

À Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Ministério de Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios - Bloco U

70065-900 Brasília – DF, Brasil

Assunto: Consulta Pública nº 105/2021

Prezados (as) Senhores (as),

Referenciamos o processo de Consulta Pública nº 105/2021, que objetiva colher contribuições para o Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos - Promar, instituído por meio da Resolução nº 10, de 9 de dezembro de 2020, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Nesse contexto, ao tempo em que parabenizamos o Ministério de Minas e Energia (MME) pela iniciativa, encaminhamos com entusiasmo nossas contribuições a esta discussão que é de importância central, além de muito aguardada pelos produtores independentes de petróleo e gás.

O formulário que apresenta as contribuições da Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) segue abaixo. Dada a ampla gama de oportunidades de melhoria para atingimento dos objetivos do Promar, o número de sugestões encaminhadas pelo setor é relevante. Nesse sentido, como sugestão de princípio norteador dos trabalhos subsequentes à presente consulta, ressaltamos a importância do endereçamento de cinco pilares principais, que, por sua vez, congregam a maior parte das contribuições realizadas neste momento, a saber:

- (i) Simplificação, adequação e segurança jurídica nos **aspectos ambientais e de licenciamento** das operações;
- (ii) **Otimização tributária** e da aplicação prática da estrutura de fomentos ao setor;
- (iii) **Adequações trabalhistas** à realidade do regime de trabalho offshore;
- (iv) **Melhorias regulatórias** – em muitos pontos, condizentes com demandas já levantadas pelo setor e ainda não executadas (Ex: medidas da Tomada Pública de Contribuições nº 08/2018, referente à concepção de incentivos ao desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos com economicidade marginal, entre outras);
- (v) **Prevenção e colaboração para integridade de ativos** – Aproximação com as entidades que compõem a força-tarefa da Ouro Negro com o objetivo de desenvolver trabalho conjunto com ênfase em prevenção e colaboração e considerando o atual cenário do mercado de produção de petróleo e gás natural em campos marítimos, bem como a contribuição das empresas privadas independentes.

Finalmente, como forma de enriquecer o subsídio técnico desta contribuição, como anexo ao formulário encaminhamos também informações advindas de estudo desenvolvido pela IHS Markit demonstrando benefícios econômicos da importação temporária para campos maduros e marginais, um dos pontos trazidos pela presente manifestação.

Certos de sua atenção, renovamos os nossos votos da mais alta estima e admiração. A ABPIP estará presente nos próximos passos da construção e consolidação do Promar, certa de que o programa tem elevado potencial para fortalecer a produção nacional de campos marítimos.

Atenciosamente,

Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás

<p>3.</p>	<p>CONAMA 393/2007; Art. 3o 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.</p>	<p>Alteração para classificação das águas Salinas deste artigo para Classe 3 quando unidades estiverem instaladas a distância superior a 12 milhas náuticas, para alinhamento à MARPOL.</p> <p>Instituição responsável: CONAMA</p>	<p>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.</p> <p>A classe 3 deste requisito define: águas que podem ser destinadas: a) à navegação; e b) à harmonia paisagística, na qual para óleos e graxas toleram-se iridescências.</p> <p>A falta de enquadramento específico cria problemas para o tratamento de água de campos maduros que possuem um BSW altíssimo, muitas vezes superior a 90% dos volumes produzidos.</p>
<p>4.</p>	<p>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.</p>	<p>Aceitar a realização de medição de TOG em outros métodos cientificamente aceitos como espectrofotométrico, que já são realizados a bordo.</p> <p>Instituições responsáveis: IBAMA e CONAMA</p>	<p>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 as necessárias para manter o controle destes registros, que poderia ser facilitado caso o IBAMA aceite outros métodos.</p>
<p>5.</p>	<p>Procedimento / guia para gerenciar a disseminação de coral sol em operações e projetos (quando a interação com esses corais é inevitável – exemplo de descomissionamento)</p>	<p>Desenvolvimento de um guia prático sobre o gerenciamento de corais em instalações existentes e novas instalações (projetos)</p> <p>Instituição responsável: IBAMA</p>	<p>Levar em consideração as recomendações práticas desde o início do planejamento das operações, permitindo maior eficiência e agilidade no processo de preparação das operações</p>
<p>6.</p>	<p>Adequação do PEI (Plano de Emergência Individual) para Campos Maduros.</p>	<p>Considerar a adequação do plano de emergência para campos maduros que possuem BSW alto, produção em volumes menores, e que representam um risco menor.</p> <p>Permissão do compartilhamento de contingências pelos operadores de</p>	<p>A maior concentração de água no óleo indica que o risco ao meio ambiente, pessoas e ativos é menor, além de representarem uma carga poluidora menor. O PEI poderia ser adequado a esta realidade diferente, permitindo uma simplificação dos processos e redução dos custos.</p> <p>A exigência de contingências dedicadas para cada PEI pode se tornar proibitiva a depen-</p>

		campos em proximidade Instituição responsável: IBAMA	der da marginalidade econômica de determinado campo. Permitir a utilização de contingências compartilhadas aumentaria a eficiência econômica, sem impacto significativo na eficiência dos planos de emergência individuais.
7.	Transparência, estabilidade e segurança jurídica em operações conjuntas de fiscalização (Ex: Operação Ouro Negro)	Planejamento para que auditorias/vistorias conjuntas ocorram imediatamente antes – ou mesmo durante, desde que não prejudique a celeridade do processo – das iniciativas de cessão de ativos, protegendo cessionários de sanções referentes a momentos anteriores a sua operação. Adoção de diretriz construtiva e estratégica – não apenas fiscalizatória e punitiva – para a Operação Ouro Negro e similares, permitindo o compartilhamento de melhores práticas, negociações para regularização de pendências e apresentação de propostas e soluções de melhoria operacional. Instituições envolvidas: Instituições participantes da Operação Ouro Negro	Em que pese o esforço do Governo Federal para criar um ambiente atrativo para novos investimentos no setor de petróleo e gás aliado a um momento no qual cresce a disposição da Petrobras para efetivar seus processos de desinvestimento, interdições de ativos como as realizadas pela Ouro Negro – imediatamente após os processos de cessão e/ou relacionadas a pendências anteriores à gestão dos novos operadores – cria uma situação de insegurança jurídica capaz de afugentar novos investidores. As operadoras independentes compreendem a necessidade de os órgãos que possuem atribuição de regular e fiscalizar a indústria estarem reunidos na forma de uma organização para debater e planejar ações conjuntas. Entretanto, entendem também que há necessidade de que essa atuação conjunta seja estruturada por diretrizes estratégicas e regulatórias, além de fiscalizadoras. A partir da efetivação do processo de desinvestimento da Petrobras e chegada de novas operadoras no mercado, a Ouro Negro ganha maior responsabilidade e destaque. Dessa forma, e estabelecida a relação direta da Operação com o objetivo do Governo de criar um ambiente receptivo para novos investimentos, é fundamental que a Ouro Negro amplie seu escopo de atuação e que operações similares adotem a mesma premissa – se necessário através de diretrizes do CNPE.
8.	Implementação do SGSO, SGIP, SGSS quando da cessão de direitos ao novo	Marco regulatório não permite atuação do novo operador durante o processo de transição. Isso	O principal benefício está relacionado à garantia da segurança jurídica e continuidade operacional da produção. O efeito prático é maior atratividade de investimentos para o

	<p>operador em campos maduros.</p> <p>Falta de segurança jurídica no processo de transição de ativos junto à ANP e todos os órgãos de fiscalização.</p> <p>Segurança operacional em relação à continuidade da operação.</p>	<p>dificulta a transição operacional em relação à documentação de segurança operacional (SGSO, SGIP e SGSS) sem que o novo operador conheça a realidade da operação.</p> <p>Criação de uma equipe composta pela ANP (SSM), cedente(s) e cessionário(s) – e, a depender das especificidades dos ativos, também de outras autoridades - para cuidar da transição da parte de segurança operacional. Essa equipe conjuntamente trabalharia todos os pontos críticos da operação, assumindo um compromisso multilateral quanto à sua adequação em tempo hábil, sem que a continuidade operacional dos ativos seja comprometida.</p> <p>Essa equipe multidisciplinar poderia, inclusive, auxiliar na transição da documentação operacional e histórico de pendências / não-conformidades das unidades com o órgão regulador.</p> <p>Além disso, é importante 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.</p> <p>A ANP/SRTE/Marinha poderiam aceitar a auto-declaração com caráter educativo e permitir um prazo de adequação ao invés de</p>	<p>Brasil em razão da transparência e segurança no processo conduzido pela ANP.</p> <p>A ABPIP reconhece que parte dessas ações já está sendo endereçada no âmbito do REATE e das discussões da ANP sobre otimização dos processos de cessão. Contudo, incluí-las sob a batuta do PROMAR pode fortalecer as medidas e garantir sua eficácia, contribuindo para o atingimento dos objetivos previstos na Resolução CNPE nº 10/2020.</p>
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

		<p>aplicar multas para sancionar o operador.</p> <p>Da mesma forma, esse grupo multilateral poderia alcançar um acordo sobre a aprovação da DSO do novo operador em um prazo hábil para garantir que a operação não seja interrompida, mesmo que fazendo uso da DSO do operador anterior.</p> <p>Instituições envolvidas: ANP, Marinha do Brasil e operadores</p>	
9.	Plataforma fixa não ser tratada como embarcação pela Marinha do Brasil.	<p>Incluir a obrigatoriedade de cumprimento dos requisitos de embarcação para a Plataforma fixa somente quando esta se encontrar em deslocamento (rebocada).</p> <p>Instituição envolvida: Marinha do Brasil</p>	Diversas obrigações das empresas deveriam ser minimizadas e adequadas à realidade de unidade não propulsada quando ela estiver fixada no leito marinho.
10.	Postergação da validade da Inspeção Anual de Port State (perícia anual) quando da transferência de operador.	<p>Postergar a validade da inspeção naval da plataforma incluída na cessão de direitos por período mínimo de 06 (seis) meses a partir do início da operação pelo novo concessionário.</p> <p>Instituição envolvida: Marinha do Brasil</p>	Durante processo de transição, existem desvios que devem ser sanados pelo operador em desinvestimento para assegurar o atendimento dos requisitos de Port State e operacionalidade. Essas atividades ocorrem após a cessão de direitos como forma de garantir os serviços executados.

