

## VOTO

Conforme consignado no Relatório precedente, trata-se de Representação, com pedido de medida cautelar, formulada pela Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetróleo), com fundamento no art. 237, inciso VI, do Regimento Interno/TCU, diante da constatação de 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).

2. De forma resumida, os principais problemas suscitados pela unidade técnica referiam-se a impropriedades na estruturação da empresa estatal e na ausência de uma política de comercialização para o óleo e o gás da União recebidos **in natura** das áreas submetidas ao regime de partilha de produção e dos acordos de individualização de produção (AIP) relacionados ao Polígono do Pré-Sal e a áreas classificadas como estratégicas nos termos dos arts. 2º, inciso V, e 9º, inciso V, da Lei 12.351, de 22/12/2010.

3. Em relação às falhas estruturais, destacaram-se os contingenciamentos e a falta de recursos para que a empresa pudesse exercer adequadamente suas funções, ante as crescentes demandas que possui. Quanto à comercialização, questionou-se a ausência de uma política voltada para esse tema, o que caracterizaria limitação à concretização da venda do óleo da União e, conseqüentemente, à entrada da renda petrolífera nos cofres do Estado.

4. Em despacho datado de 6/12/2017 (peça 4), conheci esta Representação, vez que presentes os requisitos legais aplicáveis à espécie. Naquela oportunidade, decidi, ainda, com fundamento no art. 276, § 2º, do Regimento Interno/TCU, determinar a oitiva da Casa Civil da Presidência da República, do Ministério de Minas e Energia (MME), dos então Ministérios da Fazenda (MF) e do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão (MPDG), além da própria PPSA, para que se manifestassem, conjuntamente ou não, sobre os fatos apontados nos autos.

5. A presente fase processual tem como objeto de exame, portanto, os esclarecimentos apresentados pelos órgãos e entidades acima mencionados em resposta às oitivas que lhes foram dirigidas, esclarecimentos estes analisados pela SeinfraPetróleo na instrução de peça 59.

6. Feita essa breve síntese introdutória, passo a analisar o feito, mas não sem antes ratificar o teor do despacho acima citado, de minha autoria, especificamente no que concerne ao juízo preliminar de admissibilidade então formulado.

– II –

7. Quanto ao mérito das questões discutidas nesta Representação, entende a unidade técnica que uma delas – a ausência de uma política de comercialização para o óleo e o gás da União – restou superada com a Medida Provisória 811, de 21/12/2017, posteriormente convertida na Lei 13.679, de 14/6/2018.

8. Com efeito, após a edição desses dois diplomas, passou a ser legalmente viável a comercialização de hidrocarbonetos fluidos pela PPSA. A primeira venda, referente a quatro carregamentos de petróleo da União, deu-se em processo de consulta direta ao mercado, tendo a Petrobras arrematado todas as cargas. Em momento posterior, no âmbito do 2º leilão de cargas de óleo e gás da União, realizado pela B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (antiga Bovespa) em processo competitivo para o qual se apresentaram quatro compradores, foram vendidas as produções de Mero e Sapinhoá para um contrato de três anos e a produção de Lula para um contrato de um ano. Houve, ainda, a assinatura de contratos de venda de gás natural dos Campos de Sapinhoá e Lula para intervalos de tempo determinados.

9. Percebe-se, destarte, que foram superadas as principais dificuldades que se apresentavam à comercialização de óleo e gás da União recebidos **in natura** das áreas submetidas ao regime de partilha de produção e dos acordos de individualização de produção relacionados ao Polígono do Pré-Sal e a áreas classificadas como estratégicas, tendo sido mitigados, por conseguinte, os riscos outrora apontados nesta Representação acerca da ausência de uma política relacionada à dita comercialização e não mais se caracterizando, ao menos no que tange à matéria em comento, segundo entendimento da própria SeinfraPetróleo, os pressupostos do perigo da demora e do fundado receio de grave lesão ao Erário que poderiam eventualmente fundamentar a adoção da medida cautelar suscitada na peça inicial desta Representação.

10. Permito-me destacar o empenho da PPSA, assim como dos órgãos de governo envolvidos, para superar os obstáculos jurídicos e práticos então existentes em relação à comercialização de hidrocarbonetos correlacionados à atuação daquela estatal e encontrar uma solução alinhada aos interesses públicos da União, parte deles, inclusive, tidos por este Tribunal de Contas como merecedores de maior atenção pelo Poder Executivo Federal (Acórdão 72/2017-Plenário, TC 014.155/2016-8; e Acórdão 2.900/2015-Plenário, TC 031.831/2014-1; ambos relacionados à atuação da PPSA).

