**Instruções para preenchimento do formulário:**

1. No campo Documento, deve ser especificado o instrumento licitatório para o qual está sendo sugerida modificação. Neste campo, deve-se digitar apenas pré-edital ou minuta do contrato;
2. No campo Natureza da sugestão, deve ser indicado se a sugestão proposta é de Inclusão, Alteração ou Exclusão;
3. No campo Item, deve ser discriminado o item do pré-edital, ou a cláusula da minuta do contrato, ou, ainda, o anexo para o qual está sendo sugerida modificação. Neste campo, deve-se digitar apenas o número do item ou o número da cláusula, sem detalhar o seu título. No caso de sugestão à anexo, deve-se incluir o número do anexo e o número do item objeto da sugestão, caso existente. Caso a sugestão seja de Inclusão, deve-se especificar o número que o item ou a cláusula teria caso a sugestão fosse acatada pela ANP;
4. No campo Proposta de alteração, deve ser redigida a redação proposta para o item, em sua versão final. Não se deve usar texto tachado, negrito, sublinhado ou destacado em cores. Caso a sugestão seja de Exclusão, deve-se deixar o campo em branco;
5. No campo Justificativa, deve ser descrita a justificativa para a sugestão proposta.

**Exemplo de preenchimento do formulário de comentários e sugestões:**

| **Documento** | **Natureza da sugestão** | **Item** | **Proposta de alteração** | **Justificativa** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Minuta do contrato | Alteração | Anexo II – 3.2.1 | Texto proposto. | Justificativa. |
| Pré-edital | Exclusão | 1.4.3 |  | Justificativa |

**Instruções para envio do formulário:**

Após o preenchimento deste formulário, remeta-o à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) até às **18 horas do dia 18 de dezembro de 2017** peloe-mail [rodadas@anp.gov.br](mailto:rodadas@anp.gov.br). A utilização deste formulário é obrigatória. Não serão aceitas sugestões e comentários fora do padrão deste formulário.