<p>11.</p>	<p>Inspeção de helideque a cada 3 anos, independentemente da transferência de operador.</p>	<p>Postergar a validade da inspeção de helideque da plataforma incluída na cessão de direitos por período mínimo de 01 ano a partir do início da operação pelo novo concessionário.</p> <p>Instituição envolvida: Marinha do Brasil</p>	<p>Durante processo de transição, existem desvios que devem ser sanados pelo operador em desinvestimento para assegurar o atendimento dos requisitos de helideque e operacionalidade. Essas atividades ocorrem após a cessão de direitos como forma de garantir os serviços executados. Em outras palavras, não há continuidade operacional na garantia de integridade dos helideques e é importante haver um “período de cura” para as inspeções quando houver transferência de operador.</p>
<p>12.</p>	<p>Necessidade de anuência para manutenção preventiva de sistemas que já compõem a concessão do bloco exploratório, LO e instalações submarinas.</p>	<p>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.</p> <p>Instituições envolvidas: ANP, Marinha do Brasil e IBAMA</p>	<p>Propiciar maior agilidade na tomada de decisão do novo operador na revitalização dos campos maduros pela manutenção preventiva e possíveis equipamentos/sistemas degradados.</p> <p>O entendimento prévio sobre quais atividades demandam anuência e quais apenas requerem informação aos órgãos pertinentes confere agilidade e segurança jurídica ao processo.</p> <p>A consideração cuidadosa sobre quais atividades de fato requerem anuência tende a evitar custos de transação e aumentar a competitividade das operações.</p>
<p>13.</p>	<p>Descarte de Água</p>	<p>Autorização da utilização de caissons.</p> <p>Instituição envolvida: IBAMA</p>	<p>Em campos com alto BSW, a instalação do caisson é uma etapa de processo adicional, econômica e eficiente que pode permitir a recuperação dos filmes de óleo remanescentes – embora haja potencial impacto visual mesmo com baixos valores de TOG gravimétricos, casos nos quais as iridescências não possam ser consideradas poluição.</p> <p>Operadores independentes que não reinjetam água produzida podem ser altamente beneficiados pelo emprego da técnica, que servirá como uma última barreira de tratamento da água produzida.</p> <p>Melhores práticas internacionais permitem a larga utilização do caisson.</p>

<p>14.</p>	<p>Acesso aos dados do BDEP</p>	<p>Permitir a disponibilidade gratuita de dados de áreas offshore para empresas enquadradas como de pequeno ou médio porte.</p> <p>Instituição envolvida: ANP</p>	<p>Em geral, empresas de pequeno e médio porte não são associadas ao BDEP devido ao elevado custo.</p> <p>Para campos de águas rasas, o custo dos dados pode ser equivalente ao de intervenção em poços, por exemplo.</p> <p>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.</p> <p>Como citado pelo Superintendente de Dados Técnicos da ANP, Cláudio Jorge: “O maior custo para União é justamente o dado armazenado que nunca é estudado, pois ele nunca se transformará em riqueza para a sociedade.” (Fonte: https://epbr.com.br/anp-pretende-disponibilizar-gratuitamente-dados-das-areas-terrestres/).</p>
<p>15.</p>	<p>Diálogo Institucional</p>	<p>Criação da Superintendência de Campos Maduros e Acumulações Marginais na ANP</p> <p>Instituição responsável: ANP</p>	<p>Em que pese o grande esforço da ANP em atender aos desafios particulares dos ambientes maduros e marginais, seu atual organograma e governança dificultam o foco específico – e o advento de regulamentação adequada – aos ativos nessa realidade.</p> <p>Nesse contexto, a criação dessa superintendência permitiria um maior diálogo entre os agentes que operam nessa realidade e o regulador, visando à implementação de políticas públicas adequadas às especificidades do ambiente e das características operacionais.</p>
<p>16.</p>	<p>Comercialização de petróleo</p>	<p>Garantia de preços justos da commodity, ainda que em situação de monopólio.</p> <p>Instituições responsáveis: CADE, ANP, Ministério da Economia, Petrobras</p>	<p>Hoje há forte assimetria entre comprador e vendedores na comercialização de petróleo, o que impede condições regulares de mercado para o desenvolvimento de atividades de E&P.</p> <p>Em nossa visão, é fundamental o estabelecimento de medidas para evitar distorções da commodity petróleo no mercado brasileiro. Em um mercado de refino que é monopolizado, já temos evidência de que a entrada de novos agentes e transição</p>

			<p>para novos operadores – vide a primeira tentativa de venda da Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR) – não será um processo rápido. Sendo assim, é possível projetar que um mercado de refino maduro e plural, com players de perfis diversos, pode demorar de 5 a 10 anos para se consolidar.</p> <p>Uma das alternativas de ação pode ser o arbitramento, pela ANP, das relações entre os produtores a Petrobras na qualidade de compradora dominante. Além disso, a fiscalização da agência reguladora sobre os preços praticados é fundamental.</p>
17.	Guarda de amostras da União	<p>A União passar a assumir a guarda das amostras e testemunhos que pertencem a ela.</p> <p>Instituição envolvida: ANP</p>	<p>Em 2015, a ANP ia assumir a guarda das amostras através do Centro de Rochas e Fluidos. Contudo, após avaliação econômica em 2017, a ideia foi modificada.</p> <p>O custo gerado para o Operador com a obrigatoriedade da guarda e manutenção da integridade dessas amostras é mais oneroso do que o necessário.</p>
18.	Simplificação do Plano de Desenvolvimento.	<p>Simplificar a elaboração do Plano de Desenvolvimento ao retirar informações repetidas.</p> <p>Instituição envolvida: ANP</p>	<p>Atualmente os Planos de Desenvolvimento exigem a apresentação das mesmas informações em mais de uma seção.</p> <p>A eliminação dessa repetição de informações auxiliaria tanto na preparação do PD por parte das operadoras, mitigando o risco de inconsistências no mesmo documento, quanto na avaliação do mesmo pela Agência.</p>
19.	Simplificação do Programa Anual de Produção (PAP)	<p>Eliminação da inclusão dos dados de “Produção e Descarte de Resíduos Sólidos”;</p> <p>Simplificação das regras de rateio dos volumes de gás movimentados por campo.</p> <p>Instituição envolvida: ANP</p>	<p>Produção e Descarte de Resíduos Sólidos: não têm relação direta com os demais dados do PAP que são referentes a produção e movimentação de fluidos.</p> <p>Regras de rateio dos volumes de gás movimentados por campo:</p> <p>Atualmente os volumes de gás natural movimentados precisam ser rateados entre os campos que compartilham alguma instalação de produção;</p> <p>Isso acarreta a dispersão de informações de queima de gás e consumo que impactam no controle dos mesmos pela ANP;</p> <p>Além disso, o cálculo do rateio prejudica o</p>

			operador ao ter que informar um volume “virtual” de queima e consumo de gás, diferentes dos realmente realizados pelas instalações.
20.	Flexibilização da queima de gás para campos maduros	<p>Atualmente, de acordo com a Resolução ANP nº 806/2020, de forma geral, estão dispensadas de prévia autorização pela ANP as queimas cujos volumes são iguais ou inferiores:</p> <p>A 3% da produção mensal de gás associado da plataforma;</p> <p>5 Mm³/d (~175 Mscf/d), no caso da produção total do campo ser igual ou inferior a esse volume.</p> <p>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 que produzem volumes pouco acima do volume dispensado de prévia autorização.</p> <p>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).</p> <p>Como incentivo à extensão da vida útil de ativos</p>	Permitir metas de queima de gás compatíveis com a idade das unidades produtoras de ativos maduros.

		<p>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).</p> <p>Nesse caso, o volume de 3% da produção seria de 4,5 Mm³/d, ainda inferior ao limite de 5 Mm³/d.</p> <p>Instituição envolvida: ANP</p>	
<p>21.</p>	<p>Enquadramento acumulacões marginais</p>	<p>Enquadramento por reservatório/acumulação ao invés de por campo.</p> <p>Adontando o critério da temporalidade, considerar como campo marginal os campos que, em razão de sua baixa atratividade econômica e/ou complexidade técnica e geológica experimentaram decurso de tempo igual ou superior a 10 anos entre a declaração de comercialidade e o início de sua produção, ou eventualmente sequer alcançaram a fase de produção a despeito de sua declaração de comercialidade ter ocorrido há mais de 10 anos.</p> <p>No referente à produção, definição de campos marginais considerando as produções médias de 2000 boed (ambientes</p>	<p>A proposta em estudo pela ANP considera o critério de STOIPP do campo menor que 170 MMboe para ser considerado como marginal em águas rasas e menor que 900 Mmboe para ser considerado como marginal em águas profundas. Se esse critério for aplicado para acumulacões, terá o potencial de fomentar seus desenvolvimentos (Fonte: http://www.anp.gov.br/arquivos/palestras/wam/gestao-contratos-acumulacoes-marginais.pdf).</p> <p>Estudo realizado pela consultoria internacional Wood Mackenzie, já apresentado à ANP, demonstra que as Operadoras levam em média 4.6 anos entre a declaração de comercialidade e o início de produção de seus campos, quando estes são considerados bastante atrativos.</p> <p>Em sentido oposto encontram-se os campos com baixa atratividade econômica e/ou alta complexidade técnica e geológica. Tais campos, via de regra, tem início de sua produção postergada por vários anos, em função de longas discussões acerca de seu respectivo plano de desenvolvimento, de modo a tentar viabilizar a produção do mesmo e, em alguns casos, sequer alcançam primeiro óleo.</p>