11. Conforme relatado pela unidade instrutiva à peça 59 deste TC 032.740/2017-4, ao consultar diversas companhias petrolíferas nacionais e internacionais (Petrobras, Shell, Total, CNPC, CNOOC, Repsol-Sinopec, Petrogal, Statoil, BP e Exxon), a Pré-Sal Petróleo verificou a ausência de interesse das mencionadas empresas em atuarem como agentes comercializadores do petróleo e gás natural da União, havendo interesse delas, por outro lado, em adquirir tais **commodities** caso fossem comercializadas diretamente.

12. Cogitou-se, então, a possibilidade de atuação de um agente comercializador não integrante da indústria do petróleo, tendo sido constituído um grupo de trabalho com o objetivo de discutir a possibilidade de contratação da B3 S.A. Essa alternativa, entretanto, também não se mostrou viável, haja vista ter sido constatada vedação estatutária à atuação da aludida entidade financeira como agente comercializador.

13. Como terceira solução para o impasse, passou-se a considerar a possibilidade de a própria PPSA comercializar diretamente o óleo e o gás da União, para o que se mostrou necessário promover as alterações legislativas levadas a termo pela Medida Provisória 811/2017 e pela Lei 13.679/2018.

14. Louvo todo esse esforço, pois com ele foram resguardados, conforme ressaltado acima, relevantes interesses públicos da União, especialmente de cunho financeiro, sem contar a segurança jurídica que acabou por ser preservada no âmbito dos contratos já firmados sob a regência do regime de partilha de produção.

– III –

15. Quanto à outra falha apontada nesta Representação, referente a contingenciamentos e falta de recursos para que a Pré-Sal Petróleo pudesse exercer adequadamente suas funções, concluiu a SeinfraPetróleo que, a despeito da adoção de algumas providências positivas por parte dos órgãos federais chamados neste TC 032.740/2017-4, em sede de oitiva, para apresentarem alguns esclarecimentos, o fato é que o contingenciamento de recursos destinados à PPSA continua sendo uma realidade limitadora da boa atuação dessa estatal, impedindo-a, inclusive, de assumir compromissos de investimentos voltados, entre outras finalidades, à contratação de servidores permanentes, à compra de equipamentos e **softwares** e à ampliação de suas instalações.

16. Não custa frisar a complexidade técnica em que está envolta a Pré-Sal Petróleo ao exercer as atribuições que lhe foram confiadas pela norma que autorizou sua criação (Lei 12.304, de 2/8/2010), das quais destaco as seguintes:

a) “avaliar, técnica e economicamente, planos de exploração, de avaliação, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos (...)” (art. 4º, inciso I, alínea “c”), devendo a estatal observar, no exercício dessa competência, assim como das demais previstas no inciso I do mencionado art. 4º, “as melhores práticas da indústria do petróleo” (§ 1º do art. 4º, incluído pela Lei 13.679/2018);

b) “monitorar e auditar a execução de projetos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos” (art. 4º, inciso I, alínea “d”);

c) “monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção” (art. 4º, inciso I, alínea “e”);

d) “analisar dados sísmicos fornecidos pela ANP e pelos contratados sob o regime de partilha de produção” (art. 4º, inciso III); e

e) “representar a União nos procedimentos de individualização da produção e nos acordos decorrentes, nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não contratadas sob o regime de partilha de produção” (art. 4º, inciso IV).

17. O bom desempenho dessas atribuições exige, por óbvio, recursos humanos com diferenciada qualificação técnica e em número suficiente, além de tecnologia de ponta, com os quais, entretanto, segundo se depreende dos autos, a PPSA parece ainda não contar.

18. Esse cenário se torna ainda mais preocupante se for considerado o aumento da demanda decorrente da assinatura de novos acordos de individualização de produção, também conhecidos como acordos de unitização, expressão utilizada nos Estados Unidos da América (**unitization agreements**), onde a prática se originou.

19. Some-se a isso os novos contratos de partilha de produção referentes às últimas rodadas realizadas e a outras que ainda virão a ocorrer, com destaque para o megaleilão anunciado no **site** do Ministério de Minas e Energia para outubro deste ano, a ser conduzido sob as regras do regime de partilha de produção, tendo por objeto o volume de óleo excedente aos cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo já destinados à Petrobras em contrato de cessão onerosa por ela firmado com a União em 2010 (<[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/cnpe-aprova-minuta-do-termo-aditivo-para-o-leilao-do-excedente-da-cessao-onero-1](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/cnpe-aprova-minuta-do-termo-aditivo-para-o-leilao-do-excedente-da-cessao-onero-1)>. Acesso realizado em: 16/7/2019).

