



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

SÚMULA DE AUDIÊNCIA PÚBLICA

SÚMULA DA AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 13/2019

A ANP realizou a Audiência Pública nº 13/2019 que tratou do pré-edital e das minutas de contrato da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa no dia 05 de julho de 2019, das 14h30 às 18h30, no Auditório do Windsor Flórida Hotel, localizado na Rua Ferreira Viana, 81, Flamengo, Rio de Janeiro, RJ.

O aviso da Audiência Pública nº 13/2019 foi publicado no Diário Oficial da União (DOU) no dia 13 de junho de 2019, quando foi aberto o período de consulta pública, e nos sítios eletrônicos <http://rodadas.anp.gov.br> e <http://www.anp.gov.br>.

A Audiência Pública nº 13/2019 teve como objetivos:

- Obter subsídios e informações adicionais sobre o pré-edital e as minutas de contrato de partilha de produção referentes à Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa;
- Propiciar aos agentes econômicos e aos demais interessados a possibilidade de encaminhamento de comentários e sugestões aos referidos instrumentos licitatórios;
- Identificar, da forma mais ampla possível, todos os aspectos relevantes à matéria objeto da audiência pública;
- Dar publicidade, transparência e legitimidade às ações da ANP.

A audiência pública foi precedida de consulta pública, no período de 13 de junho de 2019 à 03 de julho de 2019, totalizando 20 dias. Nesse período, a ANP recebeu de dez agentes interessados 319 contribuições ao pré-edital e às minutas dos contratos de partilha de produção da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa.

A audiência pública teve início com a mesa-diretora composta por:

- Dirceu Cardoso Amorelli Jr., Diretor da ANP e presidente da audiência;
- Heloisa Borges, Superintendente de Promoção de Licitações da ANP e secretária da audiência;
- Artur Watt Neto, Procurador, representando a Procuradoria Federal junto à ANP;
- Bruno Eustáquio Carvalho, representante do Ministério de Minas Energia (MME).

A abertura foi realizada pelo Diretor Dirceu Amorelli, que agradeceu a presença de todos e falou sobre o objeto da audiência, explicando que a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa foi autorizada pelo Conselho Nacional de Política Energética por meio da Resolução CNPE nº 06/2019, de 18 de abril de 2019, que autorizou a ANP a ofertar as áreas de desenvolvimento de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos, e definiu os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção e o conteúdo local mínimo obrigatório das áreas em oferta.

O diretor destacou que esta Rodada é mais uma entrega dentro do compromisso com o Upstream e com o desenvolvimento da indústria de petróleo e gás natural no país. Ela representa um grande desafio para

a ANP e para todos os envolvidos, haja vista tanto o objeto ser diferente daquele tradicionalmente ofertado – são áreas já em desenvolvimento – quanto a importância desta licitação para o país.

Falou, ainda, das rodadas realizadas entre 2017 e 2018 e sobre as expectativas para 2019 com a realização de quatro rodadas. Após fazer a abertura do evento, o Diretor Dirceu Amorelli passou a palavra para os integrantes da mesa.

Bruno Eustáquio do MME agradeceu a oportunidade, cumprimentou os presentes e falou sobre diferenciação na composição da Audiência Pública, pois representa o engajamento da União para com esse projeto diferenciado. Ele afirmou que há uma expectativa de reposicionar o Brasil com relação à exploração e produção para que o Brasil esteja entre os cinco maiores produtores até 2030, que é um período um pouco superior ao plano decenal de energia. A Cessão Onerosa tem a dimensão da política energética, mas tem uma dimensão econômica fundamental, pois se trata de um projeto com bônus estimado de 106 bilhões de reais, que é o maior projeto de infraestrutura do mundo e do Brasil. Há um engajamento do Ministério de Minas de Energia, do Ministério da Economia, fundamentalmente da ANP no processo de estruturação da licitação, mais a participação da PPSA e há também o Tribunal de Contas da União acompanhando toda a agenda da Cessão Onerosa.

O Procurador Federal Artur Watt falou que a rodada tem, além de todo o desafio técnico, de toda a equipe já mencionada envolvida, um desafio jurídico muito grande, que é conciliar o contrato de partilha da Licitação do Excedente da Cessão Onerosa com um contrato já assinado. E a tônica do governo brasileiro como um todo e da Advocacia Geral da União (AGU) especificamente, no que respeito aos contratos, é conciliar a necessidade da segurança jurídica aos novos entrantes que estão assinando um novo contrato que vai coexistir por muitos anos com o Contrato de Cessão Onerosa. Então é um desafio jurídico muito grande que envolve obviamente não só a Procuradoria da ANP, mas todas as áreas jurídicas dos entes públicos envolvidos, e tem havido uma colaboração muito grande, seja com o pessoal do Ministério, com o pessoal da PPSA, com os agentes envolvidos que dão suas sugestões, e nesse momento está aberto para realmente aperfeiçoar esses instrumentos. Agradeceu, então, a participação de todos.

Heloisa Borges agradeceu a oportunidade e indicou que falaria em sua apresentação.

Após as falas dos integrantes da mesa, o presidente da audiência explicou os ritos e informou que haveria quatro apresentações: a primeira delas, realizada pela servidora Renata Isfer, Secretária Adjunta de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do MME, tratará das diretrizes para o cálculo da compensação devida à Petrobras e regramento dos Acordos de Coparticipação entre a Petrobras e os Contratados do Contrato de Partilha de Produção. Em seguida, Heloisa Borges, Superintendente de Promoção de Licitações da ANP, esclarecerá os elementos principais do pré-edital que foi submetido à Consulta Pública. A terceira apresentação será ministrada pela servidora Josie Quintella, Superintendente Adjunta da Superintendência de Promoção de Licitações da ANP, que apresentará os principais aspectos das minutas do contrato de partilha propostas para a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa. Por fim, Olavo Bentes, Consultor Jurídico da PPSA, fará uma apresentação sobre os procedimentos para apuração do Custo e do Excedente em Óleo previstos nos contratos.

Em seguida, o Diretor Dirceu Amorelli passou a palavra para a primeira palestrante:

Renata Isfer primeiro agradeceu a oportunidade e falou sobre o esforço conjunto do governo, indústria, da ANP, da PPSA e do TCU. Mencionou, ainda, as dificuldades do leilão: a primeira é o bônus elevado, o que requer necessidade de segurança jurídica além da avaliação econômica; a questão da compensação por aquisição de ativos; o Acordo de Coparticipação; a assimetria de informações; a tentativa de alinhamento de incentivos para finalizar o Acordo de Coparticipação de forma equânime e o melhor aproveitamento da área. Ela explicou que a compensação se deve ao fato de que a Petrobrás já tem diversos ativos, já está em produção e tem a previsão para produção de 50 milhões de barris por dia nessas áreas e o novo entrante, quem vencer e assinar o contrato em regime de partilha, vai ter acesso a essa produção e não vai ter que esperar, não vai ter que fazer os estudos, nem investimentos novos.

O cálculo do valor dos ativos, conforme Portaria MME nº 213/2019, baseado nos investimentos iniciais da Petrobras, associado ao valor que a Petrobrás vai estar deixando de ganhar com a entrada do novo entrante, com o compartilhamento que ela vai fazer dessa produção. O cálculo vai ser a diferença dos

VPLs (Valor Presente Líquido): o VPL original que a Petrobras tinha pelo Contrato de Cessão Onerosa com o VPL da curva de produção que eles vão ter a partir do momento em que entrou um novo contratado. Quanto à forma de pagamento dessa compensação, é uma questão puramente comercial negociável pelas partes, enfim, é uma questão que vai ser feita pela própria indústria. Sobre a compensação, Renata Isfer mostrou uma curva prospectiva da curva de produção da Petrobrás em regime Cessão Onerosa, que é o que estão produzindo hoje. Ela explicou que é nessa hora que vai ter que considerar o preço do petróleo, o preço do gás, os custos, os tributos, enfim, diversas questões para se calcular esse VPL. Para se calcular essa compensação deve-se considerar todos aqueles parâmetros que estão na Portaria MME nº 213/2019 e aplicar para essa curva prospectiva do contrato original de Cessão Onerosa sozinho nessas áreas.