		<p>terrestres e de águas rasas) e 20.000 (águas profundas).</p> <p>Instituição envolvida: ANP</p>	<p>Diante disso, resta claro que esses campos também necessitam de um tratamento especial para que sejam passíveis de serem produzidos. Dessa forma, o enquadramento de tais campos na definição de campo marginal, em muitos casos, é a única forma de viabilizar essa produção.</p> <p>Nesse sentido, entendemos que se faz necessário incluir um critério de temporalidade na categoria de avaliação automática para definição de campo marginal. Assim, deverão ser considerados como marginais aqueles campos que permaneceram sem produção, após sua declaração de comercialidade, por um período igual ou superior a 10 anos contados da data de sua declaração de comercialidade.</p> <p>Segundo este critério, áreas que (i) alcançaram início da produção após período igual ou superior a 10 anos da data de sua declaração de comercialidade, ou (ii) ainda permanecem dormentes após 10 anos de sua declaração de comercialidade, serão beneficiadas, aumentando assim o interesse de empresas de médio e pequeno porte em tais ativos e, conseqüentemente, fomentando geração de emprego e impactando positivamente a economia.</p> <p>Em razão de seu critério objetivo, o enquadramento desse critério temporal na categoria de avaliação automática evitará necessidade de avaliação caso a caso pela ANP, bem como garantirá maior segurança aos Operadores interessados em adquirir tal ativo.</p>
<p>22.</p>	<p>Revisão da Resolução ANP nº 32/2014 (critérios para caracterização de pequenos e médios produtores)</p>	<p>Produção média anualizada considerada para fins de enquadramento de pequenas e médias empresas de 7.000 boe/d e 40.000 boe/d, respectivamente.</p> <p>Previsão de mecanismos que garantam a novas empresas, que ainda não possuem média de produção no ano anterior ao</p>	<p>As diretrizes de política pública para o incentivo à participação de pequenas e médias empresas nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás têm sido importantes direcionadores para um mercado mais diverso e dinâmico (Ex: Resolução CNPE nº 04/2020).</p> <p>No entanto, os atuais parâmetros da ANP para implementação dessas políticas encontram-se defasados e afastados da realidade operacional do mercado. Nesse sentido, para garantir a efetividade e eficácia de incentivos importantes que já estão sendo gestados</p>

		<p>de referência, a prerrogativa de enquadramento como pequenas ou médias.</p> <p>Produção de ativos no exterior desconsiderada para enquadramento de empresas como pequenas e médias no Brasil.</p> <p>Instituição envolvida: ANP</p>	<p>pela agência, é fundamental que haja uma revisão da RANP nº 32/2014.</p> <p>Acrescente-se que, como uma referência internacional da indústria de petróleo, o trabalho intitulado <i>“Size and Performance in the Oil and Gas Sector”</i>, de R.L. Mansell pela Escola de Políticas Públicas da Universidade de Calgary, no Canadá, propôs os limites de 10.000 e 100.000 boe/dia para pequenas e médias empresas, respectivamente.</p> <p>Sobre desconsiderar a produção de ativos no exterior para enquadramento de empresas como pequenas e médias, é importante ressaltar que, em um cenário de desinvestimentos da Petrobras, abrem-se oportunidades para cessionários estrangeiros que, para investirem no Brasil, precisarão defender em suas organizações a atratividade e competitividade de ativos no país em justaposição a alternativas de investimento em todo o resto do mundo. Nesse contexto, para de fato contribuir com um ambiente setorial com diversidade de agentes, é importante que a medida incentive a atração também de empresas que, embora já estabelecidas em outros países, ainda possuem atividades incipientes no Brasil, sendo, portanto, pequenas em nosso mercado. Acrescente-se ainda a impossibilidade formal de verificação destas informações advindas do exterior.</p>
<p>23.</p>	<p>Complexidade regulatória e ausência de incentivos fiscais adequados a operadores de campos e/ou acumulações maduras e marginais.</p>	<p>Flexibilização para Importação de FSOs / FPSOs, em Regime Temporário (REPETO-SPED) para Empresas do mesmo grupo econômico.</p> <p>Dispensa da Licença de Importação (LI) para bens usados aos operadores de poços maduros / marginais.</p> <p>Ampliação das opções de Equipamentos elegíveis ao Benefício do Repetro-Industrialização (ANEXO I</p>	<p>Maior flexibilidade / menor restrição de opções de exportadores de FSOs / FPSOs.</p> <p>Menor restrição / maior agilidade para importação de bens usados, face ao alto grau de obsolescência dos equipamentos em operação.</p> <p>Benefício a ser concedido às operadoras de campos maduros e marginais, face ao alto custo com tais serviços em função da obsolescência dos equipamentos em operação.</p>

		<p>e ANEXO II - IN 1781), fomentando a aderência de mais fornecedores ao regime / benefício.</p> <p>Instituições envolvidas: Receita Federal do Brasil, CONFAZ, MME.</p>	
24.	<p>Gozo de férias. Lei 1.535/77.</p>	<p>Isenção da obrigação do gozo (direito irrenunciável) e consequente possibilidade do trabalhador <i>offshore</i> vender todo ou parte de seu período de férias de direito, e não somente o abono pecuniário.</p> <p>Instituições envolvidas: Ministério da Economia, Congresso Nacional</p>	<p>Contrato de trabalho referenciado prioritariamente à Lei 5.811/72 (à CLT, subsidiariamente). Férias: II, Art. 133, Lei 1.535/77. Trabalhadores <i>offshore</i> já gozam de 6 meses de folga por ano. Desse modo, trabalhadores <i>offshore</i> poderiam ganhar mais liberdade para tratar seus períodos de férias e operadores ganhariam em produtividade.</p>
25.	<p>Jornada 12h+, sujeição de multa. Art. 5, §2º, Lei 5.811/72.</p>	<p>Possibilidade de jornada maior do que 12 horas (não há revezamento), contanto que haja observância ao II, Art. 3º, Lei 5.811/72, além de §4º, Art. 71, CLT. OU, se incabível, havendo descanso inter-jornada igual ou maior do que 11h (Art. 66, CLT, neste caso indevida supressão prevista no §4º, Art. 71, CLT). Em qualquer dos casos, sem sujeição de multa.</p> <p>Instituições envolvidas: Ministério da Economia, Congresso Nacional</p>	<p>Regime de sobreaviso, e não revezamento. Hoje, em caso de horas extras além da jornada, há observância ao II, Art. 3º, Lei 5.811/72, além de §4º, Art. 71, CLT. A mudança proposta permitiria otimização da organização de turnos de trabalhadores <i>offshore</i>, aumentando a eficiência.</p>

<p>26.</p>	<p>Possibilidade de ampliação na escala de embarque para 3 semanas.</p>	<p>Atualmente escala 14 x 14.</p> <p>Instituições envolvidas: Ministério da Economia, Congresso Nacional</p>	<p>Regime 21 x 21 tem como benefício um melhor rendimento no trabalho, pois a primeira semana é de ambientação e atualização. Ter uma semana a mais embarcado seria melhor operacionalmente, permitindo também economias logísticas.</p>
<p>27.</p>	<p>Mão-de-obra especializada. 37.8.1, da NR37.</p>	<p>A observância ao inciso II, Art. 3º, Lei 5.811/72, além do §4º, Art. 71, CLT em períodos de folga (exclusivamente, em terra), i.e, indenização ao trabalhador por períodos dedicados à sua capacitação, qualificação e habilitação, em atendimento às NRs e outros diplomas legais. Desse modo, será permitida a realização de período de folga mediante indenização, modelo que é diferente do pagamento para regime de embarque.</p> <p>Alternativamente, adição a estes pagamentos de Acordo Individual (com ou sem assistência de sindicato representativo da categoria) para formalizar anuência e consentimento desta(s) parte(s).</p> <p>Instituições envolvidas: Ministério da Economia</p>	<p>O Adiamento em 12 meses da efetividade de atendimento à esta obrigação, principalmente em meio à pandemia C19, não muda o cenário vislumbrado de dificuldade de atendimento à exigência de treinamento "durante a jornada de trabalho" e a proibição de participação nestes treinamentos "nos períodos de descanso", i.e., em folga (a bordo ou em terra). Esta imposição inviabilizará a correta aquisição de formação para atendimento às exigências da NR37 para as atividades específicas à operacionalização e manutenção das unidades fixas, trazendo custos extras significativos às empresas que precisarão substituir seus profissionais enquanto em treinamento; comprometimento na qualidade dos serviços prestados por temporários e maior exposição a riscos de acidentes no trabalho.</p>

<p>28.</p>	<p>Mestre de Cabotagem. CTS Norman 01, 0117, plataforma fixa.</p>	<p>Não sendo considerada embarcação, avaliar a possibilidade de substituição também do aquaviário MCB por Técnico de Segurança ou outro profissional (não-aquaviário) com atendimento aos mesmos requisitos (ou similares) ao "Homem de Área" que compõe a CTS da plataforma fixa.</p> <p>Instituições envolvidas: Marinha do Brasil</p>	<p>Há exceção para substituição de Marinheiro de Convés (aquaviário) por "Homem de Área", com atendimento a requisitos de formação e experiência. De acordo com SOLAS, em "Definições", 0301 da Norman 01: plataforma fixa "Não é considerada embarcação". Portanto usar de mesma argumentação para não exigir o MCB.</p>
<p>29.</p>	<p>Redução de Bônus de assinatura / Participações Especiais / Royalties Conteúdo Local de campos maduros e campos com economicidade marginal nos ciclos de Oferta Permanente e revisão dos contratos já existentes.</p>	<p>Redução bônus de assinatura, tomando como referência montantes mínimos ou simbólicos (ainda em consonância com o art. 45 da Lei 9.478/97) / Participações Especiais redução de acordo com critérios de economicidade de ativos</p> <p>Redução da alíquota de royalties até o mínimo legal para campos ou acumulações de economicidade marginal.</p> <p>Diferir o pagamento de Royalties para Testes de Longa Duração (TLD) em campos ou acumulações consideradas de economicidade marginal para após a declaração de comercialidade, isentando esse pagamento de Royalties no caso de devolução do bloco/área/campo.</p> <p>Instituição envolvida: ANP</p>	<p>Comumente áreas de nova fronteira ou elevada dificuldade operacional carecem de recursos locais necessários à adequada realização das atividades de E&P. Como medida de equilíbrio à necessidade de investimentos adicionais em infraestrutura e desenvolvimento da cadeia de fornecedores, a atratividade de áreas com esse perfil poderia ser aumentada com a exclusão do bônus de assinatura como critério de lance por concessões – definindo valor mínimo simbólico e fixo. Desse modo, a operação das áreas poderia ser definida a partir dos maiores compromissos de investimento em Programa Exploratório Mínimo.</p>