20. Segundo reconhece o próprio MME na mencionada nota lançada na Internet, “A realização do certame será um marco na política energética nacional (...)”. Está-se diante, sem sombra de dúvida, de hipótese em que, acaso confirmada, será exigida da PPSA extraordinária capacidade e dedicação, não somente pelo volume de óleo estimado – algo em torno de seis bilhões de barris equivalentes de petróleo, além dos cinco bilhões a que já faz jus a Petrobras –, mas também pela provável necessidade de que venha a ser negociado e firmado um acordo de unitização, mesmo na hipótese de a Petrobras vir a exercer, nos termos do art. 4º da Lei 12.351/2010, seu direito de preferência em relação ao aludido excedente, haja vista a diferença entre as condições outrora pactuadas com a referida petroleira e as que virão a lhe obrigar caso venha a firmar um novo contrato.

21. Arrisco dizer que esse futuro contrato relacionado ao volume excedente da cessão onerosa representará o maior dos desafios com que a jovem Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural se deparará ao longo dessa sua primeira década de atuação – quiçá o maior de toda sua história –, requerendo-lhe, por certo, mudanças em sua concepção básica de atuação.

22. Endosso, portanto, a proposta de encaminhamento formulada pela SeinfraPetróleo no sentido de se determinar ao Ministério de Minas e Energia e à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que, para os processos de contratação para exploração e produção de

petróleo e gás natural que vierem a ocorrer no regime de partilha da produção, incluam, no pacote de informações técnicas a serem fornecidas para análise do TCU, nota técnica específica, a qual deve decorrer de manifestação da Pré-Sal Petróleo, que demonstre estar essa estatal adequadamente estruturada e capacitada, técnica e operacionalmente, para executar suas atribuições previstas em lei, considerando tanto os contratos em vigência quanto os que possam vir a ser assinados no âmbito dos leilões a que se refiram as aludidas informações técnicas.

23. E assim o faço – permito-me realçar – não a título de ingerência no poder decisório do Poder Executivo acerca do contingenciamento orçamentário a ser efetuado a cada exercício sob as mais diversas despesas discricionárias, entre as quais se insere parte daquelas autorizadas em orçamento para a PPSA, conforme observou a Secretaria do Tesouro Nacional em sua manifestação (peça 28, p. 5).

24. Na verdade, a fundamentação jurídica para a determinação que se propõe encaminhar ao MME e à ANP está no princípio da indisponibilidade do interesse público, que, em termos práticos, à luz da irregularidade que se busca coibir nesta Representação, traduz-se na impossibilidade de o TCU, constitucionalmente nomeado como guardião do Erário com competência, inclusive, para realizar inspeções e auditorias de natureza patrimonial (art. 71, incisos II e IV, da Carta Política de 1988), aceitar que o Governo Federal opte por sucessivamente outorgar direitos associados a valiosas reservas petrolíferas de notórios baixo risco exploratório e elevado potencial de produção, sem, contudo, oferecer, em contrapartida, condições para o bom desempenho de relevante papel atribuído à PPSA – pelo mesmo diploma legal, diga-se de passagem (arts. 8º, § 1º, e 21) –, qual seja, o papel de gerir contratos de partilha de produção com o objetivo maior de preservar os interesses do próprio Governo Federal, em especial interesses financeiros diretamente relacionados ao excedente em óleo que será repartido entre a União e o contratado e para o que são necessários, conforme aventado alhures, recursos humanos com diferenciada qualificação técnica e em número suficiente, além de tecnologia de ponta.

25. Trata a hipótese de inaceitável omissão ou, ao menos, descaso do Poder Concedente. Permitir isso seria o mesmo que admitir a alienação de um imóvel público, seja por meio de concorrência, seja mediante dispensa de licitação, em que a avaliação prévia, exigida pela mesma norma que dispõe sobre a alienação em comento (arts. 17, inciso I, e 24, inciso X, da Lei 8.666, de 21/6/1993), tenha sido feita, por suposto motivo de restrição orçamentária, de forma precária e com base em metodologia ultrapassada, inviabilizando a correta avaliação, pelo gestor público, quanto à compatibilidade entre o preço estimado ou proposto para o imóvel e seu valor de mercado.

26. Não seria demais lembrar o quão irrisória tem sido a parcela a que faz jus a Pré-Sal Petróleo no âmbito de cada leilão feito sob regime de partilha de produção. No caso do campo de Libra, por exemplo, foram destinados à estatal R\$ 50 milhões, o que representa meros 0,33% dos R\$ 15 bilhões pagos à União como bônus de assinatura, sem contar a arrecadação federal ao longo do período exploratório relacionada aos 41,65% pactuados a título de participação da União no excedente em óleo.

27. À relativa pequena representatividade desses R\$ 50 milhões a serem utilizados como fonte de custeio dos gastos da PPSA soma-se o fato de estarem eles obrigatoriamente atrelados a vultosa e inequívoca arrecadação, no caso, de R\$ 15 bilhões só a título de bônus de assinatura.

