PERENCO

Rio de Janeiro, 19 de fevereiro de 2021.
Ofício Nº 70/2021-RELEX

Att.: Sr. JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO
Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME
spg@mme.gov.br

Ass.: **Contribuições da Perenco do Brasil ao Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos - PROMAR**.

Ref.: **Nota Técnica n° 122/2020/DEPG/SPG do MME | Resolução n° 10/2020 CNPE | Consulta Pública n° 105/2021**.

Prezado Secretário José Mauro,

1. Pelo presente instrumento, a **PERENCO PETRÓLEO E GÁS DO BRASIL LTDA.**, sociedade empresária limitada, com sede localizada na Avenida Atlântica, nº 1130, Entrada 01, Sala 701, na Cidade e Estado do Rio de Janeiro, CEP 22021-000, inscrita no CNPJ sob o nº 09.309.027/0001-35 ("PERENCO"), neste ato representada por seus diretores abaixo assinados, vem, respeitosa e tempestivamente, apresentar as contribuições individuais da PERENCO ao Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos – PROMAR ("PROMAR"), conforme a seguir.

2. Em vista da instituição do PROMAR pelo Conselho Nacional de Política Energética, e a tomada pública de contribuições instituída pela Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia ("SPG"), a PERENCO, na qualidade de empresa operadora de ativos maduros na Bacia de Campos/RJ, apresenta seu agradecimento à V.Sas. quanto à iniciativa de revitalização e criação de incentivos específicos para o setor.

3. A PERENCO é uma das subsidiárias da **PERENCO®**, empresa franco-inglesa fundada em 1975, e tendo o início de suas atividades no setor de prestação de serviços marítimos em Singapura, mas passando à atividade de operação a partir de 1992, quando adquiriu seus primeiros ativos em produção de petróleo, e vem atuando como operadora de ativos de petróleo e gás em áreas terrestres e marítimas em mais de 14 países desde então.

4. Uma empresa reconhecida comc independente, a PERENCO se destaca das demais operadoras de petróleo e gás no Brasil por seu perfil sustentável e conservador, seu comprometimento com a recuperação, o desenvolvimento e o descomissionamento dos ativos que adquire, trabalhando fortemente com o apoio da indústria local e, assim, gerando empregos e renda para a sociedade.

JURÍDICO

5. Após um investimento exploratório sem sucesso comercial no Espírito Santo há alguns anos, a PERENCO assinou um contrato para a compra do Polo Pargo, com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras ("Petrobras") no final de 2018, parte do Programa de Desinvestimento da Petrobras, estando o acordo condicionado à transferência da licença ambiental e aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP ("ANP").

6. A partir do início do ano de 2019, a PERENCO iniciou a retomada de suas atividades no Brasil, preparando toda a estrutura necessária para a transição operacional do Polo Pargo, localizado em águas rasas na Bacia de Campos. Finalmente, no dia 08 de outubro de 2019, a Petrobras, ANP e PERENCO assinaram os termos de cessão dos campos de Pargo, Vermelho e Carapeba, concluindo, assim, o processo de transição.

7. Desde outubro de 2019, quando iniciou suas atividades como operadora no Brasil no Polo Pargo, a PERENCO trabalha para atender todas as demandas regulatórias de segurança operacional e meio ambiente, bem como para revitalizar e aumentar os volumes de produção dos ativos de Pargo, Vermelho e Carapeba, que representam este novo capítulo da história da empresa no país.

8. Contudo, esse primeiro ano de experiência em operação no Brasil pouco contribuiu para aumentar o interesse da matriz da PERENCO por novos ativos no país, mesmo apesar de um agressivo plano de desinvestimento deflagrado pela Petrobras.

9. Entretanto, recentemente tivemos importantes desdobramentos que indicam o início de uma mudança de cenário para a PERENCO. A aprovação do Plano de Desenvolvimento apresentado à ANP, que incluiu a prorrogação das concessões até o ano de 2040, representa um marco histórico e o compromisso de longo prazo da empresa com o Brasil. Quase que concomitantemente, o Governo Federal lançou o PROMAR com uma clara diretriz de revitalizar a indústria e atrair novos investimentos por meio, principalmente, de uma ampla revisão / simplificação regulatória tão necessária para os objetivos da indústria e do próprio Governo.

