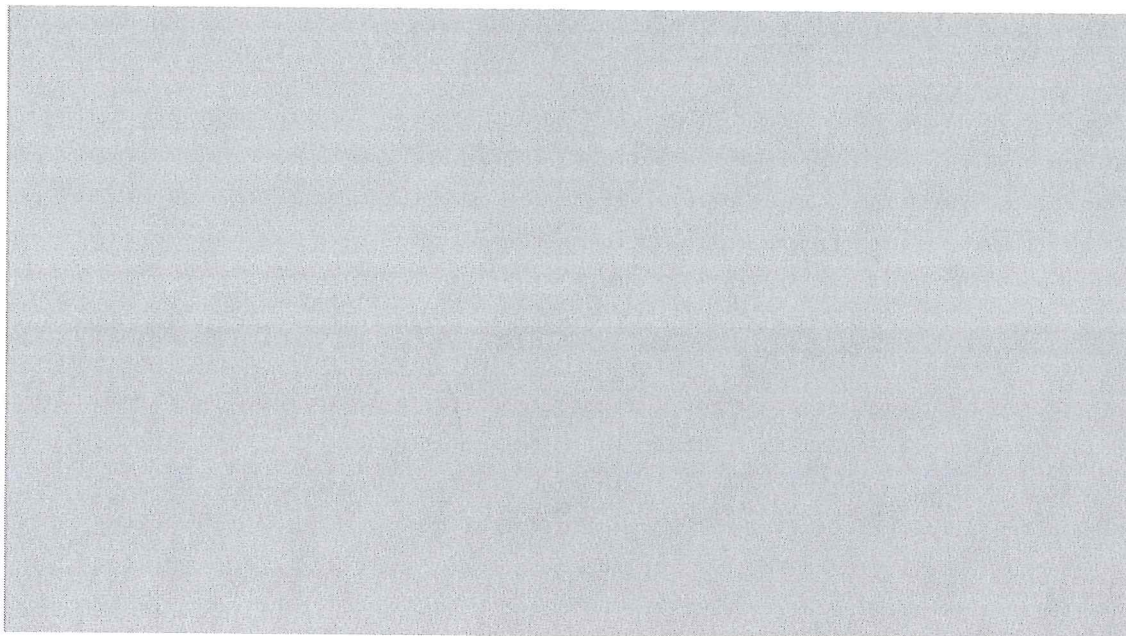




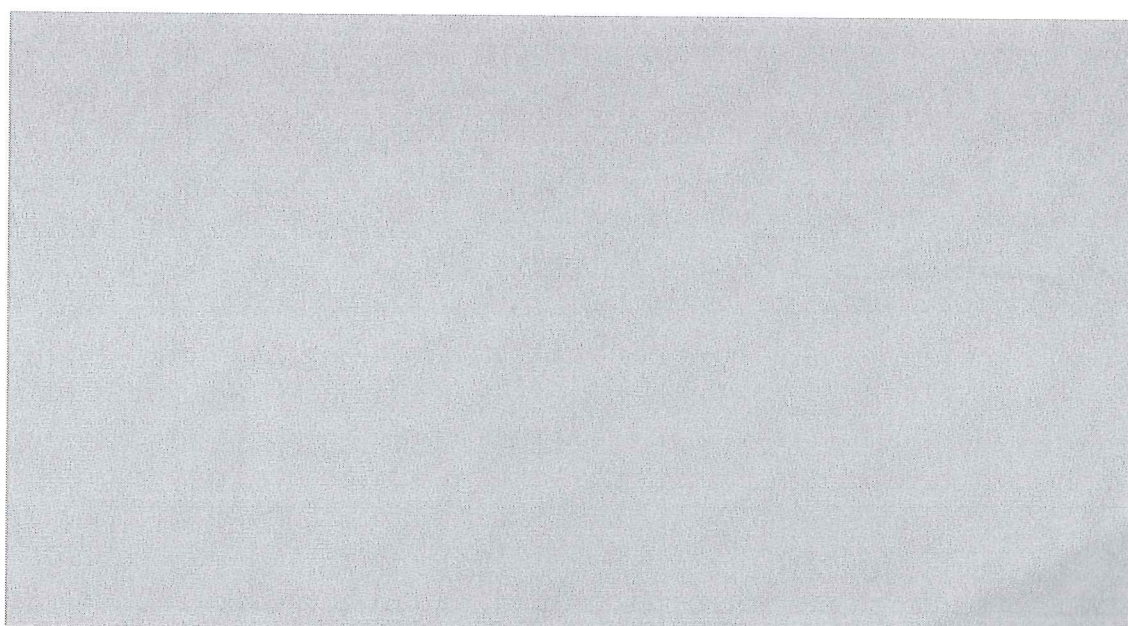
FICHA DE ACOMPANHAMENTO

DOCUMENTO: 00610.081251/2017-55	DATA: 08/08/2017	ABERTURA: 08/08/2017
TIPO DE DOCUMENTO: SÚMULA	IDENTIFICAÇÃO: S/N	ACESSO: OSTENSIVO
CLASSIFICAÇÃO ARQUIVÍSTICA: 130.1 - RODADAS DE LICITAÇÃO DE ÁREAS		
INTERESSADO(S): SUPERINTENDÊNCIA DE PROMOÇÃO DE LICITAÇÕES - SPL		
ASSUNTO: SÚMULA DA AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº15/2017		

[illegible]



SÚMULA DA AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 15/2017





Assunto:

Audiência pública relativa aos pré-editais e às minutas dos contratos de partilha de produção da 2ª e da 3ª Rodada de Licitações sob o regime de partilha de produção.

Local:

Auditório do Hotel Windsor Flórida

Endereço:

Rua Ferreira Viana, 81 - Flamengo, Rio de Janeiro – RJ

Data e horário:

25 de julho de 2017, 9h

A ANP realizou a Audiência Pública nº 15/2017 acerca dos pré-editais e das minutas dos contratos de partilha de produção da 2ª e da 3ª Rodada de Licitações sob o regime de partilha de produção no dia 25 de julho de 2017, das 9h às 12h, no auditório do Centro Hotel Windsor Flórida, localizado na Rua Ferreira Viana, 81, Flamengo, Rio de Janeiro – RJ.

