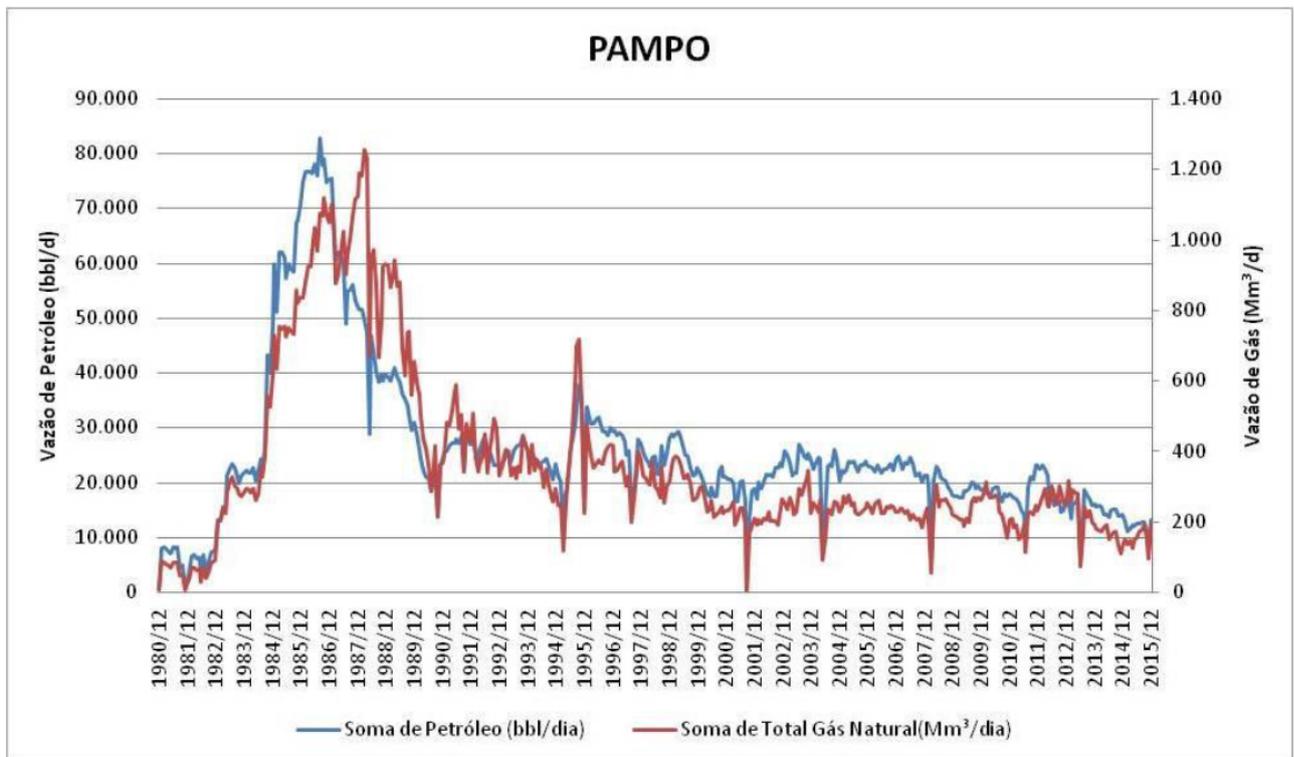
Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos pela ANP.

260. Neste primeiro gráfico, relativo à produção de campos terrestres, cujas estruturas de produção são menos complexas e, portanto, mais fáceis de serem ajustadas, observa-se mais claramente e em maior número a tendência dos operadores de produzir até o limite do pagamento de participação especial. Destaque para os campos de Araças, Estreito, Fazenda Alegre, Pilar e Miranga que por mais de uma década produzem volumes próximos ao limite para pagamento de participação especial.

261. Em relação à produção de campos em mar, com profundidade inferior a 400 metros, não se observou o comportamento mencionado. Nesse enquadramento há poucos campos com produção elevada, de forma que a amostra possível não é relevante, pois, fora os três campos que com alguma frequência produziram acima do limite no período analisado (Manati, Peregrino e Baúna), somente se localizou outros três com produção próxima ao valor para pagamento de PE. Trata-se de campos antigos, cujas produções já se encontram em declínio, seguindo o comportamento de produção padrão do setor de petróleo, conforme se demonstra na sequência.

262. Pampo, descoberto em 1977 (aproximadamente 18% de volume recuperado até 2015), pico da produção por volta do ano de 1986:

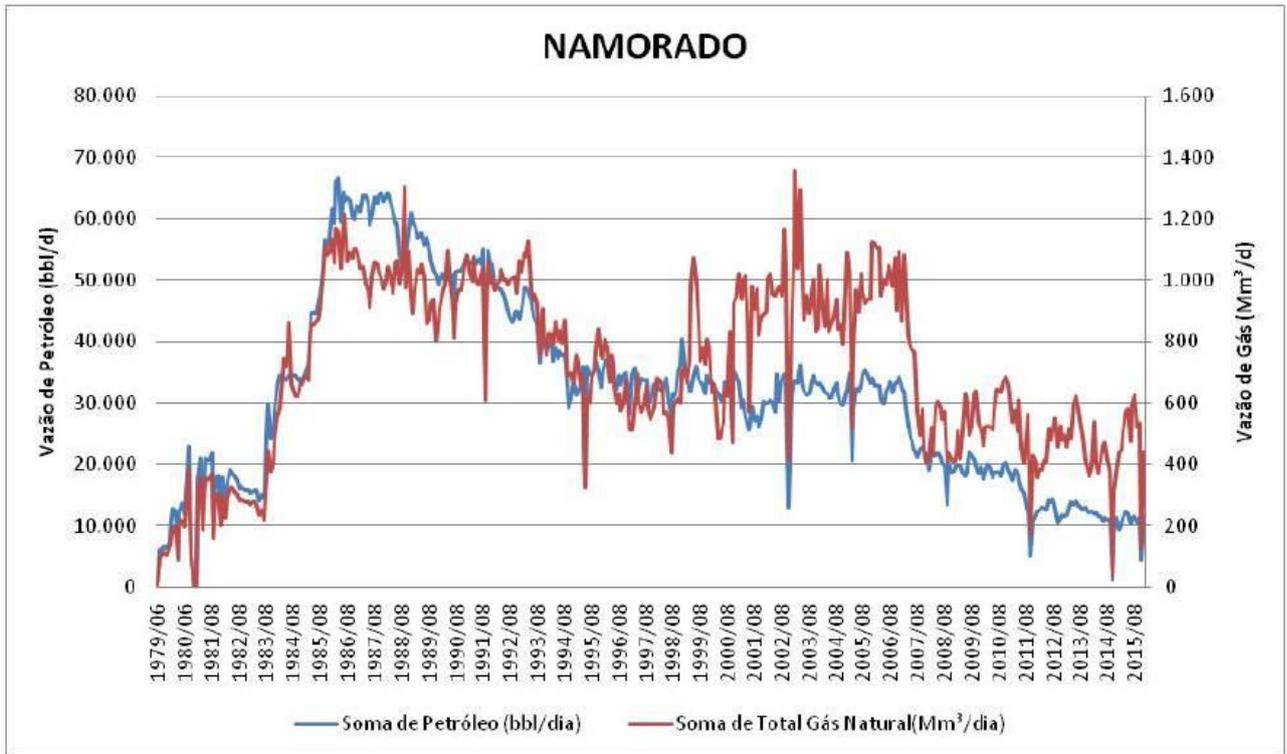
Figura 8 – Histórico de produção do Campo de Pampo



Fonte: PD de Pampo ([http://www.anp.gov.br/images/planos\\_desenvolvimento/Pampo.pdf](http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Pampo.pdf)).

263. Namorado, início da produção em 1979, pico da produção por volta do ano de 1986 e 1987. Destaque para um segundo pico, com maior proporção de gás – provavelmente decorrente da aplicação de técnicas mais sofisticadas de recuperação de hidrocarbonetos –, ocorrido entre os anos de 2003 e 2006:

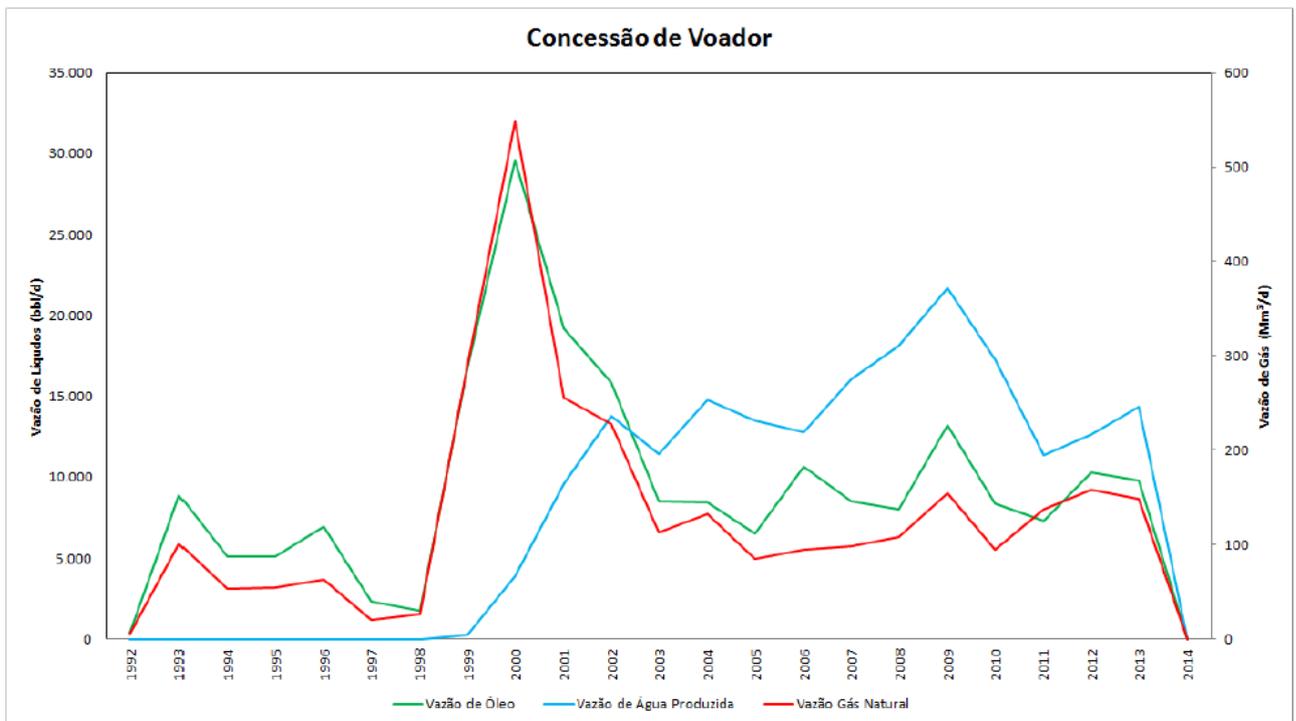
Figura 9 – Histórico de produção do Campo de Namorado



Fonte: PD de Namorado ([http://www.anp.gov.br/images/planos\\_desenvolvimento/Namorado.pdf](http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Namorado.pdf))

264. Voador, início da produção em 1992, pico da produção por volta do ano de 2000:

Figura 10 – Histórico de produção do Campo de Voador

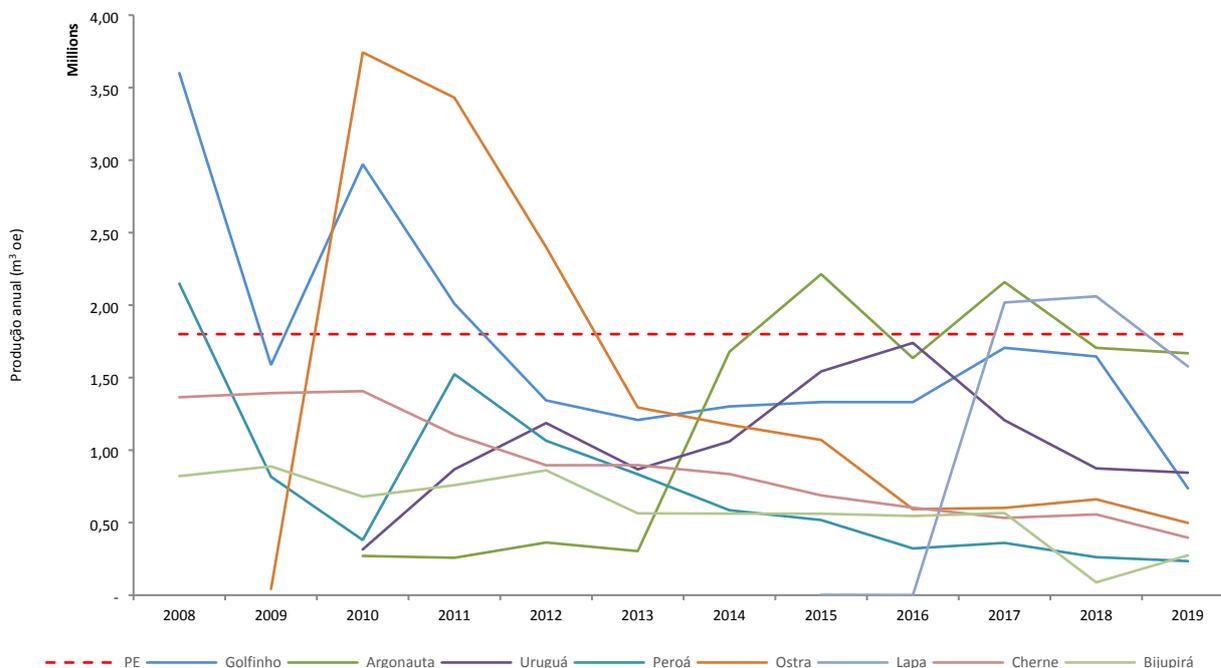


Fonte: PD de Voador ([http://www.anp.gov.br/images/planos\\_desenvolvimento/Voador.pdf](http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Voador.pdf)).

265. Embora tenha se registrado que o comportamento de ajuste da produção em função do gatilho para pagamento de PE seja mais simples de ser realizado em campos terrestres, dada a estrutura de custos, indícios desse comportamento também puderam ser observados nos campos marítimos com

profundidade acima de 400 m. A seguir, o Gráfico 12, relativo aos campos que se enquadram em tal classificação geológica e que estão próximos ao limite da primeira alíquota de participação especial:

Gráfico 12 – Produção anual de petróleo de alguns campos em mar (profundidade superior a 400m) e linha de corte para pagamento da PE



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

266. O Campo de Golfinho, por exemplo, em vez de apresentar uma queda contínua, como esperado para as curvas de produção, apresenta uma curva que se sustenta perto dos 1,5 milhão de m<sup>3</sup> de óleo equivalente ao ano, ou cerca de 375 mil m<sup>3</sup> por trimestre, sendo que a primeira faixa de participação especial passa a incidir em produção acima de 450 mil m<sup>3</sup>.

267. Assim, surge o risco de não serem adotados os métodos produtivos mais eficientes por aumento da carga fiscal do operador quando atingida a linha de pagamento de PE, o que pode vir a comprometer a exploração ótima para aquele reservatório, o que tende, por sua vez, a impactar a arrecadação no curto prazo e ao final da vida útil do campo.