28. Reitero, portanto, a pertinência e adequabilidade da proposta de determinação apresentada pela SeinfraPetróleo, encaminhamento este que, aliás, afasta, em definitivo – inclusive em face do adiantado e amadurecido estágio de análise do processo –, a necessidade da medida cautelar outrora sugerida.

29. Ainda em reforço ao desfecho processual proposto pela unidade instrutiva, convém frisar que a PPSA, para cumprir com suas obrigações e atribuições legais e negociais, vem lançando mão de

contratações temporárias de pessoal que aparentemente extrapolam, em termos temporais e finalísticos, a permissão legal contida nos arts. 14 e 15 da Lei 12.304/2010, **in verbis**:

“Art. 14. É a PPSA, para fins de implantação, equiparada às pessoas jurídicas referidas no art. 1º da Lei nº 8.745, de 9 de dezembro de 1993, para contratar pessoal técnico e administrativo por tempo determinado.

§ 1º Considera-se como necessidade temporária de excepcional interesse público, para os efeitos da Lei nº 8.745, de 1993, a contratação de pessoal técnico e administrativo, **por tempo determinado, imprescindível ao funcionamento inicial da PPSA.**

§ 2º As contratações a que se refere o § 1º observarão o disposto no **caput** do art. 3º, no art. 6º, no inciso II do art. 7º e nos arts. 9º e 12 da Lei nº 8.745, de 1993, e **não poderão exceder o prazo de 48 (quarenta e oito) meses, a contar da data de instalação da PPSA.**

§ 3º Nas contratações de que trata o **caput**, a PPSA especificará, no edital de contratação, o tempo mínimo, como critério de seleção, títulos acadêmicos e experiência profissional na área na qual o candidato pretenda desempenhar suas atividades.

Art. 15. Sem prejuízo do disposto no art. 14 e observados os requisitos e as condições previstos na legislação trabalhista, a PPSA poderá efetuar **contratação de pessoal por tempo determinado, cujos instrumentos terão a duração máxima de 2 (dois) anos**, mediante processo seletivo simplificado.

§ 1º **A contratação por tempo determinado somente será admitida nos casos:**

I - **de serviço cuja natureza ou transitoriedade justifique a predeterminação do prazo;** e

II - **de atividades empresariais de caráter transitório.**

§ 2º O contrato de trabalho por prazo determinado **poderá ser prorrogado apenas 1 (uma) vez e desde que a soma dos 2 (dois) períodos não ultrapasse 2 (dois) anos.**

§ 3º O processo seletivo referido no **caput** deverá ser estabelecido no regimento interno da PPSA, conterá critérios objetivos e estará sujeito, em qualquer caso, a ampla divulgação.

§ 4º O pessoal contratado nos termos deste artigo não poderá:

I - receber atribuições, funções ou encargos não previstos no respectivo contrato;

II - ser nomeado ou designado, ainda que a título precário ou em substituição, para o exercício de cargo em comissão ou função de confiança; e

III - ser novamente contratado pela PPSA, com fundamento neste artigo, antes de decorridos 6 (seis) meses do encerramento de seu contrato anterior.

§ 5º A inobservância do disposto neste artigo importará na resolução do contrato, nos casos dos incisos I e II do § 4º, ou na sua nulidade, nos demais casos, sem prejuízo da responsabilidade dos administradores.” (destaques não constam no original)

30. A simples leitura desses dispositivos legais evidencia que a contratação de pessoal pela PPSA em caráter definitivo representa providência há muito necessária, haja vista o transcurso de quase seis anos desde a data de abertura da empresa, fato ocorrido em 23/8/2013, segundo informação constante do Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ) sob o nº 18.738.727/0001-36.

31. Some-se a isso o déficit tecnológico existente na Pré-Sal Petróleo, especialmente se comparada às grandes empresas petroleiras com as quais a estatal brasileira vem firmando contratos com interesses financeiros, por vezes, diametralmente opostos. Segundo informações obtidas pela SeinfraPetróleo nesta Representação, entre as ações que vêm sendo impactadas pelo contingenciamento orçamentário que afeta negativamente a atuação da PPSA constava a implementação do Sistema de Gestão de Partilha da Produção (SGPP), tido como fundamental para o devido acompanhamento dos contratos de partilha.

32. Cite-se, ainda, entre as referidas ações impactadas, a aquisição de **softwares e hardwares** especializados destinados às atividades finalística da empresa, tema há muito abordado em fiscalizações do TCU relativas à PPSA, conforme se depreende do seguinte excerto do Relatório que acompanha e fundamenta o Acórdão 2.900/2015-TCU-Plenário:

“85. Conforme as informações prestadas, a PPSA necessita de modernos recursos de **hardware e software** especializados, capazes de prover o suporte técnico adequado à execução de suas

atividades. O objetivo desse aparato tecnológico é auxiliar a empresa a analisar de forma crítica os dados e modelos geológicos, de reservatórios e de desenvolvimento da produção, bem como os planos de exploração e desenvolvimento inerentes à gestão dos contratos sob sua responsabilidade.