A Audiência Pública nº 15/2017 teve como objetivos:

- Obter subsídios e informações adicionais sobre o pré-edital e a minuta do contrato de partilha de produção referentes à 2ª e da 3ª 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;
- Propiciar aos agentes econômicos e aos demais interessados a possibilidade de encaminhamento de comentários e sugestões;
- 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.

O aviso da Audiência Pública nº 15/2017 foi publicado no Diário Oficial da União (DOU) no dia 05 de julho de 2017 e nos sítios eletrônicos <http://www.brasil-rounds.gov.br> e <http://www.anp.gov.br>.

A audiência pública foi precedida de consulta pública, de 05 a 21 de julho de 2017. Nesse período, a ANP recebeu de nove agentes interessados contribuições aos pré-editais e às minutas dos contratos de partilha de produção da 2ª e da 3ª Rodada de Licitações

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

- Waldyr Barroso, Diretor da ANP e presidente da audiência;
- Marcelo Castilho, Superintendente de Promoção de Licitações (SPL) da ANP e secretário da audiência;
- Artur Watt, Procurador-Geral Substituto da Advocacia Geral da União (AGU) da ANP.
- Adriano Sousa, Gerente de Projetos do Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural do Ministério de Minas e Energia (MME)

O presidente fez a abertura da sessão e apresentou o rito formal da audiência. Ele iniciou o seu discurso dando as boas-vindas aos participantes da audiência pública e agradecendo a presença de todos.

Continuou sua fala explicando que o Conselho Nacional de Política Energética, CNPE, por meio das Resoluções do CNPE nºs 2 e 9/17, autorizou a ANP a promover, respectivamente, a 2ª e a 3ª Rodadas de Licitações. As resoluções também aprovaram os parâmetros técnicos e econômicos das respectivas áreas, objetos das mencionadas licitações.

Em consonância com essas diretrizes, considerando as duas Rodadas, a ANP ofertará, no dia 27/10/2017, um total de oito blocos, sendo seis na Bacia de Santos, e dois na Bacia de Campos, totalizando uma área aproximada de 7,9 mil km².

Para a 2ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios serão ofertados quatro blocos contendo as áreas não contratadas unitizáveis, adjacentes aos prospectos de



Carcará e de Gato do Mato e ao Campo de Sapinhoá, na Bacia de Santos. Bem como ao Campo de Tartaruga Verde, jazida compartilhada de tartaruga mestiça, na Bacia de Campos.

As áreas se localizam dentro do polígono do pré-sal e incluem três jazidas no play pré-sal da Bacia de Santos, bloco norte de Carcará, sul de Gato do Mato e entorno de Sapinhoá. E uma jazida no play carbonatos albianos, no pós sal, da Bacia de Campos, bloco sudoeste de Tartaruga Verde.

Para a 3ª Rodada de Licitações de Blocos serão ofertados blocos contendo as áreas de Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio Oeste, na Bacia de Santos, e da área de Alto de Cabo Frio Central, na Bacia de Campos. Todas no polígono do pré-sal e players no pré-sal.

Sobre o direito de preferência, a Petrobrás foi convocada a se manifestar pelo CNPE, em 25/05/2017, conforme legislação aplicável. A Petrobrás decidiu exercer seu direito de preferência de operação e participação em relação a área não contratada unitizável, adjacente ao Campo de Sapinhoá, para a 2ª Rodada de Partilha, e nas áreas de Peroba e Alto de Cabo Frio Central, para a 3ª Rodada.

Nesse sentido, por meio da Resolução CNPE nº13/2017, publicada no DOU em 13/06/2017, o CNPE estabeleceu a Petrobrás como operadora no percentual de 30% nas áreas de Sapinhoá, para a 2ª Rodada, e Peroba e Alto de Cabo Frio Central para a 3ª Rodada.

Falou ainda sobre os objetivos principais das rodadas: ampliar as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural, ampliar o conhecimento das bacias sedimentares, descentralizar o investimento exploratório no país, desenvolver a indústria petrolífera e fixar empresas nacionais e estrangeiras no país, dando continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda.

Passou a discorrer sobre os principais aprimoramentos dos pré editais, explicando que foram realizados aprimoramentos de forma e conteúdo. As alterações de forma visaram simplificar o texto tornando a redação mais clara e objetiva para que o novo



documento seja mais facilmente compreendido pelas interessadas. Sobre as alterações de conteúdo nos pré-editais, destacou: mudanças decorrentes da publicação a Lei 13.365/2016, e do Decreto 9.041/2017, relativos ao direito de preferência da Petrobrás de atuar como operadora em cada dos blocos ofertados, que foram refletidas nos dois pré editais; informações específicas relativas aos procedimentos de individualização da produção para os objetos ofertados na 2ª Rodada de Partilha; inclusão de regras relativas à participação das licitações, manifestação de interesse e qualificação, de modo a permitir que a participação na modalidade de não operador dos fundos de investimento e participações (FIPS). Para tanto, foram definidos os requisitos e documentos financeiros e jurídicos específicos para viabilizar a participação no processo licitatório. Previsão da possibilidade de aproveitamento de documentos apresentados em uma Rodada de Licitação de Partilha para outra. Nesse sentido, o pré edital da 2ª Rodada de Partilha prevê o aproveitamento dos documentos encaminhados para a 3ª Rodada de Partilha, e vice e versa.

O diretor, por fim, destacou aprimoramentos das minutas dos contratos: recuperação como custo em óleo, cláusula de PDI consoante Resolução PDFOR nº01, publicada em 07/04/2017, partilha de excedente em óleo, acordo de individualização da produção, conteúdo local, regime jurídico entre outras.

Encerrando seu discurso, Waldyr Barroso, passou a palavra ao secretário da audiência, Marcelo Castilho.

Marcelo Castilho iniciou dando as boas-vindas aos participantes e explicou que apresentaria os principais aspectos dos pré-editais e que a Superintendente Adjunta, Heloisa Borges, apresentaria os principais aspectos das minutas dos contratos de partilha de produção.

