

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

Autor	Dispositivo minuta	Texto Original	Proposta de Alteração	Justificativa	Parecer	Avaliação SDP/SPG
Governo do Estado do Espírito Santo	Ementa	Regulamenta o procedimento para concessão de incentivo para redução de royalties sobre produção incremental em campos maduros.	Regulamenta o benefício de redução das alíquotas dos royalties sobre a produção incremental em campos maduros sob regime de concessão, nos termos do art. 47, § 1º, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 e da Resolução CNPE nº 17, de 08 de junho de 2017.	Texto atual truncado: como está, parece que há um incentivo oculto, cuja finalidade é a redução das alíquotas dos royalties. No entanto, entendemos que a intenção é dizer que a redução das alíquotas dos royalties sobre a produção incremental é um benefício para incentivar a produção dos campos maduros, aumentando a vida útil.	Acatada Parcialmente	Nova redação: "Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros".
Governo do Estado do Espírito Santo	Artigo 1º caput	Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para a União, o incentivo de redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.	Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, incentivo de redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros, desde que comprovado benefício econômico para a União e, bem assim, para os Estados e Municípios que recebem royalties e participação especial pela produção de petróleo e gás natural nos campos respectivos.	Muito embora o art. 3º, XII, da Resolução CNPE nº 17/2017, ao tratar do benefício de redução da alíquota dos royalties, fale somente em "...benefício econômico para a União...", é cediço que os royalties são recursos públicos indisponíveis que, por imperativo constitucional (art. 20, § 1º), são devidos não somente aos órgãos da administração direta da União, mas também aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios onde ocorram a produção de petróleo e gás natural. Assim, observar a comprovação de benefícios econômicos não somente para a União, mas também para os entes subnacionais é condição sine qua non para a redução das alíquotas dos royalties, de sorte que caso não haja a comprovação de benefício econômico para Estados e Municípios onde ocorra a produção, não há que cogitar em redução de alíquota de royalties, sob risco de grave ofensa ao mandamento constitucional.	Atacada parcialmente	Nova redação: "Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para os Entes Federados, o incentivo de redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros."
Petrobras	Artigo 1º caput	Idem acima	Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para a União, o incentivo de redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção de campos maduros.	Sugerimos que a redução de royalties seja aplicada ao total da produção do campo maduro e não apenas à produção incremental. Com a redução apenas sobre a produção incremental, pouquíssimos projetos mudarão a sua condição de inviabilidade econômica. É importante também o esclarecimento de como será realizada a comprovação do benefício econômico para a União. Serão analisados apenas os aspectos relacionados ao recolhimento das Participações Governamentais ou também serão considerados indicadores sociais, como geração de emprego e renda, fomento de economias locais etc?	Não acatada	Extrapolando o objeto da Resolução CNPE nº 17/2017 que determina que o incentivo seja dado sobre a produção incremental.
IBP	Artigo 1º caput	Idem acima	Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para a União, o incentivo de redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.	Considerando o fato de que o incentivo é somente atribuído à produção incremental, a própria realização dos investimentos que não ocorreriam na ausência do incentivo, e que movimentam a economia das localidades, agregados ao aumento de arrecadação – pela consequente extensão da vida útil do Campo - provenientes do incremento na produção, já se caracterizam como o benefício econômico para a União, decorrente de qualquer atividade vinculada a esta Resolução.	Não acatada	É requisito da Resolução CNPE nº 17/2017 que o benefício econômico para a União seja comprovado, ainda que seja em termos de previsões.
Dep. Estadual Luiz Paulo Correa da Rocha	Artigo 1º caput	Idem acima	Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para a União, o incentivo de redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros, quando o beneficiário dos royalties for a União e 7,5% (sete e meio por cento) quando os beneficiários dos royalties forem os Estados e Municípios.	Dosimetria	Não acatada SPG	A proposta carece de fundamentação e motivação suficientes.
SDP	Artigo 1º caput	Idem acima	Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para a União, o incentivo de redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.	Adequação da redação em função do acatamento da alteração da Ementa.	SDP	Alteração do caput do art. 1º para adequá-lo à nova redação da Ementa
Schmidt & Valois Advogados	Inserção de § no Artigo 1º	Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para a União, o incentivo de redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros. Parágrafo único. Esta Resolução é aplicável a todos os contratos de concessão.	Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para a União, o incentivo de redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros. Parágrafo Primeiro. O benefício previsto nesta Resolução poderá ser estendido à produção total do campo maduro proporcionalmente ao percentual que a produção incremental representar sobre a produção existente do campo maduro antes do incremento do seu incremento. Parágrafo Segundo. Esta Resolução é aplicável a todos os contratos de concessão.	O objeto da Resolução poderia ser estendido para contemplar a aplicação do benefício à produção total do campo, tendo em vista o percentual da respectiva produção incremental. Assim, se a "produção incremental" representar 20% da "produção total do campo", os volumes beneficiados pela redução da alíquota dos royalties seriam os da "produção incremental", mas também aqueles que representam 20% da "produção existente antes do incremento", de modo que, nesse exemplo, 36% da "produção total do campo" passaria a se beneficiar pelo incentivo (100% da produção incremental + 20% da produção antes do incremento, ou seja 20% de 80%= 16%).	Não acatada	Extrapolando o objeto da Resolução CNPE nº 17/2017 que determina que o incentivo seja dado sobre a produção incremental.