10. Fruto deste contexto, a PERENCO vem trabalhando junto à Associação Brasileira dos Produtores Independentes – ABPIP ("ABPIP"), com o Instituto Brasileiro de Petróleo – IBP ("IBP"), bem como outros *stakeholders* da indústria, buscando contribuir para o desenvolvimento bem-sucedido do setor de campos maduros e marginais no país.

11. Assim, servindo-se desta oportunidade apresentada pelo Ministério de Minas e Energia na forma do PROMAR, a PERENCO organizou um *workshop* interno envolvendo suas áreas operacionais, de HSE, jurídico, RH, logística, *supply chain*, financeiro e diretorias para buscar de maneira coordenada, integrada e multidisciplinar, a proposição de sugestões ao Programa que possam contribuir para o desenvolvimento do setor de campos maduros e marginais *offshore* no Brasil.

12. Portanto, o Formulário de Sugestões, anexo a este instrumento, traz as contribuições da PERENCO com o propósito de esclarecer o ponto de vista percebido pela empresa atualmente em relação ao setor de campos maduros e marginais no Brasil. Isto inclui, em partes, a transição operacional de ativos desinvestidos com origem no Programa de Desinvestimento da Petrobras e

JURÍDICO PERENCO

gargalos no arcabouço e práticas regulatórias, que dificultam a agilidade operacional e geram insegurança jurídica para os investidores interessados.

13. A PERENCO tem a expectativa de poder contribuir nas tratativas de cada um destes temas, bem como nos demais temas trazidos pela indústria, de maneira a tornar o Brasil um país de grande atratividade para o setor de ativos maduros e de economicidade marginal.

14. Agradecemos a atenção e permanecemos à inteira disposição para esclarecer qualquer ponto sobre as informações acima, inclusive através do contato do Sr. Leonardo Caldas (lcaldas@br.perenco.com).

Cordialmente,

PERENCO PETRÓLEO E GÁS DO BRASIL LTDA.

Yves Postec
Diretor Geral

Leonardo Caldas
Diretor de Relações Institucionais

JURÍDICO
PERENCO

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

PROMAR

Consulta Pública MMEnº 105/2021

Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos - Promar

Formulário para apresentação de manifestações

Responsável pelo preenchimento	Leonardo Caldas
Nome da instituição	Perenco Petróleo e Gás do Brasil Ltda.
Email	lcaldas@br.perenco.com
Telefone	(21)2128-6100

(**x**) agente econômico
( ) consumidor ou usuário
( ) instituição governamental
( ) órgãos de defesa do consumidor
( ) órgão de classe ou associação
( ) outro

Gostaria de realizar apresentação sobre os temas propostosno 1º *workshop* Promar?

(**x**) sim ( ) não

Proposta de tema(s) para compor o Promar			
#	**Descrição do tema**	**Medidas propostas**	**Justificativa**
1.	IBAMA: Apresentação anual da atualização do mapeamento com a identificação georreferenciada de todos as estruturas e equipamentos, em operação ou desativados, presentes no fundo marinho.	Excluir a obrigatoriedade de implementação da disponibilização destas informações.	Empreendimento deverá atualizar o mapeamento somente nos momentos em que houver uma nova instalação ou desmobilização no campo.
2.	CONAMA 393/2007, Art. 3° As águas salinas, na área em que se localizam as plataformas, enquanto não houver enquadramento específico, serão consideradas Águas Salinas de Classe 1, conforme definição constante da Resolução CONAMA no 357, de 17 de março de 2005.	Alteração para classificação das águas Salinas deste artigo para Classe 3 quando unidades estiverem instaladas a distância superior à 12 milhas náuticas, para alinhamento à MARPOL, regra internacional amplamente reconhecida e respeitada.	A classe 1 deste requisito define: águas que podem ser destinadas: a) à recreação de contato primário, conforme Resolução CONAMA no 274, de 2000; b) à proteção das comunidades aquáticas; e c) à aquicultura e à atividade de pesca. A classe 3 deste requisito define: águas que podem ser destinadas: a) à navegação; e b) à harmonia paisagística, no qual para óleos e graxas: toleram-se iridescências. A falta de enquadramento específico pode gerar problemas para o tratamento de água de campos maduros que

