



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

SÚMULA DE AUDIÊNCIA PÚBLICA

SÚMULA DA AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 10/2019

A ANP realizou a Audiência Pública nº 10/2019 acerca do pré-edital e das minutas de contratos da 6ª Rodada de Licitações sob regime de Partilha de Produção no dia 17 de maio de 2019, das 14h30 às 17h, no Escritório Central da ANP, Auditório do 13º andar, Avenida Rio Branco, Centro, Rio de Janeiro, RJ.

O aviso da Audiência Pública nº 10/2019 foi publicado no Diário Oficial da União (DOU) no dia 15 de abril 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 10/2019 teve como objetivos:

- Obter subsídios e informações adicionais sobre o pré-edital e as minutas de contratos de partilha de produção referentes à 6ª Rodada de Licitações, que tem por objeto a outorga de contratos de partilha de produção para exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural na área do pré-sal;
- 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 15 de abril de 2019 à 06 de maio de 2019, totalizando 20 dias. Nesse período, a ANP recebeu de sete agentes interessados 410 contribuições ao pré-edital e às minutas dos contratos de partilha de produção da 6ª Rodada de Licitações.

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

- Dirceu Cardoso Amorelli Jr, Diretor da ANP, que fez a abertura da audiência;
- Heloisa Borges, Superintendente de Promoção de Licitações da ANP e presidente da audiência;
- Josie Quintella, Superintendente Adjunta de Promoção de Licitações da ANP e secretária da audiência;
- Artur Watt Neto, Procurador, representando a Procuradoria Federal junto à ANP;
- Adriano Sousa, representante do Ministério de Minas Energia (MME).

O evento ocorreu no auditório da ANP, na cidade do Rio de Janeiro, sendo sua abertura realizada pelo Diretor Dirceu Amorelli, que agradeceu a presença de todos, falou sobre o objeto da audiência, discorreu sobre as últimas rodadas e os números que as envolvem em termos de contratos assinados e bônus de assinatura arrecadados. Chamou atenção não somente pelos valores arrecadados para o Estado, mas para o fato de o setor de petróleo e gás ser importante para a geração de emprego e renda para o país.

Após fazer a abertura do evento, para atender a outros compromissos na agenda, o Diretor Dirceu Amorelli passou a palavra para a presidente da Audiência Pública, Heloisa Borges, Superintendente de Promoção de Licitações (SPL).

Heloisa Borges iniciou o seu discurso dando as boas-vindas aos participantes da audiência pública e agradecendo a presença de todos. Em seguida, ela explicou os procedimentos da audiência e informou que haveria duas apresentações da ANP, uma sobre o pré-edital e outra sobre as minutas do contrato. Na sequência, passou a palavra para o Assessor da SPL, Eduardo Peçanha Nunes, que apresentou os principais aprimoramentos e mudanças realizados no pré-edital da 6ª Rodada de Partilha de Produção.

Eduardo Peçanha começou com a base legal e explicou que as rodadas encontram fundamento na Constituição Federal, especialmente no Artigo 177, na Lei 9.478/1997, que é a Lei do Petróleo, na Lei 12.304/2010, que criou a Pré-Sal Petróleo S/A, PPSA e definiu as suas atribuições como gestor do contrato de partilha de produção, na Lei 12.351/2010, que instituiu o regime de partilha de produção e na Lei 13.365/2016, que alterou a Lei 12.351 e facultou a Petrobras o exercício do direito de preferência nas Rodadas de Partilha de Produção. Citou ainda o Decreto 9.041/2017, que regulamentou o exercício do direito de preferência da Petrobras, e as Resoluções do CNPE: 17/2017, 04/2018, 18/2018, 01/2019 e 07/2019.