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

Schmidt & Valois Advogados	Artigo 2º Incisos I - II	I - campo de pequena produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja menor ou igual a 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP; II - campo de grande produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;	I - campo de pequena produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja menor ou igual a 20.000 boe/d vinte mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP; II - campo de grande produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 20.000 boe/d vinte mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;	A redução de royalties deveria ser estendida para beneficiar campos com produção de até 20.000 boe/dia, sob pena de praticamente limitar a aplicação dos benefícios a campos onshore, em detrimento de ativos com produção offshore que contam com uma estrutura de custos e de investimentos muito mais onerosa. Além disso, o aumento da abrangência da norma repercutiria favoravelmente sobre a atratividade do atual programa de desinvestimento pretendido pela Petrobras.	Acatada Parcialmente	Incluída subdivisão distinta entre campos de pequena e de grande produção para ambiente terrestre e marítimo, considerando as diferentes realidades operacionais e consequentemente de custos de cada ambiente, (ver Nota Técnica 080/2018/SDP) propondo a seguinte redação para os incisos: I - campo de pequena produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja sempre menor ou igual a 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos cujas cabeças de poços estão localizadas em ambiente terrestre, ou cuja produção seja sempre menor ou igual a 20.000 boe/d (vinte mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com poços cujas cabeças estão localizadas em ambiente marítimo, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP; II - campo de grande produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 5.000 boe/d (vinte mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos cujas cabeças de poços estão localizadas em ambiente terrestre, ou cuja produção seja maior que 20.000 boe/d (quinze mil barris de óleo equivalente por dia), no caso de campos com poços cujas cabeças estão localizadas em ambiente marítimo, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;
IBP	Artigo 2º Incisos I - II	Idem acima	I- Campo de Pequena Produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja menor ou igual a 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia) para campos terrestres, 15.000 boe/d (dez mil barris de óleo equivalente por dia) para Campos em água rasa e 20.000 boe/d (quinze mil barris de óleo equivalente por dia) para Campos em água profunda, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP. II- Campo de Grande Produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia) para campos terrestres, maior que 15.000 boe/d (dez mil barris de óleo equivalente por dia) para Campos em água rasa e maior que 20.000 boe/d (quinze mil barris de óleo equivalente por dia) para Campos em água profunda, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP.	A definição da Resolução ANP 17/2015 – utilizada como referência para a definição desse limite - não captura as diferenças dos ambientes operacionais (onshore e offshore), que se caracterizam por diferentes desafios técnicos e operacionais, volumes de investimentos e produtividade necessária para viabilizar a operação: 1. A média de produção dos Campos em Mar, localizados em águas rasas, é bem maior do que em terra, e em águas profundas é ainda maior do que em águas rasas. 2. Os custos de Opex e Capex para ambientes offshore devem ser maiores, a fim de que a produção diária gere uma receita líquida atrativa que remunere os riscos da operação. Tendo como base o edital da 15ª Rodada, o preço de um poço exploratório médio utilizado pela ANP para calcular a Unidade de Trabalho para blocos localizados em mar nas Bacias de Campos, Ceará, Potiguar (SPOT-AP1 e SPOT-AP2), Santos e Sergipe Alagoas é em média R\$ 15.200.000,00, sem considerar as despesas com completação. Ao passo que o preço de um poço exploratório em terra nas Bacias do Paraná e do Parnaíba foi em média de R\$ 2.050.000,00. Ou seja, os custos com um poço offshore são sete vezes maiores do que em um campo onshore. Outra base válida de comparação é o Patrimônio Líquido (PL) para qualificação econômico-financeira das Operadoras que também variam diante dos ambientes operacionais de atuação. Usando mais uma vez como base o edital da 15ª Rodada, o PL para ser Operador C (áreas terrestres) é de R\$ 5.500.000,00, enquanto para ser Operador B (águas rasas) é R\$ 68.000.000,00. Para tanto, um dos elementos mais importantes para a avaliação desses custos de forma objetiva é aferição do ambiente operacional que se se localiza o campo, ou seja, onshore ou offshore.	Acatada Parcialmente	Ver justificativas acima
Tauil & Chequer	Artigo 2º exclusão Incisos I - II		I - Campo de Pequena Produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja menor ou igual a 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia) para campos terrestres, 15.000 boe/d (quinze mil barris de óleo equivalente por dia) para Campos em água rasa e 30.000 boe/d (quinze mil barris de óleo equivalente por dia) para Campos em água profunda , conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP; II - Campo de Grande Produção: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que os limites de produção definidos para Campo de Pequena, conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;	A utilização da definição de Campo de Pequena Produção da Resolução ANP n.º 17/2015 não é adequada, pois foi implementada para dar racionalidade nas análises de PD's pela ANP, exigindo mais informações dos campos com produção acima de 5.000 boe/d, reduzindo a complexidade da análise pela SDP dos campos de pequena produção. A definição de Campo de Pequena Produção deve ter proporcionalidade ao custo de Opex e CApex. Considerando que a UT de blocos offshore chega a 7x o de onshore e que o PL Mínimo para blocos offshore em água rasa chega a 12x do onshore e o de água profunda chega a 24x o de onshore, poder-se-ia manter os 5.000 boe/d para a definição de campo de pequena produção onshore e estabelecer ranges de 3x mais para água rasa e 6x mais para água profunda, razão inferior à utilizada para exigências editalícias a depender do ambiente operacional	Acatada Parcialmente	Ver justificativas acima