			possuem um BSW altíssimo, muitas vezes superior a 90% dos volumes produzidos.
3.	CONAMA 393 Art. 6º. A concentração de óleos e graxas a que se refere o art. 5º desta Resolução deverá ser determinada pelo método gravimétrico, que só pode ser realizado em laboratório em terra, gerando alto custo logístico.	Aceitar a realização de medição de TOG em outros métodos cientificamente aceitos como espectrofotométrico ou outros disponíveis, que podem ou já são realizados a bordo.	O método aceito pelo IBAMA hoje para a referida análise somente pode ser realizado em laboratórios localizados em terra, não sendo possível fazer a gestão do descarte do efluente a bordo da unidade. Isso cria uma onerosidade e dificuldade logística maior do que o necessário para manter o controle destes registros, que poderia ser facilitado caso o IBAMA aceite outros métodos que já são aprovados e reconhecidos por padrões internacionais.
4.	Procedimento / guia para gerenciar a disseminação de coral sol em operações e projetos já instalados ou novos (quando a interação com esses corais é inevitável – exemplo de descomissionamento). A falta de um procedimento pré-estabelecido gera insegurança jurídica quanto aos procedimentos aceitos pelo IBAMA.	Desenvolvimento de um guia prático sobre o gerenciamento de coral-sol em instalações existentes e novas instalações (projetos). Este guia prático não requer a aprovação de uma nova lei/regulamento, mas de um entendimento prévio do que é esperado da indústria, e pode ser construído em conjunto com os operadores que tem experiência sobre o tema.	Levar em consideração as recomendações práticas desde o início do planejamento das operações, permitindo maior eficiência e agilidade no processo de preparação das operações, bem como maior eficiência na elaboração dos projetos/estudos de descomissionamento das instalações já existentes.
5.	Elaboração de um guia de boas práticas para a transferência de ativos maduros com o objetivo de resguardar a segurança jurídica no processo junto às autoridades e os órgãos de fiscalização e segurança operacional em relação à continuidade da operação.	Indicação / exemplificação do modelo de boas práticas com base na experiência internacional para campos maduros e campos com economicidade marginal. Explicação do modelo de operação enxuto, eficiente e seguro, pré-acordando práticas de segurança operacional, de	O principal benefício está relacionado a garantia da segurança jurídica e continuidade operacional da produção. O efeito prático é maior atratividade de investimentos para o Brasil em razão da transparência e segurança no

		transição operacional de ativos em produção, de aprovação de projetos, incentivos, etc., que valeriam como ponto de partida para todas as autoridades simultaneamente.Criação de uma equipe composta pela ANP, IBAMA, Marinha do Brasil, SRTE, cedente(s) e cessionário(s), e dependendo também outras autoridades, para cuidar da transição da parte de segurança operacional, onde esta equipe conjuntamente trabalharia todos os pontos críticos da operação, assumindo um compromisso multilateral quanto à adequação destes pontos críticos em tempo hábil, sem que a continuidade operacional fosse comprometida. Também, garantir que o novo operador não seja multado ou sancionado (com paradas de produção) por razão de não conformidades que foram herdadas do operador anterior. As autoridades e partes interessadas poderiam estabelecer um cronograma de trabalhos/melhorias a serem cumpridos com caráter educativo, e permitir um prazo de adequação ao invés de aplicar multas para sancionar o novo operador.	processo conduzido pelas autoridades.
6.	Plataforma fixa não ser tratada como embarcação por parte da Marinha do Brasil.	Incluir a obrigatoriedade de cumprimento dos requisitos de embarcação para a Plataforma fixa somente quando esta se encontrar em deslocamento (rebocada). Ainda, avaliar a possibilidade de substituição também do aquaviário Mestre de Cabotagem por Técnico de Segurança ou outro profissional (não-	A NORMAM 1 já reconhece que plataformas fixas não são embarcações por estarem fixadas no leito marinho e, por este motivo, as empresas poderiam reduzir uma série de procedimentos e processos que não se aplicam à rotina operacional de uma plataforma fixa.