86. Entretanto, os investimentos relacionados as esses **hardwares** e **softwares** ainda não foram concretizados, em razão da restrição orçamentária e financeira enfrentada pela empresa.

87. Diante disso, a PPSA adotou uma solução temporária para as áreas consideradas mais urgentes, notadamente geologia, geofísica e engenharia e geologia de reservatórios. Alguns fornecedores de **software** disponibilizaram soluções transitórias de **hardware** e **software**, sem custo, mediante acordos específicos. Houve casos, inclusive, em que se necessitou de que algumas dessas licenças temporárias gratuitas fossem prorrogadas, mediante novas tratativas entre a PPSA e os fornecedores.”

33. Esclareça-se, por fim, que a necessidade de adequada estruturação da PPSA vem sendo suscitada por esta Corte de Contas há anos, segundo se depreende do recém citado Acórdão 2.900/2015 de Plenário e do Acórdão 72/2017 deste mesmo Colegiado, proferidos sob a relatoria dos eminentes Ministros Vital do Rêgo e José Múcio Monteiro, respectivamente. Referidas deliberações seguem colacionadas abaixo, pois evidenciam, por si sós, a preocupação do TCU em relação à matéria em comento:

**Acórdão 2.900/2015-Plenário:**

“VISTOS, relatados e discutidos estes autos de Relatório de Levantamento referente à fiscalização realizada na Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), com o objetivo de conhecer e descrever sua estrutura organizacional, seu atual estágio de funcionamento e suas necessidades de estruturação, além de avaliar os riscos operacionais para o desempenho das principais funções da empresa e o cumprimento de suas finalidades;

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão de Plenário, diante das razões expostas pelo Relator, em:

9.1. dar ciência à Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), ao Ministério de Minas e Energia (MME), à Casa Civil da Presidência da República, ao Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG), ao Ministério da Fazenda (MF), à Comissão de Serviços de Infraestrutura e à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal, à Comissão de Fiscalização Financeira e Controle e à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, e à Comissão Mista de Planos, Orçamentos Públicos e Fiscalização, de que **este Tribunal identificou riscos à gestão dos interesses da União no Pré-sal, com potenciais impactos para as receitas da União, em razão das dificuldades iniciais de implantação e de operacionalização da PPSA**, circunstanciadas nos Relatório e Voto que precedem este Voto, em especial quanto:

9.1.1. aos **atrasos nos repasses das fontes de receitas previstas na Lei 12.304/2010** e à ausência de contrato de remuneração entre o MME e a PPSA, devidamente subscrito pelas partes e formalmente vigente, que podem comprometer o desempenho de sua missão e finalidades;

9.1.2. à **demora na contratação e na formação de força de trabalho do quadro permanente e na disponibilização de robusta infraestrutura de tecnologia da informação** para cumprimento das condições mínimas necessárias a habilitá-la para o desempenho de suas funções, de forma a garantir a maximização de resultados em prol da União;

9.1.3. à ausência de diretrizes claras estabelecidas pelo MME a serem seguidas pela PPSA no estabelecimento de seus planos internos;

9.2. com fundamento no art. 70, inciso IX, da CF/1988, no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, e no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, recomendar ao MME, ao MPOG e ao MF que elaborem entendimento conjunto e atuação coordenada para equacionar os problemas de **atrasos nos repasses de recursos legalmente previstos para a PPSA**, a fim de evitar problemas de solução de continuidade para o bom desempenho da empresa no cumprimento de sua missão;

9.3. com fundamento no art. 70, inciso IX, da CF/1988, no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, e no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, recomendar à PPSA que atente para os riscos apontados no Relatório e Voto que fundamentam o presente Acórdão, definindo ações mitigatórias e formalizando alertas ao órgão supervisor (MME), sempre que vislumbrar que a ausência de

medidas de alçada externa à empresa que possam comprometer seu desempenho;” (negritos não constam no original)

**Acórdão 72/2017-Plenário:**

“9.2. recomendar à Pré-Sal Petróleo S.A. e ao Ministério de Minas e Energia, como órgão supervisor, que, conjuntamente, **reavaliem a força de trabalho disponível na empresa**, considerando a materialidade dos projetos e os riscos da sua atividade, o cronograma de avaliação de áreas unitizáveis, as perspectivas de licitação de blocos e os aportes administrativos e financeiros necessários;

(...)