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

Petrorio	Artigo 2º Incisos I		<p>I – Campo de Pequena Produção: Terrestre: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja menor ou igual a 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), conforme média de produção do campo nos últimos 12 meses imediatamente anteriores à solicitação de redução de royalties; Águas Rasas: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja menor ou igual a 14.000 boe/d (quatorze mil barris de óleo equivalente por dia), conforme média de produção do campo nos últimos 12 meses imediatamente anteriores à solicitação de redução de royalties; Água Profunda: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja menor ou igual a 26.000 boe/d (vinte e seis mil barris de óleo equivalente por dia), conforme média de produção do campo nos últimos 12 meses imediatamente anteriores à solicitação de redução de royalties.</p>	<p>A definição de campo de Pequena e Grande Produção extraída da Resolução ANP nº 17/2016 foi resultado de um contexto em que se previa reabilitar campos maduros terrestres. A iniciativa é de valor inestimável e engloba campos em terra significativos para pequenas e médias empresas, apesar de tal valor significar tão somente 0,5% do valor da produção de março do maio campo do Brasil. Ocorre que os custos e exigências para a operação no mar, ainda que em águas rasas, são significativamente maiores. Além disso, a própria Petrobras já reconheceu a inoportunidade de reabilitar parte de tais campos, tanto que anunciou desinvestimento em diversos deles. Dessa forma, cabe a ampliação da definição de campos de pequeno porte também por ambiente (terra, águas rasas e águas profundas), aliás como já é feito nas licitações da ANP, inclusive no que diz respeito à qualificação das empresas para participar dos certames. A fim de fornecer maiores subsídios para essa sugestão, foi realizado um levantamento sobre o alto impacto do custo de sondas de perfuração em um projeto de rejuvenescimento de campos maduros. Adotou-se a comparação de preços de sondas para ilustrar a diferença de custos desses projetos, e consequentemente a necessidade de mais produção no mar para que projetos de rejuvenescimento offshore possam ter a mesma atratividade que os projetos terrestres:</p>	Acatada Parcialmente	Ver justificativas acima
Petrorio	Artigo 2º Incisos II		<p>II - Campo de Grande Produção: Terrestre: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), conforme média de produção do campo nos últimos 12 meses imediatamente anteriores à solicitação de redução de royalties; Águas Rasas: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 14.000 boe/d (quatorze mil barris de óleo equivalente por dia), conforme média de produção do campo nos últimos 12 meses imediatamente anteriores à solicitação de redução de royalties; Água Profunda: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 26.000 boe/d (vinte e seis mil barris de óleo equivalente por dia), conforme média de produção do campo nos últimos 12 meses imediatamente anteriores à solicitação de redução de royalties.</p>	<p>Diária de sondas de perfuração terrestre (onshore): USA – US\$ 16 a 26 mil Oriente Médio – US\$ 25 a 35 mil Fonte: http://www.scmdaleel.com/category/onshore-rigs/15 Para o Brasil, adotamos a média de US\$ 25.000 Diária de sondas de perfuração marítima (offshore) Diária de Jack ups, segundo IHS Markit: US\$ 70.000 Diária de Drilship, LDA > 7500 ft, segundo IHS Markit: US\$ 130.000 Dessa forma, é razoável a consideração de que: (i) campos em águas rasas teriam seus custos como sendo cerca de US\$ 70/US\$/ 25 mil, o que levaria a uma produção limite de 14.000 boe para campos de pequeno porte em águas rasas e (ii) campos em águas profundas teriam seus custos como sendo cerca de US\$ 130 mil, o que levaria a uma produção de 26.000 boe para campos de pequeno porte em águas profundas. Tal comparação é conservadora, se observados os valores calculados pela ANP para as Unidades de Trabalho em terra nas bacias maduras e em águas rasas e águas profundas da Bacia de Santos, no edital da 14ª Rodada de Licitações: Unidade de trabalho em bacia madura terrestre (R14) – R\$ 5.500,00/UT; Unidade de trabalho em águas rasas (R14) – R\$ 68.000,00/UT; e Unidade de trabalho em águas profundas (R14) – R\$ 152.000,00/UT. Segundo a ANP, as Unidades de Trabalho foram calculadas baseadas nos custos dos poços em terra, águas rasas e águas profundas. Portanto, para a definição de campos de pequena produção é importante estabelecer um valor maior que 5.000 boe/d para águas rasas e águas profundas, a fim de que haja uma avaliação mais objetiva por meio ambiente operacional do Campo.</p>	Acatada Parcialmente	Ver justificativas acima
Firjan	Artigo 2º Inciso I		<p>I - campo de pequena produção terrestre: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja menor ou igual a 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP; campo de pequena produção marítimo: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja menor ou igual a 15.000 boe/d (quinze mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP;</p>	<p>Devido à grande diferença de seus ambientes operacionais, é importante que se defina de forma distinta e proporcional à realidade encontrada em terra e em mar.</p>	Acatada Parcialmente	Ver justificativas acima
Firjan	Artigo 2º Inciso II		<p>II - campo de grande produção terrestre: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP; campo de grande produção marítimos: campo de petróleo ou de gás natural cuja produção seja maior que 15.000 boe/d (quinze mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante na última revisão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP</p>	<p>Conforme a justificativa do item anterior, existe grande diferença nos ambientes operacionais, assim, é importante que se defina de forma distinta e proporcional à realidade encontrada em terra e em mar.</p>	Acatada Parcialmente	Ver justificativas acima
Petrobras	Artigo 2º exclusão Incisos I - II	Idem acima	<p>Excluir incisos I e II</p>	<p>Sugere-se eliminar a diferenciação entre campos de grande e de pequena produção. Tal diferenciação resulta na prática em redução muito pequena de royalties para campos que produzem acima de 5 mil barris de óleo equivalente por dia, dificilmente viabilizando algum projeto.</p>	Não acatada	<p>A Resolução CNPE nº 17/2017 impõe limite de até 5% na redução dos royalties sobre a produção incremental, permitindo escalonamento do incentivo baseado em projetos de diferentes realidades. A atual redação reflete o conceito já adotado nos editais das rodadas de licitação onde há diferenciação de alíquotas de royalties. A ANP entendeu (vide Nota Técnica 004/SDP/2018) ser prudente a utilização do porte do campo como critério para aplicação de alíquotas de royalties diferenciadas.</p>