Continuou sua fala explicando que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução nº 18/2018, publicada no Diário Oficial da União de 19 de dezembro de 2018, autorizou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a realizar a 6ª Rodada de Partilha de Produção em área do pré-sal ou classificada como estratégica. Destacou ainda que, em 10 de maio de 2019, foi publicada no DOU a Resolução CNPE nº 07/2019, a qual altera o parágrafo 2º do artigo 3º da Resolução CNPE nº 18/2018. Dessa forma, o percentual mínimo do excedente em óleo da União, no período de vigência do contrato de partilha de produção, deverá considerar o preço do barril de petróleo Brent de US\$ 50.00 e a produção diária média de 10 mil barris de petróleo por poço produtor ativo. Chamou atenção para o fato que anteriormente constava a redação de 12 mil barris de petróleo.

Eduardo Peçanha passou a falar sobre o cronograma da licitação e a alteração de datas em função da postergação da data da Audiência, assim que houver a aprovação do edital pela Diretoria Colegiada e pelo Ministério de Minas e Energia. Falou que o término da Consulta foi no dia 06 de maio de 2019 e que a Audiência Pública, antes prevista para o dia 10, está sendo realizada dia 17 de maio. O assessor mostrou ainda outras datas importantes do cronograma:

- 30/07/2019 – o seminário técnico já tem data, exposta na apresentação, a qual será divulgada em breve no site. Ele será realizado em conjunto com o seminário técnico da 16ª Rodada de Licitações, já em curso.
- 16/09/2019 – publicação do Edital e do Contrato da 6ª Rodada de Partilha
- Em data a ser definida, será realizado o seminário ambiental e jurídico-fiscal
- Até 01/10/2019 – prazo final para manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação
- 23/10/2019 – data limite para apresentação das garantias de oferta
- 07/11/2019 – 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 março de 2020 – assinatura dos contratos

Eduardo Peçanha discorreu sobre o objeto da licitação, afirmando que a ANP ofertará em sessão pública cinco blocos, sendo quatro na Bacia de Santos denominados Aram, Sudoeste Sagitário, Bumerangue e Cruzeiro do Sul, e um bloco denominado Norte de Brava, na Bacia de Campos. Com a publicação da Resolução do CNPE nº 18/2018, 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 14 de janeiro de 2019, manifestando interesse em atuar como operadora com 30% de participação para as áreas de Aram, Sudoeste Sagitário e Norte de Brava. A Resolução CNPE nº 01/2019 ratificou essa participação da Petrobras, a qual passou a ser incluída no edital de licitações.

Eduardo Peçanha passou a descrever cada área em oferta: Aram, com 30% de participação da Petrobras, está localizado na Bacia de Santos, setor SS-AP3, tem área aproximada de 4,5 mil quilômetros quadrados e o bônus de assinatura de 5,05 bilhões de reais, fixado em Resolução. O percentual mínimo de excedente em óleo para a União, também fixado em Resolução, é de 24,53% e o Conteúdo Local para a fase de exploração, 18%; para etapa desenvolvimento da produção, para construção de poço 25%, sistema de coleta e escoamento, 40%, e unidade estacionária de produção 25%.

Bumerangue, localizado na Bacia de Santos, setor SS-AUP5, área aproximada de 1,1 mil quilômetros quadrados, bônus de assinatura de 550 milhões de reais, percentual mínimo de excedente em óleo para a União de 26,68%, e o Conteúdo Local é o mesmo de Aram, 18% para a fase de exploração, etapa de desenvolvimento da produção, construção de poço de 25%, sistema de coleta e escoamento 40%, e unidade estacionária de produção 25%.

Para a área unitizável de Cruzeiro do Sul, localizada na Bacia de Santos setor SS-AUP2, área aproximada de 1,9 mil quilômetros quadrados, um bônus de assinatura de 1,15 bilhão, percentual mínimo de excedente em óleo para a União é de 22,87, e o Conteúdo Local correspondente à área adjacente referente ao bloco, BMS 24. Fase de exploração 20%, etapa de desenvolvimento da produção 30%.

