

Consulta Pública MME nº 105/2021

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

Formulário para apresentação de manifestações

Responsável pelo preenchimento	Nathalia Baltazar Fernandes
Nome da instituição	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
email	nathalia.baltazar@ibp.org.br
telefone	(21) 995123730

- agente econômico
 consumidor ou usuário
 instituição governamental
 órgão de defesa do consumidor
 órgão de classe ou associação
 outro

Gostaria de realizar apresentação sobre os temas propostos no 1º workshop Promar?

- sim
 não

#	Descrição do tema	Medidas propostas																											
1	<p>Definição de campos e acumulações de economicidade marginal.</p> <p>O IBP realizou um trabalho em conjunto com a ANP, cujo relatório foi emitido em fev/2020, com um estudo sobre parâmetros e respectivos valores capazes de definir CAMPO MARGINAL E ACUMULAÇÃO MARGINAL para o ambiente em terra e mar (águas rasas e águas profundas).</p>	<p>Incluir na regulação da ANP a definição do que são campos marginais e acumulações de economicidade marginais.</p> <p>Duas categorias de acumulações marginais foram apresentadas: acumulações descobertas em áreas ainda sem declaração de comercialidade e acumulações marginais em campos onde já há produção econômica, inclusive de grande produção, que estão sujeitas a pagamento de Participação Especial (PE). As propostas abaixo abarcam as duas categorias.</p> <p>O "GT 1-Relatório Caracterização dos Campos Marginais" propôs a adoção dos seguintes critérios para enquadramento automático: (i) produção por campo (boed); e/ou (ii) produção por poço (boed); e/ou (iii) VOIP (MMboe), sumarizados na tabela abaixo.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Localização</th> <th>Ambiente</th> <th>Produção média do campo (boed)</th> <th>Produção média por poço (boed)</th> <th>VOEIP (MMboe)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Campo</td> <td>Terra</td> <td>900</td> <td>30</td> <td>35</td> </tr> <tr> <td>Águas rasas</td> <td>2.000</td> <td>350</td> <td>170</td> </tr> <tr> <td>Águas profundas</td> <td>20.000</td> <td>1.800</td> <td>900</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Acumulação</td> <td>Águas rasas</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>31,1</td> </tr> <tr> <td>Águas profundas</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>358</td> </tr> </tbody> </table> <p>Adicionalmente, propõe-se que sejam considerados de economicidade marginal 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. Estudo realizado pela consultoria internacional Wood Mackenzie demonstra que as Operadoras levam em média 4,6 anos entre a declaração de comercialidade e o início de produção. Já os campos marginais, via de regra, tem início de sua produção postergada por vários anos, em função da busca pela melhoria da atratividade econômica ou redução de riscos, de modo a tentar viabilizar a produção.</p> <p>Este mesmo GT citado também propôs que para as situações em que não ocorra o enquadramento automático, a operadora poderá solicitar avaliação específica a ANP, com base em VPL positivo do projeto proposto em cenários de preço de robustez. Este indicador avalia o VPL do projeto em um cenário mais pessimista para o valor do barril.</p>	Localização	Ambiente	Produção média do campo (boed)	Produção média por poço (boed)	VOEIP (MMboe)	Campo	Terra	900	30	35	Águas rasas	2.000	350	170	Águas profundas	20.000	1.800	900	Acumulação	Águas rasas	-	-	31,1	Águas profundas	-	-	358
Localização	Ambiente	Produção média do campo (boed)	Produção média por poço (boed)	VOEIP (MMboe)																									
Campo	Terra	900	30	35																									
	Águas rasas	2.000	350	170																									
	Águas profundas	20.000	1.800	900																									
Acumulação	Águas rasas	-	-	31,1																									
	Águas profundas	-	-	358																									