<p>30.</p>	<p>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 nº 716/2018).</p>	<p>Mapeamento de infraestruturas e de seu uso, verificando a pertinência de reclassificação de ativos (Ex: dutos de escoamento que na verdade funcionam como dutos de transporte).</p> <p>Observância de mecanismos regulatórios que garantam que, sob mediação da ANP, seja garantido o acesso de terceiros a infraestruturas essenciais existentes mediante justa e adequada remuneração dos proprietários.</p> <p>Garantia de acesso negociado às infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento, unidades de processamento e armazenamento de gás natural e terminais de GNL) – via PL 4476/2020.</p> <p>Instituições envolvidas: ANP, ABPIP, IBP, MME, Congresso Nacional</p>	<p>Maior transparência e otimização do uso de infraestruturas existentes, destravando investimentos especialmente em campos maduros, além de gerar economia de tempo e capital para agentes do setor.</p> <p>No que se refere ao acesso negociado às infraestruturas essenciais, a participação de novos agentes na oferta – especialmente de gás natural - depende do acesso à infraestruturas específicas para permitir a comercialização viabilizar a competição com o ingresso de mais supridores no mercado.</p>
<p>31.</p>	<p>Medição fiscal</p>	<p>Realizar teste de poço a cada 12 meses (extensão para campos maduros tendo como referência proposta para casos que não impactam na distribuição de participações governamentais).</p> <p>Dobrar prazo para calibração/inspeção de elementos primários e secundários e demais equipamentos do sistema de medição.</p>	<p>Eliminação de custos de transação e ganho de produtividade.</p>

		<p>Dobrar prazo para coleta de amostras de óleo e gás, apropriação contínua e transferência de custódia.</p> <p>Flexibilizar critério de BSW para enquadramento do petróleo para campos de baixa produção em 9%, independentemente do porte da empresa.</p> <p>Eliminar a obrigatoriedade de amostrador automático de medição fiscal de óleo.</p> <p>Eliminar a obrigatoriedade de realizar amostra de óleo (PVT).</p> <p>Realizar amostra de gás por concessão e não por poço.</p> <p>Flexibilizar o grau de incerteza da medição dos pontos de medição fiscal de acordo com o projeto/produção do campo em questão.</p> <p>Regulamentar novos métodos de rateio da produção por poço baseado em curvas de declínio/simulação no período entre testes.</p> <p>Isentar obrigatoriedade de envio de XMLs de (i) produção, (ii) alarmes e eventos e (iii) teste de</p>	
--	--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

		<p>poço (ou, não sendo possível isentar, propomos flexibilizar o prazo para envio de XMLs).</p> <p>Flexibilizar o prazo para envio de NFSM.</p> <p>Instituições responsáveis: ANP, INMETRO</p>	
32.	<p>Reconhecimento pelos agentes fiscalizadores sobre modelo de negócios específico de Campos e acumulações maduras e marginais</p>	<p>Cartilha de boas práticas multidisciplinar negociada com autoridades competentes (<i>i.e.</i>, ANP, IBAMA, Marinha do Brasil, SRTE, MPT, etc.).</p> <p>Indicação / exemplificação do modelo de boas práticas com base na experiência internacional.</p> <p>Explicação do modelo de operação enxuto, eficiente e seguro, pré-acordando práticas de segurança operacional, de transição operacional de ativos em produção, de aprovação de projetos, incentivos, etc., que valeriam como ponto de partida para todas as autoridades simultaneamente.</p> <p>Instituições envolvidas: ANP, IBAMA, Marinha do Brasil, SRTE, MPT, MME.</p>	<p>O reconhecimento das especificidades e necessidades especiais relacionadas a acumulações e campos maduros e marginais permitiria o desenvolvimento de um arcabouço regulatório mais adequado aos desafios dessa categoria de ativos.</p> <p>Além disso, o próprio processo de desenvolvimento conjunto da cartilha pode auxiliar na identificação de medidas de melhoria pelos órgãos pertinentes, eliminando burocracias desnecessárias e contribuindo para a maior competitividade dos ativos.</p>
33.	<p>Redução da taxa de ocupação ou retenção de área. Decreto 2.705/98 prevê valores na fase de produção entre R\$ 100 e R\$ 5.000 por km² ou fração.</p>	<p>Ajustar o valor automaticamente ao mínimo previsto em lei.</p> <p>Retornar ao valor de origem no momento da transferência ou enquadramento como campo maduro, desconsiderando a correção monetária acumulada.</p>	<p>As vantagens obtidas a partir da adoção das medidas poderão ser convertidas em CAPEX dedicado aos ativos, de modo a aumentar o fator de recuperação das concessões</p>

		Instituição envolvida: ANP	
34.	Diferimento do ICMS no Estado do RJ	Diferimento do ICMS conforme ocorre em diversos estados do Brasil, tal como SP (art. 411 RICMS/SP) Instituição envolvida: Secretaria da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro	No caso do Rio de Janeiro, estado que abriga ativos centrais para o atingimento dos objetivos do PROMAR, o imposto não incide apenas no final da cadeia, de modo que há uma tendência à geração de ineficiências tributárias. A proposta de modificação tem como objetivo reverter essa tendência e evitar evasão fiscal. Indiretamente, haverá maior eficiência e segurança jurídica também nas operações de E&P no estado.
35.	Restituição de Créditos de PIS e CO-FINS	Viabilizar mecanismo para solicitação de restituição ou compensação direta similar ao previsto para álcool na IN 1911. Instituição envolvida: Ministério da Economia	Fomento à saúde financeira da indústria ao equiparar os benefícios dados ao álcool também aos hidrocarbonetos.
36.	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 na apuração do Lucro Real, bem como a apropriação de créditos de PIS/CO-FINS decorrentes de atividades correlacionada ao descomissionamento. Instituições envolvidas: Receita Federal do Brasil	Controvérsia quanto à viabilidade de dedução e dos custos e despesas correlatas às atividades de descomissionamento/desativação, da base de cálculo do IRPJ e da CSLL. Autorização legal expressa da possibilidade de creditamento de PIS/COFINS e dedutibilidade dos gastos com as garantias contra abandono exigidas pela ANP. Por não se tratar de custos associados à geração de lucro, apesar de a geração de lucro, em fase anterior, ter envolvido obrigação que já previa como contrapartida os custos/despesas a serem incorridos nesta fase, há questionamentos quanto à viabilidade do creditamento de PIS/COFINS nas aquisições de bens/serviços para utilização nesta fase, bem como acerca da dedutibilidade dos custos/despesas, na apuração do IRPJ e da CSLL.

<p>37.</p>	<p>Garantias de Descomissionamento possam ser oferecidas por meio de garantia corporativa, sem a necessidade de comprovação de <i>rating</i> da empresa que as oferece.</p>	<p>Avaliação individual da empresa garantidora através de análise das demonstrações financeiras auditadas por auditores independentes. Devido ao alto custo, bem como as barreiras bancárias, as cartas de crédito devem ser anuais.</p> <p>Instituição envolvida: ANP</p>	<p>A ação proposta já é suficiente para fornecer a segurança necessária à avaliação da capacidade financeira das empresas.</p> <p>A nova regulamentação em Consulta e Audiência Públicas acaba limitando a utilização de garantias corporativas (fianças) para empresas que não obtenham nota de classificação de risco por agência classificadora de no mínimo faixa duplo A+ a duplo A-, o que é impossível para empresas nacionais independentes.</p> <p>A título de comparação, a Petrobras possui rating que seria insuficiente para atender à minuta atual, segundo informações da própria empresa:</p> <table border="1" data-bbox="943 904 1540 1025"> <tr> <td>Moody's</td> <td>Ba2</td> </tr> <tr> <td>S&P</td> <td>BB-</td> </tr> <tr> <td>Fitch</td> <td>BB-</td> </tr> </table> <p>Fonte: https://www.investidorpetrobras.com.br/en/shares-dividends-and-debt/ratings/</p>	Moody's	Ba2	S&P	BB-	Fitch	BB-
Moody's	Ba2								
S&P	BB-								
Fitch	BB-								
<p>38.</p>	<p>Regulação pelo BACEN para operações em USD.</p>	<p>Criação de resolução junto ao BACEN para regulamentar operações realizadas em USD Custodia e pagamentos em USD.</p> <p>Instituição envolvida: BACEN</p>	<p>Como as atividades de E&P offshore possuem elevado percentual de componentes importados, a viabilização de operações em dólares tende a ser um grande facilitador e eliminador de custos de transação para os operadores.</p>						
<p>39.</p>	<p>Fomento à atividade econômica. Proposta de alteração da Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.781/2017. Admissão temporária de plataformas e unidades flutuantes</p>	<p>Alteração da Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil ("IN-RFB") nº 1.781/2017, precisamente adicionando o § 8º-A A ao final do Artigo 3, conforme abaixo "Art. 3º (...). § 8º A modalidade de importação prevista no inciso IV do art. 2º poderá</p>	<p>No atual arcabouço normativo, tem-se como regra geral que Plataformas e FPSO sujeitam-se à importação permanente (com os benefícios aplicáveis ao Repetro-Sped), sendo aceita a admissão temporária apenas em situações pontuais, previstas no Art. 3º, §8º, da referida IN.</p> <p>A regra geral de importação permanente para Plataformas e FPSO apresenta-se como um relevante obstáculo para agentes que desejem desenvolver atividades econômicas</p>						