Para a área unitizável de Sudoeste de Sagitário, localizada na Bacia de Santos, setor SS-AP2, área aproximada de mil quilômetros quadrados, bônus de assinatura de 500 milhões de reais, percentual mínimo de excedente em óleo para a União de 26,09%, Conteúdo Local correspondente à área de adjacente SM 623. Conteúdo Local da fase de exploração 18%, para a etapa de desenvolvimento, construção de poço 25%, sistema de coleta e escoamento 40%, na unidade estacionária de produção para engenharia 40%, para máquinas e equipamentos 40%, construção, integração e montagem 40%.

Por fim, a área unitizável de Norte de Brava, em que a Petrobras exerceu o direito de preferência para atuar como operadora com 30%, está localizada na Bacia de Campos, no setor SC-AP2, área de 147,65 quilômetros quadrados, bônus de assinatura de 600 milhões de reais. O percentual mínimo de excedente em óleo é de 36,98%. Todos os blocos adjacentes são contratos da Rodada 0, então não há o compromisso de Conteúdo Local, mas a obrigação de garantir a preferência a bens de serviços nacionais, conforme estabelecido no contrato.

Os parâmetros comuns dos blocos em oferta são os seguintes: modelo exploratório de elevado potencial para todos, fase de exploração de sete anos, programa exploratório mínimo com o compromisso de perfuração de um poço exploratório e os royalties estabelecidos em Lei de 15%.

Sobre as diretrizes ambientais, Peçanha citou a Resolução CNPE nº 17/2017, que estabelece a política de exploração e produção de petróleo e gás natural e que, em seu Artigo 6º, determina que o planejamento das outorgas deverá considerar os resultados de avaliações ambientais de áreas sedimentares. E, no parágrafo seguinte, determina que alternativamente, caso 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 08 de abril 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, o Assessor da SPL, citou as etapas correspondentes ao processo: manifestação de interesse, pagamento de taxa de participação, qualificação, garantia de oferta, apresentação de ofertas e, por fim, a assinatura dos contratos. Explanou 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 1º de outubro de 2019.

Explicou também que a taxa de participação é obrigatória e individual, mesmo para quem pretenda apresentar oferta em consórcio e que foi agrupada por bacia: para a Bacia de Santos 324 mil reais e para a Bacia de Campos 162 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.

Eduardo Peçanha 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 e na condição de operadora, para operadora B e para não operadora. Sendo que operadora B e não operadora devem apresentar oferta por meio de consórcio. No caso de consórcio, enfatizou que todas as consorciadas deverão se qualificar individualmente e ao menos uma das consorciadas deverá ser operadora A.

Com relação às garantias de oferta, ele disse 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: Aram, 63 milhões e 130 mil; Bumerangue, 6 milhões e 880 mil; Cruzeiro do Sul, 14 milhões e 380 mil; Sudoeste de Sagitário, 6 milhões e 250 mil; e Norte de Brava, 7 milhões e meio.

Ele 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 operadora B ou não operadora somente podem apresentar oferta em consórcio. E, para os blocos que a Petrobras manifestou interesse, Aram, Sudoeste de

Sagitário, Norte de Brava, pelo menos uma integrante do consórcio deverá ser qualificada como operadora A. As licitantes deverão firmar compromissos de constituição do consórcio com a PPSA, entre si e com a Petrobras para os blocos em que a empresa exerceu o direito de preferência. 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 no prazo de 27 de dezembro também, com o documento de assinatura dos contratos.