9.4. encaminhar cópia deste acórdão, acompanhada do relatório e voto que o fundamentam, à Pré-Sal Petróleo S.A., ao Ministério de Minas e Energia, ao Conselho Nacional de Política Energética, à Casa Civil da Presidência da República, ao Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, ao Ministério da Fazenda, à Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal, à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e à Comissão Mista de Planos, Orçamentos Públicos e Fiscalização do Congresso Nacional, com a observação de que **este Tribunal identificou riscos à gestão dos interesses da União no pré-sal**, com potenciais impactos para geração de receitas, em razão das avaliações circunstanciadas nesta auditoria, em especial quanto:

(...)

9.4.2. a **deficiências na estrutura operacional da Pré-Sal Petróleo S.A. para a gestão das áreas unitizáveis da União no pré-sal;**” (negritos também não constam no original)

34. Os alertas e recomendações acima colacionados, a despeito de terem surtido alguns efeitos positivos – segundo relatado pela SeinfraPetróleo à peça 59, p. 22, item 125, deste TC 032.740/2017-4 –, ainda não lograram superar a contento as falhas apontadas desde 2015, por ocasião da prolação do Acórdão 2.900/2015-Plenário, em relação à estruturação da Pré-Sal Petróleo, remanescendo, destarte, os riscos à gestão dos interesses da União no pré-Sal, com potenciais impactos negativos para os cofres federais, o que respalda, juntamente com os demais fundamentos ora suscitados, o encaminhamento de determinação ao MME e à ANP nos moldes sugeridos pela unidade instrutiva.

35. A própria manifestação da Pré-Sal Petróleo, aliás, corrobora a pertinência desse encaminhamento. Após descrever as possibilidades contratuais para o período de 2019 a 2021, assim conclui a estatal:

“Com a dotação atual de profissionais, equipamento e **software**, a PPSA não está preparada para atender à demanda descrita acima. A concorrência entre os ativos (CPPs e AIPs) pela atenção da empresa geraria atrasos nas decisões e possíveis impactos na qualidade das análises, afetando o andamento dos projetos e a maneira com que a PPSA vem cumprindo o seu papel. A empresa hoje está no limiar de não poder cumprir com suas atribuições legais em função de necessitar de recursos humanos e tecnológicos para atender as demandas oriundas dos CPPs e AIPs.” (peça 58, p. 7; sublinhados não constam no original)

36. Parece-me, portanto, evidenciado à exaustão o quão imprescindível se mostra a adoção de imediatas providências efetivas por parte do Governo Federal com vistas à estruturação da PPSA.

– IV –

37. Ainda como acréscimo ao exame empreendido pela SeinfraPetróleo, gostaria de deixar consignada minha convicção de que a boa e regular atuação da Pré-Sal Petróleo em prol dos interesses da União não depende simplesmente de disponibilidade orçamentária e financeira, mas especialmente do emprego desses recursos em precisos e confiáveis processos e ferramentas de trabalho que possibilitem àquela empresa desenvolver com excelência as competências que lhe foram legalmente atribuídas, com destaque para as seguintes:

a) nos contratos de partilha de produção, avaliar, técnica e economicamente, planos de exploração, de avaliação, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, monitorar e auditar a execução dos projetos relacionados àqueles planos e os respectivos custos e investimentos (art. 4º, inciso I, alíneas “c”, “d” e “e”, da Lei 12.304/2010);

b) nos contratos de comercialização de óleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, monitorar e auditar operações, custos e preços de venda dessas **commodities** (art. 4º, inciso II, alínea “c”, da Lei 12.304/2010).

38. Cabe realçar que o cometimento de erros pela PPSA – involuntários ou não e por menores que sejam – tem o potencial de causar expressivos prejuízos aos cofres federais. Variações mínimas na quantificação de custos envolvidos na execução dos contratos sob sua responsabilidade podem facilmente atingir cifras da ordem de, pelo menos, milhões de reais.

39. Para isso, parece-me imprescindível que a referida estatal use tecnologias de informação e comunicação e da ciência de dados, cujas ferramentas, técnicas e algoritmos podem muito lhe auxiliar.

40. De outra parte, entendo que a busca por excelência na atuação da Pré-Sal Petróleo também depende da aplicação de uma boa política de governança na empresa, por meio da qual se possa assegurar, principalmente, autonomia e independência de seus dirigentes e servidores.

41. Nesse cenário, tenho por oportuno incluir na minuta de acórdão ora submetida à deliberação deste Colegiado determinação para que seja avaliada pela Secretaria-Geral de Controle Externo do TCU (Segecex) a pertinência de se fiscalizar a PPSA sobre esses aspectos.