**FORMULÁRIO DE COMENTÁRIOS E SUGESTÕES**

CONSULTA PÚBLICA Nº 25/2017

| **Documento** | **Natureza da sugestão** | **Item** | **Proposta de alteração** | **Justificativa** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Minuta do contrato | Alteração | Anexo V – d) | Para blocos oferecidos na Bacia do Parnaíba: Pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente a 0,75% (sete décimos e meio por cento) da Produção de Petróleo e Gás Natural, nos termos da Legislação Aplicável.  Para blocos oferecidos na Bacia do Paraná: Pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente a 0,50% (cinco décimos por cento) da Produção de Petróleo e Gás Natural, nos termos da Legislação Aplicável. | O art. 52 da Lei 9.478/1997 (“Lei do Petróleo”) estabelece que o contrato de concessão de bloco terrestre deverá constar com cláusula que determine o pagamento a proprietários de terra de participação equivalente a um percentual variável entre **0,5% e 1,0%** da produção de hidrocarbonetos, a critério da ANP.  O art. 47 da Lei do Petróleo também prevê que a ANP poderá adotar alíquotas de royalties variáveis entre **5,0% e 10,0%** da produção em seus editais de licitação.  Observa-se, portanto, que o pagamento a proprietários de terra tenderia a uma **proporcionalidade de 10%** da alíquota de royalties aplicável ao contrato de concessão.  Na atual minuta do contrato de concessão, a Bacia do Paraná teria alíquota de royalties de 5,0% e pagamento a proprietários de terra em 1,0% da produção (20% do valor compensado aos entes federativos em royalties). Já para a Bacia do Parnaíba, a alíquota de royalties seria de 7,5% e o pagamento a proprietários de terra em 1,0% da produção (13,3% do valor compensado aos entes federativos em royalties).  A Lei nº 9.784/1999, que regula o processo administrativo no âmbito da Administração Pública Federal, estabelece em seu art. 2 que a Administração Pública obedecerá, dentre outros critérios, ao da proporcionalidade.  Para evitar a assimetria entre recebimento de entes federativos e particulares (inclusive no cruzamento supramencionado entre bacias sedimentares – 20% vs. 13,3%), sugere-se a adoção da proporcionalidade entre a alíquota de royalties e o pagamento a proprietários de terra, sendo este último 10% da alíquota aplicável de royalties. |
| Minuta do contrato | Alteração | 9.11. | Na ausência de regulamentação específica, a ANP terá o prazo de 180 (cento e oitenta) dias contados da data de recebimento do Programa de Desativação das Instalações para aprová-lo ou solicitar ao Concessionário as modificações que julgar cabíveis. | Comparativamente à 14ª Rodada, houve aumento de quase 100% no prazo disponibilizado pela ANP para aprovar ou solicitar modificações no Programa de Desativação das Instalações prazo (180 dias para 365 dias, na minuta atual). Sugere-se apenas a manutenção do prazo constante no último contrato de concessão (14ª Rodada). Destaca-se que, no contrato de concessão da 9ª Rodada, por exemplo, o prazo para apreciação da ANP era de 30 dias (8.12).  Especialmente para operadores terrestres, a extensão do prazo implica pagamento de retenção de área na Fase de Produção e, diferentemente dos operadores marítimos, compensações de aluguéis a proprietários de terra, onerando as operações.  Alguns Programas de Desativação das Instalações podem ser simplificados, sem a desmobilização de todas as instalações. Isto é, os Programas podem não estar atrelados à devolução integral do campo (que continuaria com produção efetiva, em área remanescente), mas tão somente a uma redefinição do ring-fence. Neste caso, a área devolvida poderia incluir, por exemplo, somente um poço seco que nunca produziu (ex. teste de upside) – acarretando a necessidade de envio de um Programa para a ANP por se localizar em área de desenvolvimento. A recuperação envolvida, neste caso, seria simplificada, com o arrasamento e a recomposição da área da base, dentre outras ações consoante a legislação vigente.  Admitir um prazo de 365 dias para apreciação, na ausência de regulamentação específica, poderia significar retenção mais morosa do concessionário, especialmente considerando o interesse dos proprietários de terra em buscar a recuperação célere das áreas ou a reintegração da área de servidão. |
| Minuta do contrato | Alteração | 11.1.2. | O Concessionário deverá informar à ANP a Data de Início da Produção, mediante notificação a esta Agência no prazo máximo de 24 (vinte e quatro) horas ou no primeiro dia útil após a sua ocorrência. | A redação sugerida visa apenas a considerar os casos em que um início de produção ocorra durante fins de semana ou feriados, sem prejuízo regulatório à ANP no acompanhamento da produção de campos. |
| Minuta do contrato | Inclusão | 12.9. | Caso haja aproveitamento econômico do hidrocarboneto extraído pelo Concessionário, os volumes de Gás Natural produzidos durante testes de formação na Etapa de Desenvolvimento, com fluxo inferior a 72h, serão computados para efeito do cálculo das Participações Governamentais e de Terceiros devidas, previstas na Cláusula Vigésima Terceira. | Na adoção das Melhores Práticas da Indústria, a partir da declaração de comercialidade de um campo de gás natural não associado é iniciada a etapa de desenvolvimento, quando toda a infraestrutura necessária à efetiva produção do campo é implantada. Nessa etapa, para melhor caracterização do reservatório e seu potencial produtor, são realizados testes de formação (TFR) – fluxo inferior a 72h – para determinação do Absolute Open Flow (AOF). Dessa forma, todo o gás do TFR é queimado, sem aproveitamento econômico pelo concessionário, por questões de indisponibilidade de infraestrutura para escoamento da produção.  Destaca-se que o teste de potencial de produção de gás natural na Etapa de Desenvolvimento distingue-se do teste de potencial de produção de petróleo, em que é possível o armazenamento do hidrocarboneto líquido, por exemplo, em tanque arqueado, cujo volume poderá ser aproveitado economicamente pelo concessionário. Para concessionários de campos declarados comerciais de gás natural não associado, o aproveitamento máximo do hidrocarboneto extraído acaba por ser otimizado, em linha com o melhor aproveitamento de recursos da União. A queima do gás natural, portanto, é indesejada e realizada estritamente para a consecução do TFR e avaliação de AOF.  Atualmente, a regulação não diferencia o hidrocarboneto líquido (óleo) do hidrocarboneto gasoso (gás natural) na Fase de Produção, anteriormente ao início de produção do campo. Uma vez desenvolvido o campo de gás não associado e iniciada sua operação, o gás natural testado poderá ser aproveitado economicamente.  A agenda para o gás natural, com tratamento específico para este hidrocarboneto, vem sendo promovida pelo Ministério de Minas e Energia através de iniciativas como o “Gás para Crescer” ou o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – o REATE. |