Para assinatura do contrato, Eduardo Peçanha 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, seguro garantia e penhor de petróleo e gás natural. 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, Peçanha falou sobre as alterações do pré-edital da 6ª Rodada em relação à 5ª Rodada. As seções 3, 4 e 10 foram alteradas principalmente em decorrência da implementação do Sistema Eletrônico de Informações (SEI). Observou também a alteração na seção 3.2 sobre o aproveitamento de documentos, pois somente poderão ser aproveitados os documentos submetidos para a inscrição e a qualificação na 16ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios e os documentos submetidos para procedimento de Cessão de Contratos iniciados em 2019, em decorrência também da implementação do SEI nesse ano. As seções 4.3.1 e 10.1.7 foram alteradas e, a partir de agora, as certidões para comprovação da regularidade fiscal e trabalhista são obtidas pela própria ANP em acesso as bases de dados de Administração Pública. A seção 7, garantia de oferta, foi modificada e as garantias oferta serão entregues no original na ANP. Na seção 11, penalidades, foi incluída a cláusula prevendo a atualização monetária dos valores utilizados como base de cálculo, bônus e o valor monetário do PEM.

Antes de fazer o balanço da Consulta Pública, Eduardo Peçanha explicou que o edital vai ser aprovado em junho e somente vai ser publicado em setembro por causa da nova sistemática de acompanhamento da licitação pelo Tribunal de Contas da União, estabelecido na Instrução Normativa TCU nº 81/2018, observando que todos os documentos licitatórios devem ser remetidos ao Tribunal com antecedência mínima de 90 dias para a publicação do edital.

Em relação à Consulta Pública, agradeceu a ABITAM, a ABIMAQ, IBP, Enseada, Exxon e Petrobras pelo envio de contribuições ao edital. Foram recebidas para o edital 11 contribuições, principalmente relativas a Conteúdo Local.

Para encerrar sua apresentação Eduardo Peçanha falou que todas as informações sobre a 6ª Rodada de Partilha de Produção estão dispostas no site Rodadas.gov.anp.br e que as dúvidas podem ser enviadas para o e-mail rodadas@anp.gov.br.

Em seguida, a presidente da audiência Heloisa Borges fez uma apresentação sobre as minutas dos contratos da 6ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção. Começou sua apresentação reforçando os agradecimentos pela presença dos servidores e da sociedade. Em seguida, falou que seu roteiro seria sobre as premissas dos aprimoramentos contratuais e dos principais marcos dos contratos de partilha de produção, as características fundamentais desses contratos e as modificações que foram feitas considerando os contratos da 5ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção. Disse que estava comparando as principais alterações da 5ª Rodada, que foram os últimos contratos de partilha publicados pela ANP, com os contratos da 6ª Rodada.

Heloisa Borges explicou que há cláusulas obrigatórias previstas em Lei, que há um aprendizado constante por parte da ANP, MME, PPSA, e que há o *feedback* que as empresas fornecem ao longo da vida dos contratos. A ANP começou com um Contrato de Libra, que era um contrato muito novo para todos, e desde então os Contratos de Partilha de Produção já mudaram bastante.

Ela explicou que os contratos traduzem os parâmetros técnicos contidos na Resolução CNPE nº 18/2018. Por conta da indicação da participação obrigatória da Petrobras, da Resolução CNPE nº 01/2019, e por conta do Conteúdo Local da Resolução nº 18, para essa rodada há quatro Minutas de Contrato de Partilha submetidos à Consulta Pública. As diferenças estão nos contratos com áreas unitizáveis ou não e nos contratos com e sem a participação da Petrobras. Os contratos para as áreas unitizáveis têm um modelo com operação da Petrobras e um modelo sem operação da Petrobras, e os contratos que não há jazidas unitizáveis identificadas também há um modelo com operação da Petrobras e um modelo sem a operação da Petrobras.

Acrescentou que houve ajustes decorrentes das contribuições das áreas técnicas na ANP, e as melhorias trazidas na 16ª Rodada de Licitações, quando aplicável, já que é um contrato de concessão, e no modelo de contrato da oferta permanente.

Heloisa Borges detalhou o que é um contrato de partilha, pois difere de um contrato de concessão, observando que a primeira diferença é que há dois anexos muito importantes, essenciais à própria natureza da partilha de produção: um que disciplina as regras do consórcio e outro que disciplina a operação do custo de excedente em óleo.