Em seguida, dando início à apresentação, indicou que a mesma seria dividida em três partes: as referências e principais aspectos legais, os principais aspectos do pré-edital e parâmetros técnicos e econômicos e considerações finais.

Ao iniciar pela base legal, Marcelo Castilho citou que o pré-edital e a minuta do contrato de partilha de produção foram elaborados em consonância com o Art. 177 da



Constituição Federal, com a Lei do Petróleo, nº 9.478/1997, que criou o CNPE e a ANP, com as Leis nºs 12.304 e 12.351/2010, com a Lei 13.365/2016, com as Resoluções do CNPE nºs 2, 7, 9 e 13/2017 e com a Resolução ANP nº 24/2013, que regulamenta o procedimento licitatório.

O superintendente da SPL explicou que o Artigo 177 da Constituição Federal dispõe que a atividade de pesquisa e lavra das jazidas é monopólio da União, e que ela poderá contratar atividades de Exploração e Produção (E&P) com empresas privadas ou públicas, nacionais e estrangeiras.

Citou a Lei nº 9.478, conhecida como Lei do Petróleo, que criou o CNPE, cuja atribuição é formular as políticas e diretrizes de energia, e criou também a ANP, cujas funções são: contratar, regular, fiscalizar as atividades do setor, assim como elaborar editais e contratos, e promover as Rodadas de Licitações.

Também destacou a Lei nº 12.304, que criou a Empresa Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), cujo objeto é a gestão dos contratos sob regime de partilha de produção e que tem as atribuições de monitorar e auditar: os projetos de Exploração e Produção, os custos de investimentos de E&P e as operações de comercialização do petróleo produzido no polígono do pré-sal.

Sobre a Lei nº 12.351/2010, ressaltou que ela dispõe sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural dentro do polígono do pré-sal, sob o regime de partilha de produção e traz novas atribuições ao MME, ao Conselho Nacional de Política Energética e à ANP.

Marcelo Castilho destacou os principais marcos legais em relação às Leis nºs 9.478/1997 e 12.351/2010 observando que, no Brasil, há rodadas de licitações sob dois regimes, sendo que 98% da área sedimentar está sob o regime de concessão e 2% sob regime de partilha.

Sobre o regime de partilha, ele ressaltou a Lei nº 13.365/2016, que dispõe sobre o direito de preferência da Petrobras para atuar como operadora e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para E&P no regime de



partilha. E que, em 25 de maio desse ano, a Petrobras exerceu seu direito de preferência pela operação das áreas do Entorno de Sapinhoá na 2ª Rodada e de Peroba e do Alto de Cabro Frio na 3ª Rodada.

Falou das Resoluções do Conselho Nacional de Política Energética: a Resolução nº 02 autoriza a realização da 2ª Rodada de Licitações e também define os parâmetros técnicos e econômicos das áreas a serem licitadas. A Resolução nº 07, de abril de 2017, estabeleceu as diretrizes para definição do Conteúdo Local, não só da 2ª Rodada, mas também da 3ª, assim como também da 14ª Rodada de Licitações. A Resolução nº 09 autorizou a realização da 3ª Rodada de partilha de produção e definiu os parâmetros técnicos e econômicos das áreas a serem ofertadas. E por fim, a Resolução nº 13/2017, que estabeleceu a participação da Petrobrás como operadora nas áreas do entorno do Sapinhoá, na 2ª Rodada de partilha de produção, e de Peroba e Alto Cabo Frio Central, na 3ª Rodada de partilha de produção.

Em relação às diretrizes ambientais, ressaltou que já está disponível para a 2ª Rodada o parecer técnico do GTPEG, grupo de trabalho interinstitucional de atividades de exploração e produção, composto pelo Ministério de Meio Ambiente, o IBAMA, o ICMBIO e da Agência Nacional de Águas. O parecer do GTPEG não indicou nenhuma necessidade de adequação ou de exclusão das áreas a serem ofertadas.

Com relação à manifestação conjunta, já está disponível a manifestação assinada para a 2ª Rodada de partilha e publicada no nosso site institucional específico de Rodadas de Licitações, o Brasil Rounds. A manifestação conjunta e o parecer técnico do GTPEG para 3ª Rodada de partilha de produção estão em processo de assinatura.

O Superintendente citou, ainda, a Resolução ANP nº 24/2013, que é o instrumento que regulamenta os procedimentos licitatórios de áreas sob regime de partilha de produção. Em seguida, detalhou o processo licitatório, ressaltando que o marco inicial foi a publicação das Resoluções do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que autorizaram a ANP a realizar as Rodadas de Partilha da Produção e definiram os blocos que serão ofertados. Com a publicação das Resoluções CNPE, a ANP, após obter a aprovação do Ministério de Minas e Energia, publicou os pré-editais iniciando o período

de Consulta Pública, possibilitando as empresas encaminharem sugestões de aprimoramento dos instrumentos licitatórios. Com a publicação dos instrumentos, abriu-se também o prazo para manifestação de interesse e entrega da documentação para fins de acesso ao pacote de dados.

Em seguida, Marcelo Castilho apresentou os objetivos da 2ª e da 3ª Rodada de blocos exploratórios, quais sejam: recompor e ampliar as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural, em consonância com a crescente demanda interna; ampliar o conhecimento do polígono do pré-sal e atrair investidores, aumentando e fixando empresas nacionais e estrangeiras no Brasil, dando continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda.

Em relação ao objeto da 2ª Rodada, explicou que são quatro blocos, em dois setores, um de águas ultra profundas e um de águas profundas das Bacias Sedimentares de Santos e Campos. Ressaltou que a rodada contém reservatórios que se estendem para áreas que se encontram sob contratos de concessão, o que impõe a adoção de procedimento de individualização da produção nos termos da legislação aplicável.

Falou ainda sobre a Resolução CNPE nº 7, que estabelece as diretrizes de Conteúdo Local para a 2ª Rodada, observando que o percentual mínimo exigido são os mesmos dos contratos de concessão das áreas adjacentes.