268. Situação similar pode ser observada em relação à produção do Campo de Uruguá, onde desde 2010 a sua produção não atingiu o limite para incidência de participação especial, embora tenha se aproximado bastante no ano de 2016.

269. Quanto ao Campo de Argonauta, cuja produção se iniciou em 2010, pode-se verificar que a produção atingiu um limite superior ao pagamento de participação especial, logo depois a produção teve uma queda e retornou a níveis inferiores ou limítrofes para o pagamento de participação especial, apresentando em seguida nova alta e nova queda.

270. Como se pode observar das curvas de produção, embora não seja possível afirmar que o comportamento observado para a produção seja definido por conta do gatilho para o pagamento de participação especial, parece claro que este pode se mostrar como um relevante elemento nas análises constantes dos estudos de viabilidade relativos ao desenvolvimento dos campos, especialmente no que se refere a investimentos adicionais.

271. Em contrapartida, a ANP, em resposta ao questionário a ela dirigido, sustentou que o plano de desenvolvimento dos campos serviria para garantir que o desenvolvimento estaria seguindo as melhores técnicas e práticas da indústria. Ocorre que, apesar do inquestionável conhecimento técnico da equipe

da ANP, impossível negligenciar a abissal assimetria de informações existente no setor, de forma que não se afigura tarefa muito complexa aos operadores conseguirem demonstrar técnica e economicamente a validade dos planos de desenvolvimento apresentados à agência que, eventualmente, deixem de prever uma técnica inovadora para extração de hidrocarbonetos suportada pela decisão empresarial de evitar o gatilho das participações especiais.

272. Não se pode olvidar do fato de que os agentes do mercado vão sempre procurar maximizar seus lucros, mesmo que em prejuízo da melhor estratégia de desenvolvimento das jazidas, e, nessa trilha, avalia-se sempre as opções possíveis de investimento e respectivos impactos, inclusive arrecadatários. Repisa-se, aqui, que não se está afirmando que operadores de grandes campos deixarão de produzir acima do gatilho de PE, mas que aqueles que estiverem às margens do referido gatilho podem se sentir estimulados a ajustar sua produção para baixo da linha criada pela regulação.

273. Obviamente que outros podem ser os motivos para o formato das curvas observadas, trata-se somente de uma inferência que aqui se apresenta e se considera desnecessária e infrutífera a tentativa de exaurir tal hipótese, exatamente por conta da assimetria de informações existente, mas o estímulo à ineficiência, em algum grau, por certo, existe.

274. Além do efeito direto da incidência de PE sobre a produção adicional, outro desestímulo à eficiência, indireto, foi constatado durante a aplicação dos procedimentos de auditoria. Em outra resposta a requisição realizada, a ANP informou que a partir do ponto de produção em que se passa a incidir participação especial, os operadores se veem obrigados a investir e comprovar, por meio de complexos procedimentos burocráticos, 1% de sua receita bruta em projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), ou seja, além do impacto da participação especial, em si, o operador terá outras despesas, equivalente ao montante de 1% de sua receita bruta.

275. Essa exigência consta nos contratos pactuados, a exemplo do texto seguinte, extraído do modelo de contrato da primeira rodada de concessões (disponível no sítio <http://rodadas.anp.gov.br/pt/>) e cujo teor, com ajustes de forma, se replica às demais rodadas de leilão realizadas:

22.2 Caso a Participação Especial seja devida para um Campo em qualquer trimestre do ano calendário conforme disposto acima, o Concessionário será obrigado a realizar Despesas Qualificadas com Pesquisa e Desenvolvimento (conforme definidas no parágrafo 22.2.3) em valor equivalente a 1% (um por cento) da Receita Bruta da Produção para tal Campo.

22.2.1 Tais Despesas Qualificadas com Pesquisa e Desenvolvimento deverão ser realizadas até 30 de junho do ano seguinte ao ano calendário em que se inserem o trimestre ou trimestres em questão. Até 30 de setembro de tal ano seguinte, o Concessionário deverá fornecer à ANP um relatório completo das Despesas Qualificadas com Pesquisa e Desenvolvimento realizadas, incluindo descrição dos aspectos técnicos e documentação auxiliar, conforme normas a serem definidas pela ANP.

22.2.2 Despesas Qualificadas com Pesquisa e Desenvolvimento que forem realizadas pelo Concessionário, seja quando ele não estiver obrigado a realizar tais Despesas conforme previsto no parágrafo 22.2, ou quando as realizar além do limite a que esteja obrigado, poderão ser compensadas como crédito contra tal obrigação em um futuro trimestre; sendo que tais montantes creditados não poderão ser utilizados para compensar mais do que 25% da obrigação total (i.e., 0,25% da Receita Bruta da Produção) para um dado Campo em um dado trimestre.

22.2.3. “Despesas Qualificadas com Pesquisa e Desenvolvimento” significa:

(a) todos os montantes pagos a universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico que forem credenciados para este fim pela ANP, independentemente do fato destas envolverem ou estarem relacionadas às Operações deste Contrato; e

(b) despesas relativas a Atividades de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico realizadas em instalações do Concessionário, suas Afiliadas ou contratadas, localizadas no Brasil, independentemente do fato destas envolverem ou estarem relacionadas às Operações deste Contrato. Os gastos sob este sub-item (b) não poderão representar mais do que 50% das Despesas Qualificadas com Pesquisa e Desenvolvimento relativas a um dado Campo, em um dado trimestre.

Para o fim de conceder o credenciamento referido no sub-item (a) acima, a ANP considerará as áreas de interesse e temas relevantes ao setor de petróleo e seus derivados, gás natural, o meio-ambiente e energia.

276. A título de exemplo, se determinado campo terrestre produz 149.999 m<sup>3</sup> de óleo equivalente em determinado trimestre e produz 150.000 m<sup>3</sup> no trimestre seguinte, ele passa a ser obrigado a comprovar investimentos em PD&I. Em um cálculo meramente ilustrativo, supondo o valor de referência para o metro cúbico de petróleo igual a R\$ 1.000, o operador passa a ter que demonstrar no trimestre seguinte o investimento de R\$ 1,5 milhão em PD&I (1% de 150.000 m<sup>3</sup> x R\$ 1.000).

277. Para o caso de campos marítimos de profundidade superior a 400m, essa situação é mais expressiva. A conta começa em 450.000 m<sup>3</sup>, ou seja, 3 vezes a produção terrestre. A tabela a seguir ilustra os exemplos:

Tabela 7 – Impacto de PD&I

	Terra		Mar >400m	
<b>Produção</b>	149.999 m <sup>3</sup>	150.000 m <sup>3</sup>	449.999 m <sup>3</sup>	450.000 m <sup>3</sup>
<b>Obrigatoriedade de PD&amp;I</b>	Não	Sim	Não	Sim
<b>Valor PD&amp;I<sup>1</sup></b>	R\$ 0,00	R\$ 1,5 mi	R\$ 0,00	R\$ 4,5 mi

Fonte: elaboração própria.

<sup>1</sup>Valor de referência: R\$ 1.000/m<sup>3</sup>

278. Nesse caso, um único m<sup>3</sup> adicionado pode levar o operador à obrigação de comprovar investimentos em PD&I em R\$ 4,5 milhões adicionais. Por óbvio essas contas são consideradas quando da análise do VPL do projeto, inclusive, e até principalmente, de seus investimentos incrementais, situação em que a viabilidade econômica do ativo passa a ser mais dependente da eficiência operativa.

279. Vale ainda o registro de que a incidência da participação especial é sobre a receita líquida dos campos, enquanto o PD&I, como mencionado acima, incide sobre a receita bruta, similar aos royalties, de sorte que, em cenários de preços baixos de petróleo, mesmo que o campo venha a apresentar prejuízo operacional, mas produção igual ou superior ao gatilho estabelecido, ele se vê obrigado a comprovar os gastos na rubrica de PD&I, muitas vezes, portanto, o impacto monetário dessa rubrica nas contas dos campos que operam próximo ao gatilho estabelecido é inclusive superior ao valor recolhido a título de PE.

280. Fora isso, registra-se que esse m<sup>3</sup> adicional acrescerá, em paralelo, o custo da burocracia atrelada à comprovação tanto dos dados relativos ao cálculo da PE, atualmente disciplinada pela Resolução ANP 58/2001, quanto desses vultosos gastos a título de PD&I, cujas regras de aplicação variam conforme a rodada de leilão, sendo atualmente disciplinadas pelo Regulamento Técnico ANP 7/2012.

281. Por fim, além do gasto adicional, seja pelo efetivo pagamento da PE ou de investimentos em PD&I, e do acréscimo de burocracia, um último impacto relevante é que, ao fazer parte do pequeno grupo de campos pagadores de participação especial (atualmente são cerca de quinze campos, com alguma variação entre os trimestres), o campo passa a contar com a possibilidade de sofrer algum tipo de fiscalização por parte da ANP. Logo, conforme tratado no segundo achado, e, devido à complexidade dos gastos, extensamente abordado naquele tópico, por mais correto que os concessionários tentem ser, sempre estarão sujeitos a erros, com possíveis aplicações de penalidades.

### Conclusão

282. Este terceiro e último tópico relacionado à eficiência dos instrumentos arrecadatários relacionados a rendas extraordinárias do setor, tratou do que a equipe considerou **desestímulo à eficiência decorrente do estabelecimento de obrigações e custos abruptos a partir de determinado limite de produção**.

283. A equipe considerou que o incremento em complexidade e custos a partir do limite de produção

*estabelecido para início da obrigatoriedade de se pagar as participações especiais atua como estímulo regulatório perverso, induzindo, potencialmente, as concessionárias dos campos que possuem produção próxima à primeira faixa a não investir em elevar sua produção, de modo a se manter abaixo desse limite, o que indica que os instrumentos regulatórios, em princípio, estariam contrariando o princípio da eficiência produtiva e da neutralidade arrecadatória.*

284. *Diante da referida constatação, será apresentada proposta de encaminhamento no sentido de recomendar que os entes estatais envolvidos (MME e ME) se articulem, em acréscimo à recomendação constante do primeiro tópico deste capítulo, para que, no processo de aprimoramento do instrumento que estabelece a participação especial, preveja os impactos da cobrança de participação especial e investimentos em PD&I, utilizando-se de estratégia que induza a eficiência e reduza os impactos sobre a neutralidade arrecadatória, com destaque para a possibilidade de utilização de nudge, ou incentivo, como forma de induzir o comportamento desejado.*

285. *Registra-se, em acréscimo, que as análises deste tópico tangenciaram a cláusula de PD&I (pesquisa, desenvolvimento e inovação). Ocorre que, por fugir ao escopo do trabalho, não houve oportunidade de aprofundamento para se analisar a efetividade e eficiência de tal cláusula. Apesar disso, é possível concluir em cognição primária que a atual regulação de PD&I implica em potencial desestímulo ao aumento de produção nos campos situados nos casos limítrofes de pagamento de PE, afigurando-se, portanto, como uma possibilidade de atuação desta Corte de Contas.*

286. *Após verificados os instrumentos arrecadatários relativos, em essência, à apropriação ao Estado de rendas extraordinárias geradas pelo setor, seja PE (concessão) ou EOU (partilha), passa-se, em seguida, a tratar sobre o impacto da magnitude dos bônus de assinatura sobre a competitividade dos certames realizados especificamente sobre o modelo de partilha.*

#### **IV. Magnitude dos bônus de assinatura (regime de partilha)**

287. *Conforme já apresentado, o bônus de assinatura é o valor que a concessionária deve pagar ao governo para a assinatura do contrato. No modelo de concessão, o bônus de assinatura serve como critério da classificação do leilão e, a partir de um valor mínimo definido em edital, as empresas, individualmente ou em consórcio, ofertam valores de bônus em sessão pública. Dessa forma, caso o valor mínimo do bônus seja estabelecido em patamar elevado, as empresas tendem a não apresentar propostas, de forma que o leilão resta fracassado e o bloco pode ser novamente avaliado pelo governo e eventualmente retornar para etapa de leilão, em outras rodadas.*

288. *De outra forma, em um leilão de bloco sob o regime de concessão, caso o governo estipule bônus mínimo em valor razoável, é mais factível haver competitividade. A desejada competição é, inclusive, capaz de vir a corrigir situações de eventual subavaliação de ativos, não incomum de acontecer em face da grande assimetria de informações que caracteriza o setor. Aqui se antecipa, todavia, que os bônus de assinatura não são instrumentos aptos a capturar rendas extraordinárias decorrentes de campos gigantes, especialmente daqueles com potencial de produção que venha a superar a última faixa de progressão de alíquotas de PE.*

289. *Já no modelo de partilha, o bônus de assinatura é fixado pelo edital e não serve de critério para aferir quem se sagrará vencedor do certame, o qual é realizado com base na oferta de maiores alíquotas de partilha. Tanto o valor do bônus de assinatura quanto o da alíquota mínima de partilha são definidos em edital com base em estudos nos quais se estabelece o alvo da arrecadação desejada e então se estabelecem as combinações entre os dois instrumentos, para que se atinja o resultado desejado.*

290. *Ocorre que, embora do ponto de vista fiscal as combinações possam indicar resultados semelhantes para o Estado, do ponto de vista do mercado e do leilão, a exigência de elevados bônus de assinatura é interpretada como uma prática negativa, ou prejudicial. Isso por ser o bônus um instrumento com característica de regressividade, que incrementa substancialmente os riscos exploratórios e, ainda, que atua como barreira à entrada de potenciais interessados com menor*

*disponibilidade imediata de caixa.*

291. *Assim, não se considera que a tal equivalência fiscal seja de fato verdadeira, uma vez que a redução da competitividade do certame pode culminar em resultados menos atrativos ao Estado, do ponto de vista arrecadatário. Isso é o que as análises realizadas no próximo tópico demonstram.*

#### *IV.1 Impacto na competitividade dos leilões decorrente da magnitude dos bônus de assinatura*

292. *Passando a abordar outro componente do regime fiscal – bônus de assinatura –, a equipe de auditoria buscou analisar se a eventual definição do valor de bônus de assinatura em patamares elevados para os blocos leiloados nas sete rodadas sob o regime de partilha de produção realizadas até o momento – seis rodadas ordinárias e mais o leilão dos excedentes da cessão onerosa – teria interferido na competitividade dos certames e, por consequência, reduzido o resultado arrecadatário potencial dos blocos.*

293. *Sob esse enfoque, considera-se “elevado valor de bônus de assinatura” aquele que interfere decisivamente na competitividade do leilão, desincentivando empresas interessadas a arrematar certo bloco. Esse valor depende das características de cada bloco leiloado.*

294. *Dito isso, os dados analisados possibilitam concluir que o valor dos bônus de assinatura exigidos pode comprometer a competitividade dos leilões sob o regime de partilha e, por consequência, reduzir o resultado fiscal potencial dos leilões ou até mesmo impedir o sucesso do leilão – leilão fracassado.*

295. *Aqui se deve repisar a diferença entre a cobrança do bônus de assinatura nos dois regimes, o que direcionou os trabalhos da equipe de auditoria para os leilões sob o regime de partilha. Enquanto nos leilões de áreas sob concessão o bônus de assinatura é fator de definição do vencedor do leilão, para os leilões sob o regime de partilha da produção, os bônus são fixados pelo governo e os lances ofertados se aplicam sobre a alíquota mínima de partilha definida para o leilão.*