		<p>Premissas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - A avaliação deverá considerar os preços do barril disponibilizados por uma consultoria de notório reconhecimento pelo mercado. - Considerar os custos de abandono
2	Revisão da Resolução ANP nº 32 / 2014	<p>De acordo com a proposta realizada pelo IBP na Consulta Pública 19/2020, propõe-se a revisão dos conceitos definidos na Resolução 32 /2014. No Estudo realizado pelo IBP foram verificados diferentes parâmetros até estabelecer a proposta de 7.000 boe /d para classificação de pequenas empresas, e 40.000 boe /d para medias empresas.</p> <p>O IBP estudou novos parâmetros capazes de refletir da melhor forma a realidade das operadoras tanto no ambiente Onshore quanto no ambiente Offshore, respeitando suas diferentes características e porte econômico. Houve consenso pelas empresas associadas do IBP, que os parâmetros definidos pela Resolução ANP nº 32 de 2014 não conseguem contemplar, principalmente, a realidade de pequenas e médias empresas no ambiente Offshore (Pós Sal).</p> <p>Adicionalmente, há operadoras com classificação de categoria B que, apesar de sua qualificação técnica, apresentam baixa produção e, portanto, conforme o critério de produção média anual podem ser classificadas como empresa de pequeno porte.</p> <p>A Resolução ANP nº 32 de 2014 classifica uma empresa de pequeno porte, quando sua produção média anual for inferior a 1.000 boe/d, e uma empresa de médio porte, quando sua produção média anual for inferior a 10.000 boe/d, considerando a produção no Brasil e no exterior.</p> <p>O IBP realizou um estudo, onde verificou diferentes parâmetros até estabelecer a proposta de 7.000 boe /d para classificação de pequenas empresas, e 40.000 boe /d para medias empresas.</p> <p>Também compreendemos que, devido ao volume de produção (boe /d) ser o único fator considerado, para a classificação da empresa como de pequeno e médio porte, deve ser considerado somente o volume de produção da empresa ou de seu grupo no país. Caso contrário, players com a mesma natureza de atuação que porém atuam também em outras localidades estariam prejudicados, afastados do mercado nacional. Nossa visão é de que exatamente este tipo de player deveria ser atraído para o mercado nacional.</p>
3	Participações Governamentais	<p>Reduzir alíquotas de Royalties para até o mínimo legal vigente para a produção total dos campos ou acumulações de economicidade marginal.</p> <p>Reduzir alíquotas de Royalties para até o mínimo legal vigente para a produção total dos campos maduros (ou, não sendo possível reduzir as alíquotas para a produção total do campo, revisar a RANP no 749/2018, a fim (i) de melhor definir qual a curva de referência a ser utilizada para a avaliação do pleito de redução de Royalties ao mínimo legal vigente. A proposta é que a curva de referência a ser considerada seja a curva de produção dos projetos de manutenção da produção já implantados, com todos os projetos complementares sendo beneficiados com as reduções autorizadas e; (ii) incluir os campos maduros com planos de desenvolvimento já aprovados como elegíveis para solicitação de redução de royalties sobre a produção incremental).</p> <p>Isentar ou reduzir o pagamento de Participação Especial (PE) (Participação Especial) para acumulações consideradas como de economicidade marginal localizadas em campos que pagam Participação Especial.</p>
4	Diferimento de Royalties.	<p>O IBP realizou um trabalho em conjunto com a ANP, cujo relatório foi concluído em nov/2020, contendo propostas de incentivos regulatórios para o desenvol-</p>

		<p>vimento da produção de campos e acumulações marginais. Dentre as propostas, constam:</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>
5	Prorrogação do prazo de concessão	<p>O IBP realizou um trabalho em conjunto com a ANP, cujo relatório foi concluído em nov/2020, contendo propostas de incentivos regulatórios para o desenvolvimento da produção de campos e acumulações marginais. Dentre as propostas, constam:</p> <p>Permitir a prorrogação da concessão para campos maduros e/ou acumulações de economicidade marginal sem a exigência de investimento de capital adicional (por exemplo: perfuração de novos poços ou implantação de novos sistemas) como forma de possibilitar a continuidade da produção das unidades em operação e cuja vida útil se estende além do prazo original de concessão.</p> <p><i>A continuidade da operação, nestes casos, contribuirá para a manutenção de empregos e arrecadações de tributos e participações com base nos projetos já implantados.</i></p>
6	Diferimento dos royalties para PA de campos marginais	<p>O IBP realizou um trabalho em conjunto com a ANP, cujo relatório foi concluído em nov/2020, contendo propostas de incentivos regulatórios para o desenvolvimento da produção de campos e acumulações marginais. Dentre as propostas, constam:</p> <p>Postergação em até 5 anos para o pagamento dos royalties, sendo aplicável aos contratos novos e aos vigentes.</p>
7	Medição	<p>Itens discutidos no GT Medição IBP em 29/09/2020 para revisão do RTM – em consonância com a apresentação da ANP:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 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). ✓ Dobrar prazo para calibração/inspeção de elementos primários e secundários e demais equipamentos do sistema de medição. ✓ Dobrar prazo para coleta de amostras de óleo e gás, apropriação contínua e transferência de custódia. ✓ Flexibilizar critério de BSW para enquadramento do petróleo para campos de baixa produção em 9%, independentemente do porte da empresa. <p>Demais itens:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Eliminar a obrigatoriedade de amostrador automático de medição fiscal de óleo. ✓ Eliminar a obrigatoriedade de realizar amostra de óleo (PVT). ✓ Realizar amostra de gás por concessão e não por poço. ✓ Flexibilizar o grau de incerteza da medição dos pontos de medição fiscal de acordo com o projeto/produção do campo em questão. ✓ Regulamentar novos métodos de rateio da produção por poço baseado em curvas de declínio/simulação no período entre testes. ✓ Isentar obrigatoriedade de envio de XMLs de (i) produção, (ii) alarmes e eventos e (iii) teste de poço (ou, não sendo possível isentar, propomos flexibilizar o prazo para envio de XMLs). <p>Flexibilizar o prazo para envio de NFSM.</p>