Sobre o objeto da 3ª Rodada, também são quatro blocos, em três setores, um de águas ultra profundas e dois de águas profundas das Bacias Sedimentares de Santos e Campos. Complementou dizendo que, em relação às diretrizes de Conteúdo Local para a 3ª Rodada, os percentuais mínimos exigidos são, para terra, 50% na fase de exploração e na fase de desenvolvimento. E, para mar, 18% na fase de exploração e, na etapa de desenvolvimento, são 25% na construção de poço, 40% no sistema de coleta e de escoamento e 25% na unidade estacionária de produção.

Ele frisou que, para todas essas áreas, como estão localizadas em águas ultra profundas/profundas, será exigida uma qualificação mínima de operador A.



O secretário da audiência, passou a apresentar os principais marcos do cronograma das 2ª e 3ª Rodadas de Partilha:

- 05/07/2017 – data em que pré-edital e minuta do contrato foram publicados;
- 06/07/2017 – início do prazo para inscrição, pagamento da taxa de participação e acesso ao pacote de dados técnicos;
- 06/07/2017 – início da consulta pública;
- 21/07/2017 – término da consulta pública;
- 25/07/2017 – data da audiência pública;
- 17/08/2017 – realização do seminário técnico;
- 23/08/2017 – publicação do edital e do modelo do contrato de partilha;
- 24/08/2017 – realização do seminário ambiental e jurídico-fiscal;
- 08/09/2017 – prazo final para manifestação de interesse e pagamento da taxa de participação;
- 11/10/2017 – prazo final para apresentação das garantias de oferta;
- 27/10/2017 – data da sessão pública de apresentação de ofertas;
- Até 09/11/2017 – adjudicação do objeto e homologação da licitação;
- 11/12/2017 – prazo para entrega dos documentos de assinatura dos contratos de partilha de produção e qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato de partilha;
- 11/12/2017 – prazo para pagamento do bônus de assinatura e
- Até 29/12/2017 – assinatura dos contratos de partilha de produção

Em relação a essas datas, destacou algumas: dia 23/08, está prevista a publicação da versão final do edital de licitações. Dia 17/08, será realizado o Seminário Técnico, onde serão apresentadas, de forma detalhada, toda geologia e todos os estudos da ANP com relação ao objeto da licitação. Dia 24/08 será realizado o Seminário Ambiental e Jurídico Fiscal, quando, na primeira parte serão apresentados, também de forma bem



detalhada, todas as diretrizes ambientais apresentadas pelos órgãos competentes, assim como os principais termos das Manifestação Conjunta ANP-GTPEG e, na segunda parte, as principais regras contidas no edital da licitação e no contrato de partilha de produção.

Dia 08/09 é uma importante data porque é o prazo final para pagamento da taxa de participação. Dia 11/10, é o prazo final para apresentação das garantias de oferta. Ele fez uma ressalva observando que, diferente da 14ª Rodada, a fase de qualificação é anterior à Sessão Pública de apresentação de ofertas, logo, a data 08/09/2017 é para entregar toda documentação relativa à manifestação de interesse e de qualificação da empresa. E, finalmente, 27/10, será o dia da sessão pública de apresentação de ofertas sendo que, até 29/12 desse ano, está prevista a assinatura dos contratos junto às empresas que se sagraram vencedoras. Por fim, dia 11/12 é a data limite para entrega dos documentos de assinatura e também é o limite para pagamento do bônus de assinatura.

Na sequência, Castilho explicou sobre as atribuições na condução da licitação. A Comissão Especial de Licitação (CEL), responsável pela condução da fase externa da licitação, julga as inscrições, conduz e julga a sessão pública de apresentação de ofertas e também julga a qualificação das licitantes vencedoras. O Superintendente aproveitou a oportunidade para agradecer aos integrantes da CEL, composta por servidores da ANP e dois membros da sociedade.

A fase interna da licitação é conduzida pela Superintendência de Promoção de Licitações (SPL), a qual tem as atribuições de elaboração dos editais e contratos, de inscrição e de qualificação das empresas, de coordenar o planejamento, a execução e a promoção das rodadas de licitações.

O superintendente deu continuidade à apresentação explicando a primeira etapa do processo licitatório, a participação, para a qual podem se inscrever: pessoas jurídicas nacionais ou estrangeiras que exerçam atividade empresarial, isoladamente ou reunidas em consórcio, e fundos de investimento em participações (FIPs), na condição de não-operadora, somente podendo apresentar ofertas em consórcio. Comentou sobre o recente aprimoramento nos editais e contratos, para permitir a participação de fundos de investimentos nas Rodadas de Licitações.



Frisou que a habilitação é obrigatória e individual para cada interessada, mesmo para aquelas que pretendam apresentar oferta mediante consórcio e que, nessa etapa a empresa precisa atender três condições: manifestação de interesse, pagamento da taxa de participação e comprovação de qualificação técnica, econômica, jurídica e de regularidade fiscal e trabalhista. Uma vez atendidas essas três condições, a empresa que tiver sua habilitação julgada pela CEL, estará apta a apresentar ofertas no dia da licitação, lembrando que a data limite para apresentação da documentação é dia 08/09.

Para acesso ao pacote de dados técnicos pelo sistema e-BID, disponível no site do <http://www.brasil-rounds.gov.br>, explicou que o processo foi simplificado e que devem ser atendidas três condições: preenchimento do formulário eletrônico, envio do comprovante de pagamento da taxa de participação e submissão do termo de confidencialidade com comprovação de poderes de seus membros signatários. Explicou que o pagamento para o acesso é obrigatório e individual, mesmo para aqueles que pretendem apresentar ofertas em consórcio. Em seguida, discriminou o valor da taxa de participação por bloco.

Seguindo o fluxograma, Castilho explicou a etapa de qualificação e habilitação quando a empresa precisa obter a qualificação técnica, econômico, financeira e jurídica, previamente ao dia da sessão pública de apresentação de ofertas. Chamou atenção para a data limite para apresentação desses documentos de qualificação, definida em 08/09. E, em caso de consórcio, ressaltou que a documentação de qualificação deverá ser apresentada individualmente por cada uma das empresas.