		aquaviário) com atendimento aos mesmos requisitos (ou similares) ao "Homem de Área" que compõe a CTS da plataforma fixa.	
7.	Necessidade de anuência das autoridades para manutenção preventiva ou intervenções de sistemas e equipamentos que já compõem a concessão e de licenças operacionais.	Incluir relação de atividades que demandam uma anuência das autoridades competentes (ANP, IBAMA e Marinha) antes da cessão de direitos para que o novo operador tenha o conhecimento de quais intervenções ou projetos podem ser realizados mediante comunicação prévia às autoridades, porém sem a necessidade de um rito processual de aprovação/anuência.	Propiciar maior agilidade na tomada de decisão do novo operador na revitalização dos campos maduros pela manutenção preventiva e possíveis equipamentos/sistemas degradados.
8.	Amostragem obrigatória durante teste de poço, com periodicidade de coleta de óleo e gás com cilindros a cada 42 dias, representando um acervo muito grande, e dados que se repetem, conforme dispõe o Regulamento Técnico de Medição da ANP. As análises precisam ser feitas por poço, e em terra. Isso gera custos altos de logística, principalmente para campos maduros, onde existem muitos poços abertos, mas não necessariamente em operação.	Sugestão de revisão do Regulamento Técnico de Medição para que campos maduros com muitos poços não tenham a obrigatoriedade de apresentar o relatório de amostragem obrigatória para os poços que estiverem inativos. Os dados para estes poços inativos não fazem diferença para a agência em termos de segurança operacional ou de uso dos dados em si, porque este controle serve unicamente para determinar as propriedades do óleo, correção de volume, mas que não tem qualquer impacto na medição fiscal.	O ideal que a amostragem fosse anual, porque existem poços que não sofreram mudanças/canionering, etc. Então, a sugestão é que a frequência de 42 dias seja feita com poços com produção recente, mas não com poços que estejam fechados.
9.	Desenquadramento do óleo exportado – o RTM autoriza que pequenas acumulações exportem óleo com até 6% de BSW. Campos maduros também poderiam ser favorecidos com uma flexibilidade semelhante, sem ter que cumprir o 1% máximo de BSW no óleo exportado por eventuais falhas no processo, ou no tratamento do óleo para exportação.	Sugestão de equivalência para campos maduros do percentual de BSW no óleo de exportação de pequenas acumulações, para garantir uma flexibilidade ao operador destes ativos cujo volume de BSW é altíssimo, principalmente na Bacia de Campos/RJ.	

10.	Acesso aos dados do BDEP para empresas enquadradas como de pequeno e médio porte de produção.	Permitir a disponibilidade gratuita de dados de áreas offshore para empresas enquadradas como de pequeno ou médio porte.	Em geral, empresas de pequeno e médio porte não são associadas ao BDEP devido ao elevado custo de manutenção da inscrição e obtenção de dados que podem ser relevantes para o desenvolvimento de setores com menor interesse, ou até mesmo campos com economicidade marginal cuja atratividade é pequena. A redução da arrecadação com a venda dos dados pelo BDEP seria compensada com os investimentos adicionais destravados com as informações, junto com aumento da produção, participações governamentais e geração de renda e empregos.
11.	Revisão da Resolução ANP n° 17/2015 para tratar da simplificação do Plano de Desenvolvimento, que já consta da agenda regulatória da agência.	Simplificar a elaboração do Plano de Desenvolvimento, que hoje requer a apresentação de informações repetidas, além da possibilidade de rever critérios de pequeno/médio porte de produção para unificar conceitos de acordo com a resolução/portaria mais recente da ANP (Resolução ANP n° 749/2018).	Informações repetidas ao longo do Plano de Desenvolvimento, demandam uma atenção redobrada para evitar incoerências, que podem ser ocasionadas por revisões do documento em certo capítulo, mas sem haver atualização em outros capítulos que contém a mesma informação. Ainda, a unificação de conceitos de campos de pequena/média produção em termos de volume, para conferir isonomia na análise de informações pela Agência.
12.	ANP: Simplificação do PAP	Revisão de critérios e procedimentos, tais como a eliminação da inclusão dos dados de	Produção e Descarte de Resíduos Sólidos: não tem relação direta com