Sobre a Coparticipação, regida pela Portaria MME nº 265/2019, Renata Isfer, disse que foram usados, na medida do possível, conceitos da unitização dos AIPs para manter o que a indústria já está acostumada, mas foram necessárias algumas adaptações por questões jurídicas, legais e também por questões técnicas decorrentes do fato de que existe um contrato já assinado nessa área com um limite de volumes. O objetivo da Coparticipação é promover a unificação das operações evitando a concorrência predatória e a consequente depletação precoce do reservatório. Ela explicou que a participação no reservatório de cada contrato será determinada com base nos volumes recuperáveis; que as partes e a PPSA, como interveniente anuente, deverão chegar a um acordo sobre o volume recuperável dos campos e, conseqüentemente, sobre os percentuais de produção em cada regime e que o acesso à produção dos volumes excedentes ocorrerá após o Acordo de Coparticipação, salvo se houver acordo de predeterminação. Sobre o Acordo de Coparticipação (ACP) ela esclareceu que: está disciplinado pela Portaria MME nº 265/2019; e (i)deverá ser aprovado pela ANP, exceto no que toca ao valor e forma de pagamento da compensação à Petrobras; (ii)a vigência e eficácia do ACP ocorrerá a partir da sua Data Efetiva, desde que, nesta data, o Contratado esteja adimplente em relação ao pagamento da Compensação acordada; (iii)a extinção do ACP quando do encerramento de um dos Contratos (CPP/CCO); e (iv)o ACP tem a PPSA como interveniente anuente. Por fim, Renata Isfer afirmou que Compensação é aspecto negocial com a Petrobras, que as regras de coparticipação buscaram estimular a competitividade preservando os direitos adquiridos na Cessão Onerosa e que o processo é altamente participativo, transparente e previsível.

O presidente da audiência agradeceu a apresentação passou a palavra para a segunda palestrante, a secretária da Audiência Pública e Superintendente de Promoção de Licitações (SPL), Heloisa Borges, que apresentou os principais aprimoramentos e mudanças realizados no pré-edital da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa.

Heloisa Borges começou sua apresentação citando a base legal e explicou que a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa encontra fundamento nas seguintes Leis:

- Lei nº 12.276/2010, que autoriza a União a ceder onerosamente à Petrobras o direito de exercer atividades de E&P em áreas não concedidas do Pré-Sal com limite de produção de 5 bilhões de barris;
- Lei 12.351/2010, a qual institui que os direitos de E&P dos volumes excedentes aos contratados pela Cessão Onerosa devem ser licitados sob o regime de partilha de produção;

Já para a revisão do Contrato de Cessão Onerosa, a base legal são as seguintes resoluções e portarias:

- Resoluções do CNPE: nº 02/2019 (alterada pela Resolução CNPE nº 13/2019), a qual determina que a Petrobras deverá ser compensada pelos investimentos realizados nas áreas licitadas, que o novo entrante se tornará proprietário de parcela dos ativos existentes na Data Efetiva do Acordo de Coparticipação e que os valores pagos pelo Contratado a título de compensação são recuperáveis como custo em óleo e nº 05/2019 que aprova os termos da minuta do Aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa, firmado entre a União e a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras;
- Portaria do MME nº 213/2019 (alterada pela Portaria MME nº 251/2019, a qual estabelece a metodologia para o cálculo do valor a ser compensado à Petrobras.

E, para a Licitação dos Volumes Excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa, a base legal são as seguintes resoluções e portarias:

- Resoluções do CNPE: nº 06/2019 (alterada pela Resolução CNPE nº 08/2019), a qual autoriza a Rodada nos blocos contendo as áreas de desenvolvimento de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia; aprova os parâmetros técnicos e econômicos dos blocos ofertados; e inicia prazo para manifestação da Petrobras sobre o direito de preferência e [nº 10/2019](#), estabelecendo que o Edital da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa deverá indicar que a participação obrigatória da Petrobras, como operador, ocorrerá com 30% em cada uma das áreas de Búzios e Itapu.
- Portaria do MME nº 265, publicada no DOU de 27/06/2019, a qual disciplina o Acordo de Coparticipação.

Heloisa Borges passou a falar sobre o cronograma da licitação destacando as datas importantes:

- 06/09/2019 – publicação do Edital e do Contrato da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa
- Em data a ser definida, serão realizados os seminários técnico e o ambiental e jurídico-fiscal
- Até 23/09/2019 – prazo final para manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação
- 23/10/2019 – data limite para apresentação das garantias de oferta
- 23/10/2019 – sessão pública de apresentação de ofertas
- Até 18/11/2019 – adjudicação do objeto e homologação da licitação
- Até 27/12/2019 – entrega dos documentos de assinatura do contrato e qualificação de afiliada indicada e prazo para pagamento do bônus de assinatura
- Até 31/03/2020 – assinatura dos contratos

Em seguida, discorreu sobre o objeto da licitação, afirmando que a ANP ofertará as áreas de desenvolvimento de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos. Com a publicação da Resolução do CNPE nº 06/2019, a Petrobras teve 30 dias para manifestar seu interesse. Ela exerceu o direito de preferência em carta endereçada ao Ministério de Minas e Energia no dia 21 de maio de 2019, manifestando interesse em atuar como operadora com 30% de participação para as áreas de Búzios e Itapu. A Resolução CNPE nº 10/2019 ratificou essa participação da Petrobras, a qual passou a ser incluída no edital de licitações.

Heloisa Borges passou a descrever cada área em oferta: Atapu, setor SS-AUP1, tem área de 228,89 quilômetros quadrados e o bônus de assinatura de 13,74 bilhões de reais, fixado em Resolução. O percentual mínimo de excedente em óleo para a União, também fixado em Resolução, é de 26,23%. Os percentuais mínimos de Conteúdo Local para o bloco de Atapu devem atender às condições exigidas no contrato de concessão de Oeste de Atapu: 35% na fase de exploração e 30% na etapa de desenvolvimento da produção, conforme a Resolução CNPE nº 6/2019. Búzios, com 30% de participação da Petrobras, setor SS-AP1, área de 852,21 quilômetros quadrados, bônus de assinatura de 68,19 bilhões de reais, percentual mínimo de excedente em óleo para a União de 23,24%, e o Conteúdo Local para a etapa de desenvolvimento da produção é: construção de poço de 25%, sistema de coleta e escoamento 40%, e unidade estacionária de produção 25%. Itapu, com 30% de participação da Petrobras, setor SS-AP1, área de 146,71 quilômetros quadrados, um bônus de assinatura de 1,76 bilhão, percentual mínimo de excedente em óleo para a União é de 18,15%, e o Conteúdo Local para a etapa de desenvolvimento da produção é: construção de poço de 25%, sistema de coleta e escoamento 40%, e unidade estacionária de produção 25%. Sépia, setor SS-AUP1, área de 157,25 quilômetros quadrados, bônus de assinatura de 22,85 bilhões de reais, percentual mínimo de excedente em óleo para a União de 27,88%, Conteúdo Local para a etapa de desenvolvimento da produção é: construção de poço de 25%, sistema de coleta e escoamento 40%, e unidade estacionária de produção 25%.

Sobre as diretrizes ambientais, Heloisa Borges indicou que se fundamentam na Resolução CNPE nº 17/2017, que estabelece a política de exploração e produção de petróleo e gás natural e, em seu Artigo 6º, determina que o planejamento das outorgas deverá considerar os resultados de avaliações ambientais de áreas sedimentares. E para as áreas que não tenham sido concluídos tais estudos, as avaliações sobre possíveis restrições ambientais serão sustentadas por manifestação do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério do Meio Ambiente (MMA). A manifestação foi firmada no dia 19 de março de 2019 e ficou ratificado que há concordância com a oferta das áreas. O objetivo da manifestação é conferir segurança e previsibilidade ao processo posterior de licenciamento ambiental.

Em relação à participação na licitação, Heloisa Borges citou as etapas correspondentes ao processo: manifestação de interesse, pagamento de taxa de participação, qualificação, garantia de oferta, apresentação de ofertas, documentos de assinatura e, por fim, a assinatura dos contratos. Explicou que a habilitação é o somatório da manifestação de interesse mais pagamento da taxa de participação mais a qualificação; e que é obrigatória e individual, mesmo para licitantes que pretendam apresentar oferta em consórcio. A licitante que tiver a habilitação aprovada pela Comissão Especial de Licitação (CEL) poderá apresentar ofertas para os blocos para os quais tenha efetuado o pagamento de taxa de participação e aportado garantia de oferta. O prazo para entrega dos documentos é 23 de setembro de 2019. As licitantes habilitadas poderão desistir de participar do processo licitatório através de manifestação formal encaminhada até 10 (dez) dias úteis antes da sessão pública de apresentação de ofertas.