		<p>ser aplicada às plataformas de produção e às unidades flutuantes de produção e estocagem de petróleo e gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, classificadas nos códigos 8905.20.00 ou 8905.90.00 da Nomenclatura Comum do Mercosul (NCM), relacionadas no Anexo I desta Instrução Normativa, desde que atendidos os requisitos e formalidades para a sua concessão, inclusive aqueles previstos no § 4º, e verificada uma das seguintes condições:</p> <p>I - o contrato de afretamento, de locação, de cessão, de disponibilização ou de arrendamento do bem esteja combinado com o serviço de operação da plataforma ou unidade flutuante e que as empresas fretadora e prestadora de serviços contratada não sejam vinculadas à operadora contratante; ou</p> <p>II - o bem se destine à utilização temporária em testes de produção ou em sistemas de produção antecipada, em campo de produção ou bloco de exploração.</p> <p>§ 8º-A A modalidade de importação prevista no inciso IV do art. 2º também poderá ser aplicada às plataformas de produ-</p>	<p>em áreas com acumulações marginais, campos maduros, dado que o retorno econômico resultante da condução de atividades em tais áreas pode não justificar o vultuoso investimento na importação permanente desses ativos.</p> <p>Objetiva-se, portanto, a alteração da IN-RFB nº 1.781/2017 de modo a tornar expressa a possibilidade de admissão temporária de Plataformas e FPSO destinados ao desenvolvimento de atividades nas referidas áreas/campos.</p> <p>Seria viabilizada, portanto, efetiva criação de atividade produtiva em áreas/campos que hoje não são objeto de qualquer interesse econômico, bem como a manutenção de atividade produtiva em outras áreas que já são objeto de interesse econômico, mas que teriam sua produção alargada no tempo (e até mesmo aumentada), em razão da pretendida alteração normativa (i.e. caso dos campos que fazem parte do processo de desinvestimento da Petrobras).</p> <p>Tal aspecto é de especial relevância política e econômica, pois demonstra que a pretendida mudança normativa viabilizaria tanto novos negócios quanto a manutenção de negócios já existentes e, conseqüentemente, aumentaria e/ou preservaria empregos e a criação renda, fomentaria a economia regional e aumentaria e/ou preservaria a arrecadação de tributos federais, estaduais e municipais (e.g. incluindo-se aqueles referentes à tributação corporativa, ICMS e ISS, bem como o recolhimento de participações governamentais).</p>
--	--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

		<p>ção e às unidades flutuantes conforme § 8º, acima, independentemente da verificação de qualquer das condições mencionadas em seus incisos I e II, nos casos em que o bem seja importado para utilização em áreas com acumulações marginais e/ou campos maduros.”</p> <p><u>Instituição Responsável:</u> Receita Federal do Brasil</p>	
<p>40.</p>	<p>Criação de nova categoria de Operador para águas profundas no pós-sal</p>	<p>Criação de uma categoria intermediária entre as atuais categorias de Operador “A” e “B” permitirá que uma diversidade maior de empresas possa assumir a operação de ativos em águas profundas, os quais muitas vezes não apresentam os mesmos desafios dos ativos no pré-sal/águas ultra profundas</p> <p>Instituição responsável: ANP</p>	<p>Atualmente, para uma empresa operar em águas profundas, é necessária a qualificação como Operador A pela ANP, ou seja, a mesma qualificação técnica necessária para operações em águas ultraprofundas e no pré-sal.</p> <p>A inexistência de uma categoria intermediária entre as atuais categorias Operador A e Operador B gera uma barreira de entrada para operação de ativos em águas profundas, pois os critérios para qualificação técnica/financeira como Operador A são atualizados considerando ativos localizados em águas ultra profundas, que apresentam desafios substancialmente maiores do que os ativos localizados em lâmina d’água de 400 a 1.500 metros (águas profundas).</p> <p>Ressaltamos que a ausência de uma categoria de Operador “intermediária” pode levar determinados ativos de E&P a um “limbo” ocioso – tais ativos deixarão de ser interessantes para empresas de maior porte, aptas a se qualificar nos atuais critérios para Operador A, porém estarão fora do alcance para empresas de porte pouco menor</p>

<p>41.</p>	<p>Impossibilidade de qualificação como Operador “A” por parcerias - Criação de um mecanismo que permita a empresas se qualificarem tecnicamente como Operador “A”, ou como a categoria de Operador intermediária para águas profundas descrita acima, através da criação de parcerias entre empresas de elevada qualificação técnica e investidores financeiros</p>	<p>A experiência do Mar do Norte nos mostra que a criação de parcerias (através de joint-ventures) é uma forma bem-sucedida para criação de novos players. Isso seria possível, com segurança operacional nas seguintes formas (exemplificativas):</p> <p>i) Utilização da expertise combinada dos sócios de uma JV/sociedade de propósito específico, para atingimento da qualificação técnica (ex.: expertise do parceiro A + expertise do parceiro B + expertise do parceiro C \geq 81 pontos). Para tanto, um percentual mínimo de participação (Ex: 20%) na JV/SPE poderia ser exigido, para tal aproveitamento.</p> <p>ii) Utilização da expertise de um sócio apenas, mas sem a obrigação de que tal sócio detenha o controle societário sobre a afiliada</p> <p>iii) Permissão da qualificação por uma empresa que detenha um contrato “firme” para operação do ativo de E&P, celebrado com empresa prestadora de serviços de notória capacidade técnica</p> <p>Instituição responsável: ANP</p>	<p>No marco regulatório atual, somente é possível a qualificação técnica como Operador A para empresas que detêm diretamente ou dentro de seu grupo societário experiência em E&P suficiente para atingir os critérios de qualificação técnica.</p> <p>Além disso, mesmo fazendo parte de um mesmo grupo societário, a experiência técnica das empresas somente pode ser utilizada para critérios de qualificação quando estas detêm controle societário da afiliada que assina o Contrato de E&P (através do fornecimento de Garantias de Performance).</p> <p>A evolução da regulamentação permitiria a abertura de espaço para novos operadores em águas profundas sem comprometer a segurança operacional ou capacidade técnica de exercer as obrigações da concessão, especialmente sob o viés das parcerias/consórcios.</p>
-------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>42.</p>	<p>Redução ou eliminação de conteúdo local em campos marginais - Isenção/redução do compromisso de conteúdo local para campos marginais</p>	<p>Isenção/redução do compromisso de conteúdo local para campos marginais</p> <p>Instituições responsáveis: CNPE e ANP</p>	<p>Devido à marginalidade econômica de tais campos, o compromisso de conteúdo local pode ser um fator decisivo para inviabilizar economicamente a produção de determinadas concessões. Nesse sentido, a concepção de mecanismos regulatórios que possibilitem a identificação de tais situações, permitindo aos concessionários a garantia da sobrevivência dos campos, seria benéfica ao setor e incrementaria a arrecadação de royalties, pagamento de impostos e geração de emprego e renda. Aditivos aos contratos de concessão poderiam ser utilizados como ferramenta nesses casos específicos.</p>
<p>43.</p>	<p>Metas de queima de gás de acordo com a idade das unidades produtoras. Flexibilização dos prazos de amostragem e testes. Revisão do volume de dispensa de prévia autorização para a queima.</p>	<p>Flexibilização das metas de queima de gás natural (RANP 806/2020) para campos maduros</p> <p>Instituição responsável: ANP</p>	<p>O estabelecimento de metas específicas para campos maduros e com acumulações marginais importa em redução do custo da operação.</p> <p>Há casos de experiências bem-sucedidas com o IBAMA para compensar queimas extraordinárias mediante a aquisição de Reduções Certificadas de Emissões (RCEs). Nessa linha, ainda que a ANP concorde em estabelecer metas específicas para queima de gás para operadoras de campos maduros, mas, porventura, essas metas não se mostrarem atraentes, recomendamos avaliar com a Agência a possibilidade de compensação de queimas extraordinárias mediante a aquisição de RCEs como fator de suspensão de eventual multa administrativa pelo descumprimento, como uma espécie de Medida Reparadora de Conduta.</p> <p>Sob o ponto de vista da exploração de gás associado, a flexibilização das regras de queima de gás pode ser interessante para mitigar as dificuldades com relação à capacidade dos ativos de infraestrutura para escoamento e tratamento de gás natural, sem impactar na produção de óleo</p>

<p>44.</p>	<p>Regulamentação de Medidas Reparadoras de Conduta (MRC) para o upstream, bem como de Termos de Ajuste de Conduta.</p>	<p>Normatizar a celebração de Termos de Compromisso/Medidas Reparadoras de Conduta no upstream e Termos de Ajuste de Conduta, buscando sempre solução jurídica proporcional, equânime, eficiente e compatível com os interesses gerais, nos termos do Decreto-Lei nº 4.657/1942 (LINDB)</p> <p>Instituição responsável: ANP</p>	<p>As chamadas Medidas Reparadoras de Conduta (MRCs) atualmente são aplicáveis apenas para o mid e downstream. As MRCs disciplinam casos em que os agentes econômicos poderão adotar medidas reparadoras de forma a ajustar sua conduta ao disposto na legislação aplicável e evitar a aplicação das penalidades previstas na Lei nº 9.847/1999. Entendemos que a criação de MRCs para o upstream pode aprimorar o ambiente regulatório, ao passo que os agentes econômicos poderão corrigir suas condutas sem precisar suportar necessariamente o ônus financeiro da penalidade administrativa.</p>
<p>45.</p>	<p>Destinação de Sistemas Submarinos</p>	<p>Excluir o item 3.1.2 da RANP 817/20, que orienta que a remoção parcial ou a permanência definitiva in situ de instalações poderão ser admitidas em caráter de exceção, desde que atendidos os requisitos normativos aplicáveis e devidamente justificada, mantendo na referida resolução apenas o item 3.2, que orienta que as propostas a serem apresentadas para o descomissionamento de instalações marítimas deverão ser devidamente fundamentadas, considerando a comparação de alternativas de descomissionamento, cujas análises devem adotar, no mínimo, os critérios: técnico, ambiental, social, de segurança e econômico.</p>	<p>Ganho de eficiência econômica no descomissionamento.</p>