		“Produção e Descarte de Resíduos Sólidos”; e a simplificação das regras de rateio dos volumes de gás movimentados por campo.	os demais dados do PAP que são referentes a produção e movimentação de fluidos. Em relação às regras de rateio dos volumes de gás movimentados por campo, atualmente os volumes de gás natural movimentados precisam ser rateados entre os campos que compartilham alguma instalação de produção. Isso acarreta a dispersão de informações de queima de gás e consumo que impactam no controle dos mesmos pela ANP. Além disso, o cálculo do rateio prejudica o operador ao ter que informar um volume “virtual” de queima e consumo de gás, diferentes dos realmente realizados pelas instalações.
13.	Flexibilização da queima de gás para campos maduros.	Atualmente, de acordo com a Resolução ANP n° 806/2020, de forma geral, estão dispensadas de prévia autorização pela ANP as queimas cujos volumes são igual ou inferior a 3% da produção mensal de gás associado da plataforma, o que equivale a 5 Mm^3/d (~175 Mscf/d), no caso da produção total do campo ser igual ou inferior a esse volume. Em ativos offshore maduros, cuja produção encontra-se em declínio, e as instalações necessitam de manutenções tanto preventivas quanto corretivas, frequentemente esses limites penalizam concessões	Permitir metas de queima de gás compatíveis com a idade das unidades produtoras de ativos maduros.

		que produzem pouco acima do volume dispensado de prévia autorização. Exemplo: Enquanto um campo que produz 5 Mm³/d pode queimar todo esse volume, um campo que produz o dobro (10 Mm³/d) só pode queimar 0,3 Mm³/d (3% da produção). Como incentivo a extensão da vida útil de ativos maduros, pode-se flexibilizar esse volume dispensado de prévia autorização para campos ou plataformas que produzam até 150 Mm³/d (ou ~5,3 MMscf/d, limite próximo ao empregado pela ANP durante o período de Covid-19). Nesse caso, o volume de 3% da produção seria de 4,5 Mm³/d, ainda inferior ao limite de 5 Mm³/d.	
14.	Iniciativas de Cost Sharing e Consórcio (pool de negociação) em conjunto com outras Operadoras de Campos Maduros e Marginais.	Auxílio na divisão de custos operacionais. Iniciativa precisa fazer parte de noção de boas práticas para as autoridades que regulamentam e fiscalizam a atividade.	Maior flexibilidade / Menor restrição para escolha de fornecedores no intuito de viabilizar operações em campos maduros e com economicidade marginal, cujo risco operacional é potencialmente reduzido.
15.	Revisão dos critérios de enquadramento de pequenas e médias empresas para fins de redução de royalties nos termos da Resolução ANP Nº 32/2014 e atendimento à Resolução CNPE n° 10/2020.	Alteração dos critérios para classificação de produtores de pequeno e médio porte para atender os volumes praticados por empresas no Brasil, excluindo a produção no exterior, e incluindo operador de categoria B como pequeno porte.	Atratividade para novos investimentos. Diversificação de investidores. Geração/manutenção de empregos / riquezas indiretas.
16.	ANP/CADE: Revisão da regulamentação de acesso de terceiros a infraestrutura de escoamento de produção para refinarias no Brasil ou para pontos de exportação (Resolução ANP nº 35/2012; Resolução ANP nº 716/2018).	Grande parte da produção de óleo e gás no Brasil hoje é exportada, por razão da dificuldade/alto custo de instalação de nova infraestrutura de escoamento da produção para o mercado interno, bem como da	Transparência e garantia de acesso fundamental para campos maduros produzindo em águas rasas no Brasil, cujo valor de investimento em nova