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

ABPIP	Artigo 2º exclusão Incisos I - II	Idem acima	Excluir incisos I e II	Verificado na nota técnica que fundamentou que esta definição do porte do campo foi estabelecida na resolução ANP 17/2015, que tratava do Regulamento técnico para elaboração de plano de desenvolvimento que estabelecia exigências diferenciadas para concepção de plano de desenvolvimento. Portanto esta categorização tem caráter operacional e visava a racionalizar o uso dos recursos humanos da ANP para análise e acompanhamento destes planos. Na resolução em tela, com caráter vinculado a economicidade dos campos nos parece que o uso desta categorização e com estes limites frustram e reduzem o efeito do aumento da vida útil e produção além de ampliar a complexidade de análise e acompanhamento dos efeitos desta resolução. Proporemos formas alternativas que ao nosso ver são de maior simplicidade e potencialmente permite maiores ganhos neste esforço da ANP para ampliar a vida útil dos campos e aumentar suas produções.	Não acatada	A Resolução CNPE nº 17/2017 impõe limite de até 5% na redução dos royalties sobre a produção incremental, permitindo escalonamento do incentivo baseado em projetos de diferentes realidades. A atual redação reflete o conceito já adotado nos editais das rodadas de licitação onde há diferenciação de alíquotas de royalties. A ANP entendeu (vide Nota Técnica 004/SDP/2018) ser prudente a utilização do porte do campo como critério para aplicação de alíquotas de royalties diferenciadas.
Firjan	Artigo 2º Inciso III	III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas 1P. O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula: ("Produção Acumulada (boe)" / "Produção Acumulada(boe)+Reservas 1P(boe)")	III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 50% (cinquenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas 2P . O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula: ("Produção Acumulada (boe)" / "Produção Acumulada(boe)+Reservas 2P(boe)")	Como o campo está na sua etapa final de exploração, devem ser considerados o conhecimento de suas reservas e a evolução técnica para aumento do fator de recuperação. Desta forma, entendemos que se deve considerar as reservas que foram identificadas como prováveis também, além das provadas, em suas declarações de comercialidade, já que boa parte destas tem sua recuperação viabilizada ao longo dos anos de produção do campo.	Não acatada	Pode haver um lapso temporal muito longo entre a primeira produção do campo (teste de formação por exemplo) e o início da produção efetiva (sistema definitivo). Conforme Nota Técnica 004/2018/SDP " Como forma de conferir uma menor incerteza no momento da classificação de um campo como maduro, decidiu-se por utilizar reservas 1P ao invés de 2P, pois as reservas 1P são aquelas tidas como provadas e as 2P abrangem além das provadas as prováveis, nos termos da Resolução ANP nº 47, de 03/09/2014. Por outro lado, para manter-se próximo ao conceito empregado pela IHS Cambridge Energy Research Associates, fixou-se o percentual das reservas 1P produzidas em 70%.
Governo do Estado do Espírito Santo	Artigo 2º Inciso III	Idem acima	III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas provadas 1P. O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula: ("Produção Acumulada (boe)" / "Produção Acumulada(boe)+Reservas 1P(boe)")	Essa explicitação, ao menos na primeira ocorrência do termo, fica mais clara para leitor comum (verdadeiro usuário da norma), ainda que nas demais ocorrências se utilize apenas "...reservas 1P".	Acatada	Para maior clareza e coerência com a Resolução 47/2014. III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas Provadas (1P). O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula: ("Produção Acumulada (boe)" / "Produção Acumulada(boe)+Reservas 1P(boe)")
Petrorio	Artigo 2º Inciso III	Idem acima	III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, maior ou igual a vinte e cinco anos, a partir da primeira produção do campo ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 50% (cinquenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas 1P. O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula: ("Produção Acumulada (boe)" / "Produção Acumulada(boe)+Reservas 1P(boe)")	Segundo o dicionário do petróleo, campos maduros: são aqueles em avançado estágio de sua vida produtiva. Aqueles que se encontram em seu declínio final, aproximando-se da sua fase de abandono. Ainda segundo o dicionário, esses campos podem receber a aplicação de métodos mais avançados, visando a manutenção da produção ou mesmo a reversão do seu declínio. A partir daí, é possível considerar que um campo maduro é aquele cuja produção já passou por um pico, encontra-se em declínio, e que, dada sua curva de produção medida, e calculado seu declínio, restam-lhe poucos anos de produção. Além disso, em um contrato de concessão típico, por exemplo, em que se têm 27 anos de fase de produção, não seria demais considerar que restaria pouco tempo de produção, se já houvesse passado mais de 25% - 30% dos 27 anos de produção. Ou seja, certamente seriam considerados campos maduros aqueles para os quais, ultrapassado o pico de produção, lhes restasse tão somente de 6,75 a 8,1 anos de produção. Em campos maduros situados em bacias maduras, exatamente pelo avançado grau de produção, as reservas 1P se aproximam das reservas 2P, salvo quando se consideram novos planos e projetos, decorrentes de novos investimentos. Nesse caso, poder-se-ia dizer que seriam exatamente esses investimentos que se pretende fomentar. São exatamente aqueles os investimentos capazes de atenuar, ou mesmo reverter, o declínio explicitado pelo dicionário do petróleo. Dessa forma, há uma certa mistura dos conceitos de declínio de produção (decorrente da energia interior dos reservatórios), a partir de produção efetivamente medida, com estimativas de produção fruto de estudos e projetos, que introduzem novos poços em áreas menos drenadas ou se injetam fluidos para melhorar a recuperação (projetos que adicionam energia aos reservatórios, tais como aprimoramento de projetos de injeção de água, etc). Nos parece fiel à boa técnica utilizar 50% da reserva 1P do que estimar um novo percentual 2P, que, para existir, certamente considera como 2P exatamente os projetos que se pretende fomentar. Em resumo, a forma que consta na minuta acaba restringindo o número de projetos a fomentar em vez de ampliar o conjunto, em prol de maiores investimentos. A sugestão, portanto, é reduzir o percentual de 70% da 1P para um valor mais próximo de 50%, a fim de seja englobado um número maior de Campos para o incentivo.	Não acatada	Pode haver um lapso temporal muito longo entre a primeira produção do campo (teste de formação por exemplo) e o início da produção efetiva (sistema definitivo). Conforme Nota Técnica 004/2018/SDP " Como forma de conferir uma menor incerteza no momento da classificação de um campo como maduro, decidiu-se por utilizar reservas 1P ao invés de 2P, pois as reservas 1P são aquelas tidas como provadas e as 2P abrangem além das provadas as prováveis, nos termos da Resolução ANP nº 47, de 03/09/2014. Por outro lado, para manter-se próximo ao conceito empregado pela IHS Cambridge Energy Research Associates, fixou-se o percentual das reservas 1P produzidas em 70%.
Petrobras	Artigo 2º Inciso III	Idem acima	III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas 1P desenvolvidas ou cuja previsão de esgotamento das reservas 1P desenvolvidas se dê em menos de dez anos.	Entendemos que a definição sugerida de campo maduro é mais abrangente do que a proposta na minuta inicial.	Não acatada	A reserva Provada (1P), mesmo não desenvolvida, que engloba atividades comprometidas, corresponde a um volume que será produzido com alto grau de certeza. Campos com previsão de esgotamento em menos de dez anos estão sendo tratados no §2º do art. 3º.
ABPIP	Artigo 2º Inciso III	Idem acima	III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, a partir do início do declínio de sua produção ou seja após atingido seu pico de produção.	A definição utilizada para efeito de enquadramento no critério de elegibilidade, restringe demasiado os efeitos benéficos da resolução, além de retardar desnecessariamente a fruição dos benefícios potenciais a serem gerados para resolução (aumento da vida útil e aumento de produção). Na definição proposta caberá ao operador demonstrar e sustentar com argumentos técnicos o atingimento deste ponto de pico de produção e início da fase de declínio.	Não acatada	Foge ao conceito de campo maduro pretendido pela minuta de Resolução.