8	Multas e Penalidades	<p>Regulamentar, por meio de Resoluções, no âmbito de todas as Superintendências da ANP, os instrumentos de Termo de Compromisso (TC), Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) e Medida Reparadora de Conduta (MRC), a fim de promover a adequação dos Operadores em campos maduros aos regulamentos vigentes, quando pertinente.</p> <p>Desconsiderar o critério “porte do operador” da metodologia de dosimetria de multa da ANP, com vistas a não onerar em demasiado os Operadores.</p>
9	Redução ou eliminação de conteúdo local em campos marginais	<p>Possibilidade de Isenção/redução do compromisso de conteúdo local para campos marginais.</p> <p>Devido à marginalidade econômica de tais campos, o compromisso de conteúdo local pode inviabilizar sua viabilidade econômica.</p>
10	Flexibilização das metas de queima de gás natural (RANP 806/2020) para campos maduros e acumulações marginais	<ul style="list-style-type: none"> • Metas de queima de gás • Flexibilização dos prazos de amostragem e testes. • Revisão do volume de dispensa de prévia autorização para a queima. <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 que, porventura, não se mostrem atraentes, recomendamos avaliar com a Agência acerca da 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 MR.</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>Atualmente, de acordo com a Resolução ANP n° 806/2020, de forma geral, estão dispensadas de prévia autorização pela ANP as queimas cujos volumes são igual ou inferior:</p> <p>A 3% da produção mensal de gás associado da plataforma; 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 a extensão da vida útil de ativos maduros, pode-se flexibilizar esse volume dispensado de prévia autorização para campos ou plataformas que produzam até 150 Mm³/d (ou ~5,3 MMscf/d, limite próximo ao empregado pela ANP durante o período de Covid-19).</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>

		Essa solicitação se justifica dado que, sob uma ótica de volume total queimado, essa flexibilização não possuirá impacto significativo. Adicionalmente, a nova Resolução de queima já tem estabelecido limites mais restritos para queima de gás, em especial para projetos de grande produção.
11	Dificuldades/ incertezas com relação à comercialização do gás natural	<p>A aprovação do PL 4.476/20, e sua posterior regulamentação por normas infra-legais, é fundamental para viabilizar a comercialização do gás produzido nos campos maduros, ao introduzir as seguintes melhorias:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Acesso negociado às infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento, unidades de processamento e armazenamento de gás natural e terminais de GNL): <p>A participação de novos agentes na oferta de gás natural depende do acesso à infraestruturas como gasodutos de escoamento, plantas de processamento, armazenamento e unidades de regaseificação para permitir a comercialização do gás natural e viabilizar a competição com o ingresso de mais supridores no mercado.</p> <p>Esse mecanismo está previsto no PL 4.476/20, que assegura, em seu artigo 28, “o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL.”</p>
12	Incentivos a projetos de EOR	<p>Avaliação da implantação de incentivos para campos com projetos de EOR (<i>Enhanced Oil Recovery</i>).</p> <p>Alguns reservatórios de hidrocarbonetos não conseguem ser produzidos ou têm fatores de recuperação baixos se explorados somente com técnicas convencionais de recuperação, que com aplicação de EOR podem ter sua produção viabilizada ou melhorada. Apesar de projetos com EOR algumas vezes apresentarem competitividade com alternativas de produção mais convencionais, a necessidade da antecipação dos custos e o lento retorno dos investimentos, pode inviabilizar a aplicação destas técnicas.</p> <p>Alguns países utilizam a dedução de custos, redução de taxas dos projetos de EOR, crédito por injeção de CO₂.</p>
13	Destinação de Sistemas Submarinos	<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>
14	Reaproveitamento de Plataformas Descomissionadas	<p>Fomentar a criação de um mercado de compra, guarda, revitalização e revenda de plataformas descomissionadas, estabelecendo, inclusive, áreas e rotas pré-definidas na costa brasileira para destinação de plataformas com coral-sol que permitam o acostamento de plataformas e realização de atividades de manejo.</p>