Com relação à qualificação técnica, tanto para a 2ª Rodada de Licitações quanto para a 3ª, esclareceu que a empresa pode obter a qualificação como operadora A, operadora B, ou não operadora. Para a empresa obter a qualificação como operadora A, precisa obter uma pontuação maior do que 80 pontos e comprovar experiência operacional em exploração e produção em mar. Para ser qualificada como operadora B, uma pontuação entre 30 e 80. E não-operadora, um sumário detalhado especificando as suas experiências já seria suficiente. Entretanto, para não-operador e para operador B,



para essas duas Rodadas, somente poderá fazer oferta em consórcio, considerando que todas as áreas se encontram em águas profundas e ultra profundas.

Falou também que a empresa precisa se qualificar financeiramente, afirmando que as demonstrações financeiras são exigidas na forma da legislação aplicável: Balanço patrimonial, demonstração dos lucros e prejuízo, demonstrações do resultado do exercício, demonstração do fluxo de caixa, notas explicativas, e demonstração do valor adicionado, se companhia aberta. Todos esses documentos serão analisados e será exigido parecer do auditor independente. E o resumo das demonstrações financeiras também será exigido, caso sociedades estrangeiras.

Para a qualificação jurídica, elencou o conjunto de treze documentos devem ser apresentados: atos societários; comprovação dos poderes e dos nomes dos representantes legais; procuração para nomeação de representantes credenciados; organograma detalhado da cadeia de controle; documentos comprovando atendimento das condições para exercício dos poderes; declaração de atualidade dos atos societários; declaração de capacidade técnica, econômico-financeira, regularidade jurídica, fiscal e trabalhista; termo de confidencialidade; termo de compromisso de adequação do objeto social às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural; comprovação de que se encontra organizada em regular funcionamento em seu país; termo de compromisso para constituição de sociedade empresária segundo as leis brasileiras; pagamento das taxas de participação, conforme Anexo IV do edital de licitações; e cópia dos comprovantes de pagamentos das taxas de participação. Desse conjunto de documentos, ressaltou que os quatro primeiros são os que mais caem em exigência.

O Superintendente Marcelo Castilho falou sobre a etapa de apresentação de ofertas, explicando que as empresas precisam entregar as garantias de oferta até o dia 11/10. E destacou que o licitante vencedor é quem oferta maior percentual de excedentes em óleo para a União e, ressaltando o percentual mínimo definido nos editais de licitações, frisou que a empresa não poderá ofertar um percentual inferior ao mínimo estipulado no edital. Pediu para as empresas atentarem aos parâmetros de referência que constam no edital para a composição de suas ofertas.



Informou ainda que, para oferta em consórcio, a licitante operadora, deverá se qualificar como operadora A e não poderá ter a participação inferior a 30% do consórcio. Para as demais consorciadas, para as empresas que foram qualificadas como não-operadora ou operadora B, somente poderão apresentar oferta em consórcio na figura de não operadora.

Ressaltou também que nenhuma licitante poderá fazer mais de uma oferta para a mesma área. Tal limitação é estendida para as licitantes do mesmo grupo societário. Somente é possível caso elas estejam no mesmo consórcio. Caso duas empresas do mesmo grupo façam oferta para o mesmo bloco, a oferta será desclassificada.

Sobre adjudicação e homologação, Castilho explicou que a Comissão Especial de Licitação elabora relatório circunstanciado do procedimento licitatório, contendo resultado da licitação e a Diretoria Colegiada da ANP analisa o relatório contendo julgamento da CEL e decide sobre adjudicação dos objetos e homologação da licitação. Após, convocará as vencedoras da licitação para assinatura dos contratos. No caso de licitantes vencedoras desistentes, as remanescentes serão convocadas em chamada única a manifestarem interesse em honrar a oferta vencedora. Caso nenhuma das licitantes aceite honrar a oferta vencedora, a ANP convocará as licitantes remanescentes para honrarem com sua própria oferta. Em caso de consórcio, as demais consorciadas serão convocadas para manifestarem interesse em assumir a responsabilidade da licitante desistente.

O superintendente esclareceu que, publicada a homologação no Diário Oficial da União, abre-se processo de assinatura dos contratos de partilha de produção, para o qual há três condições: entrega das garantias financeiras do Programa Exploratório Mínimo; comprovação do pagamento do bônus de assinatura e entrega de toda documentação de assinatura dos contratos. Uma vez atendida essas três condições, a empresa está apta a assinar. Ressaltou a data limite para entrega dessa documentação, 11/12. Alertou também sobre o pagamento do bônus de assinatura, que deverá ser feito por meio de GRU. E a parcela da PPSA deverá ser realizada conforme regra editalícia.



Ele falou que, com relação as garantias financeiras, serão aceitas carta de crédito, seguro garantia e contrato de penhor de petróleo ou gás natural. Com relação a contratos de penhor ou gás natural, observou algumas premissas para serem aceitas: os campos de petróleo devem estar localizados em território nacional; serão aceitos campos onde a extração do primeiro óleo tenha ocorrido a pelo menos dois anos; reservas aprovadas que suportem a curva de produção comprometida; campos cuja receita operacional líquida seja positiva; e o limite máximo de empenho deverá ser de 50% da produção total da concessionária que vem atuando no Brasil.

Em seguida, o secretário da audiência detalhou os documentos necessários para assinatura dos contratos e ressaltou algumas observações importantes relacionadas a esses documentos. As empresas deverão observar, principalmente, a garantia de performance, caso seja necessária. Ela será exigida quando a licitante vencedora indicar afiliada para assinar o contrato, na condição de operadora, e quando a licitante vencedora tenha sido qualificada pela experiência do seu grupo societário. Devem também ser apresentados documentos societários e estatuto social, caso tenham sofrido alguma alteração desde a sua apresentação, comprovantes de regularidade fiscal e trabalhistas, prova de inscrição no CNPJ e certidões negativas.