296. *Assim, para os leilões sob o regime de concessão, caso o governo estabeleça um valor de bônus considerado elevado pelo mercado, o resultado será, provavelmente, o fracasso da concessão daquela área. De outra forma, caso o governo estipule um valor de bônus inicialmente baixo, o mercado, em processo competitivo, tenderá a efetuar lances sobre aquele valor, fazendo com que se obtenha o valor justo de venda. Ou seja, no caso de leilão sob o regime de concessão, o estabelecimento de elevado valor de bônus poderá prejudicar o resultado do leilão, gerando frustração imediata na expectativa de receitas, mas o bloco ainda poderá ser objeto de futuro certame, que poderá, mediante ajustes, oferecer ao Estado renda razoável.*

297. *Já em relação à estipulação de bônus de assinatura elevado para o regime de partilha, o resultado pode vir a ser uma situação potencialmente mais danosa ao resultado arrecadatário. Explica-se. Uma vez os lances serem oferecidos sobre a alíquota mínima, eventual definição de bônus de assinatura elevado poderá afastar eventuais operadores dispostos a valorar o ativo de forma mais favorável ao Estado. Isso por fatores outros, que não a sua eficiência operacional ou sua visão de sinergia do ativo com outros investimentos, mas por uma maior aversão ao risco exploratório aumentado, ao maior custo de capital ou à indisponibilidade imediata de caixa.*

298. *Com essas barreiras à entrada, diminui a quantidade de ofertas, resultando, possivelmente, no arremate de alguns campos por alíquotas de partilha inferiores aos seus potenciais, simplesmente pela falta de competitividade do leilão. Ou seja, nessa situação, a área tende a ser repassada à exploração do agente privado sem que o mercado a tenha valorado de forma adequada.*

299. *Ademais, o bônus de assinatura é um valor não recuperável pelo operador-investidor. Pode ser considerado, assim, como um custo afundado, que quanto maior, menor será a atratividade econômica do investimento.*

300. *Veja-se que, a partir da descoberta da existência de campos gigantes no pré-sal brasileiro, a legislação necessitou ser alterada, mudando o marco legal exploratório exatamente para que o Estado*

*pudesse se apropriar de maior renda daquelas jazidas. Uma percepção adequada é a de que o mercado não seria capaz de valorar adequadamente, mediante a concessão de bônus elevadíssimos que contêm vários riscos intrínsecos, a grandeza daquelas jazidas e, com isso, passou-se a exigir a disputa sobre alíquotas de partilha, melhor distribuindo os riscos entre governo e empresas, uma vez que a maior parcela arrecadada não adviria de um elevado valor de bônus de assinatura, mas da apropriação de parte da produção ao longo de toda a etapa produtiva do campo.*

301. *Nesse mesmo sentido, a Lei da Partilha desenhou um regime voltado a “manter atrativa a atividade de exploração e produção” nacional, bem como “contribuir para o fortalecimento da posição internacional do País”, mas também para “aumentar a apropriação da renda petrolífera pela sociedade”, consoante Exposição de Motivos da Lei 12.351/1997 (peça 16).*

302. *Desta forma, a instituição do regime de partilha no Brasil, a partir da descoberta de campos com elevado potencial de produção, visou propiciar meios para que o Estado se apropriasse de maior parte da renda ao longo da produção, o que se comprovou neste trabalho pelo comparativo realizado entre os Campos de Tupi e Mero desenvolvido no capítulo III (Tabela 2).*

303. *Porém, as evidências da redução da competitividade dos leilões no regime de partilha em decorrência da fixação de elevados valores de bônus de assinatura, conforme se infere a partir dos argumentos que serão a seguir expostos, demonstra que o regime pode estar sendo utilizado de maneira não aderente aos seus objetivos primários, com conseqüente prejuízo arrecadatário.*

304. *Como mencionado, bônus de assinatura em patamar elevado pode atuar como uma barreira à entrada de competidores aos certames por aspectos de capacidade financeira, de risco, de sinergia, mas não de eficiência na exploração e produção de petróleo. Empresas potencialmente interessadas a oferecer maiores ágios nas alíquotas mínimas, por explorarem de forma mais eficiente os recursos, podem deixar de realizar seus lances diante de eventual dificuldade de captação de recursos financeiros no curto prazo para financiar um projeto que começa a dar retornos a médio ou longo prazo. Afinal, na avaliação econômica do ativo, é bastante alto o impacto no tempo de um dispêndio inicial elevado, como se caracterizam os bônus de assinatura.*

305. *Além disso, a utilização de elevados bônus de assinatura é interpretada pelo mercado como uma elevação dos riscos do negócio e se apresenta como um instrumento regressivo de arrecadação, uma vez que fixado no início do projeto, não se adapta à real magnitude do campo:*

*O bônus de assinatura é um instrumento muito comum ao redor do mundo. Entende-se por bônus de assinatura um valor que uma empresa deva pagar para assinar o contrato com o governo.*

*(...)*

*Ele é classificado como regressivo visto que é composto por um pagamento único independente do resultado da empreitada exploratória. É uma contribuição que representa um risco no fluxo de caixa da empresa pois precisa ser desembolsada logo no início do projeto (SOARES, Lucas Santana Furtado. Regimes Fiscais na Indústria do Petróleo: a influência de características contratuais na atratividade econômica de projetos de Exploração e Produção. Rio de Janeiro: FGV – Escola de Pós-graduação em economia, 2017, p. 59 – 60, grifos acrescidos).*

306. *Diante da aversão a risco do mercado, ao se fixar excessivo valor de bônus de assinatura, o resultado do leilão sob regime de partilha pode acarretar menor arrecadação governamental do projeto ao longo do período contratual, mesmo a valores presentes.*

307. *Apesar dos altos bônus arrecadados no início do projeto, a arrecadação tende a ser menor tanto em razão da destinação de menor parcela em óleo lucro quando comparado a um cenário de maior competitividade – o que se demonstrará a seguir – quanto em virtude da possibilidade da empresa escolhida não ser aquela a desenvolver o campo de forma mais eficiente, mas sim a que possui a maior disponibilidade de recursos no momento do leilão.*

308. *A corroborar essas interpretações, a literatura atual e especializada sobre o tema indica que “o bônus afeta o risco do projeto aumentando os limites econômicos de exploração e desenvolvimento. Para compensar o risco, **bônus mais altos são compensados com menores royalties, taxas, parcela de produção e/ou parcela de óleo do governo**” (TORDO, Silvana. *Countries Experience with the Allocation of Petroleum Exploration and Production Rights: Strategies and Design Issues*. World Bank Group, 2009, p. 67, tradução livre, grifos acrescidos.).*

309. *De modo similar, outra publicação sobre o tema apresenta características inerentes ao bônus de assinatura. Se por um lado, minimiza os riscos do governo, antecipa renda e simplifica a arrecadação (menores custos administrativos), por outro lado traz regressividade ao modelo, impacta na decisão de exploração – afeta a neutralidade –, e aumenta o risco para o investidor, diminuindo, assim, a expectativa de renda para o governo, o que tende a reduzir seu VPL de arrecadação (Departamento de Assuntos Fiscais. *Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation*. Fundo Monetário Internacional – FMI, 2012, p. 16, tradução livre).*

310. *Dessa forma, observa-se que o bônus de assinatura por si já traz características indesejadas ao modelo de partilha, especialmente às empresas e consórcios.*

311. *Conforme se eleva a sua magnitude, acentuam-se essas características negativas, prejudicando ainda mais a progressividade e a neutralidade – no que se refere à fase exploratória – do regime, à ponto de trazer prejuízo também ao Estado, seja pela falta de interessados no leilão, impedindo qualquer arrecadação, seja por oferta única da alíquota mínima de partilha, por valor aquém do que se poderia obter com adequada competição.*

312. *Portanto, constata-se que o bônus de assinatura em patamar elevado conduz a uma menor competitividade, que se revela nos dados dos leilões sob regime de partilha em termos do ágio médio oferecido. Ao longo de seis rodadas de leilões, os blocos com apenas uma oferta foram arrematados pela alíquota mínima do edital, já naqueles com duas ou mais ofertas, houve ágios significativos, que atingiram 288,56% de média sobre a alíquota mínima definida em edital:*

*Tabela 8 – Ágio médio por quantidade de ofertas*

<b>Empresas ofertantes</b>	<b>Quantidade de blocos</b>	<b>Ágio médio</b>
<b>0</b>	9	-
<b>1</b>	8	0%
<b>2</b>	7	278%
<b>3</b>	1	454%
<b>4</b>	1	240%

*Fonte: Elaboração própria, com base nos dados disponíveis em <http://rodadas.anp.gov.br/pt/>.*

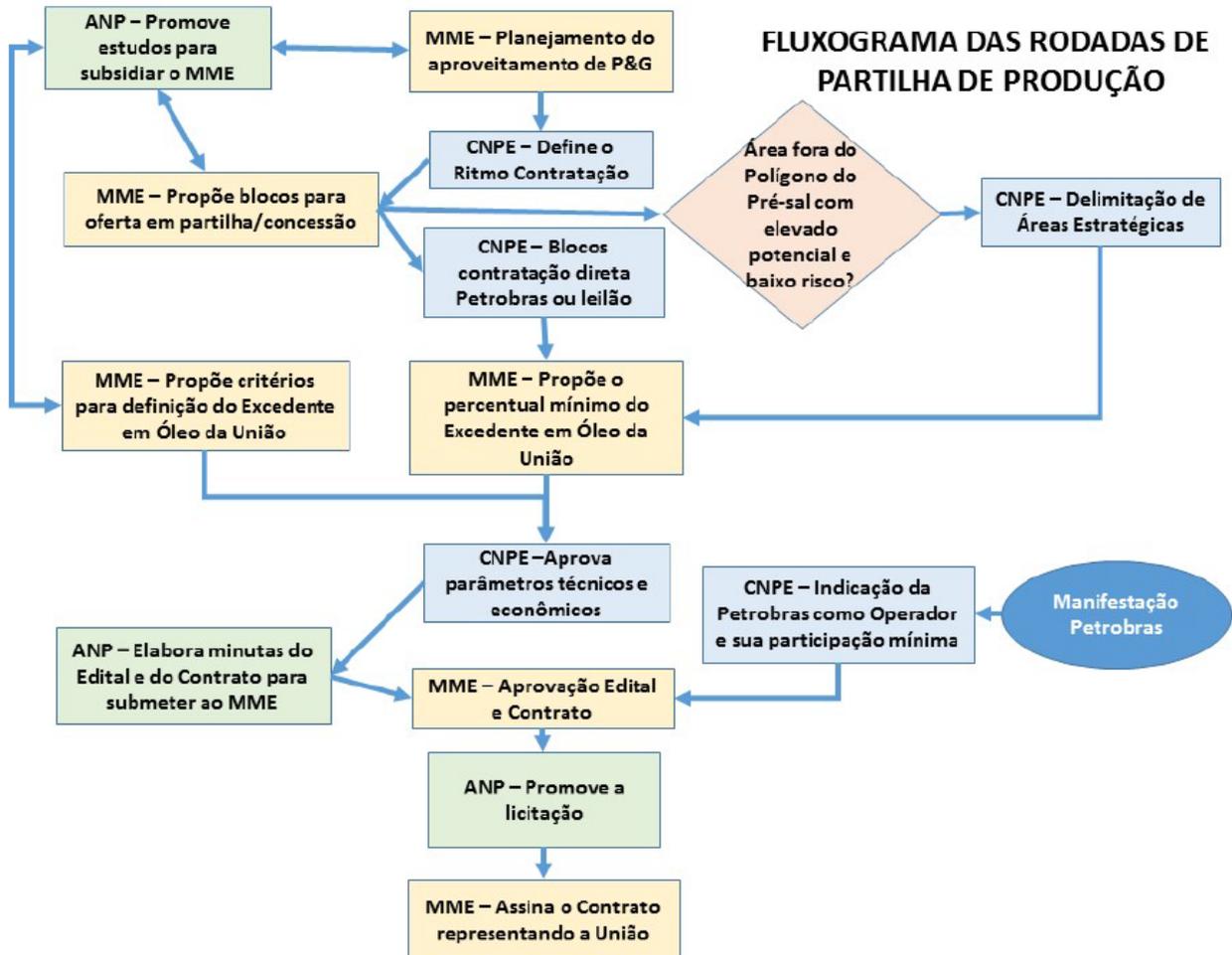
313. *Logo, constata-se que a competitividade tende a estimular a oferta de maiores alíquotas do excedente em óleo, o que eleva o valor presente da arrecadação para o Estado. Assim, aumentar a atratividade dos leilões pela via da adequação dos valores de bônus de assinatura, estimulando a competição pelos blocos leiloados no regime de partilha, mostra-se favorável aos objetivos arrecadatários do Estado, alinhando-se à inteligência do modelo regulatório.*

314. *Cumpra mencionar que as cinco áreas com maiores bônus de assinatura, incluídos os blocos da cessão onerosa, ou não obtiveram oferta (Atapu e Sépia) ou a única oferta contou com participação majoritária da Petrobras (Búzios – 90%, Libra – 40% e Aram – 80%). Não fosse o interesse da Petrobras nesses blocos, muito provavelmente, não teriam sido arrematados.*

315. *Atualmente, o encargo de definir o valor do bônus de assinatura e da alíquota mínima de partilha cabe ao CNPE, que o faz a partir das análises em que se objetiva o atingimento de determinado resultado fiscal mínimo (art. 9º, inciso IV e art. 10, inciso III, alínea “f” da Lei 12.351/2010). A Figura 21, abaixo, detalha o fluxo do processo de definição dos parâmetros levados a leilão referentes às*

rodadas de partilha da produção:

Figura 11 – Fluxograma das Rodadas de Partilha de Produção



Fonte: MME (peça 35, p. 2)

316. Destaca-se, da figura acima, que a proposição dos critérios e do percentual mínimo de excedente em óleo da União é acompanhada da definição do bônus de assinatura, a partir de Notas Técnicas da ANP e do MME, as quais subsidiam a decisão do CNPE.

317. A definição do bônus e da alíquota segue, atualmente, metodologia desenvolvida pela ANP. De forma extremamente resumida, primeiramente, realiza-se avaliação geológica preliminar, sendo analisados o VOIP (volume de óleo in place) e o risco geológico dos blocos, determinando os volumes de óleo e gás mais prováveis de serem recuperados. Em seguida, promove-se avaliação econômica utilizando o método de fluxo de caixa descontado, de modo a permitir análise preliminar da viabilidade técnica e financeira dos blocos a serem leiloados sob regime de partilha.

318. A partir dessa metodologia, utilizada para definição de parâmetros de leilões de partilha anteriores, a ANP “modela os dados dos blocos relacionados para a oferta considerando-se as cargas fiscais-CF geralmente entre 60% e 90%” (peça 35, p. 4):

(...) Na elaboração da proposta ao CNPE, utiliza-se a avaliação econômica do projeto, tendo-se em conta que no caso de descoberta de volumes conforme análogos na vizinhança dessa área, são estabelecidas alternativas para VPL zero, de alíquota do excedente em óleo da União e Bônus de Assinatura. O CNPE escolhe a melhor proposta considerando o interesse da União, em participar dos resultados futuros do projeto, com maiores percentuais mínimos do excedente em óleo da União, ou antecipar receitas, com a escolha de maiores valores de Bônus de Assinatura (grifou-se).