Ela afirmou que os contratos de partilha de produção têm duração de 35 anos improrrogáveis, outra diferença importante em relação aos contratos de concessão. E esses contratos preveem uma Fase de Exploração com programa exploratório mínimo de um poço e a duração de sete anos. A Fase de Produção não tem duração fixa no contrato, é uma outra diferença em relação a concessão, pois ela tem início com a Declaração de Comercialidade e a duração dela é limitada pela vigência do contrato.

Em relação aos custos e riscos, Heloisa explicou que Contratante, Gestora e ANP não assumirão quaisquer riscos ou perdas operacionais, nem tampouco arcarão com os custos e investimentos relacionados com a execução das Operações e suas consequências (à exceção da Recuperação como Custo em Óleo).

Explicou que a apropriação originária do volume correspondente a parcela do excedente a óleo se dá no ponto de partilha e que é responsabilidade exclusiva dos contratados obter todas as licenças, autorizações e permissões necessárias. Todos e quaisquer dados e informações devem ser entregues à ANP e à gestora. E a empresa, além da execução das obrigações, tem uma série de obrigações relativas a envio de planos, programas e boletins no prazo e periodicidade previstos no contrato. A apuração do custo em óleo, a recuperação dos investimentos como custo em óleo e a partilha de excedentes são o ponto central do modelo de partilha. A recuperação só é possível em caso de descoberta comercial. Calculam-se os custos em relação a cada campo oriundo da área do contrato.

Heloisa 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 VII. O custo em óleo tem um teto para

recuperação, sendo possível recuperar 80% do valor bruto da produção. Tudo o que não for custo é excedente, e é esse excedente que é partilhado entre a União e as contratadas. Então, o excedente é o volume de petróleo e gás natural equivalente a diferença entre o volume total da produção e aqueles que foram recuperáveis como custo em óleo, descontados os royalties devidos.

Heloísa Borges discorreu sobre as principais alterações no contrato:

- São quatro minutas porque há três blocos com áreas unitizáveis Cruzeiro do Sul, Sudoeste de Sagitário e Norte de Brava. E há três blocos para os quais a Petrobras manifestou a sua preferência: Aram, Norte de Brava e Sudoeste de Sagitário;
- Separação do Programa Anual de Trabalho e Orçamento para as fases de Exploração e de Produção, o que ensejou mudanças em outras cláusulas;
- Parágrafo 14.2, que elenca os princípios a serem observados pelos Consorciados, foi excluído em razão de seu caráter exemplificativo e por já estar contemplado no Contrato;
- Cláusula 15ª, o prazo para apresentação do Plano de Desenvolvimento, caso este não tenha sido apresentado e a ANP notifique os Consorciados para fazê-lo, foi ampliado para 30 dias (parágrafo 15.3), e que o parágrafo 15.9 foi reescrito de modo a deixar claro que, até que o Plano de Desenvolvimento seja aprovado, a realização de atividades e a antecipação da produção podem ocorrer mediante prévia autorização da ANP e nos termos da Resolução ANP nº 08/2016;
- Cláusula 16ª, A obrigação dos Consorciados de manter a ANP informada sobre as previsões quanto à Data de Início da Produção foi excluída; o prazo para os Consorciados notificarem a ANP sobre a Data de Início da Produção foi ampliado para 72 horas; as disposições contidas nos parágrafos 16.3 e 16.3.1 originais carecem de efeito prático, o que levou à sua exclusão; uma vez que o reconhecimento da área como 'campo' ocorre apenas no âmbito de aprovação do Plano de Desenvolvimento, foi excluída referida menção no parágrafo 16.4;
- Cláusula 24ª, o prazo para solicitação de transferência de excedente de Conteúdo Local foi ampliado para 30 dias, em linha com o art. 26 da Resolução ANP nº 726/2018 e Cláusulas distintas para os contratos que contemplam áreas unitizáveis;
- Cláusula 31ª, a não renovação das garantias financeiras em até 30 dias antes do término da validade passou a ser hipótese de extinção de pleno direito do Contrato (inclusão da alínea i no parágrafo 31.1);
- Anexo VII – Procedimentos para Apuração do Custo e do Excedente em Óleo, em razão do estabelecimento dos preços de referência pela ANP, excluiu-se o dispositivo que prevê a apresentação dos preços de venda do mês anterior e as respectivas notas fiscais. A periodicidade mínima para a realização de auditorias do custo e do excedente em óleo foi ampliada para 1 ano;
- Anexo XI – Regras do consórcio, Inclusão dos parágrafos 3.34, 3.34.1 e 3.35, que disciplinam a celebração de aditivos contratuais. Em caso de aumento igual ou inferior a 25% do valor original do contrato, é dispensada a prévia aprovação do Comitê Operacional e em caso de modificação do procedimento de contratação (valor original + valor aditado), aplica-se o procedimento referente ao somatório do valor.