Marcelo Castilho destacou que para todos os atos da Comissão Especial de Licitação cabe recurso. Após a publicação do resultado da CEL no Diário Oficial da União, abre-se prazo recursal de cinco dias úteis. Da ciência da interposição do recurso, abre-se prazo de contrarrazões por mais cinco dias úteis. Caso não haja reconsideração da decisão pela Comissão Especial de Licitação, o recurso será encaminhado à diretoria colegiada para conhecimento e julgamento. Passada a etapa do recurso, a CEL elaborará o relatório circunstanciado do procedimento licitatório contendo o resultado da licitação e o encaminhará à diretoria colegiada, que analisará o relatório contendo o julgamento da CEL e decidirá sobre a adjudicação dos objetos e a homologação da licitação.

E, encerrando a apresentação do pré-edital, ele falou da seção das penalidades. Para os casos de não assinatura dos contratos, será aplicada a multa de 20% do somatório dos valores ofertados para o bônus de assinatura e para o Programa Exploratório Mínimo.



E caso haja constatado ato que prejudique o andamento da licitação, poderá ser aplicada a suspensão temporária de participar de futuras Rodadas de licitações.

Para concluir sua apresentação, o superintendente da SPL fez suas considerações finais e ressaltou o canal de comunicação institucional específico das Rodadas de Licitações, o brasil-rounds.gov.br, onde estão disponíveis todas as informações das Rodadas de Licitações, desde a publicação do pré edital até a assinatura dos contratos, dando total publicidade e transparência às ações da ANP.

Por fim, agradeceu a participação do IBP, da Petrobrás, da Chevron, da WEG e da Barra Energia, que contribuíram para o aprimoramento do edital e contrato, afirmando que todas as questões serão analisadas internamente e divulgadas no sítio eletrônico. Também agradeceu a todas as áreas da ANP que participaram desse grande projeto de elaboração das minutas de editais e contratos, à equipe da Superintendência de Promoção de Licitações, ao Ministério de Minas e Energia, que também foi grande parceiro na construção e na elaboração das minutas dos instrumentos licitatórios, assim como a PPSA, que também foi grande parceira na elaboração das minutas de editais e contratos.

O diretor Waldyr Barroso chamou Superintendente Adjunta da SPL, Heloisa Borges Esteves, para falar da parte dos contratos.

Heloisa Borges começou sua apresentação reforçando os agradecimentos e comentando que são quatro minutas de contrato submetidas à Consulta Pública, a quais refletem o esforço do aprimoramento das regras por parte da ANP, mas também o trabalho, junto com o Ministério de Minas e Energia. Destacou a colaboração da PPSA, que também foi muito importante, ao trazer a experiência da gestão do contrato de Libra.

Em seguida, apresentou as premissas dos aprimoramentos contratuais, os principais marcos do contrato, as alterações, e o balanço da Consulta Pública.

Sobre as premissas levadas em conta na elaboração de todas as Minutas, Heloisa falou dos parâmetros previstos nas Resoluções do CNPE 02, 09 e 13/17, as diretrizes e exigências de Conteúdo Local da Resolução nº07/2017 e sobre a indicação da participação obrigatória da Petrobrás. Explicou que a mudança legal que retirou a



necessidade de participação obrigatória da Petrobrás, somada ao exercício de direito de preferência da Petrobrás, fizeram com que essas Minutas se multiplicassem: em cada licitação, há uma para as áreas onde a Petrobrás será operadora obrigatória e uma para as áreas onde a Petrobrás não é mais operador único obrigatório.

Ela comentou que foram levadas em conta, principalmente para a 2ª Rodada de Licitação, as diretrizes e procedimentos de individualização da produção da Resolução CNPE 08/2016 e da Resolução ANP 25/2013, assim como o aprendizado institucional.

Ao longo de sua apresentação ela discorreu sobre os temas: o objeto; a duração, direitos e obrigações das fases de exploração e produção; execução das operações, planos e programas; individualização da produção e cessão; cláusulas específicas sobre o desenvolvimento nacional, como Participações Governamentais, Conteúdo Local e pesquisa e desenvolvimento, descumprimento, penalidades e extinção do contrato. Destacou ainda dois anexos: o anexo VII, que trata dos procedimentos para apuração do custo do excedente em óleo e o anexo XII, que são as regras do consórcio.

Começou sua apresentação explicando que os contratos de partilha têm vigência de 35 (trinta e cinco) anos e que terão fase de exploração distinta, tendo em vista que os contratos de entorno de Sapinhoá e sudoeste de Tartaruga Verde já estão em fase de produção. Para norte Carcará e sul de Gato do Mato, são três anos de fase de exploração. Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio Oeste e Alto de Cabo Frio Central, áreas ofertadas na 3ª licitação, seis anos. Ao contrário dos contratos de concessão, onde a fase de produção tem duração definida, que começa ao término da fase de exploração, nos contratos de partilha a duração da fase de produção é limitada pela vigência do contrato, que é limitada, por Lei, em 35 anos, o que representa uma diferença sutil, mas fundamental.

Elucidou que os contratos sempre preveem que a contratante (União), a gestora (PPSA) e a ANP não assumem quaisquer riscos ou perdas operacionais, nem tampouco arcam com os custos de investimentos relacionados à execução das operações.

Ela esclareceu que a apropriação da produção se dá no ponto de partilha, o que é um ponto diferente dos contratos de concessão. E que é responsabilidade dos contratados



obter todas as licenças, todas autorizações e todas as permissões necessárias e que todos os dados e informações devem ser entregues à ANP e à gestora. Frisou que todos envios de planos e programas tem que ser nos prazos e periodicidade previstos nos contratos.

Destacou, ainda, duas características fundamentais dos contratos de partilha: a primeira é a recuperação como custo em óleo, possível somente em caso de descoberta comercial, explicando que os custos que vão ser recuperados são calculados em relação a cada campo oriundo da área do contrato. A segunda é a Partilha do excedente em óleo, o volume de petróleo e gás que corresponde à diferença entre o volume total da produção, os volumes correspondentes às parcelas recuperáveis de custo em óleo, o volume correspondente aos royalties devidos, e quando for o caso, volume correspondente à participação dos superficiários.