319. De forma a explicar melhor a metodologia, colaciona-se trechos do relatório que fundamentou

o Acórdão 2.199/2018-TCU-Plenário, de relatoria do Exmo. Ministro Aroldo Cedraz, o qual tratou de fiscalização da 5ª Rodada de Partilha de Produção:

80. A metodologia utilizada pela ANP nas modelagens técnico-econômicas das Licitações de Partilha baseia-se na elaboração de um fluxo de caixa descontado que considera a aplicação de um projeto de produção hipotético para as áreas a serem ofertadas. (...)

81. Baseadas nesta metodologia, as avaliações econômicas têm como variáveis de saída o Valor Presente Líquido do Projeto (VPL); a Taxa Interna de Retorno do Projeto (TIR); a Arrecadação Estatal a Valor Presente, contendo todas as receitas governamentais (Bônus de Assinatura e Royalties), a Alíquota Mínima de Partilha e o total de Tributos Recebidos a Valor Presente (Indiretos, Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido). Importante mencionar que para o cálculo destas variáveis o modelo considera a definição de uma Carga Fiscal Estatal sobre o Projeto, que corresponde basicamente à parcela das receitas líquidas do projeto que são capturadas pelo Estado Brasileiro.

(...)

84. A identificação das possíveis combinações de bônus de assinatura e alíquota mínima de partilha 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, a ANP estima as 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. (grifos acrescidos)

320. Logo, observa-se a existência de uma **relação inversa entre o valor do bônus de assinatura e a alíquota mínima de partilha, cabendo ao CNPE definir esses parâmetros para o leilão**. Todavia, essa definição deve se coadunar com o estabelecido pelos ditames legais.

321. As consequências negativas de um alto valor de bônus de assinatura são de conhecimento da ANP e do MME, como pontuado em resposta encaminhada a requisição desta auditoria (peça 35, p. 4-5):

(...) cabe mencionar o entendimento de que a equivalência fiscal que há entre as situações que mantêm fixo o percentual de Carga Fiscal, para cada um dos blocos em estudo, não implica neutralidade em relação à distribuição de risco e, por consequência, ao processo concorrencial. É sabido que valores elevados do Bônus de Assinatura tendem a reduzir o potencial competitivo do processo concorrencial por vários motivos. Em primeiro lugar, porque impõe barreira à entrada: somente pode participar do processo concorrencial a empresa que dispõe do valor do bônus para desembolsar. Em segundo lugar, o Bônus é um gasto afundado e quanto maior, menor é a atratividade do bloco.

Outro ponto que desencoraja a aplicação de bônus elevados é o risco que impõe ao futuro contratado, que deve assumir uma elevada saída de caixa sustentando-se em uma área que pode não conter acumulações comerciais de petróleo. Além desse prejuízo, que é mais evidente, há outro relacionado à transferência de risco. Caso o evento positivo ocorra, a União terá menos benefícios, porque bônus mais elevados significam alíquota de partilha menores, resultando em menores receitas para a União no longo prazo. Em outras palavras, bônus maiores implicam a União deixar de se submeter ao risco de perder quando o preço cai e deixar de ganhar quando o preço ou a eficiência do projeto se elevam.

Nesse ponto, cabe análise pelos resultados das rodadas de partilha já realizadas. O Bloco de Libra, quando de sua licitação, já contava com uma perfuração que registrou descoberta consistente de petróleo, podendo-se inferir a comercialidade dessa jazida. Nas áreas unitizáveis já licitadas, entende-se que a situação é similar: a porção já contratada da jazida em geral já conta com poços perfurados, havendo necessidade de confirmação dos resultados exploratórios na porção ainda sem contrato. Sob estas circunstâncias, a antecipação de receita tem menor impacto para o processo concorrencial. Há maior certeza em relação à obtenção de receita, o que pode justificar a fixação de valores mais elevados de Bônus de Assinatura, no caso do entendimento de que deve-se antecipar receitas para a União, em detrimento da maior participação nos lucros do projeto (maiores alíquotas do Excedente em Óleo para a União). (grifou-se).

322. *O trecho reconhece os efeitos negativos da cobrança de bônus em patamar elevado para a competitividade dos certames sob o regime de partilha e para a alíquota de excedente em óleo a ser definida. Como bem colocado, a equivalência fiscal para cada bloco não implica em neutralidade com relação à distribuição de risco. Bônus mais altos tendem a elevar o risco e o custo de capital do projeto. Logo, há um custo para o investidor relacionado a essa maior antecipação, o qual, vale pontuar, não é considerado na atual metodologia.*

323. *Apresentou-se o detalhamento da forma como são definidos os parâmetros apenas para melhor fundamentar a discussão, no sentido de ilustrar que a magnitude dos bônus tem impacto sobre a atratividade dos blocos, e, assim, sobre a competitividade nos leilões sob regime de partilha, o que é sabido pela ANP, MME e CNPE.*

324. *Aprofundando então as análises, e trazendo exemplos que foram constatados nos leilões ocorridos, expõe-se, inicialmente, um caso em que a definição do bônus em elevado patamar acabou por prejudicar a venda de uma das áreas colocadas sob leilão. A área denominada Pau-Brasil foi ofertada primeiramente na 3ª rodada de partilha, em 2017, oportunidade em que se estabeleceu o bônus de assinatura em R\$ 1,5 bilhão e a alíquota mínima em 14,4%. Como antecipado, não houve interessados na área.*

325. *No ano seguinte, 2018, a área foi novamente ofertada na 5ª rodada, dessa vez a um bônus de R\$ 500 milhões e alíquota mínima de 24,82%. Nesse novo leilão, competiram duas ofertantes e, com isso, a área foi arrematada pelo consórcio formado pelas empresas BP (50%), CNOOC (30%) e Ecopetrol (20%), obtendo ainda um ágio de 157%. A Tabela 9 seguinte faz a comparação entre as rodadas:*

*Tabela 9 – Comparativo bloco de Pau-Brasil*

<b>Rodada</b>	<b>Bônus (MM)</b>	<b>Alíquota Mínima de EOU</b>	<b>Alíquota ofertada de EOU</b>	<b>Ágio</b>
3ª (2017)	R\$ 1.500	14,4%	Deserto	-
5ª (2018)	R\$ 500	24,82%	63,79%	157%

*Fonte: elaboração própria, com base nos dados da ANP.*

326. *Analisando os dados das rodadas, a equipe considerou interessante o resultado de duas áreas postas a leilão na mesma rodada (cenário macroeconômico idêntico) e que possuíam exatamente o mesmo valor de bônus de assinatura definidos. Trata-se da 5ª rodada de partilha, realizada em 2018, e as áreas foram Titã e Saturno.*

327. *Embora os bônus fixados tenham sido idênticos, as alíquotas mínimas estabelecidas para o leilão foram significativamente distintas, indicando que, apesar da equivalência em termos de valor dos bônus de assinatura, a relação dos bônus estipulados aos valores dos ativos postos a leilão era divergente, o que resultou em uma maior alíquota mínima para a área avaliada como mais promissora (Saturno, com 17,54%) e uma menor alíquota de partilha para aquela área avaliada como menos promissora (Titã, com 9,53%). Ambas foram arrematadas na 5ª rodada, conforme observa-se na Tabela 10, abaixo:*

*Tabela 10 – Comparativo Titã x Saturno*

<b>Bloco</b>	<b>Bônus (MM)</b>	<b>Alíquota Mínima de EOU</b>	<b>Alíquota ofertada de EOU</b>	<b>Ágio</b>	<b>Empresas vencedoras</b>
Titã	R\$ 3.125	9,53%	23,49%	146,48%	Shell (50%) Chevron (50%)
Saturno	R\$ 3.125	17,54%	70,2%	300,23%	Exxon (64%) QPI (36%)

*Fonte: elaboração própria, com base nos dados fornecidos pela ANP.*

328. *A variação observada entre as alíquotas mínimas, bem como o próprio resultado do leilão, como relatado, pode ser explicada pela diferença de expectativa de volume recuperável de óleo entre as áreas.*

Conforme nota técnica DG 4/2018 da ANP que subsidiou os parâmetros para o leilão da 5ª rodada, o VOIP e o fator de recuperação estimado para a área de Saturno eram maiores do que para Titã (peça 36). A partir desses parâmetros, estabeleceu-se uma relação entre o bônus e o valor recuperável de óleo estimado do campo, conforme a Tabela 11, seguinte:

*Tabela 11 – Relação Bônus/Valor recuperável estimado: Titã x Saturno*

<b>Bloco</b>	<b>Bônus (MM)</b>	<b>VOIP- P50 (bbl - 10<sup>6</sup>)</b>	<b>Fator de recuperação</b>	<b>Volume recuperável estimado (bbl - 10<sup>6</sup>)</b>	<b>Relação bônus/valor recuperável estimado</b>
Titã	R\$ 3.125	2.900	23,90%	693,100	450,9
Saturno	R\$ 3.125	4.340	25,90%	1.124,06	278,0

Fonte: elaboração própria, com base nos dados fornecidos pela ANP.

329. A partir dessa relação, em que se comprovou que a magnitude do bônus definido para a área de Titã, embora em valor absoluto igual a Saturno, apresentava uma maior significância face ao valor do ativo. Calculou-se – mediante regra de três simples – qual seria o valor de bônus para a área de Titã que equivaleria à relação entre bônus e valor recuperável referente à área de Saturno. Assim, chegou-se a um valor de bônus de assinatura para Titã de R\$ 1.926.887.799,58.

330. Com base neste novo valor de bônus, e utilizando-se da mesma metodologia e planilha utilizada pela ANP na modelagem daquele leilão, estimou-se a nova alíquota mínima necessária para a manutenção da carga fiscal definida para ambas às áreas à época do leilão. A alíquota simulada, resultado dos cálculos realizados, seria de 18,36%.

331. Feito isso, e de forma a dimensionar e permitir algumas análises sobre os resultados em termos arrecadatários para o Estado, fez-se algumas simulações de resultado possíveis do leilão, ainda com base na planilha utilizada para a modelagem do leilão, a saber: 1º - ágio exatamente idêntico, em termos percentuais, do resultado real para a área de Titã (146,48%); 2º - ágio correspondente à média das áreas nas quais se verificou alguma competitividade (288,56%); e 3º - ágio idêntico, em termos percentuais, ao obtido para a área de Saturno (300,23%). Os resultados da simulação estão apresentados na tabela seguinte:

*Tabela 12 – Simulação bônus, alíquotas e VP Arrecadação: bloco de Titã*

<b>Bônus (US\$) - Planilha ANP</b>	<b>Ágio</b>	<b>Alíquota</b>	<b>Diferença VP simulado e calculado<sup>2</sup> (US\$)</b>
602.152.437,00 <sup>1</sup>	146,48%	45,25%	492.855.378,00
602.152.437,00 <sup>1</sup>	288,56%	71,34%	1.539.251.085,00
602.152.437,00 <sup>1</sup>	300,23%	73,48%	1.650.921.917,00

Fonte: elaboração própria, com base em planilha eletrônica utilizada pela ANP para a 5ª rodada.

<sup>1</sup> Valor em dólar correspondente ao bônus de R\$ 1.926.887.799,58 (convertido ao câmbio da época: US\$ 1,00 = R\$ 3,20).

<sup>2</sup> Diferença entre o valor presente de arrecadação da União simulado com o novo bônus e o valor presente de arrecadação da União calculado considerando o resultado oficial do leilão.

332. A tabela apresenta na última coluna a diferença entre o valor presente de arrecadação simulado em cada um dos casos mencionados e o valor presente de arrecadação da União com o resultado original do leilão. A segunda linha revela que, com o bônus reduzido, caso o ágio fosse o mesmo auferido pelo bloco de Titã na 5ª rodada (146,48%), então haveria um incremento de US\$ 500 milhões para a arrecadação da União – em valor presente – ao longo da vida do projeto. A terceira e quarta linha indicam, respectivamente, um aumento de US\$ 1,54 bilhão e US\$ 1,65 bilhão.

333. Portanto, as simulações apresentadas apontam que o bônus menor, com maior alíquota e conseqüente ganho de competitividade, tenderia a elevar o valor presente da arrecadação da União. Ou seja, haveria um ganho para a União quando se compara o valor presente de cada hipótese com o cenário gerado pelos dados reais.

334. *Mesmo no cenário mais conservador e menos provável, que seria o ágio idêntico ao obtido para aquela área no leilão real, já se vislumbraria uma potencial majoração do resultado arrecadatório do Estado em cerca de US\$ 500 milhões a valor presente – cabe mencionar que o ágio de 146,58% foi o menor dentre todos os blocos arrematados com competição em leilões de partilha.*

335. *Além disso, cumpre relatar, embora sem aprofundar no tema, que quanto maiores os riscos do negócio, maior o retorno requerido para atrair o investidor privado. Explica-se: o bônus de assinatura, por ser pago na assinatura do contrato e ser valor perdido no insucesso do negócio, é um custo afundado que aumenta o tempo de payback do empreendimento, aumentando os riscos e incertezas do negócio, tornando necessária uma maior taxa interna de retorno para atrair o investidor privado, o que tende a reduzir mais que proporcionalmente a alíquota de partilha e as receitas governamentais ao longo de todo projeto, assim, tal fato deveria ser considerado por ocasião da definição do bônus de assinatura.*

336. *Outro ponto que tende a corroborar as análises realizadas é o fato de que há uma perda potencial de valor do projeto quando são exigidos elevados valores de bônus, ocasionada pela diferença entre o custo de capital do investidor (WACC) e custo de captação do governo. Em tese, e via de regra, pelo fato de o governo possuir menor custo de captação, ele seria a parte mais indicada a tomar empréstimo, ou seja, quando se exige elevado valor de bônus, o investidor precisa captar recursos vultosos a um custo associado que tende a ser maior que o custo de financiamento público, custo esse que é repassado ao projeto, retirando-lhe valor e, conseqüentemente, impactando negativamente as arrecadações estatais totais.*

337. *Embora tenha se considerado relevante trazer ao relatório os dois temas acima – ainda que de forma superficial –, pelas suas complexidades e especificidades aos casos concretos, decidiu-se deixar de aprofundar nos detalhes e análises, neste momento. Registre-se, contudo, que este Tribunal pode revisitar o tema em outras oportunidades, inclusive no âmbito de análises relativas às rodadas de leilões, quando poderá analisar os dados concretos dos certames.*

338. *No entanto, é correto afirmar que elevados bônus de assinatura reduzem a competitividade no certame licitatório e o valor total do projeto, bem como aumentam a taxa interna de retorno requerida pelo investidor privado, esses três aspectos tendem a reduzir a alíquota de partilha de forma mais que proporcional, tendendo a reduzir as arrecadações totais do Estado.*

339. *Faz-se a ressalva de que existem outros fatores capazes de influenciar as decisões de investimento, além do bônus de assinatura, de maneira que não há como afirmar categoricamente que a magnitude do bônus teria sido o fator principal na baixa competitividade dos leilões já realizados sob regime de partilha. No entanto, tal como demonstrado, é certo que a decisão empresarial é impactada de forma relevante a depender do montante definido para o bônus de assinatura, com conseqüências para a competitividade dos leilões e/ou para a redução das alíquotas mínimas a serem ofertadas e as arrecadações totais do Estado.*