– V –

42. Com essas considerações, eu poderia encerrar meu Voto. Todavia, peço escusas para tangenciar outra relevante questão afeta ao regime de partilha de produção inaugurado pela Lei 12.351/2010.

43. Refiro-me à competência atribuída ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de “propor ao Presidente da República (...) 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” (art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010).

44. Trata-se de atribuição que parece guardar certa correlação com competências do MME e da ANP, segundo se depreende dos seguintes dispositivos legais relacionados ao tema:

**“Lei 9.478, de 6/8/1997:**

“Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

(...)

VIII - definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção; (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010)

(...)

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

(...)

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção; (Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010)”

**Lei 12.351/2010:**

“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;

(...)

Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências:

(...)

II - propor ao CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção;

(...)

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

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

45. A par disso, chamo a atenção de meus ilustres pares para a possível necessidade de melhor definição e transparência quanto aos procedimentos adotados em cada uma daquelas três unidades jurisdicionadas (MME, ANP e CNPE) para, ao final, fazer valer o que dispõe a Lei 12.351/2010 sobre delimitação de outras regiões passíveis de serem classificadas, de acordo com a evolução do conhecimento geológico, como áreas do pré-sal ou áreas estratégicas.

46. Não me ponho, aqui, a defender o regime de partilha de produção em detrimento do regime de concessão. Procuro, na verdade, dar a devida atenção ao que dispõe nosso ordenamento jurídico, mais precisamente o art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010, o que faço – convém repetir – em decorrência da 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.

47. Em reforço à preocupação ora suscitada, trago a lume questão ventilada no âmbito do TC 000.016/2018-7, no qual, sob minha relatoria, foi analisado o primeiro estágio da 15ª Rodada de Licitações para Outorga de Concessão de Blocos Terrestres e Marítimos para Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Nos referidos autos, esta Corte de Contas deparou-se com obscuridades na aplicação justamente daquele art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010, as quais se encontram assim descritas no Relatório e no Voto que fundamentam a deliberação proferida naquele processo (Acórdão 672/2018-TCU-Plenário):

#### “Relatório

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

(...)

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

(...)

260. Também caracteriza o **fumus boni iuris** a fundamentação insuficiente dos pronunciamentos técnicos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e do Ministério de Minas e Energia (MME) que serviram de base para fundamentar as decisões do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) na aprovação da Resolução 21/2017, de 9/11/2017,

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

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

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

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

(...)

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

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

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

(...)

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

309. Nesse mesmo sentido, também vale destacar a identificação do excesso de contradições verificado nas respostas dos entes ouvidos em relação as notas técnicas da ANP assentadas nos

processos de outorga. De um lado, enfraquece a opinião técnica da Agência, na medida em que fragiliza ou coloca incertezas nos procedimentos técnicos adotados ao longo do processo de outorga em que demonstra volatilidade em entendimentos técnicos específicos. De outro, enfraquece o papel institucional da ANP, de agente regulador pró ativo, justamente o necessário para evitar os problemas que foram detectados.

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

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

### **Voto**

“16. (...) As informações trazidas por aquela agência reguladora no âmbito do primeiro estágio foram fragmentárias, com complementos encaminhados após a apresentação inicial da documentação, e **não incluíram a totalidade de notas técnicas apreciadas pelo CNPE no processo de escolha de blocos ofertados.** (...)

(...)

19. **Agravam a situação as posições contraditórias adotadas pela ANP nestes autos** e que ficaram, a meu ver, plenamente caracterizadas na instrução produzida pela SeinfraPetróleo, **a exemplo da recomendação inicial para que toda a área de Saturno fosse declarada estratégica, como meio de evitar futuro processo de unitização, e na resposta à oitiva, da defesa pela desnecessidade de tal ação.**

20. Ademais, verifico que em momento algum se questionou a opção adotada pelo CNPE, mas tão somente se apontou a **ausência de justificativas para a decisão tomada, que contrariou frontalmente a recomendação então trazida pela agência reguladora nas notas técnicas que precederam aquela reunião. Não foram juntados aos autos estudos que corroborassem a decisão adotada, tampouco a ata da reunião do CNPE.** Não é demais lembrar que, a despeito de a decisão de se outorgar determinado bloco de petróleo se encontrar na esfera de discricionariedade do Poder Concedente, isso não o exime da observância ao princípio da motivação dos atos administrativos, especialmente em uma decisão que contrariou a nota técnica preparada como subsídio.” (destaques não constam no original)

48. Tais ocorrências, por reforçarem minha percepção sobre a existência de possível falha na aplicação do art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010, levam-me a sugerir, nesta assentada, que o TCU determine a realização de ação fiscalizatória, na modalidade Auditoria Operacional, com o objetivo de melhor conhecer a forma de atuação do MME, da ANP e do CNPE na delimitação de áreas a que se refere aquele comando legal, de modo que esta Corte possa, ao final do mencionado trabalho, avaliar, entre outros aspectos que considerar relevantes, se há necessidade ou não de se propor aprimoramentos nos procedimentos a cargo de cada uma daquelas três unidades jurisdicionadas relativamente ao assunto em foco.