<p>46.</p>	<p>Dificuldades/ incertezas com relação à negociação para venda de gás natural às distribuidoras locais de gás canalizado</p>	<p>Criação de mecanismos com vista a simplificar a negociação para venda de gás natural às distribuidoras locais de gás canalizado, contemplando:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Melhores práticas de negociação; (ii) Enforcement e segurança jurídica para situações de autoprodução ou distribuição de gás natural via GNL a granel, sem necessidade de dependência das distribuidoras; (iii) Treinamento de agências reguladoras estaduais para que sejam independentes e tecnicamente preparadas para regulamentação das atividades de distribuição; (iv) Harmonização das regras estaduais de distribuição. <p>Instituições responsáveis: MME, ANP, Tribunal de Contas da União e Tribunais de Contas estaduais.</p>	<p>A legislação relativa prestação de serviço local de gás canalizado é de competência dos estados da federação, e que por sua vez carecem de harmonização com relação à legislação federal e às novas diretrizes estabelecidas pelo Novo Mercado de Gás (art. 2º, inc. VII). Desta forma, a criação de incentivos para a criação de práticas que contribuam para a simplificação da negociação de contratos de compra e venda de gás natural entre os ofertantes e as distribuidoras locais de gás canalizado, proporcionará uma maior certeza para a destinação da molécula.</p> <p>A despeito dos avanços já alcançados pelo Novo Mercado de Gás, na esfera da distribuição estadual de gás canalizado, que é central para a monetização e saúde financeira de muitos ativos, ainda não houve avanços significativos.</p>
-------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>47.</p>	<p>Alcance das atividades de descomissionamento/desativação pelo Repetro-Sped, de modo que os ativos e equipamentos envolvidos nas atividades desempenhadas nesta fase possam ter os mesmos incentivos aplicáveis aos ativos empregados nas atividades de E&P</p>	<p>Embora a legislação do Repetro-Sped permita a permanência de bens sob o regime durante o período de descomissionamento, ela impede a utilização econômica dos mesmos. Ou seja, o regime não alcança bens empregados especificamente para o desempenho das atividades de descomissionamento, mas apenas aqueles que estavam voltados à produção e tiveram a sua utilização interrompida por ocasião do início das atividades de descomissionamento</p> <p>Instituição responsável: Receita Federal do Brasil</p>	<p>Há a incidência de custos tributários excessivos com os equipamentos necessários às atividades de descomissionamento/desativação, de modo a onerar ativos já em fase de declínio – por conseguinte contribuindo para que recursos que poderiam ser destinados a recuperação secundária sejam mobilizados para cumprir com obrigações relacionada à ausência de cobertura do Repetro-Sped sobre a situação.</p>
<p>48.</p>	<p>Controvérsia quanto à viabilidade da apropriação de créditos de PIS/COFINS e dedução dos custos e despesas correlatos às atividades de descomissionamento/desativação, da base de cálculo do IRPJ e da CSLL.</p>	<p>Autorização legal expressa da possibilidade de creditamento de PIS/COFINS e dedutibilidade dos gastos com as garantias contra abandono exigidas pela ANP</p> <p>Instituição responsável: Receita Federal do Brasil</p>	<p>Por não se tratarem de custos associados à geração de lucro, apesar de a geração de lucro, em fase anterior, ter envolvido obrigação que já previa como contrapartida os custos/despesas a serem incorridos nesta fase, há questionamentos quanto à viabilidade do creditamento de PIS/COFINS nas aquisições de bens/serviços para utilização nesta fase, bem como acerca da dedutibilidade dos custos/despesas, na apuração do IRPJ e da CSLL.</p> <p>É importante haver segurança jurídica quanto a esses pontos.</p> <p>Instituição responsável: Receita Federal do Brasil</p>
<p>49.</p>	<p>Adequação da responsabilidade pessoal dos funcionários públicos por suas decisões.</p>	<p>Ajustar a legislação artigo 122 da lei 8.122/90 a fim de especificar adequadamente as possíveis causas de penalidades e eventualmente permitir que os funcionários responsáveis pela análise de docu-</p>	<p>A existência de responsabilidade pessoal dos representantes das autoridades públicas atrasa os procedimentos de licenciamento, bem como fomenta decisões negativas em tais processos, por receio pessoal de responsabilização. – muitas vezes em detrimento de flexibilizações que seriam benéficas ao interesse público.</p>

		<p>mentos críticos do licenciamento (p.ex.: EIA/RIMA) não respondam com o próprio patrimônio em caso de incidentes relacionados com o escopo validado por tal funcionário</p> <p>Instituição responsável: Congresso Nacional</p>	
50.	<p>Utilização apenas dos parâmetros e limites estabelecidos na CONAMA 430/2011</p>	<p>Amostras trimestrais para efluente sanitário (NT Nº 01/11 do IBAMA - Projeto de Controle da Poluição) não devem ser mais rígidos do que os parâmetros do CONAMA</p> <p>Instituição responsável: CONAMA e IBAMA</p>	<p>Campos maduros com tal perfil têm um potencial poluidor significativamente reduzido em comparação a campos com BSW reduzido, o que permitiria a redução das contingências adotadas no plano de emergência, com respectiva redução de seu custo</p>
51.	<p>Importação permanente de Plataformas e Unidades Flutuantes de Produção (referidas aqui como “Plataformas” e “FPSO”) para serem alocadas nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em campos maduros e/ou marginais, sob o amparo das normas federais específicas que regulamentam o “REPETRO-SPED”. Preços de transferência.</p>	<p>Propõe-se a alteração da Lei nº 9.430/1996, com a inclusão do art. 18 – B, de forma a possibilitar que a importação permanente de Plataformas e FPSOs, exclusivamente aplicados nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural seja suportada, para fins do cálculo do preço parâmetro, por estudo técnico realizado por empresa especializada, nos termos a seguir indicados:</p> <p>“Art. 18-B. Nas operações de importação de plataformas de produção e unidades flutuantes de produção e estocagem de petróleo e gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, classificados nos códigos 8905.20.00</p>	<p>Atualmente, a importação temporária de Plataformas e FPSOs com suspensão dos tributos federais somente é admitida caso o contrato de afretamento, de locação, de disponibilização ou de arrendamento do bem esteja combinado com o serviço de operação da Plataforma ou do FPSO e que as empresas fretadora e prestadora de serviços contratada não sejam vinculadas à operadora contratante. Sendo as empresas vinculadas, pertencentes a um mesmo grupo econômico, para benefício da suspensão / isenção dos impostos incidentes na importação de Plataforma e/ou de FPSO, faz-se necessária sua importação de forma permanente, nos termos das normas federais específicas que regulamentam o “REPETRO-SPED”, especialmente na Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil (IN RFB) nº 1781/2017 (art. 3º, §8º).</p> <p>Diante da dificuldade de se viabilizar economicamente a importação permanente das Plataformas e FPSOs por empresas que operam no desenvolvimento de atividades em áreas com acumulações marginais, campos maduros e/ou que fazem parte do processo</p>

		<p>ou 8905.90.00 da Nomenclatura Comum do Mercosul (NCM), a comprovação dos preços parâmetros para fins de adequação dos preços de transferência, nos termos do disposto no caput do art. 18, poderá ser efetuada, alternativamente, com base em:</p> <p>I - publicações ou relatórios oficiais do governo do país do comprador ou vendedor ou declaração da autoridade fiscal desse mesmo país, quando com ele o Brasil mantiver acordo para evitar a bitributação ou para intercâmbio de informações;</p> <p>II - pesquisas efetuadas por pessoa jurídica ou instituição de notório conhecimento técnico ou publicações técnicas, onde se especifique o setor, o período e a metodologia aplicada para determinar o valor de mercado da transação analisada.</p> <p>§ 1º As publicações, as pesquisas e os relatórios oficiais a que se refere este artigo somente serão admitidos como prova se houverem sido realizados com observância de critérios de avaliação internacionalmente aceitos e se referirem a período contemporâneo com o de apuração da base de cálculo do imposto sobre a renda da pessoa jurídica brasileira.</p>	<p>de desinvestimento da Petrobras, apresentamos proposta com o objetivo a alterar da IN RFB nº 1781/2017 de modo a tornar expressa a possibilidade de admissão temporária desses bens, ainda que o proprietário da embarcação seja pessoa vinculada.</p> <p>Alternativamente, caso não venha a ser atendido o pleito para autorizar a importação temporária desses bens dentro do regime especial do REPETRO-SPED, faz-se necessário alterar a legislação que rege as regras brasileiras que regulamentam o preço de transferência (art. 18 e seguintes da Lei nº 9.430/96 e IN RFB 1312/2012) para possibilitar uma adequada documentação da transação, garantindo que seja observado preços de mercado (arms length).</p> <p>As operações de compra e venda de Plataformas e FPSOs para operar na exploração e produção de óleo e gás são transações específicas, com diversar particularidades, dificultando sua documentação para fins de suportar o preço praticado como sendo a valor de mercado, para fins de preço de transferência brasileiros.</p> <p>Assim, verifica-se que os métodos hoje existentes para o cálculo do preço parâmetro em operações com partes relacionadas, para fins de preços de transferência, não são compatíveis com a operação, inviabilizando uma adequada documentação suporte da transação e seu alinhamento com preços que seriam pactuados com terceiros, não vinculados (arms length principle). Senão, vejamos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Preço Independente Comparado (PIC) – operações com Plataformas e FPSOs são específicas, sendo que cada embarcação é adaptado para sua utilização no campo específico em que será empregada. Não há embarcações idênticas ou similares que permitam uma definição do preço parâmetro pela utilização do PIC; 2. Preço de Revenda menos Lucro (PRL) – o cálculo por si só é complexo e bastante subjetivo. Adicionalmente somente é aplicado caso a venda do importador (empresa brasileira de exploração e produção de óleo e gás) seja feita no mercado interno, o que
--	--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