Heloisa Borges detalhou a apresentação de documentos em relação à forma dos documentos, que devem ser digitalizados e encaminhados à ANP por meio do Sistema Eletrônico de Informações (SEI) com as seguintes exceções: garantias de oferta são entregues exclusivamente em meio físico e as garantias de performance devem ser entregues também em meio físico. Disse que os manuais de instruções “Manual do Usuário externo do SEI” e “Manual para Peticionamento de Documentos no SEI para as Rodadas de Licitações da ANP” estão disponíveis no sítio eletrônico <http://rodadas.anp.gov.br>. Falou sobre a necessidade de observar os requisitos da Seção 3 do edital e chamou atenção para os dois “check-list” constantes nas Tabelas 12A e 12B, para documentos de habilitação, e na Tabela 18, para documentos de assinatura. Por fim, confirmou a possibilidade de aproveitamento dos documentos submetidos na 16ª Rodada de Licitações, na 6ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção ou em procedimentos de cessão de contratos iniciados no ano de 2019, conforme Anexo II.

Explicou também que a taxa de participação é obrigatória e individual, mesmo para quem pretenda apresentar oferta em consórcio e que o valor é de 503 mil reais.

Para a retirada do pacote de dados a interessada deve preencher o formulário eletrônico de inscrição, pagar a taxa de participação e apresentar o termo de confidencialidade comprovando os poderes de quem assinou o termo de confidencialidade.

A superintendente destacou que para essa rodada há dois pacotes de dados técnicos: um é a “Coleção de dados técnicos públicos” selecionados pela ANP para a licitação, a qual contém as linhas sísmicas, os dados de poços e as diretrizes ambientais, cuja retirada é preferencialmente por acesso remoto (eBid) ou presencialmente na ANP/Urcu e o outro é a “Coleção de dados técnicos confidenciais” referentes a cada área ofertada, disponibilizados pela Petrobras, a qual contém as linhas sísmicas, os dados de poços, os AIPs, os Planos e Programas, a documentação Ambiental e de Segurança Operacional, informações sobre as facilidades de produção e a seleção de contratos relativos aos blocos em oferta, cuja retirada é exclusivamente presencial na ANP/Urcu e requer a assinatura de Termo de Confidencialidade Específico e a apresentação dos documentos de manifestação de interesse e qualificação em conformidade.

Heloisa Borges ressaltou que a qualificação compreende aspectos técnicos, econômicos, jurídicos e a comprovação de regularidade fiscal e trabalhista. Nesta rodada, a qualificação se dará para Operadora A, a qual deve possuir experiência em atividades de exploração e/ou produção offshore na condição de operadora e para Não Operadora.

Com relação às garantias de oferta, ela destacou que devem ser entregues até o dia 23 de outubro de 2019 e que as modalidades são: carta de crédito e seguro garantia. Mencionou também os valores por bloco: Atapu, 172 milhões; Búzios, 852 milhões; Itapu, 22 milhões e Sépia, 286 milhões.

Heloisa Borges explicou que há um critério único para apresentação de oferta, qual seja, o percentual de Excedente em Óleo para a União. Sobre as ofertas em consórcio, a licitante indicada como operadora do consórcio deve ter sido qualificada como Operadora A. As licitantes qualificadas como Não Operadora somente podem apresentar oferta em consórcio. E, para os blocos que a Petrobras manifestou interesse, Búzios e Itapu, pelo menos uma integrante do consórcio deverá ser qualificada como Operadora A. As licitantes deverão firmar compromissos de constituição do consórcio entre si e com a PPSA, e com a Petrobras para os blocos em que a empresa exerceu o direito de preferência.

Ela explicou como será a sistemática de apresentação de ofertas afirmando que todas as licitantes habilitadas serão convocadas, individualmente, para apresentar envelope à CEL, o qual poderá conter: o conjunto de formulários indicando a oferta apresentada; ou formulário indicando que a licitante não deseja apresentar oferta; ou formulário indicando que a oferta está sendo apresentada por outra consorciada. Destacou que as licitantes habilitadas que não comparecerem à sessão pública de apresentação de ofertas sem que tenham manifestado sua desistência no prazo estabelecido, ou que não apresentem o respectivo envelope à CEL quando convocadas, estarão sujeitas às penalidades previstas no edital.

Para os blocos que a Petrobras manifestou interesse em atuar como operadora, caso a vencedora tenha feito oferta superior ao mínimo, e a Petrobras não integre o consórcio vencedor, a Comissão Especial de Licitação convoca um representante da Petrobras para, na hora do leilão, exercer o seu direito de preferência. Caso a Petrobras decida não compor o consórcio, as vencedoras assumem 100% da participação e a Comissão Especial de Licitação divulga a nova operadora e os novos percentuais de participação que estão no formulário de recomposição do consórcio, que é um dos formulários que está dentro das ofertas. Ainda sobre a apresentação de ofertas, explicou que há a possibilidade de a Comissão Especial de Licitação reabrir o prazo para a apresentação de ofertas. E a licitante que apresentar a oferta vencedora na abertura, mas não tenha saldo de garantia de oferta suficiente para cobrir a sua oferta, firma um termo de aporte de garantia de oferta adicional e compromete-se a entregar a garantia de oferta adicional.

Para assinatura do contrato, Heloisa Borges explicou que, após a adjudicação do objeto da licitação e a homologação, as vencedoras são convocadas. A assinatura dos contratos envolve a entrega das garantias financeiras do PEM, a comprovação do pagamento do bônus de assinatura e a entrega de demais documentos de assinatura dos contratos. As modalidades da garantia do PEM aceitas no edital são carta de crédito e seguro garantia. Ressaltou que o pagamento fora do prazo do bônus de assinatura incorre acréscimo de 10% do valor do bônus, além de juros moratórios de 1% ao mês até a data do efetivo pagamento. Os demais documentos de assinatura são: informações das signatárias, contrato de consórcio, garantia de performance quando aplicável, documentos societários que tenham sofrido alteração, comprovação de regularidade fiscal e trabalhista e garantia de oferta adicional. A data limite para a entrega de todos esses documentos e pagamento do bônus é dia 27 de dezembro de 2019.

Por fim, Heloisa Borges falou sobre as alterações do pré-edital da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa explicando que os principais aprimoramentos no pré-edital decorrem da especificidade do objeto em oferta:

- Coexistência entre 2 contratos de Exploração e Produção em uma mesma área;
- Celebração de um Acordo de Coparticipação, para Desenvolvimento e Produção unificados de cada uma das áreas ofertadas, denominadas Áreas Coparticipadas;
- Algumas das Áreas Coparticipadas em oferta contém reservatórios que se estendem para outras áreas, sujeitos a Acordos de Individualização da Produção;
- Pacote de Dados Técnicos Adicional que traz informações sobre os blocos em oferta a serem fornecidas pela Petrobras (redução da assimetria de informações em torno dos blocos em oferta);
- Termo de Compromisso de Adesão ao Acordo ou Compromisso de Individualização da Produção, de modo a sanar dúvidas acerca do regular andamento dos AIPs já efetivos;
- Procedimento de Apresentação de Ofertas exigindo que todas as licitantes habilitadas compareçam à sessão pública e apresentem envelope à Comissão Especial de Licitação (CEL).

Em relação à Consulta Pública, agradeceu à ABIMAQ, à CNOOC, ao Deutsche Bank, à ExxonMobil, à Firjan, ao IBP, à Petrobras, à Shell e à Total pelo envio de contribuições ao edital. Foram recebidas para o edital 50 contribuições, sendo metade sobre o objeto da licitação e sobre o pacote de dados, a sessão pública de ofertas, a assinatura dos contratos, entre outras.

Para encerrar sua apresentação Heloisa Borges falou que todas as informações sobre a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa estão dispostas no site Rodadas.gov.anp.br.

O presidente da audiência agradeceu a apresentação passou a palavra para a terceira palestrante: a servidora Josie Quintella, Superintendente Adjunta de Promoção de Licitações (SPL).

Josie Quintella agradeceu a presença de todos e fez uma apresentação sobre as minutas dos contratos da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa. Ela falou que as minutas dos contratos ficaram em consulta pública durante 20 dias e destacou os principais aspectos das minutas dos contratos da rodada de licitações do excedente da cessão onerosa.