Sobre a Consulta Pública, Heloísa Borges informou que sete agentes contribuíram com 399 sugestões: IBP, ABIMAQ, Shell, ABITAM, Exxon, Estaleiro Enseada e Petrobras. Ressaltou que mais uma vez um número maior que o de contribuições recebidas para o edital e que as contribuições se concentram nos Anexos, nas regras do consórcio e nos procedimentos para apuração do custo excedente em óleo. Em seguida, vem as contribuições relativas ao Conteúdo Local.

Heloísa finalizou sua apresentação agradecendo e indicando o site rodadas.anp.gov.br como fonte de informação e o e-mail rodadas@anp.gov.br para envio de dúvidas.

Três expositores se inscreveram, Alberto Machado representando a ABIMAQ, Luiz Paulo Silva, Sefaradie Oil e Flávio Pinto, da Petrobras, representando o IBP, sendo que o segundo não compareceu.

A presidente concedeu dez minutos para cada expositor.

Alberto Machado Neto, da ABIMAQ – o ponto fundamental diz respeito a causa de Conteúdo Local, cabendo ressaltar que não é uma questão de protecionismo, mas sim permitir ou viabilizar que seja dada a oportunidade de participação a indústria local. Há muitos pontos por definir que deixam a indústria local em desvantagem em relação aos concorrentes internacionais, como é o caso do Repetro Industrialização, que até hoje não foi regulamentado. E esse fato faz com que os conteúdos locais fiquem prejudicados na concorrência porque o produto importado é totalmente isento, e o nacional é taxado. Existem adicionalmente incertezas de como serão conduzidas medidas de abertura comercial com a exclusão de impostos de importação de vários produtos, vários bens de capital. E também a reforma tributária, fatos que podem inibir ou pelo menos causar algum desconto de novos investimentos no setor de máquinas e equipamentos. O Brasil é um país de baixa competitividade em termos de custos de capital, em termos de legislação tributária, trabalhista, logística, burocracia e outros itens e que vão refletir no aproveitamento das demandas geradas pelos blocos exploratórios agora em leilão pela ANP. Esse ponto é abordado, nesse caso aqui deste leilão, na Cláusula 24 do contrato ora em Consulta Pública e a ABIMAQ questiona os índices requeridos. O que preocupa o mercado fornecedor no momento diz respeito basicamente aos índices requeridos para as UEPs das unidades estacionárias de produção. A exigência de Conteúdo Local global não implica necessariamente na inclusão de máquinas e equipamentos, cabendo lembrar que cerca de 50% dos investimentos nas UEPs correspondem a serviços, logo o índice indicado de 25% é atingido sem praticamente o concurso de qualquer equipamento ou máquina. Desse modo o pleito da ABIMAQ é que os índices sejam aqueles aplicados na Resolução nº 726/2018 para as unidades estacionárias de produção, que é um fato aí considerado de 40% da engenharia, 40% para máquinas e equipamentos, e 40% para construção e montagem. E neste caso cabe esclarecer que isso vale para aqueles itens onde não haja implicação de área unitizável onde a gente sabe que é respeitada a cláusula da área contígua.