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

IBP	Artigo 2º Inciso III	Idem acima	<p>III - campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, a partir da primeira produção do campo, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 50% (cinquenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas 1P. O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula: ("Produção Acumulada (boe)" / "Produção Acumulada(boe)+Reservas 1P(boe)")</p>	<p>Segundo o dicionário do petróleo, campos maduros: são aqueles em avançado estágio de sua vida produtiva. Aqueles que se encontram em seu declínio final, aproximando-se da sua fase de abandono. Ainda segundo o dicionário, esses campos podem receber a aplicação de métodos mais avançados, visando a manutenção da produção ou mesmo a reversão do seu declínio. A partir daí, é possível considerar que um campo maduro é aquele cuja produção já passou por um pico, encontra-se em declínio, e que, dada sua curva de produção medida, e calculado seu declínio, restam-lhe poucos anos de produção. Além disso, em um contrato de concessão típico, por exemplo, em que se têm 27 anos de fase de produção, não seria demais considerar que restaria pouco tempo de produção, se já houvesse passado mais de 25% - 30% dos 27 anos de produção. Ou seja, certamente seriam considerados campos maduros aqueles para os quais, ultrapassado o pico de produção, lhes restasse tão somente de 6,75 a 8,1 anos de produção. Em campos maduros situados em bacias maduras, exatamente pelo avançado grau de produção, as reservas 1P se aproximam das reservas 2P, salvo quando se consideram novos planos e projetos, decorrentes de novos investimentos. Nesse caso, pode-se dizer que são exatamente esses investimentos que se pretende fomentar. São exatamente aqueles os investimentos capazes de atenuar, ou mesmo reverter, o declínio explicitado pelo dicionário do petróleo. Dessa forma, há uma certa mistura dos conceitos de declínio de produção (decorrente da variação da energia interior dos reservatórios), a partir de produção efetivamente medida, com estimativas de produção fruto de estudos e projetos, que introduzem novos poços em áreas menos drenadas ou se injetam fluidos para melhorar a recuperação (projetos que adicionam energia aos reservatórios, tais como aprimoramento de projetos de injeção de água, etc). Quanto mais cedo se fizer tais investimentos no ciclo de declínio do reservatório, melhores são as perspectivas de incremento do fator de recuperação dos volumes existentes. Nos parece fiel à boa técnica, portanto, utilizar 50% da reserva 1P, pois permitirá não somente um incremento no número de projetos que receberão novos investimentos, como também se permitirá contemplar exatamente os projetos com maior potencial de crescimento tanto da produção, quanto do fator de recuperação dos reservatórios, o que resulta em acréscimo nos benefícios imediatos decorrentes da maior demanda por bens e serviços, girando as economias locais, como também em adicional ainda maior nas arrecadações futuras em consequência de maior volume de produção.</p>	Não acatada	<p>Pode haver um lapso temporal muito longo entre a primeira produção do campo (teste de formação por exemplo) e o início da produção efetiva (sistema definitivo).</p> <p>Conforme Nota Técnica 004/2018/SDP " Como forma de conferir uma menor incerteza no momento da classificação de um campo como maduro, decidiu-se por utilizar reservas 1P ao invés de 2P, pois as reservas 1P são aquelas tidas como provadas e as 2P abrangem além das provadas as prováveis, nos termos da Resolução ANP nº 47, de 03/09/2014.</p> <p>Por outro lado, para manter-se próximo ao conceito empregado pela IHS Cambridge Energy Research Associates, fixou-se o percentual das reservas 1P produzidas em 70%.</p>
Schmidt & Valois Advogados	Artigo 2º Inciso IV	IV - curva de produção de referência: curva de previsão da produção de hidrocarbonetos do campo, dada em barris de óleo equivalente (boe), conforme definido no Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, e definida pela ANP, levando em consideração o declínio histórico de produção do campo, o cumprimento das obrigações de trabalho e investimento assumidas por meio dos planos e programas aprovados pela ANP, e o Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR); e	<p>IV - curva de produção de referência: curva de previsão da produção de hidrocarbonetos do campo, dada em barris de óleo equivalente (boe), conforme definido no Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, e definida pela ANP, levando em consideração o declínio histórico de produção do campo e o cumprimento das obrigações de trabalho e de investimentos originais, além do Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR); para fins desta Resolução, da curva de produção de referência de hidrocarbonetos, estão excluídos investimentos já realizados ou a serem realizados pelo concessionário para o incremento da produção original do campo por meio de planos e programas aprovados pela ANP;</p>	<p>A definição de Curva de Produção de Referência (CPR) deveria se basear exclusivamente na curva histórica de produção do campo, antes da realização dos investimentos necessários para sua expansão.</p>	Não acatada	<p>Conforme inciso XII- do art. 3º da Resolução CNPE nº 17/2017, o incentivo de redução de royalties somente se aplica sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado. Desta forma, investimentos já realizados ou compromissados em planos e programas já aprovados, fogem ao escopo desta Resolução.</p>
Petrório	Artigo 2º Inciso IV	Idem acima	<p>IV - curva de produção de referência: curva de previsão da produção de hidrocarbonetos do campo, dada em barris de óleo equivalente (boe), conforme definido no Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, e definida pela ANP, levando em consideração o declínio histórico de produção do campo e o cumprimento das obrigações de trabalho e investimento assumidas por meio dos planos e programas aprovados pela ANP, e o Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR); e definida pelo concessionário no momento da solicitação de redução de Royalties.</p>	<p>Acreditamos que a curva de produção a ser considerada precisa ser baseada no estrito declínio calculado sobre a produção efetivamente medida, na data da solicitação do Royalty incentivado. Acrescentar planos e programas mistura conceitos e aumenta o risco, já que se pode ter diferentes planos e programas, a depender da concepção de cada empresa. E acabariamos por inserir uma variável subjetiva que em nada contribuiria para o desenvolvimento regional. É importante que a curva-base, definida pelo concessionário e acordada com a ANP, conste no aditivo previsto no art. 6º desta Resolução.</p>	Não acatada	<p>Conforme inciso XII- do art. 3º da Resolução CNPE nº 17/2017, o incentivo de redução de royalties somente se aplica sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado. Desta forma, investimentos já realizados ou compromissados em planos e programas já aprovados, fogem ao escopo desta Resolução.</p> <p>Não existe impedimento para que o Concessionário envie a sua estimativa de curva de produção de referência. Porém, conforme inciso IV do art. 2º da minuta, a definição final da curva é atribuição da ANP, no seu papel de órgão regulador.</p>
ABPIP	Artigo 2º Inciso IV	Idem acima	<p>IV - curva de produção de referência: curva de previsão da produção de hidrocarbonetos do campo, dada em barris de óleo equivalente (boe), conforme definido no Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, e definida pela ANP, levando em consideração o declínio histórico de produção do campo, o cumprimento das obrigações de trabalho e investimento assumidas por meio dos planos e programas aprovados pela ANP, e o Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR), o texto, na data de atingimento do pico de produção ou seja no início do declínio.</p>	<p>Esta alteração propõe evitar uma penalização do operador que fez os investimentos (compromissados ou não) mas que contribuíram para gerar produção adicional. A forma original proposta pela minuta de resolução poderá potencialmente beneficiar aquele operador menos zeloso no compromisso do uso racional e emprego de melhores práticas para obtenção da produção máxima possível daquele ativo.</p>	Não acatada	<p>Em função do não acatamento da proposta da ABPIP ao Inciso III do Artigo 2º (linha 22), perde o sentido esta proposta.</p>
IBP	Artigo 2º Inciso IV	Idem acima	<p>IV - curva de produção de referência: curva de previsão da produção de hidrocarbonetos do campo, dada em barris de óleo equivalente (boe), conforme definido no Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, e definida pela ANP, levando em consideração o declínio histórico de produção do campo, e o cumprimento das obrigações de trabalho e investimento assumidas por meio dos planos e programas aprovados pela ANP, e o Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR); no momento da solicitação de redução de Royalties, prevista no art. 4º desta Resolução.</p>	<p>No intuito de dar maior segurança jurídica/regulatória, é importante haver um marco para o cálculo da Curva de Produção de Referência (CPR), a fim de deixar claro que integrarão a curva apenas a produção do campo até a solicitação de Redução de Royalties. Os investimentos complementares ao Plano de Desenvolvimento aprovado, antes do referido pleito, não são mandatatórios e considerar esses investimentos na CPR para fins de cálculo da produção incremental é punir os concessionários de Campo. Maduros proativos na demanda de investimentos complementares para elevação da produção, visando a extensão da vida útil do ativo em detrimento dos concessionários que ficaram inertes ao declínio da curva de produção. Assim, sugerimos que redação do inciso haja um marco mais definido sobre quais obrigações de trabalho e investimentos assumidos integram a CPR.</p>	Acatada Parcialmente	<p>Conforme inciso XII- do art. 3º da Resolução CNPE nº 17/2017, o incentivo de redução de royalties somente se aplica sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado. Desta forma, investimentos já realizados ou compromissados em planos e programas já aprovados, fogem ao escopo desta Resolução.</p> <p>Acatada a inclusão da expressão "vigentes no momento da solicitação de redução de royalties" ao final da alínea a) do inciso II do art. 8º.</p>