Ela explicou que a Resolução CNPE nº 2/2019 estipulou que a licitação do excedente da Cessão Onerosa seguiria o regime de partilha de produção e que a base para elaboração desses instrumentos foi o mais recente contrato de partilha de produção que a ANP estava trabalhando, o contrato da 6ª rodada de partilha. Outra premissa significativa, e a mais desafiadora desse trabalho, são as características inéditas e particulares do objeto a ser ofertado na licitação, que são blocos coincidentes com áreas atualmente em desenvolvimento já contratadas, que já foram declaradas comerciais, atualmente encontram-se em fase de produção, e que faz com que coexistam e convivam dois contratos, o contrato de Partilha de Produção, que vai ser assinado pelos licitantes vencedores e o contrato de Cessão Onerosa, que foi celebrado entre a União e a Petrobras.

Para essa rodada há duas minutas de Contrato de Partilha submetidos à Consulta Pública. Uma minuta que contempla a operação da Petrobras, nos casos dos blocos de Búzios e Itapu, onde a Petrobras exerceu seu direito de preferência. E a outra minuta sem a operação da Petrobras, relativa aos blocos de Atapu e Sépia. Há uma inovação na cláusula de Conteúdo Local pois, quando o CNPE publicou a Resolução nº 6/2019, estipulou que para Atapu o Conteúdo Local seria o mesmo da área adjacente de Oeste de Atapu, logo a cláusula de Conteúdo Local muda a depender do bloco que vai ser objeto do contrato.

Josie Quintella disse que esse contrato tem algumas especificidades: não há fase de exploração, tendo em vista que são blocos que coincidem com áreas em desenvolvimento que já se encontram na fase de produção. Ela disse que os contratos de partilha têm uma vigência limitada a 35 anos e que a fase de produção vai se iniciar na data da assinatura do contrato e a contratante, a gestora e a ANP não assumirão quaisquer riscos ou perdas operacionais, nem arcarão com custos de investimentos relacionados com a execução das operações e suas consequências, à exceção da recuperação como custo em óleo. Explanou que o contratado tem a apropriação originária do volume correspondendo à sua parcela do óleo no ponto de medição, e tem como responsabilidade exclusiva até dos contratos obter as licenças, autorizações e permissões, dados e informações devem ser entregues à ANP e à gestora, planos, programas, boletins também devem ser entregues conforme as disposições do contrato. Ela ressaltou que há a obrigação da celebração de um Acordo de Coparticipação, o que está embasado na Resolução CNPE nº 2/2019, porque, como vão coexistir e conviver dois contratos, há a necessidade de um instrumento para disciplinar as regras de convivência desses dois contratos.

Sobre a recuperação como custo em óleo, Josie Quintella destacou que todo o gasto e todo o investimento tem que ter aprovação prévia do Comitê Operacional. E, uma vez efetuado esse gasto tem que ser reconhecido posteriormente pela PPSA. São recuperáveis todos os gastos com as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações. Os gastos que não podem ser recuperados estão listados no Anexo V. O custo em óleo tem um teto para recuperação, sendo possível recuperar 80% do valor bruto da produção. O que exceder esse teto vai poder ser recuperado, mas será acumulado para uma recuperação em anos subsequentes. Há previsão de atualização monetária pelo IPCA ou outro índice que melhor reflita os gastos do setor, a critério da Gestora, sendo vedada a remuneração de capital. para os valores que excederem o teto de recuperação. Haverá à recuperação como custo em óleo do pagamento que as licitantes vão fazer à cessionária, no caso a

Petrobrás, pelos investimentos realizados nos blocos licitados até a Data Efetiva do Acordo de Coparticipação.

Tudo o que não for custo é excedente, e é esse excedente que é partilhado entre a União e as contratadas.

Josie Quintella explicou sobre a participação da União no Excedente em Óleo: o percentual mínimo a ser ofertado na rodada para o Excedente em Óleo foi definido com base no preço do barril de petróleo Brent de US\$ 76,18 e na produção diária média de 12.000 barris por poço produtor ativo (Tabela 16 do pré-edital) e o percentual ofertado pelo licitante vencedor vai ser inserido no Anexo VI do contrato (Tabela 17 do pré-edital) que definirá o % da União.

Ela destacou duas das principais alterações desse contrato inédito: 1) as disposições para disciplinar a convivência entre dois contratos numa mesma área, que é a área coparticipada, e para isso foi necessário a constituição de um instrumento, que é o Acordo de Coparticipação (ACP); 2) o reconhecimento como custo em óleo da compensação paga à Petrobras pelos gastos até o Acordo de Coparticipação. Em contrapartida, os novos entrantes vão ter direito a um percentual dos ativos existentes nesses blocos conforme as suas participações definidas no ACP.

Em seguida, Josie Quintella discorreu sobre as outras alterações no contrato:

- Cláusula 1ª, Definições:
- Inclusão de menção à Portaria MME nº 265/2019, tendo em vista o uso das definições de 'Acordo de Coparticipação', 'Área Coparticipada' e 'Participação' ao longo do contrato;
- Definição de 'Área do Contrato' foi alterada de modo a excluir a previsão de devoluções parciais;
- Definição de 'Operação Conjunta' passou a destacar a interação entre Consorciados e Cessionária, na forma do Acordo de Coparticipação (ACP);
- Definição de 'Relatório Final de Avaliação de Descoberta' foi adaptada para contemplar os casos em que é exigido para avaliação de novo reservatório;
- Definição de 'Valor Bruto da Produção' passou a refletir o abatimento dos volumes extraídos da produção do contrato de Cessão Onerosa;
- Supressão das seguintes definições: 'Avaliação de Poço', 'Conclusão de Poço', 'Declaração de Comercialidade', 'Extração do Primeiro Óleo', 'Fase de Exploração', 'Plano de Exploração', 'Programa Exploratório Mínimo' e 'Término de Perfuração';
- Cláusulas 2ª e 4ª, Objeto e Vigência e Eficácia, a redação das cláusulas foi adaptada para tornar evidente a existência de fase única, bem como a coexistência com o contrato de Cessão Onerosa;
- Cláusula 3ª, Área do Contrato e Área Coparticipada, alteração do título da cláusula e inclusão do parágrafo 3.2 "As Operações Conjuntas serão executadas na Área Coparticipada" = coexistência dos contratos; exclusão do subtítulo 'Devoluções Voluntárias' e a possibilidade de extinção parcial do contrato = supressão da Fase de Exploração;
- Cláusula 5ª, Recuperação como custo em óleo, o parágrafo 5.3 estabelece a recuperação como custo em óleo da compensação devida à Cessionária pelos gastos incorridos na área coparticipada até a Data Efetiva do ACP;
- Cláusula 6ª, Royalties, a alíquota dos royalties será aplicada ao Volume Total da Produção conforme as participações determinadas no ACP (inclusão do parágrafo 6.1.1);
- Cláusula 9ª, Partilha do excedente em óleo, o volume de petróleo e gás natural produzido na área coparticipada a que fará jus os Consorciados corresponderá à sua participação definida no ACP (inclusão do parágrafo 9.1.1);
- Cláusula 10ª, Fase de Produção, a Fase de Produção inicia na data de assinatura do Contrato (parágrafo 10.1);