Outro ponto que deve ser destacado diz respeito às consequências da Cláusula 24.3, que estabelece que a Concessionária deve sempre consultar empresas brasileiras existentes, fazer o mesmo tipo de consulta para empresa brasileira e empresa internacional, disponibilizar documentação em língua portuguesa e dar ampla oportunidade de participação independente das exigências de Conteúdo Local, sejam elas altas ou baixas. Isso quer dizer que mesmo que não tenha Conteúdo Local é obrigatório que essas cláusulas sejam seguidas. E aparentemente, existe pouca consequência para o não atendimento, como já aconteceu em Rodadas anteriores onde fornecedores existentes não foram consultados, independente do atendimento do Conteúdo Local.

Um outro aspecto a ser considerado, onde ainda não há regulamentação, é a participação do desenvolvimento de fornecedores brasileiros dos recursos provenientes da cláusula relativa ao valor de 1% da participação especial, e aqui no caso o correspondente na área de partilha, que é um pouquinho diferente. E, nesse caso, o tema está sendo tratado na Consulta Pública nº 11/2019, mas cabe lembrar aqui que muitos dos itens que são pleiteados para o desenvolvimento no Brasil não são visíveis pelas empresas de petróleo. Ou seja, não são comprados pela empresa de petróleo, eles são comprados ou por afretadores ou por estaleiros e, nesse caso, essa metodologia de desenvolvimento nacional tem que ser alterada de uma forma que abranja a cadeia de valor envolvida. Esse é um ponto importante porque até hoje esses valores não conseguiram chegar ao nível, do terceiro ou quarto nível, que seria o nível de fornecedor de máquinas e equipamentos.

Flavio Pinto, do IBP - realmente notamos as melhorias, foi um ponto significativo de alteração do contrato e que agradecemos. O nosso primeiro comentário diz respeito a exclusão dos poços produtores por restrições técnicas e a nossa sugestão é que esses poços fossem computados. Não há um histórico disso nos projetos de partilha de produção e seria importante que isso fosse também considerado para o cálculo de excedente em óleo.

O segundo ponto é que o modelo que está no contrato ainda não é claro quanto aos custos de pessoal. O IBP gostaria que o custo de pessoal fosse mais abrangente, a ponto de atingir também o pagamento integral que é dado aos empregados, por exemplo, bônus e remunerações adicionais. Quanto ao procedimento de contratação, o limite que o contrato traz para o procedimento é muito baixo, de 50 mil dólares, o que não permite que as companhias tenham uma maior autonomia e flexibilidade para contratar. O IBP tem sugerido em algumas Rodadas que a ANP conversasse com PPSA e alterasse esse limite para 5500 mil dólares. A nossa sugestão é que o contrato fosse um pouco mais flexível para permitir que os investidores pudessem usar os seus contratos, pois isso traria um ganho de escala e ganhos para a companhia investidora e também para o governo na medida em que o custo do projeto seria menor. O ponto da responsabilidade solidária que o contrato aponta e incrementa essa responsabilidade também para terceiros. A sugestão do IBP é que essa indicação da solidariedade se limitasse somente aqueles outros modelos, a exclusão dos terceiros. Um outro ponto é a isenção da PPSA da responsabilidade a partir do momento que acabaram as atividades de produção. Na legislação hoje, a PPSA é isenta de responsabilidade quantos às atividades de exploração, desenvolvimento e produção. O que está no tanque do FPSO deveria ser de responsabilidade da PPSA e hoje o modelo do contrato isenta a PPSA de responsabilidade gerando custos para os contratados.