49. Como circunstâncias fáticas adicionais a justificar essa proposição, cito as recentes descobertas de áreas de interesse nacional com aparente elevado potencial de produção de petróleo e de gás natural.

50. A primeira delas está associada a sucessivas descobertas, havidas nos últimos anos, de reservas com grandes potenciais de exploração petrolífera na costa da Guiana em região com características geológicas semelhantes àquelas encontradas no que se denomina Margem Equatorial do Brasil, em relação à qual, aliás, a ANP já havia suscitado a existência de potencial produtivo, ensejando, inclusive, a outorga de concessão de direitos exploratórios relativos a alguns blocos no âmbito da 11ª Rodada de Licitações para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, realizada em 14/5/2013.

51. Com as recentes descobertas mencionadas acima, o potencial produtivo apontado por nossa agência reguladora em 2013 pode vir a se confirmar, quiçá com taxas de sucesso de exploração superiores à média da indústria global, que, segundo especialistas do setor, não chega a 20%, enquanto nas recentes descobertas na costa da Guiana essa taxa de sucesso tem alcançado o extraordinário valor de 82%.

52. A segunda área recém-cogitada como de elevado potencial produtivo está relacionada ao que vem sendo anunciado em diversos meios de comunicação como a maior descoberta da Petrobras desde o pré-sal, em 2006. Trata-se de reservas de gás natural em Sergipe e Alagoas com potencial exploratório estimado em aproximadamente um terço da atual produção nacional.

53. Em ambos os casos, está-se diante de regiões com possibilidade de virem a ser classificadas, nos termos dos arts. 2º, incisos IV e V, e 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010, como áreas do pré-sal ou estratégicas, cuja exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, conforme preceitua o art. 3º daquele mesmo diploma, devem ser contratadas sob o regime de partilha de produção.

54. Convém destacar que, de acordo com entendimento do próprio MME, “a alta produtividade dos campos do pré-sal”, juntamente com outros fatores locais, “têm despertado grande interesse das principais empresas petrolíferas do mundo, além de colocar o País entre os cinco maiores produtores de petróleo do mundo” (<[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/cnpe-aprova-minuta-do-termo-aditivo-para-o-leilao-do-excedente-da-cessao-onero-1](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/cnpe-aprova-minuta-do-termo-aditivo-para-o-leilao-do-excedente-da-cessao-onero-1)>. Acesso realizado em: 16/7/2019).

55. Certamente, contarão com essa mesma atratividade diferenciada outras regiões que porventura venham a ser classificadas, nos termos do art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010, como áreas do pré-sal ou áreas estratégicas, estas últimas caracterizadas “pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos” (art. 2º, inciso V, do referido diploma legal).

56. Percebe-se, portanto, que a delimitação de regiões externas ao polígono geográfico definido pela Lei 12.351/2010 que venham a se mostrar, conforme a evolução do conhecimento geológico, passíveis de classificação como áreas do pré-sal ou áreas estratégicas, consubstancia-se em medida voltada não a prestigiar um regime de contratação em detrimento do outro, mas a assegurar a devida valoração do patrimônio da União e a permitir a maximização da arrecadação de receitas, além de fazer cumprir, obviamente, a legislação em vigor.

57. Relevante destacar, por derradeiro, que, passados mais de oito anos desde a publicação do referido diploma legal em 23/12/2010, a classificação de novas áreas do Pré-Sal e de áreas estratégicas não avançou além das parcelas dos campos de Saturno e Titãs localizadas às margens do Polígono definido naquela norma, classificação esta que, aliás, somente se consumou por força da tempestiva atuação desta Corte de Contas nos autos do supramencionado TC 000.016/2018-7.

58. Essa tímida aplicação do disposto no art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010, somada às demais razões suscitadas acima, corroboram a importância de se determinar uma ação fiscalizatória que permita ao TCU melhor conhecer a forma de atuação do MME, da ANP e do CNPE na delimitação de áreas a que se refere aquele comando legal.

59. Nada mais havendo a acrescentar, encerro meu pronunciamento, mas não sem antes parabenizar a equipe da SeinfraPetróleo que atuou nesta Representação – inclusive formulando-a –, contribuindo com excelência técnica para os resultados que se almeja alcançar em prol do interesse nacional.

Ante o exposto, VOTO pela adoção da minuta de acórdão que ora submeto à apreciação deste Colegiado.



TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 17 de julho de 2019.

**AROLDO CEDRAZ**  
Relator