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

Tauil & Chequer	Artigo 2º inciso IV	Idem acima	IV - Curva de Produção de Referência: curva de previsão da produção de hidrocarbonetos do campo, dada em barris de óleo equivalente (boe), conforme definido no Decreto nº 2705, de 3 de agosto de 1998 e definida pela ANP, levando em consideração o declínio histórico de produção do campo e os investimentos já realizados no cumprimento das obrigações de trabalho/investimento assumidos por meio dos planos e programas aprovados pela ANP até tornar-se Campo Maduro; e	A CPR deve ser constituída apenas pela curva de previsão de produção com as atividades de desenvolvimento compromissadas no PD e, no máximo, outras realizadas em revisões do PD antes de o campo alcançar a maturidade, desprezando-se atividades de desenvolvimento compromissadas para campos que já sejam maduros. Considerar na CPR atividades e investimentos adicionais ao PD aprovado pela ANP e compromissados ou realizados em campos maduros para elevar a produtividade e estender a vida útil do campo e punir os concessionários proativos que, mesmo sem a efetiva implementação do direito de redução de royalties garantidos no edital, apostaram na revitalização de campos fazendo investimentos vultosos. Campos Maduros e projetos complementares para a elevação da produção e extensão da vida útil de campo são uma realidade das atividades de E&P no Brasil e que não serão constituídas com a nova regulação. Fica claro a assimetria na aplicação da CPR, por exemplo, se compararmos os contratos da rodada zero que já foram objeto de prorrogação e os contratos que ainda não foram prorrogados, pois, para a prorrogação, a ANP exigiu a apresentação de uma Revisão do Plano de Desenvolvimento com novos investimentos, nos termos do art. 1º, inciso II, da Resolução CNPE nº 02/2016. Assim, com a definição proposta para a CPR, os contratos que já foram prorrogados consideram os compromissos de investimentos na curva, reduzindo o volume de óleo que seria objeto da Curva de Produção Incremental (CPI), cujos royalties seriam reduzidos. Contudo, os contratos que não foram prorrogados não considerarão na CPR os investimentos que forem objeto de compromisso na revisão do PD para prorrogação, permitindo a incidência dos royalties reduzidos também sob a produção incremental objeto da revisão. Não se está defendendo uma retroatividade da redução dos royalties, mas apenas garantir a eficácia da redução para os campos que já tenham alcançado a maturidade antes da resolução.	Não acatada	Conforme inciso XII - do art. 3º da Resolução CNPE nº 17/2017, o incentivo de redução de royalties somente se aplica sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado. Desta forma, investimentos já realizados ou compromissados em planos e programas já aprovados, fogem ao escopo desta Resolução.
ABPIP	Inserção de inciso no Artigo 2º		Campos de economicidade marginal são aqueles campos que dado ao seu baixo potencial de produção tenham comprometida a declaração de sua comercialidade ou que já tendo declarado comercialidade, sua produção tenha sido interrompida por inviabilidade econômica.	Desde muitos anos (2002) o Brasil, inclusive no âmbito da ANP, estuda a conceituação para campos maduros (efeito temporal) e os campos (de economicidade) marginais e portanto a sua diferenciação dado que ambos tem em comum o baixo nível de produção. Esta resolução propõe-se a criar critérios que venham beneficiar somente os campos maduros. A nossa proposta pretende inclui-los, observadas as condições e mecanismos que sugerimos adiante.	Não acatada	Incompatível com o objeto pretendido por esta minuta de Resolução.
Governo do Estado do Espírito Santo	Artigo 3º §1º	§ 1º A elegibilidade de cada campo será avaliada durante a análise do pleito de redução de royalties, com base no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR) apresentado pelo Operador, nos termos da Resolução ANP nº 47, de 03 de setembro de 2014	A elegibilidade de cada campo será avaliada durante a análise do pleito de redução de royalties, com base no último Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR) apresentado pelo Operador, nos termos da Resolução ANP nº 47, de 03 de setembro de 2014	O texto da minuta, como está, não fixa uma linha de corte acerca de qual BAR será considerado para fins de estabelecimento de uma "curva de referência". A análise esboçada na Nota Técnica nº 004/2018/SDP utiliza BAR de 2016 (pg. 16 e 17), enquanto que o estudo apresentado na Nota Técnica nº 01/2018/SPG usa BAR de 2017 (pg. 16). Assim, e dado que a Resolução ANP nº 47/2014 trata das diretrizes para elaboração do BAR, deixar claro que o BAR a ser considerado será o último, implica dizer que se o pedido do benefício for feito, por exemplo, em junho de 2019, o BAR a ser considerado será o apresentado até 31 de janeiro de 2019, conforme dispõe art. 3º da Resolução 47/2014.	Acatada Parcialmente	Acatada a inclusão da expressão "mais recente" para maior clareza. O restante das alterações propostas é redundante.
ABPIP	Artigo 3º §1º	Idem acima	§ 1º A elegibilidade de cada campo será avaliada durante a análise do pleito de redução de royalties, com base no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR), quando do atingimento do pico de produção ou seja no início do declínio.	Adequação de texto decorrente de alteração proposta.	Não acatada	Em função do não acatamento da proposta da ABPIP ao Inciso III do Artigo 2º (linha 22), perde o sentido esta proposta.
Ompetro	Artigo 3º §2º	§ 2º Campos com reservas, cuja previsão de esgotamento se dê em menos de dez anos, serão tratados, caso a caso, pela ANP.	§ 2º Campos com reservas, cuja previsão de esgotamento se dê em menos de dez anos, também serão tratados conforme os critérios, solicitações e procedimentos estabelecidos nesta resolução. Parágrafo único. Não será concedido o benefício referido no artigo 1º apenas pela informação fornecida pelo operador de que o campo tem previsão de esgotamento de sua reserva em menos de 10 anos.	Mesmo após ressalva presente na Nota Técnica nº 004/2018/SDP, na parte dos comentários aos artigos da minuta de resolução, sobre o questionamento quanto à manutenção do § 2º do artigo 3º, decidiu-se pela manutenção mesmo, sem uma devida justificativa em alguma nota técnica divulgada. O parágrafo precisa esclarecer quais serão os procedimentos e critérios a serem utilizados pela ANP para uma possível concessão da redução de royalties prevista nesta resolução. A forma como está disposto pode dar margem a diversas interpretações, a critério da ANP. Na verdade, este parágrafo parece até desnecessário se observarmos a descrição do artigo 2º, III. Uma vez que o campo tenha previsão de esgotamento de suas reservas em menos de 10 anos, quando ele estiver maduro já se tornará elegível a redução de royalties por um dos critérios do artigo 2º, III, ou seja, já terá produzido 70% do seu volume a ser produzido previsto. O que não se deveria ser permitido na resolução é o operador, de imediato, pleitear a redução de royalties somente pelo fato dele prever que o campo terá sua reserva esgotada em menos de 10 anos. Alguns questionamentos podem surgir devido à falta de clareza e transparência deste parágrafo: 1 - Existem campos que podem se enquadrar neste prazo de esgotamento de suas reservas? 2 - Seriam campos onshore ou offshore? 3 - Eles teriam o mesmo tratamento dado aos campos definidos na esta resolução como campos maduros? 4 - Qual a alíquota de redução dos royalties que eles poderão obter?	Acatada Parcialmente	As justificativas apresentadas suportam a desnecessidade de manutenção do dispositivo, uma vez que o campo deverá se enquadrar no critério de campo maduro, mesmo que tenha previsão de produção menor que 10 anos. Por essa razão sugerimos a exclusão do §2º do art.3º.
Petrobras	Artigo 3º §2º	Idem acima	§2º Campos com reservas, cuja previsão de esgotamento da reserva provada desenvolvida se dê em menos de dez anos, serão tratados, caso a caso, pela ANP.	A redução de royalties deve privilegiar a implantação de novos projetos. Assim, deve-se considerar apenas a reserva provada desenvolvida como base para análise de previsão de esgotamento. Qualquer reserva não desenvolvida requererá projeto associado, que poderá ser beneficiado com a redução de royalties.	Não acatada	Conforme justificativa acima para exclusão do dispositivo, a sugestão perde objeto.
ABPIP	Artigo 3º §2º	Idem acima	§ 2º Campos com reservas, cuja previsão de esgotamento se dê em menos de dez anos, terão suas alíquotas reduzidas para 5%.	A proposta esta lastreada nos mesmos argumentos dos Pareceres emitidos pela PGR, que não vê impedimento as alterações propostas na minuta de resolução. Destacamos aqui o parágrafo 1º do artigo 47 da lei 9478/97, que outorgou competência legal a ANP para alterar royalties ao longo do contrato Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção, reforçada pela resolução CNPE 17/17, que no seu artigo 3º diz que A ANP, no cumprimento de suas atribuições para a implementação da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, deverá observar as diretrizes... indicadas a seguir: V - incentivar a exploração e a produção de petróleo e de gás natural em bacias terrestres; VI - incentivar o desenvolvimento de descobertas petrolíferas de pequeno e médio portes; VII - incentivar o aumento da participação das empresas de pequeno e médio portes nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural; VIII - estimular a extensão de vida útil dos campos, promovendo, simultaneamente, a cultura de preservação das condições de segurança e respeito ao meio ambiente; Da mesma forma, foram respeitados os princípios que a PGR procurou observar no seu parecer quanto a impessoalidade, interesse público, benefício econômico para a União, não alteração do vencedor da rodada que deu origem ao contrato, estando todos presentes também nesta proposta	Não acatada	Conforme justificativa acima para exclusão do dispositivo, a sugestão perde objeto. Observamos que os campos com previsão de produção menor que 10 anos, elegíveis conforme os critérios da minuta, farão jus à alíquota de 5% sobre a produção incremental.