15	Abandono de Poços	Revisar o item 10.5.3.3 do RANP 46/2016 - SGIP de modo a permitir a prorrogação do período de abandono temporário de poço, baseada em metodologias de avaliação de risco. O regramento atual limita o período de abandono temporário não monitorado de poços a um período máximo de 3 anos, não prorrogável.
16	Projetos de mitigação de impactos ambientais	Permitir que a execução de projetos de mitigação e monitoramento de impacto ambiental (Exemplos: PMP, PMC, PMAP, PMAVE) seja transferida para Fundos ou parcerias, envolvendo outros segmentos da cadeia de petróleo e operadores.
17	Contingência para resposta à emergências	Adequar as exigências de recursos para resposta à emergência ao patamar de produção de campos maduros, levando em consideração que a redução de produção minimiza o potencial dos acidentes. As exigências do IBAMA têm sido maiores que o previsto na CONAMA 398/2008.
18	Disposição de resíduos NORM	Fomentar a indústria de serviços de disposição de resíduos contaminados por NORM (Naturally-Occurring Radioactive Materials) no Brasil, através de incentivos e melhorias na regulamentação, envolvendo CNEN e Ibama.
19	Presença de Coral em águas profundas	Aumentar o percentual de área de toque em coral de águas profundas em projetos de revitalização.
20	Prazo máximo de duração dos Testes de Longa Duração é inferior ao desejável	Alteração da Portaria MMA nº 422/2011 e Resoluções ANP para estender o prazo de duração da atividade de teste de longa duração de 180 para 365 dias, mantendo demais requisitos, para que esta atividade seja enquadrada em rito processual específico de licenciamento para teste de longa duração. O aumento de prazo máximo permitirá que maior conhecimento técnico sobre o fluxo de produção e comportamento dos reservatórios, trazendo maior segurança operacional
21	Amostras trimestrais para efluente sanitário (NT N° 01/11 Projeto de Controle da Poluição)	Utilização apenas dos parâmetros e limites estabelecidos na CONAMA 430/2011 A utilização dos parâmetros estabelecidos na CONAMA 430/2011 importa em maior segurança jurídica e redução de custos na elaboração do PCP, visto que os índices estabelecidos pela CONAMA 430 são menos restritivos que aqueles NT IBAMA nº 01/11
22	Plano de Emergência Individual (PEI)	Adequação das exigências do plano de emergência para campos maduros com "Basic sediment and water" (BSW) alto (Alteração CONAMA 398/2008 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
23	Plano de Emergência Individual (PEI)	Permissão do compartilhamento de contingências pelos operadores de campos em proximidade. A exigência de contingências dedicadas para cada PEI pode se tornar proibitiva a depender 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
24	Anuência do IBAMA é necessária para operações de manutenção e inspeção nos	Permitir operações de inspeção e manutenção sem necessidade de anuência, quando se tratar de ativos já licenciados. A inspeção e manutenção dos ativos licenciados, desde que mantidas suas