340. *Da mesma forma, pondera-se que o bônus de assinatura, por representar uma receita governamental, tem impacto no atingimento do objetivo fiscal do governo. No caso dos excedentes da cessão onerosa, por exemplo, cujos bônus de assinatura do edital ultrapassavam os R\$ 100 bilhões, o governo em exercício criou forte expectativa para fechamento de suas contas. Ou seja, contavam com a receita prevista do referido leilão. Fato que a unidade técnica tem conhecimento. Todavia, deve existir um equilíbrio, de maneira a auferir tais receitas sem comprometer a competitividade do leilão e as receitas totais do Estado em detrimento de uma antecipação de pagamentos decorrente de um elevado bônus de assinatura.*

341. *Assim, os impactos negativos que um bônus de assinatura mal calibrado pode gerar nos leilões sob regime de partilha são claros, em especial, para a competitividade dos certames e para a arrecadação do Estado. Portanto, ao se definir o valor de um bônus de assinatura, há de se considerar os objetivos da Lei 9.478/1997, como a promoção da livre concorrência, a atração de investimentos na*

*produção de energia e ampliação da competitividade do País no mercado internacional, bem como motivos expostos para criação da Lei 12.351/2010, no sentido de aumentar a apropriação do Estado sobre os recursos do Pré-Sal, a partir da detenção da propriedade do óleo, até como forma de fortalecer a indústria nacional e garantir o fornecimento de petróleo e gás natural no país (peça 16).*

342. *Nessa linha, pondera-se ainda que a estipulação de bônus em patamar elevado compromete esses preceitos, se distanciando da progressividade e neutralidade, tidas como alicerces de um regime fiscal eficiente.*

343. *Dessa forma, o processo decisório de definição do bônus de assinatura deve considerar todas essas variáveis com o objetivo de conscientemente e fundamentadamente ser capaz de determinar o melhor interesse do Estado, avaliando adequadamente as necessidades de antecipação de receitas por meio de bônus de assinatura, com as potenciais perdas de arrecadação estatal ao longo de todo o projeto em decorrência de reduzidas alíquotas de partilha.*

### Conclusão

344. *Este tópico tratou dos impactos negativos relativos à competitividade decorrentes da definição de bônus de assinatura de elevada magnitude e suas consequências prejudiciais ao resultado arrecadatário do Estado.*

345. *As análises apontaram que a estipulação de elevado valor de bônus de assinatura reduz as alíquotas mínimas de EOU e, considerando que essa situação tende a reduzir a competitividade do leilão, concluiu-se haver uma tendência de redução também dos ágios, prejudicando o objetivo originário do regime de partilha, que pretendia apropriar parcela mais proporcional da produção de campos altamente produtivos ao Estado.*

346. *Assim, cabe recomendar ao MME que incrementasse seus estudos de equivalência de cargas fiscais no sentido de incluir, nos estudos atualmente realizados para avaliação econômica das áreas a serem levadas a leilão, análise de cenários de ágios e de perspectiva arrecadatária, destacando os efeitos da concorrência para o resultado do leilão, bem como outros efeitos decorrentes da antecipação de maiores pagamentos privados e receitas estatais, de forma que o CNPE possa decidir, mais bem fundamentado, acerca da combinação entre valores de bônus de assinatura e alíquotas mínimas a serem definidas em edital.*

347. *Finalizadas as análises relativas à definição do bônus de assinatura em leilões realizados sob o regime de partilha, passa-se, em seguida, a tratar do último capítulo de exame deste relatório, relativo à definição de áreas estratégicas.*

### **V. Definição de áreas estratégicas**

348. *O último ponto a ser apresentado neste relatório, referente às questões de auditoria definidas e respectivas análises, refere-se à definição de áreas estratégicas, conforme determina a Lei da Partilha (art. 9º, inciso V). **Essa questão integrou os exames do trabalho por sua relevância em determinar qual o regime a ser utilizado em determinadas áreas e em obediência à determinação constante do item 9.3.1 do Acórdão 1.663/2019-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz.***

349. *Conforme bem destacou o relator em seu voto, que fundamentou o acórdão mencionado, a obediência do comando legal se afigura relevante, do ponto de vista da arrecadação estatal, uma vez que as áreas definidas como estratégicas, bem como as áreas internas ao polígono definido no texto legal, devem ser concedidas à iniciativa privada sob o regime de partilha, que atualmente – sem alteração do decreto relativo às participações especiais do regime de concessão – possibilita ao Estado arrecadar maior parcela dos resultados da produção. Com essa perspectiva é que se analisou o histórico das rodadas, verificando quais critérios estariam sendo utilizados para classificação de áreas como estratégicas.*

### V.1 Ausência de critérios objetivos para definição de áreas estratégicas

350. Dando início ao último achado de auditoria, a equipe constatou que não há, atualmente, critérios objetivos para a definição de áreas estratégicas. A Lei da Partilha prevê que áreas consideradas estratégicas pelo governo, mesmo fora do polígono definido do pré-sal, sejam leiloadas sob o regime de partilha, possibilitando a utilização do regime contratual considerado pela legislação como o mais adequado para o desenvolvimento de campos com elevado potencial de produção e menores incertezas relacionadas à fase de exploração.

351. De acordo com a Lei da Partilha, compete ao CNPE, dentre outras atribuições, a delimitação de áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico. No entanto, ao atribuir essa responsabilidade ao CNPE, a lei definiu que área estratégica seria a “região de interesse para o desenvolvimento nacional, (...) caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos”.

352. Diante de tal mandamento legal, o TCU, quando julgou processo relativo a possíveis falhas na implantação e operacionalização das funções da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), externou, por meio do Acórdão 1.663/2019-TCU-Plenário (Rel. Exmo. Ministro Aroldo Cedraz) preocupação a respeito da aplicação adequada do referido dispositivo, ocasião em que determinou a realização de auditoria para que se conhecesse melhor a atuação dos agentes governamentais envolvidos: Ministério de Minas e Energia, da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):

*9.3.1. por intermédio da SeinfraPetróleo, realize ação fiscalizatória, na modalidade Auditoria Operacional, com o objetivo de melhor conhecer a forma de atuação do Ministério de Minas e Energia, da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) na delimitação de áreas a que se refere o art. 9º, inciso V, da Lei 12.351, de 22/12/2010, em especial se os procedimentos a cargo de cada uma daquelas três unidades jurisdicionadas relativamente à mencionada delimitação de áreas estão bem definidos e contam com a devida transparência; (grifos acrescidos).*

353. A determinação exarada decorreu da constatação, expressa no voto condutor do acórdão referido, de que eventualmente os agentes responsáveis não estariam dando a devida atenção ao que dispõe o ordenamento jurídico, especialmente o art. 9º, inciso V da Lei 12.351/2010. Assim restou consignado pelo relator: “aparente falta de adequada definição e transparência em relação aos procedimentos a cargo do MME, da ANP e do CNPE para, mediante proposição dirigida por este último ao Presidente da República, dar cumprimento ao aludido comando legal”.

354. O mesmo Ministro-Relator sustentou sua preocupação em questão tratada em outro processo de fiscalização conduzido também pela SeinfraPetróleo (TC 000.016/2018-7), em que se observou, relativamente às rodadas 15ª de concessão e 4ª de partilha, que ocorriam de forma simultânea, a provável divisão de prospectos de reservatórios de petróleo entre os dois regimes, ou seja, parte da jazida seria desenvolvida sob o regime de partilha e outra parte sob o regime de concessão.

355. Embora a situação não apresente impossibilidade fática ou jurídica de se realizar – o que se faz pelo já conhecido e complexo processo de unitização –, a unidade especializada considerou que, ao saber previamente desta possibilidade, “o CNPE, o MME e a ANP não demonstraram quais seriam as vantagens para a União para dar seguimento a oferta de blocos (...) contendo prospectos divididos em regimes diferentes”.

356. A unidade técnica defendeu, naquela ocasião, e foi acompanhada pelo Tribunal, que a situação demandava atuação do CNPE, em cumprimento à legislação, no sentido de classificar a área externa ao polígono – e adjacente ao prospecto interno ao polígono – como estratégica, a fim de leiloar o bloco de forma única, evitando, no caso, o inafastável e complexo processo de unitização. Assim, foi exarada

*cautelar em que se determinou a exclusão dos blocos daquelas rodadas simultâneas e, depois de declarada a área estratégica, os Bloco de Saturno e Titã foram enfim leiloados integralmente sob o regime de partilha na 5ª rodada de partilha, tendo sido arrematados com ágios de 300,23% e 146,48%, respectivamente.*

357. *Assim, em cumprimento à retrocitada determinação de fiscalização, a equipe de fiscalização observou, da pequena amostra de leilões sob o regime de partilha (6 rodadas mais a cessão onerosa - 24 blocos) que a regra para a utilização do regime de partilha tem sido exclusivamente atrelada à localização do bloco que se pretende leiloar. Dentro do polígono do pré-sal, definido por lei, é cogente a utilização do regime de partilha. Todavia, a questão geográfica também parece preponderar quando se analisa blocos fora do polígono.*

358. *Desde a promulgação da lei, em 2010, apenas três áreas fora dos limites do polígono definido foram declaradas estratégicas: Saturno, Titã e Bumerangue. Esses três blocos possuíam **áreas adjacentes ao polígono, as quais foram consideradas estratégicas sob mesma justificativa, evitar processos de unitização**, pois os prospectos indicavam que as jazidas se situavam parte interna e parte externamente ao polígono, conforme se observa da resposta do MME a questionamento da equipe (peça 35):*

*Até o momento, somente três áreas foram declaradas como estratégicas, as quais são contíguas ao polígono do pré-sal, sendo que todas foram em decorrência de se verificar áreas com fechamento estrutural (prospectos) que ultrapassavam os limites daquele polígono. Tais áreas foram denominadas de Saturno, Titã e Bumerangue, sendo objeto das Resoluções que aprovaram os parâmetros técnicos e econômicos das rodadas em que foram ofertadas.*

*As áreas de Saturno e Titã foram arrematadas na Quinta Rodada de Partilha, em 2018. A área de Bumerangue, ofertada na Sexta Rodada de Partilha, em 2019, mas não registrou interessados.*

...

*Assim, a decisão pela declaração das áreas estratégicas acima mencionadas objetivou evitar que áreas com fechamento estrutural em limites do polígono do pré-sal, no caso de descoberta comercial de hidrocarbonetos, tivessem que ser submetidas a dois tipos de contratos, sendo um de partilha, no interior do Polígono do Pré-sal, e um de concessão, na parte externa ao Polígono. Haveria ainda o necessário processo de individualização da produção para essas partes da jazida, o que aumentaria a complexidade, número de atores envolvidos e introduziria ineficiências que depreciariam os recursos naturais da União (grifos nossos)*

359. *Repisa-se, tais áreas somente foram consideradas estratégicas após atuação do Tribunal que demonstrou que a União estaria perdendo valor de seus projetos caso licitasse as áreas externas, cujos estudos indicavam que os prospectos eram contínuos até a parte interna do polígono, por outro modelo que não o de partilha, face à alta probabilidade de se enfrentar o processo complexo e custoso de unitização no futuro.*

360. *Diante da constatação de ausência de áreas definidas como estratégicas pelo CNPE, fora daquelas situações para se evitar unitização, a equipe buscou verificar se essa ausência se justificava tecnicamente. A dúvida era se haviam sido feitas análises e nenhuma outra área fora do polígono havia se enquadrado na regra para tal classificação, o que demonstraria uma adequação das ações ao mandamento legal, ou se, corroborando a preocupação do Tribunal, tal ausência seria decorrente da desconsideração do normativo, ou seja, não haveria processos e critérios para definir tais áreas atualmente.*

361. *Assim, inicialmente foi solicitado ao MME uma descrição de como eram feitas as rodadas de licitação, questionando se essa etapa de verificação de área estratégica era levada em conta nas análises feitas pelo Ministério. O fluxograma mostrado na Figura 11, indicava que uma das etapas realizadas era a verificação de áreas fora do polígono com baixo risco exploratório e alto potencial.*

362. *Além disso, questionou-se ao Ministério a respeito da descrição da metodologia atual para*

definição de áreas estratégicas, com indicação dos atores responsáveis por atuar em cada etapa existente no processo e dos critérios utilizados atualmente para se definir quando uma área é estratégica. A resposta enviada pelo MME, ao contrário, indicou que não há, até o momento, estabelecimento de diretrizes para a definição de áreas estratégicas, embora tenha destacado a criação recente de grupo de trabalho para que fossem definidas (Peça 35):

*Tendo em conta as definições acima, o Poder Executivo pode estabelecer novas áreas estratégicas a depender do seu interesse para o desenvolvimento nacional e de sua caracterização como sendo de baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo e gás natural.*

*Não havendo até o momento o estabelecimento de diretrizes mais detalhadas para a criação de áreas estratégicas além destas impostas pela Lei, firmou-se que um dos objetivos do Programa BidSIM, instituído pelo Decreto nº 10.320, de 09 de abril de 2020, é apontar critérios técnicos e objetivos para subsidiar a decisão do CNPE sobre a criação das mesmas. (grifos nossos).*

363. Além das respostas enviadas e das reuniões realizadas com a equipe do governo, constatou-se que a ausência de outras áreas declaradas estratégicas se devia, de fato, à ausência de rotina estabelecida e análise criteriosa dos blocos levados a leilão, embora não se possa garantir que a análise adequada dos blocos levados a leilão sob o modelo de concessão, posteriormente à promulgação da Lei da Partilha, indicaria algum caso em que se justificaria a classificação como área estratégica.

364. Desta forma, ainda que o fluxograma apresentado tenha trazido etapa relativa à análise sobre a existência de “área fora do polígono do pré-sal com elevado potencial e baixo risco”, conforme a Figura 21, não há evidências, seja apresentada em resposta aos questionamentos ou em processos anteriores de leilões sob o regime de concessão, que demonstrem ter havido qualquer tipo de análise formal neste sentido.

365. Percebe-se, assim, que **não existem critérios objetivos para se definir o que significaria os termos “baixo risco exploratório” ou “elevado potencial de produção”** e, portanto, a definição de área estratégica era uma etapa inexistente no planejamento de leilões.

366. Todavia, como pode ser visto na parte final da resposta enviada acima, constatou-se também que foi criado um grupo de trabalho interministerial, formado pelos principais atores governamentais do setor de petróleo e gás – MME, ME, Casa Civil, EPE e ANP – em que, um de seus subcomitês cuida exatamente da definição de critérios para as expressões contidas na lei para que uma área seja considerada estratégica: “baixo risco exploratório” e “elevado potencial de produção”.

367. Coube, portanto, ao Subcomitê 3 a responsabilidade de elaborar uma metodologia para classificação das áreas estratégicas para submissão ao CNPE e avaliar se o mesmo critério poderia ser utilizado para a decisão de se licitar as áreas dentro do polígono do pré-sal no regime de concessão ou partilha, caso haja flexibilização da Lei 12.351/2010.