- Cláusula 11ª, Plano de desenvolvimento (PD), novo marco temporal para apresentação do PD à ANP (parágrafo 11.1): i) PD da Área Coparticipada junto com o Acordo de Coparticipação ou ii) PD da Jazida Compartilhada junto com o Acordo de Individualização da Produção e Acordo de Coparticipação;
- Cláusula 12ª, Data de início da produção e programas anuais, a data de Início da Produção do campo equivale àquela da área correspondente sob regime de Cessão Onerosa (parágrafo 12.1);
- Cláusula 14ª, Coparticipação, prevê a celebração de Acordo de Coparticipação entre Contratado, Cessionária e PPSA, na qualidade de interveniente anuente (Resolução CNPE nº2/2019 e Portaria MME 265/2019);
- Cláusula 15ª, Individualização da Produção, inclusão do parágrafo 15.2 para diferenciar os casos em que a PPSA é interveniente anuente dos casos em que é representante da União em área não contratada;
- Cláusula 16ª, Descoberta e avaliação de novo reservatório, os dispositivos relacionados à temática foram reagrupados em cláusula própria; identificada uma nova descoberta, a ANP poderá deixar de solicitar a elaboração de um PAD, mas exigirá a apresentação dos resultados de nova avaliação bem como a revisão da estimativa de reservas; após a aprovação de um RFAD será necessária a revisão do Plano de Desenvolvimento do campo;
- Cláusula 17ª, Execução das operações pelos consorciados, supressão de dispositivos relativos à perfuração de poços, para fins de cumprimento do PEM, e à execução de trabalhos vinculados ao plano exploratório;
- Cláusula 20ª, Bens, suprimida menção à devolução parcial da área do contrato (parágrafo 20.10); incluído marco temporal para obrigatoriedade de cláusula (contratos de aluguel, arrendamento ou afretamento) que garanta a continuidade das operações para os bens cuja vida útil exceda a duração do contrato;
- Cláusula 22ª, Conteúdo Local, estabelecido um novo marco temporal inicial para aferição do conteúdo local da etapa de desenvolvimento, qual seja: data da Declaração de Comercialidade que deu origem ao campo; a alteração proposta assegura a natureza indivisível da etapa de desenvolvimento, uma vez que parcela dos dispêndios realizados no projeto de desenvolvimento da produção iniciado no regime de Cessão Onerosa ainda estará em andamento;
- Cláusula 27ª, Cessão do Contrato, adaptação à Resolução ANP nº 785/2019;
- Cláusula 29ª, Extinção do Contrato, supressão das hipóteses de extinção de pleno direito vinculadas à Fase de Exploração (parágrafo 29.1).
- Anexos:
 - Exclusão dos anexos 'Programa Exploratório Mínimo' e 'Instruções Gerais para o Plano de Exploração';
 - Anexo V, Procedimentos para Apuração dos Custos e do Excedente em Óleo, foi incluído a previsão de reconhecimento como custo em óleo dos gastos realizados pela Cessionária na área coparticipada até a Data Efetiva do Acordo de Coparticipação;
 - Anexo VIII, Regras do Consórcio, deixa claro a previsão de contratação de fornecedor exclusivo por meio do procedimento extraordinário, condicionada à comprovação de competitividade dos preços e inclui a possibilidade de adesão aos contratos de fornecimento de bens e serviços celebrados pela Cessionária antes da assinatura do CPP.

Sobre a Consulta Pública, Josie Quintella informou que oito agentes contribuíram com 269 sugestões: ABIMAQ, CNOOC, ExxonMobil, IBP, Petrobras, Petrogal, Shell e Total. As contribuições estão divididas da seguinte forma: o Anexo de Regras do Consórcio foi o mais comentado, seguido da cláusula de conteúdo local, do anexo de procedimento para apuração do custo em óleo, regime jurídico, e começa a pulverizar um pouco.

Josie Quintella finalizou sua apresentação agradecendo a atenção de todos e indicando o site rodadas.anp.gov.br como fonte de informação e o e-mail rodadas@anp.gov.br para envio de dúvidas.

O Diretor Dirceu Amorelli agradeceu pela apresentação e estabeleceu o intervalo de 15 minutos para, em seguida, dar continuidade com a palestra restante e os expositores. Na volta do intervalo, ele chamou Olavo Bentes, consultor jurídico da PPSA. Ele comentou que o palestrante tem um vasto currículo na área de petróleo e gás, é também geólogo, trabalhou na ANP, trabalhou na Petrobras, reúne todas as qualidades necessárias para estar onde está e ajuda muito nesse processo todo, e que fará uma apresentação sobre os procedimentos para apuração do custo e do excedente em óleo previsto nos contratos.

Olavo Bentes, da Pré-Sal Petróleo S.A. apresentou o tema “Reflexões sobre recuperação como custo em óleo – Excedente da Cessão Onerosa”. Primeiro falou da base legal, que é pautada na Lei 12.276/2010, a qual autoriza a União a ceder onerosamente à Petrobras o exercício de atividades de Pesquisa e de Lavra de Petróleo e de Gás Natural em áreas não concedidas localizadas no polígono do Pré-Sal e que a Cessão produz efeitos até a Produção de no máximo 5 bilhões de barris Equivalentes de Petróleo.

Em seguida, explicou o que é o Contrato da Cessão Onerosa e o que é o Excedente da Cessão Onerosa, o qual está regulamentado pela Resolução CNPE nº 01/2014, resolução essa suspensa pelo Acórdão TCU 3087/2014 (ou 2015). Em 2019, o tema Excedente da Cessão Onerosa foi retomado por meio da Resolução CNPE nº 02/2019 (alterada pela Resolução CNPE nº 13/2019), a qual estabelece as diretrizes para a realização da licitação dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa em regime de Partilha de Produção. Em seguida há a Resolução CNPE nº 06/2019 (alterada pela Resolução CNPE nº 08/2019), a qual aprova os parâmetros técnicos e econômicos da Rodada de Licitação em regime de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa. Também há a Portaria MME nº 213/2019 (alterada pela Portaria MME nº 251/2019), a qual estipula diretrizes para o cálculo da Compensação devida à Petrobras pelos investimentos realizados nos Campos objeto do Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa. E, por fim, há a Portaria MME nº 265/2019, a qual determina as regras do Acordo de Coparticipação.

Sobre o tema específico “Recuperação como Custo em óleo”, Olavo Bentes citou o Inciso 2 do Artigo 2º da Lei 12.351/2010, que define “Custo em óleo”: é o volume da produção de petróleo e gás natural exigível apenas em caso de descoberta comercial que corresponde aos gastos realizados pelo contratado na execução de atividades de exploração e produção em regime de partilha de produção. Na sequência, ele definiu o que é “Compensação”: diferença entre os VPLs correspondentes ao Plano de Desenvolvimento parcial (o que seria implantado caso não houvesse a contratação dos volumes excedentes aos da Cessão Onerosa) e ao Plano de Desenvolvimento Global (o que será implantado considerando a contratação dos volumes excedentes aos da Cessão Onerosa). E também a “Compensação devida à Petrobras”: contrapartida devida pelos Contratados à Petrobras para adquirir a propriedade parcial dos ativos da Cessão Onerosa de forma proporcional a sua Participação definida no Acordo de Coparticipação. A compensação é um gasto em E&P cuja precificação é a diferença entre os VPLs. E, segundo parágrafo 1º do art. 3º da Portaria MME nº 213/2019 (alterada pela Portaria MME nº 251/2019): “Os valores da compensação de que trata o caput serão reconhecidos como Custo em Óleo na data de transferência da propriedade dos ativos.” Ele afirmou que é similar, mas não se confunde com M&A (Cessão de Direitos), pois se trata de aquisição originária da titularidade de direitos de E&P. também esclareceu que se a Petrobras for um dos novos Contratados em nada afeta a recuperação da Compensação como Custo em Óleo.

Olavo Bentes também explicou sobre gastos incorridos pela Cessionária antes da Data Efetiva do Acordo de Coparticipação afirmando que a Data Efetiva do ACP é a data de referência para o desconto dos fluxos de caixa utilizados para o cálculo da Compensação (alteração promovida pela Resolução CNPE nº 13/2019 e Portaria MME nº 251/2019). Ele avaliou a razão da alteração explicando a impossibilidade de equalização dos volumes produzidos pela Cessionária entre a data da assinatura do CPP e a Data Efetiva do ACP. Já os Gastos havidos antes da Data Efetiva do ACP são considerados no cálculo da Compensação e são reconhecidos como Custo em Óleo na rubrica “Compensação”. Ele concluiu que não há, portanto, reconhecimento individual de gastos incorridos antes da Data Efetiva do ACP.

Sobre os Gastos decorrentes de contratações de bens e serviços realizadas pela Cessionária, ele explanou que a minuta do contrato de Partilha de Produção da Rodada do Excedente da Cessão Onerosa, nos parágrafos 3.26.1 e 3.26.1.1 do anexo VIII estipulam as condições para adesão a contratos de fornecimento de bens e serviços: a) comprovação da impossibilidade de adoção de procedimentos ordinários (competitivos) de contratação; e b) comprovação da competitividade dos preços praticados.

Por fim, elucidou sobre os gastos decorrentes de contratações de bens e serviços realizadas pela Cessionária, citando o Artigo 14 da Portaria do Acordo de Coparticipação: “A adesão às contratações de bens e serviços em regime de Cessão Onerosa seguirão as regras dos Contratos de Partilha de Produção, restando presumida a competitividade dos preços praticados” e a minuta do contrato, parágrafo 3.26.4 do anexo VIII: “Os contratos de fornecimento de bens e serviços celebrados pela Cessionária antes da assinatura deste Contrato ficam sujeitos às regras dos procedimentos extraordinários nos termos da alínea ‘a’ do parágrafo 3.6. ”.