	ativos existentes já incluídos em uma determinada licença de operação	configurações e procedimentos de operação, aumenta a segurança da operação, por manter tais ativos sob cuidado e controle
25	Apresentação anual da atualização do mapeamento com a identificação georreferenciada de todos as estruturas e equipamentos, em operação ou desativados, presentes no fundo marinho.	Excluir a obrigatoriedade de implementação deste Programa. Empreendimento deverá atualizar somente nos momentos em que houver uma nova instalação ou desmobilização no campo.
26	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.	Aceitar a realização de medição de TOG em outros métodos cientificamente aceitos como espectrofotométrico, que já são realizados a bordo. O método aceito pelo IBAMA hoje para a referida análise somente pode ser realizado em laboratórios localizados em terra, não sendo possível fazer a gestão do descarte do efluente a bordo da unidade. Isso cria uma onerosidade e dificuldade logística maior do que o necessário para manter o controle destes registros, que poderia ser facilitado caso o IBAMA aceite outros métodos.
27	Procedimento / guia para gerenciar a disseminação de coral sol em operações e projetos (quando a interação com esses corais é inevitável – exemplo de descomissionamento)	Desenvolvimento de um guia prático sobre o gerenciamento de corais em instalações existentes e novas instalações (projetos). Deve ser levado em consideração as recomendações práticas desde o início do planejamento das operações, permitindo maior eficiência e agilidade no processo de preparação das operações
28	Implementação do SGSO, SGIP, SGSS quando da cessão de direitos ao novo operador em campos maduros (entre o pedido de cessão e a aprovação pela Diretoria Colegiada da ANP). Falta de segurança jurídica no processo de transição de ativos junto à ANP e todos os órgãos de fiscalização segurança operacional em relação à continuidade da operação.	Criação de uma equipe composta pela ANP (SSM), cedente(s) e cessionário(s), e dependendo também outras autoridades, para cuidar da transição da parte de segurança operacional, onde esta equipe conjuntamente trabalharia todos os pontos críticos da operação, assumindo um compromisso multilateral quanto à adequação destes pontos críticos em tempo hábil, sem que a continuidade operacional fosse comprometida. Esta equipe multidisciplinar poderia, inclusive, auxiliar na transição da documentação operacional e histórico de pendências / não conformidades das unidades com o órgão regulador. Também, garantir que o novo operador não seja multado ou sancionado (com paradas de produção) por razão de não conformidades que foram herdadas do operador anterior. A ANP/SRTE/Marinha poderiam aceitar a auto delação com caráter educativo, e permitir um prazo de adequação em vez de aplicar multas para sancionar o operador. Da mesma forma, este 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. O principal benefício está relacionado a garantia da segurança jurídica e continuidade operacional da produção. O efeito prático é maior atratividade de investimentos para o Brasil em razão da transparência e segurança no processo conduzido pela ANP. Vale destacar que este tema vem sendo trabalhado junto a ANP.

29	Acesso aos dados do BDEP	<p>Permitir a disponibilidade gratuita de dados de áreas offshore para empresas enquadradas como de pequeno ou médio porte.</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>
30	Guarda de amostras da União	<p>A União passar a assumir a guarda das amostras e testemunhos que pertencem a ela.</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 desnecessário.</p>
31	Simplificação do Plano de Desenvolvimento	<p>Simplificar a elaboração do Plano de Desenvolvimento, por exemplo ao retirar informações repetidas que já constem de outros documentos exigidos pela ANP.</p>
32	Reduzir ou eliminar Bônus de assinatura / Participações Especiais / Conteúdo Local de campos maduros e campos com economicidade marginal no ciclo de oferta permanente, e revisão dos contratos já existentes.	<p>Reduzir ou eliminar bônus de assinatura / Participações Especiais. Novas fronteiras: Inexistência de recursos locais necessários.</p> <p>Fomentar investimentos.</p> <p>Desenvolvimento de novas fronteiras.</p>
33	Reconhecimento pelos agentes fiscalizadores sobre modelo de negócios específico de Campos e acumulações maduras e marginais	<p>Cartilha de boas práticas multidisciplinar negociada com autoridades competentes (i.e., 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>
34	Redução da taxa de ocupação ou retenção de área	<p>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>Possibilidade de realocação dos recursos em CAPEX e aumentar a produção</p>
35	Procedimento / guia para gerenciar a disseminação de coral sol em operações e	<p>Desenvolvimento de um guia prático sobre o gerenciamento de corais em instalações existentes e novas instalações (projetos).</p>

	projetos (quando a interação com esses corais é inevitável – exemplo de descomissionamento).	Levar em consideração as recomendações práticas desde o início do planejamento das operações, permitindo maior eficiência e agilidade no processo de preparação das operações.

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.