Em seguida, Heloisa detalhou os aprimoramentos no contrato em relação ao contrato da área de Libra, objeto da 1ª Licitação de Partilha de Produção.

Ela reforçou que existem quatro minutas de contrato porque são duas minutas para a 2ª licitação de partilha (uma com operação da Petrobrás e uma minuta sem a operação da Petrobrás) e duas minutas para a 3ª licitação de partilha (uma com e uma sem a operação da Petrobrás), frisando que a base de sua apresentação é a minuta de contrato da 2ª licitação sem a operação da Petrobras e que as diferenças entre a minuta “base” e as demais seriam destacadas. Comentou que houve alterações de natureza formal com a reordenação e realocação de parágrafos, a uniformização de termos e a exclusão de disposições em duplicidade, já previstas na legislação aplicável.

Heloisa destacou a inclusão, importante para os contratos da 2ª licitação, do parágrafo 2.1.1, redigido dessa forma: “caso o contrato de concessão...”, referindo-se ao contrato da área adjacente, “... esteja em fase de produção, não se aplicam a linha A do parágrafo 2.1, e as cláusulas 10ª e 11ª, e todas as disposições relativas a operação na fase de exploração”. Observou que esse parágrafo foi incluído na 2ª licitação deixando claro que, para os contratos em fase de produção em área adjacente, não faria sentido falar em fase de exploração para o contrato de partilha.



A superintendente adjunta ressaltou as seguintes cláusulas: a 5ª, adaptada para refletir as diretrizes definidas pelo CNPE, que dispõe sobre o limite estabelecido para a apropriação da produção correspondente ao custo em óleo. E também a inclusão da atualização monetária dos gastos reconhecidos como custo em óleo.

A cláusula 6ª, alterada em se comparando o contrato de Libra, quando era permitida apropriação do volume da produção correspondente aos royalties pagos. No contrato atual, a apropriação do volume da produção é correspondente aos royalties devidos.

A cláusula 7ª, que desobriga o pagamento de PDI, fazendo um paralelo com a regra de pagamento para o regime de concessão, isto é, apenas os campos que sejam considerados de alta produtividade, que tem pagamento de participação especial, devem incorrer em despesas de PDI. Explicou que esse paralelo para a partilha se deu para aumentar a atividade, a rentabilidade de Campos, e para se adequar aos novos percentuais de distribuição dos valores mínimos obrigatórios, conforme Resolução PDFOR nº 1/2017.

A cláusula 9ª, que altera os critérios de apuração da média da produção diária do petróleo e a periodicidade de atualização dos preços do barril do petróleo, considerados na partilha do excedente (redução de 36 meses para 12 meses).

A cláusula 11ª, que discorre sobre as garantias financeiras do PEM, incorporou todos aprimoramentos dos contratos mais recentes e incluiu a previsão de reajuste monetário do valor garantido.

A cláusula 12ª, sobre descoberta e avaliação, foi alterado o parágrafo 12.9 para permitir apropriação do volume de produção correspondente aos royalties. E, na cláusula 13ª, declaração de comercialidade, explicou que foi alterado para incluir a possibilidade de postergação da declaração de comercialidade

A cláusula 19ª, sobre execução das operações, foi amplamente modificada em função de a Petrobrás não ser mais o Operador único e foram incluídos os dispositivos relativos às obrigações do operador. Explicou que essa é uma cláusula que tem uma



redação bastante distinta nas minutas dos contratos com operação da Petrobrás e sem operação da Petrobrás.

Na 23ª, foi definido no parágrafo 23.5, um prazo para apresentação da garantia de desativação e abandono.

Finalizando a parte sobre cláusulas, Heloisa destacou que a 25ª, de Conteúdo Local, é diferente entre os contratos da 2ª licitação e da 3ª licitação. No contrato da 2ª licitação, é uma cláusula simples, a qual remete aos contratos de concessão da área adjacente e aos percentuais de Conteúdo Local comprometidos. Para a 3ª licitação, foram incorporados os aprimoramentos da Resolução nº 7/2017 do CNPE. Conforme dito anteriormente, o Conteúdo Local Mínimo obrigatório é de 18% na fase de exploração e quatro macrogrupos na fase de produção. O contrato não prevê o mecanismo de isenção de cumprimentos dos compromissos de Conteúdo Local e a metodologia do cálculo da multa foi alterada, conforme sugerido pela Resolução PDFOR 01/2017.

Heloisa Borges passou a discorrer sobre os anexos, frisando as mudanças nos anexos sete e onze. No primeiro, que trata dos procedimentos para apuração do custo e do excedente em óleo, foi alterada a redação dos parágrafos referentes ao cálculo do preço de referência do petróleo e do gás natural; foi incluída a previsão de reconhecimento de custos com gastos de pessoal e, no rol de gastos não reconhecidos, foram incluídos gastos com garantias de performance, garantias financeiras para cumprimento do PEM, eventuais contrapartidas à prorrogação da fase de exploração, os gastos com garantia de abandono e os gastos com prêmios pagos pelos contratados que não aderirem a operações com risco exclusivo. Houve aprimoramento do procedimento decorrente do não reconhecimento de gastos, como custo em óleo pela gestora. Também houve inclusão de uma sessão específica relativa à auditoria do custo e do excedente em óleo.

Em relação às regras do consórcio, no anexo 11, a tabela de competências e deliberações foi revista, ampliando o rol das decisões das quais a PPSA não participa, em particular, as decisões de rescisão do contrato, de encerramento da fase de exploração e de devolução de área. Também foram revistos os procedimentos para contratações dos bens e serviços necessários às operações e foi adotado o padrão de dólares americanos



como referência para enquadramento nesse procedimento. Ressaltou, entretanto, que não se admite qualquer tipo de reconhecimento como custo em óleo de qualquer gasto em outra moeda, que não a de em curso no país, no caso, o Real.