Olavo Bentes esclareceu sobre a revisão do valor da Compensação para a qual citou o Inciso 3º do Artigo 1º da Resolução CNPE nº 2, com a nova redação da Resolução CNPE nº 13: “Em contrapartida pelo pagamento da compensação a Petrobrás no que se refere ao Inciso 2 o novo entrante se tornará proprietário dos ativos existentes na data efetiva do Acordo de Coparticipação. Ele ratificou que a compensação é uma contrapartida para a aquisição de ativos. Também citou o Artigo 2º da Portaria MME nº 213/2019 (com modificações trazidas pela Portaria MME nº 251/2019): “estipula os parâmetros a serem seguidos pelas Partes do Acordo de Coparticipação e pela interveniente anuente para precificar a Compensação.”

Concluiu sua apresentação afirmando que a Portaria MME nº 213/2019 fornece os parâmetros para a precificação da Compensação e que a revisão do valor da compensação seria admissível caso um novo ato do Ministro de Minas e Energia assim o determinasse.

O Diretor Dirceu Amorelli agradeceu pela apresentação e abriu espaço para os expositores. Três expositores se inscreveram, Alberto Machado Neto representando a ABIMAQ, Matias Lopes representando o IBP e Rui Fernando Ramos Alves, representando o Deutsche Bank. O presidente concedeu dez minutos para cada expositor.

Alberto Machado Neto, da ABIMAQ – ele agradeceu a oportunidade e reafirmou a preocupação com a geração de empregos, tema sobre o qual está otimista considerando o grande volume de investimentos na área de energia. Destacou a importância dos valores vindos dos royalties que vão para a educação, o que considera muito válido, entretanto disse que não adianta a educação se depois não tiver como empregar as pessoas. Sobre a Cessão Onerosa, questionou a não separação entre bens e serviços, pois isso complica muito a inclusão de máquinas e equipamentos no processo, mas compreende ser essa uma questão estabelecida pelo CNPE que talvez a ANP não tenha competência para alterar, mas quis deixar registrado. Um outro aspecto a ser considerado, e que ele considera o mais importante, é a obrigatoriedade da consulta à indústria brasileira e solicitou que a ANP adote medidas para que seja cumprida essa norma contratual.

Matias Lopes, do IBP – ele cumprimentou os integrantes da mesa e pediu para entregar mais algumas contribuições. O Diretor Amorelli aceitou e esclareceu que qualquer contribuição que venha em qualquer modalidade, seja via apresentação, ou por escrito, gravada, enfim, toda ela é aceita, pois está dentro do processo legal e ela será juntada para ser respondida junto com todas as outras e a Audiência Pública é o momento que também pode ser agregar qualquer tipo de contribuição.

Matias Lopes passou a falar sobre os principais pontos que o IBP trouxe para a audiência: 1) sugeriu que a expressão “presunção de competitividade”, que já consta dos normativos do CNPE e do MME, passe a incorporar também o contrato, para maior segurança; 2) demonstrou preocupação em relação ao período da assinatura do contrato até a Data Efetiva do Acordo de Coparticipação aprovado pela ANP, pois esse prazo pode ficar indefinido. Solicitou suspensão da vigência do contrato enquanto não houver a data de aprovação efetiva da ANP; 3) perguntou o porquê da multa por não apresentação de ofertas e qual a motivação dela; 4) solicitou que o aditivo contratual a ser assinado entre a Petrobras e a União seja divulgado antes da assinatura do Acordo de Coparticipação para fins de maior esclarecimento e certeza.

Os outros pontos contidos nos slides foram comentados por alto por Matias Lopes haja vista serem questões já levantadas pelo IBP e que ele não viu necessidade de repetir, já que a apresentação ficará disponível no site da ANP.

Rui Fernando Ramos Alves, do Deutsche Bank – sua contribuição refere-se ao fato de o Deutsche Bank ser um banco internacional que tem como banco global um capital alocado para o Brasil de cerca de 400 milhões de euros. Pelas regras do Banco Central, o limite de crédito é 25% desse patrimônio, ou seja, seriam 100 milhões de euros para cada cliente. Então a proposta aqui seria a flexibilização do edital para que as matrizes possam dar as garantias que são necessárias ao processo. Então, com isso essas matrizes poderiam se submeter à jurisdição local, provavelmente por procuração para receber citações, notificações, etc., mas com isso haveria um balanço de uma instituição global que poderia ir além dos 100 milhões de euros em relação às garantias de oferta. Ele não se alongou na apresentação e deixou os slides a disposição para publicação no site da ANP.

Dirceu Amorelli agradeceu aos expositores e, dando continuidade à programação, informou que houve duas manifestações feitas por escrito, pediu que a secretária da audiência as lesse e esclareceu que, se a informação não estivesse disponível naquele momento, a ANP teria 72 horas para responder.

1	Nome	Tiago do Monte Macedo
	Instituição	Tauil & Chequer Advogados
Pergunta	A PPSA pode se opor a uma curva de produção muito otimista negociada com a Petrobrás para o cálculo do VPL do contrato de cessão onerosa? A curva de produção da cessão onerosa pode inibir uma curva muito otimista.	
Resposta	<p>Olavo Bentes, da PPSA, respondeu: “Eu estou entendendo que é sobre a questão da curva que vai ser montada, a curva que vem do plano desenvolvimento que será utilizado para o desenvolvimento de produção da jazida, se ela teria como base a curva da revisão da cessão onerosa. É isso?”</p> <p>Tiago completou: “É para saber se, considerando a curva que está sendo contemplada na revisão da cessão onerosa, se a curva que foi usada para calcular o resultado do VPL do PD global menos o VPL da cessão onerosa para o cálculo da compensação, se vai influenciar a curva de produção que estão sendo considerada na cessão onerosa. Se uma curva de produção otimista que, lógico, vai elevar o valor da compensação, se isso possa ser censurado pela PPSA.”</p> <p>Olavo Bentes, da PPSA, completou: “A PPSA não teria um poder de veto sobre qualquer curva de produção que fosse negociada. Agora ficou bem mais claro, quer dizer, acho que a questão é o seguinte, a gente vai ter duas curvas de produção, aquela que prevaleceria caso a cessão onerosa continuasse produzindo sozinha e aquela que prevalecerá com o compartilhamento da produção. Ambas as curvas vão ser objetos de negociação, quer dizer, existiria uma lógica se se utilizasse para o plano de desenvolvimento parcial a curva de produção de revisão da cessão onerosa, já que ela foi utilizada lá, então se utiliza aqui novamente como a curva de produção caso a área fosse inteiramente produzida por cessão onerosa. Quer dizer, ambas as curvas elas serão negociadas. A PPSA não tem poder de veto sobre isso, mas ela participa das negociações, até porque existe um interesse público subjacente que é derivado da reconhecibilidade desses valores, dos valores resultantes desse cálculo como custo em óleo. E acho que não, que o fato de haver uma curva da cessão onerosa não impacta na negociação de ambas as curvas, tanto a do PD parcial quanto a do PD global. Renata quer completar, não é?”</p>	

Renata Isfer, do MME, completou: “É só uma questão de formato da modelagem do leilão. Quando a gente fez a revisão, a revisão tinha uma data de referência que era a data de declaração de comercialidade em cada campo, então, quando a gente olha a curva de produção da revisão você está olhando lá um cenário de 2014, a melhor estimativa que se tinha em 2014. Mas a gente tem consciência de que curva de produção muda ao longo do contrato, que você faz novas descobertas, estudos sísmicos, enfim, e que pode haver uma verificação de que aquela curva hoje não faz sentido. E a lógica da compensação é que o novo entrante vai entrar em 2019, então todos os parâmetros da negociação para fins de compensação não devem considerar alguma coisa de 2014. Então, se atualmente aquela curva não fizer mais sentido por qualquer motivo de estudo que tenha sido realizado, não tem problema nenhum que seja negociada diferente, desde que, obviamente, tenha todas as justificativas técnicas para que você chegue à conclusão que essa curva é outra.

André Regra, da ANP, completou: “Quanto mais otimista a curva de produção pós diluição da Petrobras, menor o diferimento. Na verdade, é o contrário, quanto melhor for o projeto da cessão onerosa contando o excedente da cessão onerosa, menor vai ser o valor da compensação, porque menor vai ser o impacto que vai acontecer na Petrobras. Então, não tem como você fazer uma curva excessivamente otimista e aumentar o diferimento, é ao contrário, assim, a intenção é que seja o melhor possível o processo e, quanto melhor possível o processo, menor o valor do diferimento. Poderia acontecer o contrário, quanto pior a curva... mas aí acho que não é interesse de nenhum dos dois, não vai ter incentivo a fazer o projeto o pior possível para aumentar o diferimento.