368. A preocupação com o andamento desse tema é relevante, pois os dados concretos em que se demonstram que nenhum bloco foi classificado como estratégico aliado ao fato de que ágios relevantes estão sendo oferecidos em leilões sob o regime de concessão, como já mencionado no relatório, reforçam a relevância de análise pertinente a respeito da classificação das áreas disponibilizadas a leilão como estratégicas.

369. Agrava a preocupação, conforme já tratado neste trabalho, a ocorrência de elevadíssimos bônus de assinatura em blocos às margens do polígono do pré-sal, região que tem sido chamada de franja do pré-sal, o que demonstra forte interesse das operadoras sobre aquelas regiões e, com isso, levanta-se a suspeita de que alguma ou algumas áreas eventualmente estratégicas tenham sido leiloadas sob o regime de concessão.

370. Acrescenta-se aqui, sob uma análise interrelacionada dos achados que se apresentaram neste relatório, que caso se comprove algum campo gigante dentre os que foram recentemente arrematados sob regime de concessão, ocorrerá que as alíquotas de participações especiais não serão

*aptas a apropriar ao Estado rendas extraordinárias decorrentes de produtividades acima do previsto quando da elaboração do Decreto 2.705/1998. Ainda, mesmo os eventuais elevados bônus de assinatura oferecidos, por não serem instrumentos aptos a conferir progressividade arrecadatória, também não se mostram suficientes para garantir a arrecadação adequada frente a campos gigantes.*

371. *Solicitou-se, portanto, o relatório do grupo de trabalho e, em resposta inicial, o ministério informou que o Subcomitê 3 do BidSIM estava na fase final de aplicação dos parâmetros e validação interna da metodologia, com previsão de conclusão até o dia 23/10/2020. Tais resultados deveriam ser apresentados para o grupo visando sua validação e implementação de eventuais ajustes. Além disso, o prazo estipulado na Portaria MME 232, de 2/6/2020, que criou o grupo, era de 180 dias, indicando que os trabalhos poderiam ser concluídos até 2/12/2020.*

372. *No entanto, antes da finalização deste relatório, foi enviada à equipe de auditoria a nota técnica com o trabalho final do subcomitê 3 do BidSIM, em que constava os resultados do grupo. O trabalho realizado pelo grupo tem caráter sigiloso, mas os seguintes parágrafos são de interesse desse trabalho e não apresentam qualquer conteúdo sensível, podendo ser transcritos aqui sem afetar o sigilo daquele documento (Peça 37):*

*1.5 Em face ao exposto a ANP/SAG elaborou estudos técnicos que tratam individualmente da Avaliação do Potencial de Produção [APP] e da Avaliação do Risco Exploratório [ARE], uma vez que conforme disposto em lei, as duas condições devem ser atendidas para classificação de uma área como estratégica.*

*1.6. Quanto à APP, foi criada uma ampla base de dados, sobretudo com informações de poços, que possibilitou avaliação da taxa de sucesso histórica, distribuição de tamanho de acumulações e taxa de produtividade. Essas informações foram tratadas, reorganizadas e analisadas, gerando uma série de gráficos. Como produto, foi criada uma tabela fluxograma, com critérios claros e objetivos, que permitem classificar uma área como de Alto Potencial de Produção.*

*1.7. Quanto à ARE, foi utilizada base bibliográfica robusta, combinada à Instrução Normativa ANP N° 2, de 11 de fevereiro de 2020. Essas informações foram consolidadas em uma série de tabelas e mapas, elaborados exclusivamente para o BidSIM, que permite prever para as [omitido], à luz do conhecimento atual, se determinada área pode ser classificada como de Baixo Risco Exploratório. Assim como a anterior, o produto é uma tabela fluxograma.*

*1.8. Por fim, as tabelas entregues como produtos, em anexo, em formato típico do aplicativo Excel, possibilitam a classificação de APP e ARE, com critérios transparentes e técnicos descritos na presente Nota Técnica, caracterizado assim a metodologia para classificação das áreas estratégicas para submissão ao CNPE.*

373. *Conclui-se assim que, de fato não existiam critérios objetivos para definição de áreas estratégicas, no entanto, com o trabalho final do grupo criado para definir esses termos, esse risco foi parcialmente mitigado, uma vez que, hoje, já há o critério sugerido pela área técnica do governo com fundamento nos estudos realizados. Deve-se, agora, garantir que o MME faça uso do trabalho, utilizando-o como subsídio para definir de forma técnica, transparente e objetiva se uma área fora do polígono se encaixa nos critérios definidos e deve, portanto, ser classificada como estratégica.*

### Conclusão

374. *Neste último achado, as análises indicaram que, até o presente momento, não existem critérios objetivos para definição de áreas estratégicas, principalmente no que se refere à definição dos termos presentes na Lei 12.351/2010 referentes ao “baixo risco exploratório” e “elevado potencial de produção”.*

375. *Todavia, restou demonstrado que está em conclusão o trabalho de um programa criado para, dentre outros objetivos, definir esses critérios, Grupo BidSIM, e após a entrega final do relatório do subcomitê responsável por tal tarefa, submetido a este Tribunal, considera-se que enfim se terá parâmetros objetivos para que se classifiquem as áreas como estratégicas, desde que eles se mostrem adequados e sejam efetivamente utilizados para a tomada de decisão, como se propõe em seguida.*

376. Tendo em vista, então, que os entes estatais já estão trabalhando na definição dos critérios, caberá a esta equipe recomendar que MME inclua, entre as suas atividades constantes do fluxo do processo de leilão de áreas sob o regime de concessão, etapa em que se analise e registre a confrontação com os parâmetros criados e, na constatação de que alguma área atenda aos requisitos, seja recomendado ao CNPE que ela seja declarada estratégica e direcionada para a fase de estudos que possibilitem sua inclusão em leilão sob o modelo de partilha, conforme os comandos legais.

377. Finalizadas as análises técnicas relativas às questões de auditoria e os respectivos achados, registra-se que os próximos capítulos se destinam a apresentar informações adicionais – informações relevantes, mas que não justificaram a inclusão como achado de auditoria –, seguido da conclusão geral do relatório e da apresentação das propostas de encaminhamento.

## **VI. Informações adicionais**

378. Encerradas as análises técnicas relacionadas ao escopo da auditoria, deve-se mencionar, a título de informações adicionais, que durante o tratamento e análise dos dados utilizados no presente trabalho, em específico os dados relativos às participações especiais, a equipe de auditoria notou inconsistências relativas aos valores declarados de receita bruta referentes ao Campo Gavião Real para o segundo trimestre de 2018.

379. Diante da inconsistência, com possível impacto na arrecadação de PE daquele campo naquele período, questionou-se a ANP sobre a constatação. Em suas respostas, a ANP indicou que havia ocorrido um equívoco e que adotaria as medidas para sanear a falha.

380. Com isso, embora tenha sido percebida tal situação, ao verificar que se trata de caso isolado, de baixa relevância material face ao total analisado de dados e valores, bem como a demonstração de intenção por parte da agência em corrigir a falha apontada e, ainda, da informação prestada pela agência no sentido de que já estão sendo realizados cruzamentos automatizados de valores que possuem correspondência em outros sistemas, justamente para identificar e eventualmente corrigir falhas semelhantes, decidiu-se não incluir a constatação como achado.

381. A seguir se transcreve trecho da resposta da ANP a questionário elaborado pela equipe de auditoria em que informa a implementação de conferência automatizada de dados disponíveis em outros sistemas (peça Questionário, p. 4):

*Para fins de reconhecimento dos gastos dedutíveis declarados no Demonstrativo de Apuração da Participação Especial (DAPE), são realizados os seguintes procedimentos:*

*i) validação automatizada de gastos dedutíveis incidentes sobre a receita bruta nos campos (royalties, PD&I e participações de terceiros);*

*...*

*Pergunta 7. Quais são, de forma simplificada, os procedimentos realizados de forma rotineira para conferência dos gastos dedutíveis?*

*Resposta 7.*

*Conforme anteriormente mencionado, nos gastos dedutíveis incidentes sobre a receita bruta gerada no campo (royalties, PD&I e participações de terceiros), a SPG efetua validações imediatas das deduções declaradas no DAPE. Em relação aos gastos dedutíveis não incidentes sobre a receita bruta, a validação ocorre por meio de auditorias, com a abertura de processo administrativo específico para determinado campo, rubrica e período.*

382. Apesar disso, vale o presente registro para demonstrar que atuação desta Corte terá, além dos benefícios diretos advindos das propostas que serão apresentadas – já sintetizadas ao longo dos capítulos anteriores –, relevância em demonstrar outra fragilidade nos controles da agência, com potencial impacto na arrecadação estatal.

383. Outro ponto relevante para se registrar no presente capítulo refere-se à opinião da equipe

*acerca da desnecessidade de monitoramento das recomendações que serão apresentadas, cumprindo o exigido pelo §2º do art. 17 da Resolução TCU 315/2020, uma vez que as recomendações atuam em questões que já são, rotineiramente, objeto de análise desta unidade especializada quando da análise dos editais de leilões.*

384. *Exceção a essas análises rotineiras é a recomendação relativa à atual complexidade de comprovação e fiscalização dos gastos dedutíveis. Para essa recomendação, por se tratar de ajustes regulatórios complexos que demandarão estudos adicionais e cujo processo ocorre de forma transparente no âmbito da ANP, mediante realização de consultas e audiências públicas, o que possibilita que a equipe da SeinfraPetróleo acompanhe a evolução das ações da ANP sem a necessidade de um processo formal de monitoramento, a opinião da equipe é igualmente pela desnecessidade de monitoramento, o que não impede de, eventual e futuramente, se instaurar processo específico para tratar do tema, caso se considere oportuno.*

## **VII. Conclusão**

385. *Esta auditoria de natureza operacional teve por objetivo verificar a eficiência fiscal dos dois atuais regimes de exploração e produção de petróleo – concessão e partilha – a partir da análise da regulação dos seus principais componentes fiscais (bônus de assinatura, royalties, participação especial e excedente em óleo da União), bem como a atuação do CNPE, MME e ANP em relação aos temas abordados.*

386. *Os procedimentos de auditoria, em especial estatística descritiva, análise documental e entrevistas, foram realizados entre setembro e dezembro de 2020, tendo alcançado dados a partir do ano 2000. Em relação aos royalties – principal componente capaz de gerar a inviabilidade de exploração de novos campos ou encerrar prematuramente a vida útil econômica de campos em atividade –, embora tenha feito parte do escopo inicial do trabalho, ainda durante a fase de planejamento entendeu-se não ser oportuna atuação do Tribunal sobre a regulação afeta a tal componente, uma vez que se identificou que os entes estatais, em diálogo com agentes privados do setor, estão agindo de forma estruturada para analisar melhorias regulatórias permitidas pela atual legislação.*

387. *Finalizada a etapa de planejamento, a matriz de planejamento foi elaborada contendo três questões de auditoria a serem tratadas: i) a regulação fiscal dos regimes de concessão e partilha conta com instrumentos adequados para o Estado se apropriar de rendas extraordinárias relacionadas à alta rentabilidade de determinados campos em alguns cenários?; ii) a magnitude dos bônus exigidos para os campos leiloados sob o regime de partilha se alinha à filosofia daquele regime?; e iii) o processo de definição de áreas estratégicas está sendo conduzido de maneira adequada?*

388. *Vinculados à questão dos instrumentos fiscais dos regimes para se apropriar de renda extraordinária, foram constatados três achados, todos relacionados à regulação das participações especiais. Registra-se que até o ano de 2010 somente havia no Brasil o regime de concessão, o qual se utiliza da participação especial (PE) para este fim.*

389. *Com o advento da Lei 12.351/2010 e a instauração no país do regime de partilha, passou-se a utilizar o instrumento de excedente em óleo da União (EOU) no intuito de se apropriar dessas rendas extraordinárias provenientes de áreas internas ao polígono do pré-sal e áreas estratégicas (elevado potencial de produção e baixo risco exploratório). Esse novel instrumento, associado à majoração da alíquota de royalties para 15% (no regime de concessão a alíquota varia de 5% a 10%), conduziu a uma maior arrecadação estatal, em termos relativos, nos campos desenvolvidos sob o regime de partilha da produção, conforme demonstrado.*

390. *Ocorre que algumas áreas externas ao polígono e não classificadas como estratégicas e, portanto, leiloadas sob o regime de concessão, podem também resultar em campos de elevado potencial de produção e, assim, a equipe constatou o primeiro achado de auditoria, relacionado à inadequação atual das alíquotas de participação especial para apropriar ao Estado eventuais rendas extraordinárias*

*decorrentes desses campos: a progressividade das alíquotas de participação especial não considera os campos gigantes.*

391. *Ficou demonstrado por meio das análises realizadas que a progressividade das alíquotas de participação especial definida por meio do Decreto 2.705/1998, por se fundamentar em estudos anteriores às descobertas de campos gigantes no pré-sal brasileiro (divulgadas em 2007), não considerou a produção extraordinária que se observa em tais campos.*

392. *O referido decreto instituiu em 1998 os critérios relativos à participação especial. Naquele ano, o país produzia cerca de 5 milhões de m<sup>3</sup> de óleo equivalente por mês. Hoje, o Campo de Tupi, que produz petróleo da denominada província do pré-sal brasileiro produz, sozinho, 5,5 milhões m<sup>3</sup> de óleo equivalente por mês (15 milhões de m<sup>3</sup> de óleo equivalente por trimestre), destoando completamente daqueles critérios estabelecidos em 1998, cuja última progressão de alíquota ocorre em 2,25 milhões de m<sup>3</sup> de óleo equivalente por trimestre. Ou seja, em um único mês, o Campo de Tupi produz mais que o dobro da produção trimestral referente à última progressão de alíquota.*

393. *Essa situação de progressão de alíquotas destoante da realidade dos campos gigantes, a exemplo daqueles situados na província do pré-sal, faz com que o país deixe de arrecadar parcela relevante da renda extraordinária gerada por esses campos, em afronta ao princípio da progressividade, importante alicerce para conferir eficiência a um regime fiscal.*

394. *Ainda vinculado à questão dos instrumentos utilizados para a arrecadação de parcela da renda extraordinária ao Estado, a equipe constatou que o atual mecanismo de apuração de gastos dedutíveis para fins do cálculo da participação especial – definido pela Resolução ANP 12/2014 – mostra-se bastante complexo para efeitos de declaração e comprovação, por parte das empresas.*

395. *As análises concluíram que, frente à complexidade do referido mecanismo, a ANP não possui, nem é provável que venha a possuir, capacidade fiscalizatória minimamente compatível ao cumprimento da sua atribuição, de modo que não se assegura confiabilidade aos dados apresentados, inserindo ineficiência ao setor, em afronta ao princípio arrecadatário da simplicidade e ao art. 4º da Lei 13.848/2019, uma vez que os meios empregados atualmente pela agência não têm servido adequadamente aos fins objetivados. Além disso, os custos burocráticos impostos às empresas operadoras prejudicam o ambiente de negócios no País, diminuindo a competitividade dos leilões de petróleo brasileiro.*