		<p>§ 2º Consideram-se adequadas a surtir efeito probatório as publicações de preços decorrentes de pesquisas efetuadas sob a responsabilidade de organismos internacionais, a exemplo da Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e da Organização Mundial de Comércio (OMC).</p> <p>§ 3º No caso de pesquisa relativa a período diferente daquele a que se referir o preço praticado pela pessoa jurídica, o valor determinado será ajustado em função de eventual variação na taxa de câmbio da moeda de referência, ocorrida entre os 2 (dois) períodos.</p> <p>Instituição responsável: Receita Federal do Brasil e/ou Congresso Nacional</p>	<p>na maior parte das vezes não é a realidade do mercado, que exporta integralmente sua produção;</p> <p>3. Custo de Produção mais Lucro (CPL) – dificuldade em obter o custo de produção, já que nem sempre o exportador é quem produz de fato a embarcação, bem como na maior parte das vezes a aplicação desse método com margens fixas, definidas por lei, não representa o valor de mercado (arms length) da operação.</p> <p>Diante desse quadro, que leva a uma indesejável insegurança jurídica quanto a adequação e documentação do preço parâmetro para fins de suporte no cálculo do preço de transferência, se faz necessária alterar a legislação do preço de transferência, permitindo que, no caso de importação de Plataformas e FPSOs para sua utilização em áreas / campos de exploração e produção de óleo e gás, o preço parâmetro possa ser comprovado mediante a contratação de empresa especializada, como notória capacitação técnica, para avaliar, através de pesquisas, relatórios e publicações, o valor esperado em transações dessa natureza com empresas independente (valor de mercado / arms length).</p> <p>Importante mencionar que a IN RFB 1312/2012 já possui disposição semelhante que, embora não seja lei e tampouco um método específico, autoriza a utilização dessas publicações como elemento complementar de prova (art. 43 da IN RFB 1312/2012), sendo necessário incorporar esse dispositivo, com algumas alterações em sua redação original, na Lei nº 9.430/1996, lhe dando um caráter normativo adequado e eliminando possíveis discussões na aplicação desse dispositivo normativo administrativo. Ressalte-se por fim que, no presente caso, não é esperada perda de arrecadação para a União, já que a atividade hoje em campos maduros e marginais no Brasil é praticamente inexistente e se trata apenas de incorporar na Lei que rege as regras de preços de transferência dispositivo específico para a operação atípica de importação permanente</p>
--	--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

			<p>de embarcações para utilização na exploração de petróleo e gás.</p> <p>Por outro lado, trazendo clareza no tratamento esperado na operação, para fins da aplicação das regras do preço de transferência, elimina-se a incerteza de sua interpretação e aplicação, fornecendo maior segurança aos investidores e, assim, criando um ambiente de negócio mais propício ao investidor estrangeiro, atraindo capital e investimento novo nesse setor.</p> <p>Mais sobre os benefícios desta sugestão poderá ser encontrado no documento anexo, baseado em informações retiradas de estudo contratado junto à IHS Markit.</p>
52.	Descentralização do midstream e no refino	<p>Posicionamento assertivo do CADE sobre compromisso de descentralização da Petrobras em relação à venda das refinarias (relacionado ao Termo de Compromisso de Cessão originado do Inquérito Administrativo nº 08700.006955/2018-22)</p> <p>Maior fiscalização em relação aos preços praticados no transporte e compra de óleo pela Petrobras</p> <p>Posicionamento do Trustee de Monitoramento do referido Termo de Compromisso para a venda das refinarias em relação aos resultados apresentados pela Petrobras, principalmente quanto ao modelo de negócios que poderá estar</p>	<p>O constante adiamento das datas para o atendimento aos compromissos assumidos pela Petrobras no TCC assinado com o CADE inviabiliza a perspectiva de um mercado aberto, desconcentrado, dinâmico e passível de acolhimento de pequenos e médios produtores.</p> <p>Em relação aos preços, a falta de fiscalização permite a prática de condições abusivas, que acabam não sendo percebidas por acordos de confidencialidade. É importante o posicionamento assertivo do CADE em relação à Petrobras e eventuais empresas que venham a adquirir as refinarias hoje sob processo de desinvestimento, para promover a desverticalização e o acesso ao mercado interno para os pequenos e médios produtores com condições de mercado justas.</p> <p>O Termo de Compromisso originalmente pactuado tinha como deliverable a conclusão da negociação de pelo menos 11 refinarias da Petrobras até 31/12/2021. A demora na desverticalização claramente aponta para o prejuízo do consumidor final na cadeia de produção, dado que a falta de competição nos setores leva à demanda estar limitada e</p>

		<p>sendo imposto aos compradores na assunção dos contratos da Petrobras e do modelo de precificação da Petrobras, que pode representar uma prática abusiva de mercado por sua circunstância monopolista.</p> <p>Plano de Ação do CADE em relação à desverticalização do midstream e das redes de refino no Brasil para garantir o acesso de pequenos/médios produtores à malha de escoamento de óleo no Brasil e o refino da produção local, incluindo um modelo que permita transparência na disponibilidade de capacidade e precificação dos serviços ofertados pela proprietária/operadora da malha/refinaria.</p> <p>Instituições envolvidas: MME, CADE</p>	<p>condicionada à uma única ofertante.</p>
--	--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------

<p>53.</p>	<p>Extensão de prazos de contratos de concessão</p>	<p>Classificação das contrapartidas necessárias à prorrogação contratual que considere a realidade técnica de que os investimentos para aumento do fator de recuperação possuem natureza e abrangência diversas, sendo eles quaisquer aportes adicionais que resultem no aumento da reserva e volume recuperável dos campos.</p> <p>Maior previsibilidade e transparência à classificação de atividades como investimentos adicionais/contrapartidas de extensão contratual.</p> <p>Estabelecimento de prazo de 120 dias para a análise de processos de concessão que, a critério da solicitação de cedentes ou concessionários, considere pedidos de extensão contratual e revisão do Plano de Desenvolvimento.</p> <p>Instituição envolvida: ANP</p>	<p>Com melhor visibilidade prévia das atividades que podem ser consideradas como contrapartida para a extensão de prazos contratuais, o mercado ganha segurança jurídica e os operadores podem planejar melhor suas solicitações de prorrogação, otimizando a eficiência dos processos administrativos da ANP.</p> <p>Além disso, é de interesse público que essas atividades sejam diversas, capturando os melhores esforços dos concessionários no redesenvolvimento dos ativos. Concessionários devem se comprometer com certos investimentos e ter como retorno a extensão dos prazos de concessão pelo prazo das reservas líquidas remanescentes dos campos como resultado destes investimentos, podendo então adaptar seus investimentos ao longo do período, com base nos resultados dos projetos, e eventualmente até solicitar nova extensão, até o limite admitido por lei. Desse modo, será dada maior segurança jurídica aos potenciais concessionários dispostos a incrementarem custos de extração, tendo em vista que esperam como contrapartida a diluição dos investimentos de capital realizados a partir da dilação – assegurada – da duração de seus contratos de concessão.</p> <p>Exigências muito restritas ou demasiado superiores às existentes nos Planos de Desenvolvimento atuais podem inviabilizar aquisições responsáveis.</p> <p>Da mesma forma, a insegurança sobre o tempo de extensão dos contratos a ser concedido tende a desincentivar a aquisição de ativos maduros por não haver clareza sobre o tempo de retorno sobre o capital investido.</p>
<p>54.</p>	<p>Redução de Royalties para Produção Incremental</p>	<p>Validação do entendimento de que o conceito de curva incremental da Resolução ANP 749/18 também abrange os investimentos para extensão da vida útil, de modo que seja adotada curva</p>	<p>O conceito trazido pela Resolução ANP 749/2018 traz a previsão de redução de royalties sobre a produção incremental.</p> <p>Entendemos que a norma carece de algum aprimoramento para esclarecer todos os cenários abrangidos na produção incremental,</p>

		<p>de referência zero para fins de redução de royalties.</p> <p>Instituição Responsável: ANP</p>	<p>de modo a evitar a subjetividade na interpretação da norma.</p> <p>Deve-se esclarecer os casos de prorrogação da fase de produção ou extensão da vida útil que não se trate simplesmente da produção incremental em termos de volume, como previsto hoje na Resolução. Nesse sentido, deve-se confirmar que o ganho de economicidade viabilizado por eventuais investimentos possa servir como gatilho para a redução de royalties (casos de tie-back, formação de clusters, dentre outros).</p> <p>Entendemos que cabe revisitar a Resolução CNPE 17/2017, que deu azo à Resolução ANP 749/2018, de modo a permitir ou recomendar expressamente a autorização para nova regulamentação que preveja uma versão mais abrangente do conceito de <u>extensão de vida útil</u>.</p>
<p>55.</p>	<p>Redução de Royalties para de acordo com especificidades técnicas de ativos</p>	<p>À luz de discussões iniciadas na TPC 08/2018, implementar a redução de royalties para o mínimo legal para ativos com desafios operacionais elevados e/ou que possuam economicidade marginal</p> <p>Instituição Responsável: ANP</p>	<p>Sem prejuízo ao mérito e premente importância da redução de alíquota de royalties para pequenas e médias empresas, a ABPIP considera fundamental uma discussão sobre a redução da alíquota de royalties não apenas baseada no porte de cada empresa, mas também na especificidade de cada ativo e de seus desafios técnico-operacionais. Só assim os objetivos da política pública da aquecer a atividade do setor serão atingidos em sua integralidade, permitindo que mais empresas se beneficiem das diretrizes que foram o espírito da Resolução CNPE nº 4/2020.</p> <p>Sustentamos que a viabilidade do campo se define de forma autônoma, o que ganha especial relevo quando tratamos de campos maduros ou de acumulações marginais, tendo em vista a fragilidade da sua viabilidade econômica, sem levar em consideração necessariamente o porte dos seus concessionários. Analogamente, a apuração da PE e do custo / excedente é segregado por campo.</p> <p>Ao adotar a solução proposta serão ampliadas as perspectivas de economicidade de acumulações marginais e majorado o fator</p>

			de recuperação de ativos operados por concessionários de qualquer porte, beneficiando todo o setor. Do contrário, os produtores offshore terão menor margem de aproveitamento se o corte do benefício se concentrar apenas em volume de produção.
56.	Inclusão de lista exaustiva nos procedimentos de cessão na ANP.	<p>Incluir lista exaustiva de requisitos no manual do procedimento de cessão de participação em contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural.</p> <p>Sugestão: Eventuais condicionantes não previstas na regulamentação devem ser resolvidas em momento posterior, com aplicação de penalidades contratuais ou administrativas, ao invés de inviabilizar o negócio pretendido.</p> <p>Instituição Responsável: ANP.</p>	<p>Maior previsibilidade nos requisitos da cessão, seja por previsão em nova resolução ou através do Manual do Processo de Cessão (tornando-as exaustivas).</p> <p>Hoje, apesar de haver previsão no Manual, não há lista exaustiva, podendo haver surpresas, inclusive por provocação da Procuradoria Federal.</p> <p>O aprofundamento das discussões já em curso com a ANP sobre otimização dos processos de cessão pode ser de grande valia neste e em outros processos correlatos.</p>
57.	Bioincrustações agentes invasores	<p>Criar um fórum técnico permanente de forma a oferecer oportunidades para que empresas de tecnologias, no Brasil e exterior, possam oferecer opções para o processo de limpeza, permitindo assim, internalizar as Plataformas Móveis e criar ambiente industrial de desmantelamento no país.</p> <p>Instituições envolvidas: Marinha do Brasil, IBAMA e ANP</p>	<p>O processo de limpeza da bioincrustação deverá ser documentado por meio de relatório/laudo técnico que contempla a descrição da metodologia e o registro fotográfico evidenciando que os cascos, linhas e equipamentos estejam limpos (isento de macroincrustação).</p> <p>A criação de fórum técnico para aprofundamento do tema pode criar oportunidades de mercado.</p>