2	Nome	Tiago do Monte Macedo
	Instituição	Tauil & Chequer Advogados
Pergunta	Por que alterar a regra tradicional de conteúdo local e exigir obrigações e multas de atos anteriores à assinatura do contrato de partilha? É constitucional e legal exigir obrigação e multa por fato anterior à assinatura do contrato? O mais adequado não é manter a regra da Resolução nº 25/2013, por fixação da obrigação a partir da data efetiva do acordo de coparticipação?	
Resposta	<p>Artur Watt Neto, Procurador Federal junto à ANP respondeu: “Porque temos uma situação que não se adequa à regra tradicional. A gente tem dois contratos com data de início diferentes, um começou lá atrás e já teve declaração de comercialidade e o contrato da partilha de produção vai começar depois. Então isso é uma das peculiaridades que nasce dessa situação realmente inédita, inclusive do ponto de vista de conteúdo local, porque, tradicionalmente, o conteúdo local vai se iniciar com a assinatura do contrato, a fase de exploração se tiver, e a apuração da etapa de desenvolvimento vai começar com a declaração de comercialidade. E nesse cenário de dois contratos em vigor, o de partilha de produção e o da cessão onerosa, a gente tem uma situação totalmente atípica, que é, apesar de serem dois contratos, na prática é um projeto só de desenvolvimento da produção que começou lá atrás, depois da declaração de comercialidade, e vai ter alterações quando entrar o novo contrato. Não seria possível fazer fiscalizações separadas desse contrato. Por quê? O projeto é um só e o conteúdo ele não é aferido de forma linear, então, se você tem, mesmo em uma etapa como a etapa de desenvolvimento, um conteúdo local, digamos, um exemplo que foi citado aí de 30%, não quer dizer que você vá em todas as suas contratações ter 30% de conteúdo local. O que vai ser fiscalizado é se a soma de todas aquelas contratações vai atingir esse conteúdo local. Eu acho que não é uma questão se é constitucional ou é legal porque estaria sendo contratual, ou seja, as partes concordando no contrato, em tese, é legítimo.</p>	

Tiago Macedo completou: “É em relação ao que está sendo exigido agora, ela não vai ter muita diferença em relação a um acordo de individualização da produção. Essa dificuldade que eu estou vendo que a Superintendência de Conteúdo Local (SCL) quer endereçar no contrato, na verdade é uma dificuldade que ela já encontra no AIP que está sendo aprovado pela agência, porque a data efetiva dele, a data de exigibilidade da solidariedade e da obrigação ela se ocorre na data efetiva do AIP ou do CIP. Então esse não é um problema novo. O que eu vejo muito aí é que foi uma forma da SCL endereçar um problema, e isso contraria até o que a própria resolução da agência fala para AIP, eu entendo que tenha diferenças entre o AIP e um Acordo de Coparticipação, mas, com relação ao conteúdo local, essa dificuldade que a SCL está encontrando para fazer a fiscalização é a mesma que ela encontra em qualquer AIP. Então assim, na verdade o que está se exigindo aí, o que eu vejo assim, é quem entrar vai ser parceiro e solidário na multa que for exigida pelas contratações que a Petrobrás fez lá atrás. Então assim, é uma regra que está desbalanceada para coparticipação e está desalinhada com o que sempre se exigiu e sempre se demandou não só nos contratos, mas nas próprias resoluções da agência. Concordo que vai facilitar muito o processo de fiscalização, mas não é isso que tem sido exigido.”

Heloisa Borges, da ANP, completou: “Não é verdade que isso é uma inovação e é diferente do que a ANP vem adotando, é exatamente a mesma posição que a ANP vem adotando nos AIPs onde isso aconteceu, onde essa situação foi posta na mesa. E a outra questão, a gente tem que notar que apesar, a operação do conteúdo local é pelo módulo de desenvolvimento, envolve uma estratégia de contratação integrada. Quando é uma etapa de desenvolvimento desenvolvida de forma modular, que é o caso desses contratos, a apuração do conteúdo local se dá por módulo de desenvolvimento, e a estratégia de contratação do módulo de desenvolvimento envolve uma meta para no final você cumprir o conteúdo local contratado. E até por isso, um dos itens do acordo de coparticipação, assim como é um item do AIP é um item do acordo de participação, as regras de conteúdo local e as divisões de responsabilidade.”

Gustavo Tinoco, da ANP, completou: “Em relação ao acordo de individualização da produção, a gente tem mantido esse entendimento de evitar esses cortes temporais na aferição dos investimentos realizados na fase de desenvolvimento da produção. Daí, nesse caso específico do acordo de coparticipação, do leilão do excedente, é importante trazer que no próprio acordo de participação está prevista cláusula e negociações acerca do conteúdo local nos quais as partes vão justamente definir essas responsabilidades por investimentos já realizados. Mas de fato, essa forma de aferição é para justamente evitar, é permitir que se cumpra o conteúdo local ao longo de toda vigência da fase de desenvolvimento da produção, que já está em andamento.”

Artur Watt Neto, completou: “Talvez seja a falta de uma solução melhor para resolver esse problema que pode acontecer também na unitização, mas aqui só vão vigorar os dois contratos, isso é realmente uma questão. Não é uma designação que a ANP está fazendo ou que, enfim, que o contrato está fazendo, de que esses eventuais prejuízos decorrentes de multas de conteúdo local, que devam ou não devam ser suportados igualmente pelo operador do contrato de cessão onerosa e pelos entrantes do contrato de partilha da produção. Isso é uma questão que está sendo colocada para discussão no acordo de coparticipação, e eventualmente até na falta de acordo pode surgir determinação pela ANP no sentido contrário, acho difícil, ou até uma disputa e arbitragem entre eles. Então não é que a ANP está dizendo que eles vão ter que assumir de forma igual, é apenas o princípio contratual de responsabilidade conjunta do consórcio, do novo consórcio perante a ANP, que não caberia fazer essa divisão no âmbito de uma fiscalização de conteúdo local, é isso que está se defendendo, de quanto seria para cada um como se fossem contratações separadas ou um desenvolvimento separado.”

O Diretor citou a pergunta feita oralmente à mesa diretora por Matias Lopes durante sua apresentação. Após essa pergunta, houve ainda mais duas perguntas de forma oral.

3	Nome	Matias Lopes
	Instituição	IBP
Pergunta		Por que da multa?
Resposta		<p>Heloisa Borges, da ANP, respondeu: “A imposição de uma multa é uma técnica. Então eu não entendi se a sua pergunta foi o porquê da obrigação em si, de todas as empresas habilitadas apresentarem o envelope, ou se a pergunta foi relativa ao valor da multa indicando que o valor da multa não está adequado para a suficiência de garantir ou de induzir o comportamento desejado. Se foi a primeira coisa, o porquê da mudança na sistemática da apresentação de ofertas e inclusão da obrigação de todas as empresas apresentadas devem apresentam o envelope. A mudança ela veio num redesenho da modelagem do leilão em si. Reconhecendo que esse leilão, pelo próprio porte dele ele tende a ser um leilão com menos participantes, a ideia realmente foi tentar aumentar o valor esperado dos lances para a União no resultado do modelo, induzindo as empresas, retirando a informação que as empresas teriam de quem de fato está ou não participando. O que não se não deseja é uma situação onde a gente tenha apenas consórcios únicos e esses consórcios apresentem no lance mínimo. Então a ideia é que se há outros consórcios sendo formados ou não, isso é uma informação que ninguém tem nem no momento da apresentação das ofertas. Então as empresas apresentariam a sua melhor oferta. A modelagem por trás da obrigação é essa.”</p> <p>Artur Watt Neto, completou: “Talvez seja realmente uma falta de compreensão do objetivo a ser alcançado com essa determinação. E assim, deixar claro, não é o objetivo da ANP forçar ninguém a participar ou a fazer lance, muito menos a levantar e entregar um envelope vazio. O objetivo é adequar o formato do leilão à teoria econômica dos jogos, de um leilão a envelope fechado. Existem estudos que nesse tipo de competição o mais efetivo é você ter um leilão a envelope fechado. E qual é a essência do envelope fechado? É você não saber quanto os seus possíveis concorrentes estão oferecendo, e, conseqüentemente, você não sabe qual é o lance mínimo para arrematar. E quando você tem poucos licitantes ou especialmente quando você só vai ter um licitante, essa informação acaba ficando pública porque você sabe que talvez, que pelo lance mínimo isso vai ser alcançado.”</p> <p>Bruno Eustáquio, do MME, completou: “Essa é uma discussão que nós vimos amadurecendo já desde o ano passado dentro do programa de parceria e investimento, com a ANP inclusive, e observando todas as diretrizes, e em especial da Resolução Nr. 2 do CNPE, nós chegamos à convicção de que esse era o momento exatamente para poder fazer essa transição para uma boa prática, porque na nossa avaliação, a princípio, são leilões bilionários, que obviamente você tinha ali num espaço temporal de 3 minutos a possibilidade de deixar de arrecadar para União ou para o setor, enfim, para qualquer, para todas as partes interessadas, bilhões de dólares também. Então isso está casado com boa prática que está obviamente encapsula pela teoria dos jogos. Então esse é o entendimento inclusive do próprio Ministério de Minas de Energia com relação ao seu papel de poder concedente.”</p>
4	Nome	Humberto Quintas