396. *O último achado relacionado à questão inicial se refere à constatação de existência de desestímulo à eficiência decorrente do estabelecimento de obrigações e custos abruptos a partir de determinado limite de produção. As análises indicaram que a produção de vários campos (em terra e mar) se mantinha constante durante anos consecutivos, de modo que a produção volumétrica se situava logo abaixo da linha de corte que aciona o gatilho para a cobrança de participação especial e obrigatoriedade de comprovação de investimentos em PD&I. Essa situação, um pouco incomum quando se trata de curvas de produção de campos de petróleo, pode indicar o risco de ajuste estratégico de produção provocado por linhas de corte de cobranças governamentais, o que poderia vir a prejudicar a exploração eficiente dos campos e comprometer a neutralidade desejável de um sistema arrecadatário.*

397. *A equipe considerou que esse limite fixo atua como estímulo regulatório perverso, induzindo as concessionárias dos campos a não investir em elevar sua produção caso esteja próxima à primeira faixa de produção que se passa a incidir a PE, de modo a se manter abaixo desse limite, indicando que os instrumentos regulatórios estariam contrariando o princípio da eficiência produtiva e da neutralidade arrecadatária.*

398. *Após finalizar as análises sobre os instrumentos arrecadatários relativos, em essência, à apropriação ao Estado de rendas extraordinárias geradas pelo setor, seja PE (concessão) ou EOU (partilha), e diante dos achados de auditoria relacionados à atual regulação da participação especial, seja pelo decreto 2.705/1998 – que institui o instrumento e estabelece suas alíquotas e faixas de*

*aplicação – ou pela Resolução ANP 12/2014 – que regulamenta a forma de apresentação e fiscalização dos gastos dedutíveis, a equipe considerou essencial apresentar proposta de encaminhamento no sentido de que os entes estatais se articulem, com o máximo de brevidade possível, para ajustar os referidos normativos, com fundamento em estudos técnicos, aproveitando, ainda, para ajustar os impactos da cobrança de participação especial na neutralidade desejável aos instrumentos arrecadatários do setor relacionados ao gatilho para pagamento de PE e PD&I.*

399. *Com relação aos gastos dedutíveis, será apresentada proposta de encaminhamento no sentido de recomendar que a agência reguladora elabore estudos específicos, levando em consideração o elevado volume de dados existentes a respeito dos referidos gastos dedutíveis, para que aprimore o seu normativo atualmente vigente referente à Dape.*

400. *No que tange à questão relativa à magnitude dos bônus de assinatura dos leilões sob o regime de partilha, a equipe constatou um único achado: impacto na competitividade dos leilões decorrente da magnitude dos bônus de assinatura.*

401. *Os dados analisados possibilitaram inferir que o valor dos bônus de assinatura exigidos pode comprometer a competitividade dos leilões sob o regime de partilha e, por consequência, reduzir o resultado fiscal dos leilões ou até mesmo impedir o seu sucesso – leilão fracassado –, o que contraria, essencialmente, os objetivos da Lei 9.478/1997, como a promoção da livre concorrência, a atração de investimentos na produção de energia e ampliação da competitividade do País no mercado internacional.*

402. *Para se chegar à conclusão apresentada, a equipe realizou uma abordagem teórica a respeito do tema, se utilizando das mais modernas interpretações disponíveis na literatura especializada, analisou numericamente o impacto da competitividade no resultado dos leilões sob o modelo de partilha, utilizou casos extraídos das primeiras rodadas para exemplificar o impacto e, com base nessas interpretações, simulou o resultado possível de um dos campos leiloados na 5ª rodada– Campo de Titã – caso a magnitude de seu bônus fosse reduzida. Os resultados confirmam a potencialidade de perdas arrecadatárias decorrentes de uma menor competitividade do certame motivada pelo elevado valor estipulado para o bônus de assinatura.*

403. *Além disso, embora não tenha se aprofundado na análise, ponderou-se que um maior bônus de assinatura implica em aumento de risco do projeto e tendência de elevação da taxa interna de retorno requerida pelo investidor privado, bem como o provável maior custo do recurso privado em relação ao custo do recurso público. Esses pontos tendem a gerar uma perda de valor no projeto com tendência a menor arrecadação estatal ao longo prazo.*

404. *Em relação a esse achado, a equipe considera relevante que se recomende ao MME que incremente seus estudos de equivalência de cargas fiscais no sentido de incluir, nos estudos atualmente realizados para avaliação econômica das áreas a serem levadas a leilão, análise de cenários de ágios e de perspectiva arrecadatária, destacando os efeitos da concorrência para o resultado do leilão, bem como outros efeitos decorrentes da antecipação de maiores pagamentos privados iniciais nas arrecadações totais do Estado, de forma que o CNPE possa decidir, mais bem fundamentado, acerca da combinação entre valores de bônus de assinatura e alíquotas mínimas a serem definidas em edital.*

405. *Em relação a esse achado, a equipe considera relevante que se recomende ao MME que incremente seus estudos de equivalência de cargas fiscais no sentido de incluir, nos estudos atualmente realizados para avaliação econômica das áreas a serem levadas a leilão, análise de cenários de ágios e de perspectiva arrecadatária, destacando os efeitos da concorrência para o resultado do leilão, de forma que o CNPE possa decidir, mais bem fundamentado, acerca da combinação entre valores de bônus de assinatura e alíquotas mínimas a serem definidas em edital.*

406. *Por fim, em relação à terceira questão de auditoria, afeta ao processo de definição de áreas estratégicas, a equipe constatou que não existiam critérios objetivos para definição de áreas*

*estratégicas para as rodadas que se passaram, principalmente no que se refere à definição dos termos presentes na Lei 12.351/2010 referentes ao “baixo risco exploratório” e “elevado potencial”.*

407. *Essa constatação demonstra que o art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010 (Lei da Partilha) estaria deixando de ter efetividade prática, confirmando receio externado por este Tribunal nos termos do item 9.3.1 do Acórdão 1.663/2019-TCU-Plenário, de relatoria do Exmo. Ministro Aroldo Cedraz. Desde a promulgação da lei, em 2010, apenas três áreas fora dos limites do polígono definido foram declaradas estratégicas: Saturno, Titã e Bumerangue. Essas três áreas eram adjacentes ao polígono e foram consideradas estratégicas sob mesma justificativa, evitar processos de unitização – em conformidade com decisão cautelar deste Tribunal referente à 15ª rodada de concessão –, pois os prospectos indicavam que as jazidas se situavam parte interna e parte externamente ao polígono.*

408. *Nos demais leilões realizados após a vigência da Lei da Partilha, não se observou análise realizada pelos entes estatais no sentido de verificar se alguma das áreas postas à disposição do mercado mereceria ser enquadrada como área estratégica. Registrou-se que, em que pese não terem sido declaradas áreas estratégicas, alguns blocos leiloados nas 15ª e 16ª rodadas de concessão apresentaram bônus de assinatura superiores a um bilhão de reais, o que sugere que, talvez, poderiam ser consideradas áreas de baixo risco exploratório e de elevado potencial produtivo.*

409. *Apesar da constatação relatada, a equipe registrou que está em fase de conclusão o trabalho de um programa interministerial criado para, dentre outros objetivos, definir esses critérios e, após a entrega final do relatório do subcomitê responsável por tal tarefa, cujas conclusões foram encaminhadas a este Tribunal, considera-se que, enfim, se terá parâmetros objetivos para a definição de áreas como estratégicas.*

410. *Então, entendeu-se suficiente recomendar ao MME que inclua, entre as suas atividades constantes do fluxo do processo de leilão de áreas sob o regime de concessão, etapa em que se analise e registre a confrontação com os parâmetros criados e, na constatação de que alguma área que atenda aos requisitos de baixo risco exploratório e elevado potencial produtivo, seja recomendado ao CNPE que ela seja declarada estratégica e direcionada para a fase de estudos que possibilitem sua inclusão em leilão sob o modelo de partilha.*

411. *Neste ponto registra-se que o relatório preliminar foi submetido aos comentários dos gestores e as manifestações apresentadas, em linhas gerais, indicaram concordância com as análises realizadas e aqui relatadas, cujos teores retocaram, apenas, pontos específicos do texto das recomendações que foram apresentadas, já devidamente ajustadas. O principal ponto de ajuste se referiu às rodadas de leilões já em andamento, para as quais se concorda não haver oportunidade de ajustes, face ao tempo necessário para implantação das recomendações que se propôs e o potencial prejuízo de postergação dos leilões. O resumo das manifestações e respectivas análises encontram-se acostadas sob a forma de Apêndice A deste relatório.*

412. *Diante das propostas que se apresentam, afigura-se importante que seja mantida a qualidade das análises relativas aos leilões que vêm sendo realizadas pela unidade técnica especializada, incrementando, em relação aos leilões de concessão, análise em relação à existência de avaliação a respeito das áreas estratégicas, sob os critérios definidos para alta produtividade e baixo risco exploratório, bem como se, eventualmente, algum campo com elevado potencial de produção poderá ter sua arrecadação estatal prejudicada por conta da ausência de progressividade das alíquotas de PE. Em relação aos leilões de partilha, a análise deve ser incrementada no sentido de observar a possível presença de elevados bônus de assinatura sem que os seus impactos arrecadatários tenham sido analisados pelo CNPE.*

413. *Ao final, mesmo não compondo o escopo do trabalho e por essa razão não ter havido aprofundamento, observou-se o risco de que as regras relacionadas à comprovação obrigatória de gastos em PD&I possam estar servindo como instrumentos de aumento de custos sem as respectivas vantagens que a ele deveriam estar associadas. Dessa forma, esse tema será considerado comparativamente com outros temas, avaliando-se risco, materialidade, relevância, oportunidade e custo da fiscalização por ocasião do planejamento das atividades da SeinfraPetróleo*

414. *Esgotados os assuntos pertinentes à conclusão deste relatório e em fecho ao presente trabalho, apresenta-se a seguir as propostas de encaminhamentos elaboradas pela equipe de auditoria que as considera necessárias para a aprimoração do setor de petróleo no país, com potencial de reduzir ineficiências e, ao mesmo tempo, maximizar as receitas governamentais, além de conferir maior competitividade aos leilões de petróleo e gás brasileiros.*

### **VIII. Proposta de encaminhamento**

415. *Ante todo o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, propondo:*

420.1 *recomendar, com fundamento no inciso I do art. 43 da Lei 8.443/1990, c/c inciso III do art. 250 do Regimento Interno do TCU e art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020:*

i) *ao Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Ministério da Economia (ME) que se articulem, com o máximo de brevidade possível, e com eventual apoio técnico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), para que, com fundamento em estudos técnicos, verifiquem a oportunidade de se promover os atos necessários para a revisão do Decreto 2.705/1998 que atualmente estipula as alíquotas de participações especiais relativas à produção de petróleo no regime de concessão, visando conferir progressividade adequada e eficiência arrecadatória;*

ii) *à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que, com fundamento em estudos técnicos, modernize o normativo atualmente vigente referente à apresentação, comprovação e fiscalização dos gastos dedutíveis para efeito de cálculo das participações especiais devidas (Resolução ANP 12/2014), observando as análises realizadas, em atenção ao princípio arrecadatório da simplicidade e ao art. 4º da Lei 13.848/2019;*

iii) *ao Ministério de Minas e Energia (MME) que passe a incluir nos estudos de avaliação econômica das áreas levadas a leilão sob o modelo de partilha resultados arrecadatórios relacionados a cenários simulados de ágios sobre as alíquotas mínimas estabelecidas, destacando os efeitos da competitividade para o resultado do leilão, bem como outros efeitos decorrentes da antecipação de maiores pagamentos privados iniciais nas arrecadações totais do Estado, de forma que o CNPE possa decidir acerca da combinação entre valores de bônus de assinatura e alíquotas mínimas de excedente em óleo para União ciente dos impactos das suas decisões, em especial o impacto negativo sobre a competitividade decorrente da fixação de elevados bônus de assinatura, em respeito aos objetivos indicados nos incisos III, IX, X e XI da Lei 9.478/1997, à Exposição de Motivos Interministerial da Lei 12.351/2010 e ao princípio da neutralidade; e*

iv) *ao Ministério de Minas e Energia (MME) que inclua, entre as suas atividades constantes do fluxo do processo de leilão de áreas sob o regime de concessão, etapa em que se analise efetivamente e se registre a confrontação das características das áreas a serem oferecidas com os parâmetros que estão sendo criados pelo Grupo BidSIM para definir “baixo risco exploratório” e “elevado potencial de produção” e, na constatação de alguma área que atenda aos requisitos, seja dada ciência ao CNPE para que avalie e decida justificadamente sobre a declaração de área estratégica e o direcionamento para a fase de estudos que possibilitem sua inclusão em leilão sob o regime de partilha.*

420.2 *considerar cumprida a determinação do item 9.3.1 do Acórdão 1.663/2019-TCU-Plenário, Rel. Ministro Aroldo Cedraz; e*

420.3 *encaminhar o acórdão que vier ser proferido ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério da Economia, à Casa Civil da Presidência da República, à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, à Comissão de Assuntos Econômicos do Senado Federal e à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados informando que a respectiva decisão, inclusive relatório e voto, poderão ser acessados em [www.tcu.gov.br/acordaos](http://www.tcu.gov.br/acordaos), nos termos do Memorando-Circular Segecex 45/2017.”*

## VOTO

A presente auditoria operacional foi concebida para avaliar a eficiência fiscal dos dois regimes de exploração e produção de petróleo e gás natural em utilização no Brasil – concessão e partilha – a partir da análise da regulação dos seus principais componentes fiscais (bônus de assinatura<sup>1</sup>, *royalties*<sup>2</sup>, participação especial<sup>3</sup> e excedente em óleo da União<sup>4</sup>), bem como a atuação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério das Minas e Energia (MME) e Agência Nacional do Petróleo (ANP), em relação ao tema.

Segundo recurso energético mais utilizado no Brasil e matéria prima primordial da indústria, o petróleo é importante fonte de riqueza e de desenvolvimento.

Em 2019, a receita bruta gerada pela produção de óleo e gás natural atingiu R\$ 225 bilhões, o que correspondem a cerca de 3% do Produto Interno Bruto (PIB) do exercício. No mesmo período, o Estado arrecadou R\$ 55 bilhões com *royalties*, participação especial e excedente em óleo, além de R\$ 84 bilhões a título de bônus de assinatura de novos contratos de exploração.

Em decorrência da preocupação global com alterações climáticas, governos, empresas e indivíduos vêm se empenhando para substituir petróleo e gás por fontes de energia consideradas mais limpas. À vista disso, as projeções mais recentes têm indicado que o pico de consumo do petróleo ocorrerá já na próxima década, seguido de redução acentuada.

Por isso, é preciso extrair, o quanto antes, o petróleo e o gás natural presentes no subsolo brasileiro, para transformá-los em riqueza, arrecadação e emprego, o que exige regulação econômica equilibrada e justa, capaz de atrair investimentos privados para o setor, viabilizar as reservas e, ao mesmo tempo, permitir a apropriação pelo Estado de parcela adequada do resultado dessa produção.

No intuito de contribuir para o aprimoramento dos dois regimes de exploração em vigor no país, a equipe de auditoria formada por AUFCs da SeinfraPetróleo planejou analisar a atuação do CNPE, MME e ANP em relação às cinco situações problema sintetizadas a seguir, identificadas por intermédio de análises preliminares:

- a. ausência de delimitação de áreas estratégicas para definição do regime de exploração adequado;
- b. baixo fator de recuperação de petróleo<sup>5</sup>;
- c. encerramento precoce da produção em cenário de queda acentuada do valor do petróleo;
- d. baixa arrecadação estatal, nos cenários de elevação acentuada do preço do petróleo e de superprodução do campo de petróleo; e
- e. redução da competitividade dos certames, em decorrência da fixação de bônus de assinatura excessivo, no modelo de partilha.