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

Ompetro	inserção de § no Artigo 3º	Art. 3º Somente os campos maduros serão elegíveis para obtenção do incentivo de redução de royalties sobre a produção incremental. § 1º A elegibilidade de cada campo será avaliada durante a análise do pleito de redução de royalties, com base no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR). § 2º Campos com reservas, cuja previsão de esgotamento se dê em menos de dez anos, serão tratados, caso a caso, pela ANP.	§ 3º Caso um novo reservatório venha a ser descoberto na camada abaixo do pós-sal (no pré-sal) do campo que tenha o seu operador obtido a aprovação que consta no artigo 6º, a produção de hidrocarbonetos provenientes deste reservatório só poderá estar sujeita a um incentivo de redução de royalties sobre a sua produção incremental quando esse novo reservatório for classificado conforme descrito no artigo 2º, III.	A inserção se justifica caso um novo reservatório do pré-sal seja descoberto abaixo de um campo maduro do pós-sal, como ocorreu com o Campo de Marlim Sul. Não sabemos se este novo reservatório estará sob o mesmo regime do reservatório do campo definido como maduro, ou seja, o regime de concessão (único regime elegível a redução de royalties). Caso não esteja, não haverá necessidade deste novo parágrafo. Os dois horizontes não poderão ser interpretados como um único campo maduro elegível a obtenção do incentivo de redução de royalties.	Não acatada	Descoberta de novos reservatórios é tratada no art. 8º, §2º, alínea a).
ABPIP	Artigo 4º caput	Art. 4º A solicitação de redução de royalties sobre a produção incremental deverá ser acompanhada de uma revisão do Plano de Desenvolvimento.	Art. 4º A solicitação de redução de royalties sobre a produção incremental deverá ser acompanhada de uma revisão do Plano de Desenvolvimento.	Adequar a redação devido a inclusão das propostas que afetam os campos de economicidade marginal e campos com reservas, cuja previsão de esgotamento se dê em menos de dez anos.	Não acatada	Incompatível com o objeto pretendido por esta minuta de Resolução.
IBP	Artigo 4º caput	Idem acima	Art. 4º A solicitação de redução de royalties sobre a produção incremental deverá ser acompanhada de uma revisão do Plano de Desenvolvimento ou DAIA/DAPA.	As atividades incrementais podem ser definidas por DAIA, enquanto não há aprovação do PD.	Não acatada	Conforme previsto na minuta, a solicitação de redução de royalties deve ser acompanhada de uma revisão do Plano de Desenvolvimento que é o documento adequado para a devida análise.
IBP	Artigo 4º § 1º Inciso VI	VI - comprovação do benefício econômico para a União na aplicação do incentivo, incluindo extensão na vida útil do campo, fator de recuperação incremental, participações governamentais adicionais.	VI - comprovação demonstração do benefício econômico para a União na aplicação do incentivo, incluindo extensão na vida útil do campo, fator de recuperação incremental, participações governamentais adicionais.	2- Considerando o fato de que o incentivo é somente atribuído à produção incremental, a própria realização dos investimentos que não ocorreriam na ausência do incentivo, e que movimentam a economia das localidades, agregados ao aumento de arrecadação – pela consequente extensão da vida útil do Campo - provenientes do incremento na produção, já se caracterizam como o benefício econômico para a União, decorrente de qualquer atividade vinculada a esta Resolução	Não acatada	É requisito da Resolução CNPE nº 17/2017 que o benefício econômico para a União seja comprovado, ainda que seja em termos de previsões. Nesse sentido, a ANP entende ser desnecessária a troca sugerida.
Governo do Estado do Espírito Santo	Artigo 4º § 1º Inciso VI	Idem acima	VI – comprovação do benefício econômico para a União, Estados e Municípios na aplicação do incentivo a um campo de produção, incluindo extensão na vida útil do campo, fator de recuperação incremental e incremento de participações governamentais adicionais.	Muito embora o art. 3º, XII, da Resolução CNPE nº 17/2017, ao tratar do benefício de redução da alíquota dos royalties, fale somente em "...benefício econômico para a União...", é cediço que os royalties são recursos públicos indisponíveis que, por imperativo constitucional (art. 20, § 1º), são devidos não somente aos órgãos da administração direta da União, mas também aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios onde ocorram a produção de petróleo e gás natural. Assim, observar a comprovação de benefícios econômicos não somente para a União, mas também para os entes subnacionais é condição sine qua non para a redução das alíquotas dos royalties, de sorte que caso não haja a comprovação de benefício econômico para Estados e Municípios onde ocorra a produção, não há que cogitar em redução de alíquota de royalties, sob risco de grave ofensa ao mandamento constitucional.	Atacada parcialmente	Nova redação: "VI – comprovação do benefício econômico para os Entes Federados na aplicação do incentivo, incluindo extensão na vida útil do campo, fator de recuperação incremental, participações governamentais adicionais."
Petrobras	Artigo 4º § 1º Inciso VI	Idem acima	VI - comparação entre a soma dos valores de royalties calculados com a curva de produção de referência e a soma dos valores de royalties calculados com a curva proposta no Plano de Desenvolvimento, visando à comprovação do benefício econômico para a União na aplicação do incentivo, incluindo fator de recuperação incremental, participações governamentais adicionais e, quando aplicável, extensão na vida útil do campo.	O objetivo da alteração é deixar claro de que forma será calculado o benefício da União, bem como o fato de que não necessariamente ocorrerá extensão da vida útil do campo, no que diz respeito a prazo.	Não acatada	A ANP entende que o texto estabelecido no inciso VI do art. 4º é claro e atende ao objetivo de comprovar o benefício econômico.