Instituição	BP e membro do IBP
Pergunta	<p>“Depois da apresentação de hoje parece claro que o valor da compensação à Petrobras será reconhecido como custo em óleo, não poderá ser reconhecido. No entanto, a PPSA como interveniente anuente participará das discussões e aprovará o contrato de coparticipação, o acordo de coparticipação, no qual o valor dessa compensação constará. A presunção da indústria é de que a PPSA vai checar questões como parâmetros da precificação, que são emanados da Portaria 213. Mas ainda assim, pelo menos sob o ponto de vista do investidor internacional, ainda existe uma certa dúvida sobre o que exatamente a PPSA vai checar, em que termos se dará essa participação objetivando o reconhecimento da compensação como o custo em óleo. Não sendo o reconhecimento automático do tipo pagou, transferiu os fundos está reconhecido, e a gente reconhece que o ordenamento não permite que isso seja feito, a dúvida objetiva é o que exatamente a PPSA vai checar nessa compensação? Vai ser simplesmente uma checagem sobre o que está escrito no acordo de coparticipação e se o valor que está ali descrito foi de fato transferido a ponto de gerar uma quitação. O que exatamente a PPSA nessa participação que tem a PPSA no seu papel institucional de interveniente-anuente objetivando reconhecer esse custo em óleo?”</p>
Resposta	<p>Olavo Bentes, da PPSA, respondeu: “Eu sei que é um motivo de preocupação para as empresas. A PPSA, como interveniente anuente, participa de todo o processo de discussão. Ela certamente não vai ser um mero chancelador dos parâmetros que estão fixados pela 213. Ela participa inclusive da discussão da curva de produção, que no fundo é o grande parâmetro aí para diferenciar esses dois VPLs. Não é uma aplicação automática, eu tenho que passar por uma série de circunstâncias específicas do excedente da cessão onerosa, a gente tem obrigação legal de monitorar e auditar os planos de desenvolvimento. A gente participa das aprovações dos planos de desenvolvimento dos contratos de partilha de produção. O que vai definir esses VPLs são as curvas de produção extraídas dos respectivos planos de desenvolvimento. Aquele plano de desenvolvimento que caberia caso a produção fosse só no regime de cessão onerosa, e o plano de desenvolvimento que efetivamente será aplicado, que é aquele da produção compartilhada. E certamente a PPSA estará lá participando.”</p> <p>Artur Watt Neto, completou: “A PPSA participa como interveniente-anuente desse processo, então participa dessa negociação do acordo de coparticipação até que ela venha a anuir com isso. Se houver objeções ou algum problema que veja ou alguma coisa que possa ser excessivamente desvantajosa para União, para os interesses que a PPSA representa, nessa discussão vai ser colocado, não é de que vá se fechar um acordo de coparticipação, se chegaram a um valor após a PPSA ter anuído, e aí, na hora de fazer o abatimento do custo em óleo ela não reconhecer integralmente o valor que ficou ali. É no momento da negociação que vai se estabelecer. Então, depois que tiver havido essa negociação e tiver um valor, esse valor vai ser abatido do custo em óleo, não se vê um risco, não se vislumbra de que termina a negociação e depois do pagamento aquele pagamento não seja integralmente reconhecido.”</p> <p>Heloisa Borges completou: “A gente refletiu sobre todos os pontos levantados pelas empresas em relação às inseguranças tanto de não se chegar a um valor, quanto a própria percepção de que não seria adequado o governo estabelecer um valor caso houvesse uma discordância, inclusive com a PPSA. E aí é por isso que a Portaria traz a inovação do compromisso de peritagem. Se vocês não chegarem a um valor, seja entre vocês, seja entre o consórcio e a PPSA, a solução é invocar o compromisso de peritagem e como é uma peritagem vinculante, o valor que for definido será o valor reconhecido.”</p> <p>André Regra, da ANP, completou: “Sobre a PPSA aprovar o valor ou aprovar o processo de reconhecimento de custo: a PPSA em nenhum momento aprova o processo ou o</p>

		plano, ela participa da construção do plano junto com as empresas que vão estar lá. A gente entende que vai ter uma oposição de interesses entre a Petrobras e as empresas do contrato que vão ter que chegar num acordo e a PPSA, junto com as empresas do contrato, vai chegar a uma conclusão a respeito do plano de desenvolvimento que finalmente vai gerar a curva que vai dar o diferimento. Não tem como a PPSA aprovar ou não algo do qual ela participou da construção desde o início, a curva de produção vai gerar o diferimento do qual a PPSA construiu junto com as empresas.” Olavo Bentes completou: “Eu gostaria de chamar atenção para uma coisa que já deve estar bem claro para todo mundo: Não vai se passar por averiguação de preço, averiguação de histórico, de preço de ativo. Não é uma equalização de gastos de volume como a gente pratica nos acordos de individualização da produção, o que está se fazendo é uma diferença de VPLs, esta é a forma que a gente precifica a aquisição dos ativos por parte dos novos contratados.”
5	Nome	Patrícia Arruda
	Instituição	Total
Pergunta		“Só para eu entender, porque a gente está o tempo todo referenciando a discussão no âmbito da negociação e a interveniência da PPSA, e essa é uma dúvida que surgiu quando a gente leu os documentos e a minuta. Eu posso entender que, em termos de procedimento, a interveniência, e, portanto, a anuência aos termos do acordo, dispensa um procedimento que é o procedimento clássico de reconhecimento. É isso?”
Resposta		Renata Isfer, do MME, respondeu: “É que a minuta do edital foi anterior à alteração na Portaria 213, então ainda vai sofrer alterações ao que foi reconhecido. Mas a Portaria de coparticipação deixou claro que, a partir do momento que a PPSA assinar como interveniente anuente o acordo de coparticipação, aquele valor será reconhecido como custo em óleo. Não vai ter um procedimento de aprovação, já vai ser reconhecido.”

O Diretor Dirceu Amorelli agradeceu as participações das instituições e das equipes que responderam às perguntas e falou algumas palavras para o encerramento da audiência. Ele afirmou que a audiência é uma vitória das equipes que vem trabalhando para o sucesso dessa rodada e que tem a convicção da contribuição para colocar o país no lugar que lhe é devido no mundo, trazendo investimento de fora, produzindo máquinas e equipamentos, trazendo produção. Disse que é um dia de celebração e de mais uma etapa do processo vencida por todos esses destemidos de diversas instituições que estão trabalhando o tempo todo. Agradeceu a todos e citou a PPI, a PPSA e o TCU.

Em seguida, passou a palavra para os membros da mesa. Bruno Eustáquio, do MME, agradeceu aos presentes e disse se tratar de um leilão de altíssima complexidade, cujo cronograma é desafiador e a audiência coroa todo um processo de negociação que traz uma série histórica. Ele acredita ser um momento bastante oportuno que tem que ser comemorado e que daqui em diante, deve-se seguir para os próximos passos de consolidação dessas contribuições e aperfeiçoamento, pois sempre há espaço para aperfeiçoamento, e esse é o grande papel da Audiência Pública. Os demais membros agradeceram.

O presidente da mesa deu por encerrada a Audiência Pública, agradecendo a presença de todos e sem mais nada a tratar, encerrou a Audiência Pública nº 13/2019 às 18 horas e 30 minutos.

Rio de Janeiro, 05 de julho de 2019.

Heloisa Borges

Secretária da Audiência Pública nº 13/2019

Dirceu Cardoso Amorelli Jr.
Presidente da Audiência Pública nº 13/2019



Documento assinado eletronicamente por **DIRCEU CARDOSO AMORELLI JUNIOR, Diretor**, em 17/07/2019, às 19:07, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **HELOISA BORGES BASTOS ESTEVES, Superintendente**, em 17/07/2019, às 21:12, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0318413** e o código CRC **88FE7FB8**.