Todavia, durante a etapa de planejamento, os auditores tomaram conhecimento de que, nos últimos anos, medidas importantes relacionadas à regulação da exploração do petróleo e gás natural vinham sendo tomadas pelos órgãos competentes.

---

<sup>1</sup> Bônus de assinatura: valor pago na assinatura do contrato (art. 45, inciso III, e 46 da Lei 9.478/1997).

<sup>2</sup> *Royalties*: compensação financeira ao Estado, incidente sobre a receita bruta (art. 45, inciso II, e 47, da Lei 9.478/1997).

<sup>3</sup> Participação especial: compensação extraordinária devida, no regime de concessão, na hipótese de grande produção ou rentabilidade (art. 45, inciso III, e 50 da Lei 9.478/1997).

<sup>4</sup> Excedente em óleo da União (EOU): parcela da produção partilhada entre União e contratado, no regime de partilha (art. 2º, inciso III, da Lei 12.351/2010).

<sup>5</sup> Fator de recuperação de petróleo: porcentagem do volume de petróleo extraído de reservatório ou poço em relação ao volume total nele existente, até ser desativado em decorrência de ausência de interesse financeiro do empreendedor.

Entre elas, destacam-se: regulamentação da reduções de *royalties*, para incentivar produção incremental em campos maduros<sup>6</sup> (art. 3º, inciso XII, da Resolução-CNPE 17/2017 e Resolução ANP 749/2018); promoção de estudos para regulamentação da redução da alíquota de *royalties* devida por empresas de pequeno e médio portes e de acumulações de hidrocarbonetos ou campos com economicidade marginal (Resolução-CNPE 4/2020 e consulta e audiência públicas 19/2020); definição de áreas exploratórias menos atrativas para que sejam oferecidas em leilões com alíquotas reduzidas de *royalties*; e instituição do programa BidSIM<sup>7</sup> e do seu Comitê Interministerial Executivo<sup>8</sup>, com o intuito de aprimorar as licitações de exploração e produção de petróleo e gás (Decreto 10.320/2020).

Considerando que todas as medidas em progresso buscam soluções para as situações problema “b” e “c” e dizem respeito à definição do valor do componente *royalties*, a elas associado, a equipe da SecexPetróleo optou por excluir ambas situações e o referido componente do escopo da auditoria.

Os esforços da equipe de auditoria, então, convergiram para a busca de oportunidades de melhoria regulatória relativas à delimitação de áreas estratégicas (situação “a”), a arrecadação estatal em cenários favoráveis (situação “d”) e a fixação de bônus de assinatura (situação “e”) e, para tanto, debruçou-se, especialmente, sobre a regulação e a aplicação das normas relativas aos componentes bônus de assinatura, participação especial e excedente em óleo da União.

Ao final dos exames, restaram consignados cinco achados de auditoria:

1º: as alíquotas de *participação especial* não possuem progressividade adequada, por preverem alíquotas máximas, o que resulta, no caso de campos gigantes, em não apropriação proporcional pelo Estado das receitas auferidas pelo operador e prejuízo à competitividade internacional do Brasil, com relação à atração de investimentos ao setor;

2º: a complexidade das regras e procedimentos definidos pela Resolução ANP 12/2014, alusivos à declaração e comprovação de gastos dedutíveis para o cálculo da participação especial devidas pelo operador, exige estrutura fiscalizatória com que ANP não conta e dá ensejo a severo risco de perda arrecadatória;

3º: a fixação de volume de produção para o início de cobrança de participação especial pode levar operadores a limitarem a produção, no intuito de evitar custos burocráticos e financeiros adicionais;

4º: risco de o Estado, em busca de antecipação de receitas, fixar bônus de assinatura excessivo em leilão sob o regime de partilha, que pode resultar na perda de bilhões de dólares a valor presente, como resultado da monetização de maiores riscos exploratórios, exigência de taxa interna de retorno (TIR) mais elevada, repasse de custos financeiros e fuga de potenciais interessados; e

5º: ausência de critérios objetivos para definição de áreas estratégicas que não façam parte do polígono do pré-sal, para que sejam leiloadas sob o *regime de partilha da produção*, em inobservância ao que prescreve o art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010<sup>9</sup>.

---

<sup>6</sup> Em fevereiro de 2020, foi aprovada pela ANP a primeira redução de alíquota de *royalties* sobre a produção incremental de campo maduro, o Campo de Polvo, em operação desde 2007, que obteve redução de alíquota de 10% para 5%, devido a investimentos realizados com tecnologia inovadora no Brasil, que resultaram em incremento estimado de aproximadamente 30%, na produção de petróleo, e de a R\$ 300 milhões, na arrecadação *royalties*.

<sup>7</sup> Programa para Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (BidSIM), instituído pelo Decreto 10.320/2020, com a finalidade de aumentar a competitividade e a atratividade das áreas a serem ofertadas nas rodadas de licitações para exploração e produção de petróleo e gás natural (art. 1º).

<sup>8</sup> Comitê Interministerial Executivo do BidSIM, também instituído pelo Decreto 10.320/2020, é composto por membros do Ministério de Minas e Energia, Casa Civil, Ministério da Economia e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e tem a incumbência de propor aperfeiçoamentos na governança e na metodologia das rodadas de licitações de exploração e produção de petróleo e gás natural (arts. 2º e 3º).

A partir dos cinco achados acima, a equipe de auditoria elaborou relatório preliminar, contendo propostas de quatro recomendação dirigidas ao MME, ao Ministério da Economia, à Casa Civil e à ANP, e o submeteu à consideração dos gestores.

Além disso, com o objetivo de validar os achados, a SeinfraPetróleo realizou evento de encerramento da auditoria, com apresentação aos principais *stakeholders*, incluindo gestores, empresas operadoras de petróleo, entidades industriais representantes do segmento e membros da academia científica e da sociedade organizada, com disponibilização de tempo para debates e fornecimento dos contatos dos membros da equipe, para eventuais contribuições.

Nenhuma crítica foi apresentada pelos participantes do evento aos procedimentos ou aos achados. Também não houve oposição às recomendações, por parte dos órgãos potencialmente afetados.

As manifestações encaminhadas pelos últimos, em linhas gerais, aquiesceram às análises e sugeriram retoques no texto das recomendações, para ajustá-las às competências normativas dos órgãos envolvidos e evitar embaraços às rodadas de leilões em andamento.

Tendo em vista as considerações recebidas, a equipe de auditoria conferiu nova redação às recomendações.

Quando os autos já se encontravam em meu gabinete, com instrução final de mérito e pareceres do corpo dirigente, o estado do Rio de Janeiro apresentou a petição de ingresso como interessado (peça 74), alegando possuir interesse econômico e legitimidade para participar do feito, por ser titular do produto da arrecadação das compensações e participações financeiras decorrentes da exploração do petróleo e gás natural no território fluminense.

Acrescentou que pretendia trazer significativas contribuições para o deslinde do processo, já que vem realizando auditorias para assegurar a certificação da correção dos valores pagos pelas concessionárias.

Apresentados os fatos mais importantes consignados nos autos, passo a decidir.

Os ajustes efetuados pela equipe de auditoria em sua proposta de encaminhamento compatibilizaram as recomendações com as competências dos órgãos aos quais se dirigem. Além disso, resguardam o interesse público, por reservarem as recomendações propostas a certames futuros, tendo em conta o tempo necessário para implantação das medidas e o prejuízo potencial resultante de eventual postergação de leilões.

Em que pese constituir parcela relevante da contrapartida que cabe ao Estado brasileiro pela exploração do petróleo e gás natural, também se mostra correta a decisão da equipe de excluir os *royalties* do escopo da auditoria. As medidas já implementadas pelos órgãos competentes representam inquestionáveis aprimoramentos regulatórios no que concerne ao componente. Além disso, presumível que o programa BidSIM e a atuação do seu Comitê Interministerial Executivo resultem em novo marco regulatório para o setor, o qual pode ser avaliado em momento oportuno pelo TCU.

Deveras oportunas as duas primeiras recomendações sugeridas pela SeinfraPetróleo: (i) promoção de estudos visando à atualização e modernização do Decreto 2.705/1998, que instituiu o componente fiscal participação especial, e (ii) modernização da regulação afeta aos gastos dedutíveis para efeito de cálculo dos valores devidos de participação especial.

---

<sup>9</sup> “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;”

Urge ajustar legislação e regulação alusivas ao componente fiscal participação especial, os quais tendem a desestimular a eficiência do sistema e a reduzir a arrecadação estatal.

Primeiro, porque a progressividade das alíquotas de participação especial, definida por meio do Decreto 2.705/1998, fundamentou-se em estudos anteriores às descobertas de campos gigantes no pré-sal brasileiro, divulgadas em 2007, e, por isso, não alcança a produção extraordinária observada em campos gigantes, fazendo com que o Estado deixe de arrecadar parcela da receita proporcional à auferida pelo operador (1º achado).

Segundo, porque a atual metodologia de declaração e comprovação de gastos dedutíveis, para fins de definição das participações especiais, corresponde à tarefa tão árdua e complexa que impede o controle adequado e tempestivo pelo poder concedente, além de exigir desmesurado esforço burocrático das empresas (2º achado).

Terceiro, porque, com a fixação do volume de produção a partir do qual terá início a cobrança de participações especiais, as empresas operadoras podem, a depender das circunstâncias, ajustar suas produções para evitar o pagamento do componente e a burocracia associada à definição do valor devido (3º achado).

Outra recomendação importante, associada ao 4º achado, é de que (iii) os estudos de avaliação econômica das áreas levadas a leilão sob o modelo de partilha passem a incluir cenários simulados, relativos à arrecadação estatal decorrente de ágios ofertados, para fornecer subsídios à definição do valor do bônus de assinatura e das alíquotas de partilha a serem adotados no certame.

A equipe de auditoria relatou a excelência de estudo conduzido no Programa BidSIM, para classificação de áreas como estratégicas, abarcando definição de critérios de aplicabilidade dos termos legais de *“baixo risco exploratório”* e *“elevado potencial de produção”*, para evitar subjetivismos e interferências não técnicas.

Com base nisso, acertadamente, propõe, para superação do 5º achado, (iv) inclusão, no fluxo dos processos dos leilões sob o regime de concessão, de etapa em que as características das áreas a serem leiloadas sejam confrontadas com os critérios que estão sendo definidos pelo Grupo BidSIM, a fim de, eventualmente, direcionar áreas a leilões sob o regime de partilha.

Haja vista que as quatro recomendações propostas pela unidade instrutiva estão devidamente alicerçadas nos achados de auditoria, bem assim que se mostram aderentes aos resultados esperados destes autos, anuo integralmente aos encaminhamentos propostos pela unidade instrutiva.

Por fim, nego ingresso como interessado ao estado do Rio de Janeiro, porque a expedição de recomendações a órgãos da União, pelo TCU, não afeta a esfera dos direitos daquele ente federativo e, também, porque atravancaria a marcha processual e atrasaria a implementação das soluções propostas.

Com essas considerações, incorporo a minhas razões de decidir as análises e conclusões constantes da instrução transcrita no relatório e voto no sentido de que o Tribunal adote o acórdão que ora submeto à deliberação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 29 de setembro de 2021.

WALTON ALENCAR RODRIGUES  
Relator

## ACÓRDÃO Nº 2300/2021 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 029.099/2020-0.
- 1.1. Apenso: 012.882/2021-6
2. Grupo I – Classe de Assunto: V Auditoria de Natureza Operacional.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Ministério de Minas e Energia.
5. Relator: Ministro Walton Alencar Rodrigues.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPet).
8. Representação legal: não há.

## 9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos da Auditoria de Natureza Operacional, realizada no período de 24/8/2020 a 16/12/2020, que teve por objeto averiguar a eficiência dos regimes de exploração e produção de petróleo e gás natural a partir da análise dos principais componentes fiscais;

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

9.1. recomendar, com fundamento no inciso I do art. 43 da Lei 8.443/1992, c/c inciso III do art. 250 do Regimento Interno do TCU e art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020:

9.1.1. ao Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Ministério da Economia (ME) que se articulem, com a maior brevidade possível e com eventual apoio técnico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), para que, com fundamento em estudos técnicos, promovam os atos necessários à revisão do Decreto 2.705/1998, que atualmente estipula as alíquotas de participações especiais relativas à produção de petróleo no regime de concessão, visando a conferir progressividade adequada e eficiência arrecadatória;

9.1.2. à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que, com fundamento em estudos técnicos, modernize a norma atualmente vigente, referente à apresentação, comprovação e fiscalização dos gastos dedutíveis, para efeito de cálculo das participações especiais devidas (Resolução ANP 12/2014), levando em conta as análises realizadas no item III.2 do Relatório de Auditoria Operacional à peça 71 destes autos, em atenção ao princípio arrecadatório da simplicidade e ao art. 4º da Lei 13.848/2019;

9.1.3. ao Ministério de Minas e Energia (MME) que passe a incluir nos estudos de avaliação econômica das áreas levadas a leilão sob o modelo de partilha resultados arrecadatórios relacionados a cenários simulados de ágios sobre as alíquotas mínimas estabelecidas, destacando os efeitos da competitividade para o resultado do leilão, bem como outros efeitos, decorrentes da antecipação de maiores pagamentos privados iniciais nas arrecadações totais do Estado, de forma que o CNPE possa decidir acerca da combinação entre valores de bônus de assinatura e alíquotas mínimas de excedente em óleo para União ciente dos impactos das suas decisões, em especial do impacto negativo sobre a competitividade decorrente da fixação de elevados bônus de assinatura, em observância aos objetivos indicados nos incisos III, IX, X e XI do art. 1º da Lei 9.478/1997, à Exposição de Motivos Interministerial da Lei 12.351/2010 e ao princípio da neutralidade; e

9.1.4. ao Ministério de Minas e Energia (MME), que inclua, entre as suas atividades constantes do fluxo do processo de leilão de áreas sob o regime de concessão, etapa em que se analise efetivamente e se registre o cotejo das características das áreas a serem oferecidas com os parâmetros que estão sendo criados pelo Grupo BidSIM para definir “*baixo risco exploratório*” e “*elevado*”

*potencial de produção*” e, na identificação de alguma área que atenda aos requisitos, seja dada ciência ao CNPE para que avalie e decida justificadamente sobre a declaração de área estratégica e o direcionamento para a fase de estudos que possibilitem sua inclusão em leilão sob o regime de partilha.

10. Ata nº 38/2021 – Plenário.

11. Data da Sessão: 29/9/2021 – Telepresencial.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2300-38/21-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Ana Arraes (Presidente), Walton Alencar Rodrigues (Relator), Benjamin Zymler, Augusto Nardes, Raimundo Carreiro, Bruno Dantas, Vital do Rêgo e Jorge Oliveira.

13.2. Ministro-Substituto convocado: Augusto Sherman Cavalcanti.

13.3. Ministros-Substitutos presentes: Marcos Bemquerer Costa, André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

**ANA ARRAES**

Presidente

(Assinado Eletronicamente)

**WALTON ALENCAR RODRIGUES**

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

**CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA**

Procuradora-Geral