Ao final de sua apresentação, agradeceu aos sete agentes interessados que encaminharam as sugestões e as contribuições, citando-os: IBP, EXXON, CHEVRON, a ABIMAQ, Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo, Associação Brasileira da Indústria de Tubos e Acessórios de Metal e a Petrobrás. E informou que, no total, foram 448 (quatrocentos e quarenta e oito) contribuições recebidas.

Heloisa Borges ressaltou que o prazo da consulta pública terminou na sexta-feira e não houve tempo para análise, mas, afirmou que as sugestões serão analisadas pelas áreas técnicas e o resultado será publicado posteriormente, junto com planilha contendo justificativas às proposições não aceitas ou aceitas parcialmente. Na sequência, ela divulgou o e-mail institucional para contato com a SPL, o rodadas@anp.gov.br, para que os agentes econômicos, a sociedade ou as partes interessadas possam tirar qualquer dúvida relacionada aos instrumentos licitatórios.

O diretor Waldyr Barroso agradeceu pela apresentação e seguiu com o pronunciamento dos inscritos, convidando-os por ordem de inscrição. Antes, lembrou que as perguntas deverão ser entregues à equipe do cerimonial, no tempo estipulado. Ou seja, até o término do último orador inscrito, para que sejam encaminhadas à mesa e possam ser respondidas. Eventualmente, as questões levadas após esse prazo serão respondidas posteriormente, no website www.brasil-rounds.gov.br.

Dando prosseguimento, foi dada a oportunidade para manifestações e duas entidades interessadas se pronunciaram: IBP e Barra Energia.

O primeiro expositor foi Renato Bertani, representando a empresa Barra Energia, que levou uma única sugestão, muito específica sobre o pré edital: o Programa Exploratório Mínimo (PEM) para área unitizável de Carcará indica perfuração de um poço em um período de três anos. Na visão da empresa, não é necessário um período de três anos para se executar um programa de avaliação, e por outro lado, se necessita,



certamente, mais do que um poço. A recomendação é que esse programa seja estabelecido em dois poços e que seja executado em um período de dois anos.

O segundo expositor foi Antônio Guimarães, do Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), que iniciou sua apresentação sugerindo que, para a 3ª Rodada de Partilha, os blocos em fase de exploração tenham um prazo maior do que seis anos, que possam ser considerados um prazo de sete anos. Em seguida pleiteou que ANP solicitasse ao IBAMA a disponibilização dos dados ambientais já existentes, pois, se esses dados fossem disponibilizados antes do leilão, diminuiriam o risco e melhorariam a percepção do que hoje é percebido como um grande risco, que é a parte de licenciamento ambiental. Também solicitou a verificação de leilões bloco a bloco, para permitir às empresas organizarem sua estratégia e seu orçamento, o que aumentaria a competitividade.

Ele continuou sua exposição falando sobre a questão de solução de controvérsia, a cláusula de arbitragem, que foi revista e foi modificada, mas que segundo ele, deveria ser institucional, feita pela Câmara Internacional de Arbitragem, seguindo as próprias regras da CCI, o que facilitaria e aceleraria o processo. Teceu ainda alguns comentários sobre procedimentos de contratação, declaração de comercialidade, auditoria, conteúdo local e PDI.

O diretor Waldyr Barroso, presidente da audiência, agradeceu aos expositores e comunicou a publicação da Resolução do CNPE nº16, de 08/06/2017, publicada no dia, a qual incluiu áreas de Sergipe, Alagoas, Pernambuco e Paraíba na 15ª rodada e blocos na Bacia de Campos na 16ª rodada para 2018 e 2019. E também amplia a área do prospecto Uirapuru, da Bacia de Santos, para a 4ª Rodada do pré-sal. Comentou que essa resolução vai ao encontro do que o Antônio falou, de um esforço do governo, de todos nós, no sentido de colocar o Brasil mais competitivo, mais atrativo nas próximas Rodadas.

Em seguida, ele deu um intervalo de 10 minutos para que fosse possível responder a pergunta encaminhada.

Após o intervalo, os componentes da mesa voltaram para responder a pergunta recebida.



1	Nome	Felipe Ferez
	Instituição	Mattos Filho
Pergunta	A licitante que foi qualificada em Rodada anterior como operadora A, com base na experiência de seu grupo, possui contrato de concessão ou partilha vigente, com garantia de performance vigente, que queira se qualificar por meio do sumário técnico 04, listando tais contratados, precisa apresentar nova garantia de performance para qualificação técnica?	
Resposta	<p>Marcelo Castilho: Depende. Se a signatária, a empresa que for assinar o contrato, se qualificar pelas suas próprias condições, se é ela que está apresentando esse sumário técnico e é ela que tem esses contratos sob concessão, não vai ser necessário apresentar a garantia de performance.</p> <p>Agora, se essa signatária estiver informando os contratos de alguma empresa desse grupo societário, aí ela não estaria se qualificando pelas suas próprias condições e precisaria de garantia de performance</p>	

Após a leitura da pergunta e resposta, o diretor Waldyr Barroso agradeceu a participação e a contribuição de todos e passou a palavra para os componentes da mesa.

O primeiro a falar foi Adriano Sousa, do MME, o qual agradeceu a presença de todos e parabenizou o trabalho da ANP, o qual foi excelente na questão do aprimoramento do contrato.



Em seguida, Artur Watt, Procurador Geral Substituto da ANP, falou sobre o intenso trabalho com as três rodadas em curso, mas que as sugestões serão analisadas em tempo hábil.

Waldyr Barroso agradeceu o compromisso e o comprometimento das áreas envolvidas nas Rodadas de partilha da ANP. Em especial, o envolvimento da SPL, da PRG, representada pelo Doutor Artur e também da PPSA, nas inúmeras reuniões que tiveram e ainda vamos ter. E, em especial, agradeceu o Ministério de Minas e Energia, pelo trabalho conjunto em prazos desafiadores, tendo o pessoal trabalhado com o coração mesmo.

Sem mais nada a tratar, o diretor encerrou a audiência pública.

Rio de Janeiro, 25 de julho de 2017.



Marcelo Castilho

Secretário da Audiência Pública nº 15/2017



Waldyr Barroso

Presidente da Audiência Pública nº 15/2017