Há duas notas ainda sobre o Programa de Desativação das Instalações (PDI) e o IBP propõe uma flexibilização dos percentuais. E fundamentalmente é que os gastos com PDI voltassem a ser recuperáveis em custo em óleo, como já tivemos em outras rodadas. O contrato ainda tem essa cláusula que exige que a cessão e renovação obrigatória dos contratos de *leasing* para bens cuja vida útil ultrapasse o prazo do contrato. No entanto, essa é uma questão técnica, e isso deve ser considerado pela ANP na redação do contrato, porque pode ser que o contrato, o ativo, o bem já não tenha mais vida útil, e não seria possível que ele fosse renovado ou permanecesse em atividade. Quanto à reversão dos bens, existem ativos que podem não ter sido totalmente depreciados e o contrato ter sido encerrado. Para o IBP é importante aquela parcela que não foi amortizada, que fosse indenizada ao final do contrato já que esse contato não tem prorrogação. Sobre a redução das garantias financeiras, o IBP gostaria que a redução da garantia acontecesse independentemente do parecer técnico que a ANP produz porque isso só gera custos e manutenção de garantias custosas para as companhias. O contrato deveria indicar claramente uma Câmara de Arbitragem, pois o modelo que tem hoje do contrato é que, caso as partes não cheguem a um acordo em 30 dias, o contratado poderá indicar qual é a Câmara. Mas esse modelo é incompatível com uma eventual necessidade de medida de urgência por parte do concessionário, do contratado, investidor. A unificação de Campos é um tema que está sendo discutido e há a Tomada Pública de Contribuições (TPC) de Campos publicada. E o contrato ainda adota uma linha muito restritiva para esse cenário e o que se propõe é que o contrato possa ser neutralizado a ponto de esse assunto ser tratado somente na regulamentação que está por vir. Garantias de abandono, a ANP também está estudando esse assunto para que exista uma autogarantia, o que ainda não aconteceu, e isso é um ponto importante porque isso vai trazer propostas mais econômicas para todo mundo. E a responsável solidária, no caso de Cessão de Contratos, também é algo que deve ser eliminado dos modelos de Cessão. Interpretação de dados não deveria ser disponibilizada à ANP. A prorrogação de atividades de produção por determinação da ANP é um assunto que é caro para os investidores porque o investidor não sabe quando o contrato acaba, já que existe uma possibilidade de determinação da ANP para que o contrato permaneça em vigência. A nossa sugestão é que o contrato tivesse um modelo mais claro de encerramento das obrigações das partes. O IBP acredita que a Declaração de Comercialidade é um ato discricionário do investidor e a ingerência da ANP seria muito limitada nesse assunto e deveria acatar a Declaração de Comercialidade apresentada pelos investidores.

Heloisa Borges agradeceu aos expositores e, dando continuidade à programação, perguntou se alguém da plateia gostaria de manifestar-se verbalmente ou encaminhar pergunta à mesa. Como não houve manifestações da mesa diretora ou da plateia, a presidente da mesa deu por encerrada a Audiência Pública, agradecendo a presença de todos e reforçando as palavras do Diretor Amorelli ao dizer que as Rodadas desse ano com certeza dão início a um novo ciclo de investimentos no país. Afirmou ainda que as Rodadas dos anos de 2017 e 2018 foram muito bem-sucedidas, em um esforço muito grande da Agência em conjunto com o Ministério de Minas e Energia, para que isso ocorresse e que houve avanços não só nos contratos, mas também na regulamentação da ANP.

E, sem mais nada a tratar, encerrou a Audiência Pública nº 10/2019 às 16 horas.

Rio de Janeiro, 17 de maio de 2019.

Josie Quintella

Secretária da Audiência Pública nº 10/2019

Heloisa Borges

Presidente da Audiência Pública nº 10/2019



Documento assinado eletronicamente por **HELOISA BORGES BASTOS ESTEVES, Superintendente**, em 31/05/2019, às 16:17, 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 **JOSIE RODRIGUES FERRAO QUINTELLA, Superintendente Adjunta**, em 31/05/2019, às 17:26, 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 **0259154** e o código CRC **2653EFAE**.