<p>58.</p>	<p>Prazos de concessão</p>	<p>Aumento dos prazos dos períodos exploratórios nos contratos de concessão.</p> <p>Permitir a prorrogação da concessão para campos maduros e/ou acumulações de economicidade marginal sem a exigência de investimento de capital adicional (Ex: investimentos exploratórios, perfuração de novos poços ou implantação de novos sistemas).</p> <p>Instituição envolvida: ANP</p>	<p>À luz das exigências legais e regulatórias, situação do mercado fornecedor, longo tempo para contratações, licenciamento ambiental, estudos de geociências e outros, repensar a duração do período exploratório permitiria a otimização do planejamento / execução dos projetos.</p> <p>A prorrogação da concessão para campos maduros e acumulações marginais, por sua vez, possibilita a continuidade da produção das unidades em operação e cuja vida útil se estende além do prazo original da concessão. A liberação da exigência de investimento de capital adicional confere liberdade aos operadores para apenas empreender as atividades que efetivamente impactem no aumento do fator de recuperação e extensão da vida útil dos ativos a partir de suas avaliações técnicas.</p>
<p>59.</p>	<p>Startups e PD&I através das universidades.</p>	<p>Criação, através de chamadas públicas, de um Programa de Pesquisa, Desenvolvimento, Inovação e Empreendedorismo regional visando à criação de startups e o desenvolvimento de pesquisas aplicadas pelas universidades – criando o selo PROMAR, a exemplo do realizado no REATE.</p> <p>Instituições envolvidas: ANP, IBAMA, federações de indústria e SEBRAE</p>	<p>O PROMAR se constitui como oportunidade para fortalecimento das atividades de pesquisa e inovação na região da Bacia de Campos e em outras áreas, podendo ser um vetor de transformação do ecossistema de inovação e potencializar o surgimento de novos negócios de base tecnológica. As startups têm um papel chave para competitividade regional e são fundamentais para apoiar as grandes empresas com os desafios tecnológicos e de competitividade do nosso tempo.</p>

60.	Novas tecnologias para dutos rígidos e flexíveis.	Identificar tecnologia para fornecimento de serviços de integridade, manutenção, reparos e inspeção de dutos rígidos e flexíveis. Instituições envolvidas: ANP, federações de indústria e SEBRAE	Aumentar a vida útil dos campos.
-----	---------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------

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.

ANEXO I

Benefícios econômicos da Importação Temporária para Campos Maduros e Marginais

Nota: Este *paper* está baseado em estudo realizado pela IHS Markit.

Principais Conclusões

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é maior quando há leasing do FPSO

- Nos casos de leasing haverá receita decorrente da produção para fazer frente a suas respectivas despesas ao longo dos anos, o que eliminará a necessidade de grandes investimentos mais cedo do que o necessário, quando o projeto ainda carece de receita. Portanto, tende a ser maior a Taxa Interna de Retorno (TIR) de projetos nos quais há leasing do FPSO.
- O Valor Presente Líquido (VPL), por outro lado, tende a ser similar para campos maduros e do Pré-Sal. Para campos marginais, o VPL tende a ser maior devido ao menor período de produção se comparado com campos do Pré-Sal.

O leasing para o FPSO aumenta a rentabilidade de projetos com menores períodos esperados de produção, ao passo que a compra é melhor para projetos com ciclo de vida mais longo

- A escolha entre comprar ou exercer leasing para o FPSO depende do número de dias em que haverá o leasing da instalação aliado à taxa de desconto das companhias.
- Campos marginais tendem a produzir por um período mais curto, o que significa que o leasing seria preferível. Campos do Pré-Sal, por outro lado, tendem a produzir por um período mais longo, portanto, nesses casos, comprar o FPSO tende a ser mais rentável.
- No caso de campos maduros depende do ciclo de vida de cada projeto. Em alguns casos (períodos de produção menores), o leasing será provavelmente mais rentável. Em outros casos (períodos de produção mais longos), a compra será a melhor opção.

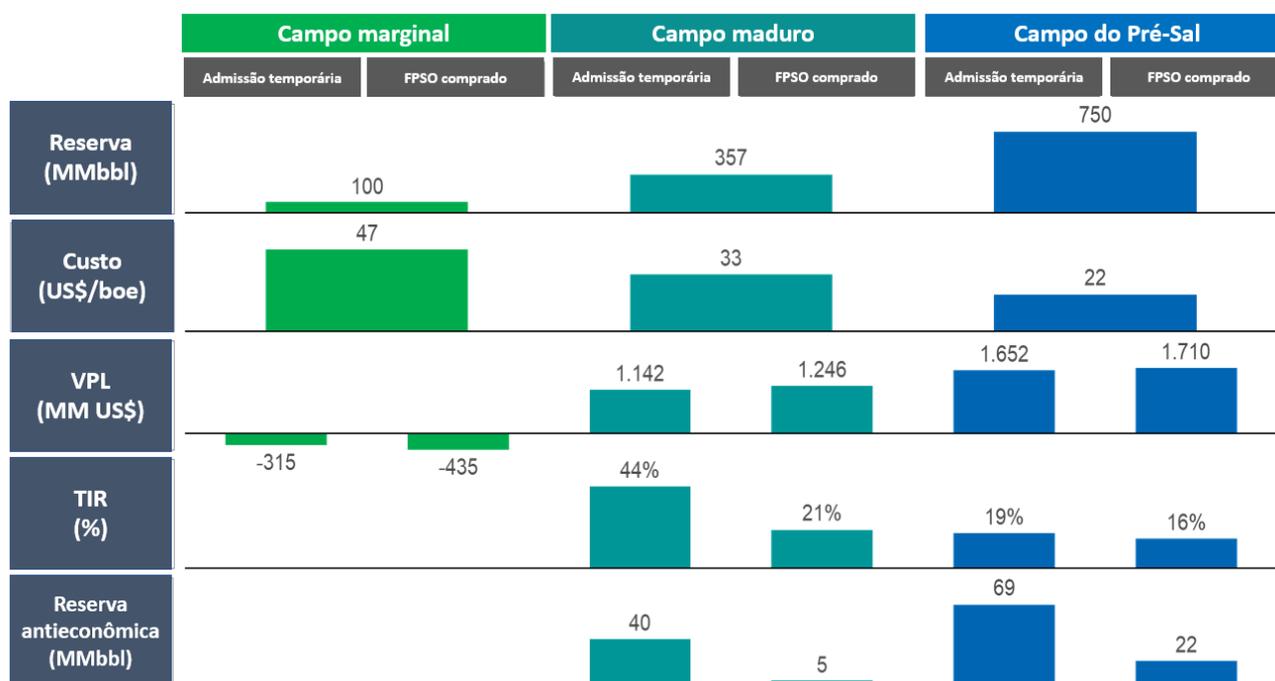
Premissas

- **Taxa de desconto:** 10% ao ano
- **Inflação:** 2% ao ano
- **Média de longo prazo do preço do barril:** USD 50 / bbl
- **ICMS sobre o FPSO:** 0% para leasing e 3% para compra
- **Impostos remanescentes sobre o FPSO:** 0%
- **Custos tangíveis remanescentes qualificáveis ao Repetro:** 60%
- **ISS:** 5%
- **IPI:** 12%
- **ICMS sobre venda:** 17%
- **PIS:** 2%
- **COFINS:** 8%

- Taxas de importação: 15%

Resultados do Modelo

	Campo marginal		Campo maduro		Campo do Pré-Sal	
	Admissão temporária	FPSO comprado	Admissão temporária	FPSO comprado	Admissão temporária	FPSO comprado
Reserva	100 MMbbl		357 MMboe		750 MMbbl	
Capacidade	35 kbb/d		80 kbb/d		200 kbb/d	
Custo / boe	\$ 47.37 / boe		\$ 32.99 / boe		\$ 21.53 / boe	
VPL	US\$ -315 MM	US\$ -435 MM	US\$ 1,142 MM	US\$ 1,246 MM	US\$ 1,652 MM	US\$ 1,710 MM
TIR	-	-	43.9%	20.6%	18.6%	15.7%
Government take	-	-	68.8%	63.2%	75.4%	73.0%
VPL / boe	\$ -4.85 / boe	\$ -5.10 / boe	\$ 3.51 / boe	\$ 3.45 / boe	\$ 2.43 / boe	\$ 2.35 / boe
Reserva econômica	-	-	317.0 MMbbl	352.0 MMbbl	680.6 MMbbl	728.3 MMbbl



Resultados Econômicos de Campos Marginais

	Campo marginal (@50 US\$/bbl)		Campo marginal (@75 US\$/bbl)	
	Admissão temporária	FPSO comprado	Admissão temporária	FPSO comprado
Reserva	100 MMbbl			
Capacidade	35 kbbl/d			
Custo / boe	\$ 47.37 / boe			
VPL	\$ -315 MM	\$ -435 MM	\$ 45 MM	\$ -67 MM
TIR	-	-	10.9%	5.9%
Government take	-	-	88.7%	84.6%
VPL / boe	\$ -4.85 / boe	\$ -5.10 / boe	\$ 0.56 / boe	\$ -0.79 / boe
Reserva econômica	-	-	81.2 MMbbl	85.2 MMbbl

Em campos maduros há uma diferença considerável nas taxas internas de retorno entre os dois casos devido à grande diferença de fluxo de caixa negativo nos primeiros anos