		dificuldade de acesso à infraestrutura existente. A regulamentação atual não tem utilização prática por não trazer a classificação obrigatória dos dutos como de 'transferência' e, por este motivo, o acesso de terceiros é limitado, tanto em relação à identificação de capacidade disponível como de precificação desta disponibilidade em negociações privadas. Assim, para desverticalizar o acesso, é relevante ter a revisão da regulação e mediação das autoridades competentes.	infraestrutura não se justificaria em termos de tempo de custos.
17.	Diferimento do ICMS no Estado do RJ	Diferimento do ICMS conforme ocorre em diversos estados do Brasil, tal como SP (art. 411 RICMS/SP) O imposto incide apenas no final da cadeia evitando ineficiência tributária, assim, se evita a evasão fiscal.	O diferimento do ICMS visa evitar perdas financeiras e acúmulos de créditos tributários inutilizáveis devido ao estorno de imposto. Tal medida além de desonerar as operadoras fomentaria a venda de petróleo no mercado interno. Com o diferimento o imposto seria devido apenas no final da cadeia, as empresas evitariam perdas tributarias ocasionadas pela logística de distribuição do petróleo, que por muitas vezes ultrapassa as barreiras estaduais.
18.	Restituição de Créditos de PIS e COFINS	Viabilizar mecanismo para solicitação de restituição ou compensação direta similar ao previsto para álcool na IN 1911.	Como característica de campos Maduros e Marginais há um volume de investimentos muito elevado no início de sua operação, momento este em que a produção ainda não se encontra otimizada. Com isso, há uma acumulação de créditos

			de PIS e COFINS sobre insumos muito elevada, pois como, por muitas vezes, este óleo é negociado no mercado interno, a constituição destes créditos é superior à capacidade de consumo. Com a viabilização do pedido de restituição para Créditos de PIS e COFINS, assim como é previsto para empresas que possuem suas receitas oriundas de exportação e para empresas cuja receita é originada pela negociação de álcool (IN 1911), haveria uma redução do descasamento de caixa, trazendo maior capacidade de investimentos para as operadoras.
19.	Dedutibilidade dos custos de descomissionamento.	Permitir que os custos de amortização do descomissionamento se tornem dedutíveis da base do Imposto de Renda e da Contribuição Social ao longo da vida útil de produção do ativo.	De acordo com o RIR (Regulamento de Imposto de Renda), os gastos com descomissionamento provisionados mensalmente devem ser adicionados à base de cálculo do IR e CSLL, pois são considerados indedutíveis por ainda não terem ocorrido de fato. O lançamento deste provisionamento se deve pelo princípio da competência, onde deve-se conciliar a receita com a respectiva despesa. No entanto estes gastos apenas ocorrem e se tornam dedutíveis no período final da campanha de produção, momento este em que a economicidade do

			campo já inexiste ou é extremamente reduzida porque a produção de óleo e gás já foi interrompida definitivamente. Com isso, o benefício da dedutibilidade se anula por não ser possível aproveitar o mesmo caso a empresa não tenha outras operações no Brasil, o que onera significativamente a operadora. Sendo assim, sugerimos que estas provisões, já aprovadas pela ANP, sejam consideradas dedutíveis para fins de imposto de renda e contribuição social.
20.	Garantias de Descomissionamento possam ser oferecidas por meio de garantia corporativa, sem a necessidade de comprovação de *rating* da empresa que as oferece.	Avaliação individual da empresa garantidora através de análise das demonstrações financeiras auditadas por auditores independentes. Devido ao alto custo de manutenção deste tipo de garantia, bem como as barreiras bancárias, as cartas de crédito devem ter validade anual.	Devido a particularidades, empresas independentes não apresentam um *credit score* facilmente mensurado. Com isso, se faz necessário criar alternativas menos onerosas para serem apresentadas como garantias de descomissionamento por parte das operadoras. A apresentação de demonstrações financeiras consolidadas e auditadas por firmas independentes é um mecanismo amplamente utilizado no mercado mundial, aonde o grupo econômico se constitui com responsável garantidor, não trazendo riscos para a União. Outras ferramentas que devem ser consideradas são as cartas de crédito e fiança bancária,

			renováveis anualmente, que igualmente garantem segurança e as devidas responsabilidades à operação.

Instruções de preenchimento: os temas propostos devem guardar relação com os objetivos do Promar, estabelecidos no Art.2º da Resolução CNPE nº 10/2020, e devem ser descritos de forma clara e objetiva. Para cada tema proposto, deve ser indicada uma ou mais medidas que, se adotadas, poderiam contribuir para atingir os objetivos do Promar.