Tauil & Chequer	Artigo 4º inserção de § 2º		§2º Caso a revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos Maduros já tenham sido apresentada ou aprovada, este deverá ser reapresentado com o conteúdo especificado no parágrafo anterior para análise da redução dos royalties.	Permite a apresentação de PD com os elementos demandados no art. 4º para fins de redução de royalties, ainda que ele já tenha sido aprovado.	Não acatada	O Concessionário pode apresentar revisões ao longo do contrato, quando necessário.
ABPIP	Artigo 5º caput	Art. 5º A solicitação para obtenção do incentivo de redução de royalties sobre a produção incremental será submetida à aprovação da ANP que a analisará com a respectiva revisão do Plano de Desenvolvimento no prazo de até cento e oitenta dias contados a partir da data de solicitação.	Art. 5º A solicitação para obtenção do incentivo de redução de royalties sobre a produção incremental será submetida à aprovação da ANP que a analisará com a respectiva revisão do Plano de Desenvolvimento no prazo de até 90 dias contados a partir da data de solicitação.	Adequar a redação devido a inclusão das propostas que afetam os campos de economicidade marginal e campos com reservas, cuja previsão de esgotamento se dê em menos de dez anos. Uma vez que as sugestões aqui encaminhadas tendem a simplificar o processo de análise e a observar ao parágrafo 1º do artigo 1º da resolução CNPE 17/17 que diz no seu item VI - estimular a modernização, a desburocratização, a simplificação e a agilidade regulatória, visando ao aumento da atratividade do País e a melhoria na eficiência dos processos;	Não acatada	Extrapolou o objeto da Resolução CNPE nº 17/2017 que determina que o incentivo seja dado sobre a produção incremental.
IBP	Artigo 5º caput	Idem acima	Art. 5º A solicitação para obtenção do incentivo de redução de royalties sobre a produção incremental será submetida à aprovação da ANP que a analisará com a respectiva revisão do Plano de Desenvolvimento no prazo de até cento e oitenta dias ou DAIA/DAPA no prazo máximo de sessenta dias contados a partir da data de solicitação.	Conforme consta na Resolução ANP nº 8 de 23/02/2016, a ANP analisará o pedido de autorização de antecipação de atividades e de produção, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, contados da data do protocolo na ANP de toda a documentação exigida.	Não acatada	Conforme previsto na minuta, a solicitação de redução de royalties deve ser acompanhada de uma revisão do Plano de Desenvolvimento que é o documento adequado para a devida análise.
Tauil & Chequer	Artigo 5º caput	Idem acima	Art. 5º A solicitação para obtenção do incentivo de redução de royalties sobre a produção incremental será submetida à aprovação da ANP que a analisará com a respectiva revisão do Plano de Desenvolvimento no prazo de até sessenta dias contados a partir da data de solicitação.	A revisão de PD para fins de redução de royalties é mais simples e demanda menor tempo do que a aprovação de um PD.	Não acatada	O prazo para aprovação de Plano de Desenvolvimento pela ANP está definido contratualmente nos seguintes termos " A ANP terá o prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contados do recebimento do Plano de Desenvolvimento, para aprová-lo ou solicitar ao Concessionário as modificações que julgar cabíveis."

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

Petrorio	Artigo 6º caput e § 1º	Art. 6º Após aprovada a solicitação prevista no artigo 5º e o respectivo Plano de Desenvolvimento, os contratos de concessão referentes ao campo objeto da solicitação deverão ser alterados por meio de termo aditivo, que deverá informar a curva de produção de referência e as alíquotas de royalties concedidas. § 1º Uma vez assinados, os referidos termos aditivos, a redução de royalties sobre a produção incremental surtirá seus efeitos a partir do mês subsequente à conclusão da primeira atividade prevista no Plano de Desenvolvimento.	Art. 6º Após aprovada a solicitação prevista no artigo 5º e o respectivo Plano de Desenvolvimento ou DAIA/DAPA , os contratos de concessão referentes ao campo objeto da solicitação deverão ser alterados por meio de termo aditivo, que deverá informar a curva de produção de referência e as alíquotas de royalties pleiteadas . § 1º Uma vez assinados, os referidos termos aditivos, a redução de royalties sobre a produção incremental surtirá seus efeitos imediatamente, gerando benefício para a curva incremental efetivamente medida .	As atividades incrementais podem ser definidas por DAIA, enquanto não há aprovação do PD. O termo aditivo deverá constar a alíquota pleiteada, uma vez que ao tratar de um incentivo, os concessionários farão os investimentos visando o benefício traçado. A vigência e eficácia dos Termos Aditivos são a partir da assinatura.	Não acatada	Conforme previsto na minuta, a solicitação de redução de royalties deve ser acompanhada de uma revisão do Plano de Desenvolvimento que é o documento adequado para a devida análise. O Termo Aditivo trará a alíquota concedida, observando que o incentivo de redução de royalties somente será aplicado sobre a produção incremental efetivamente realizada. A minuta de Resolução prevê que "Uma vez assinados, os referidos termos aditivos, a redução de royalties sobre a produção incremental surtirá seus efeitos a partir do mês subsequente à conclusão da primeira atividade prevista no Plano de Desenvolvimento". Há que se garantir que os investimentos (as atividades) compromissados sejam realizados.
IBP	Artigo 6º caput e § 1º	Idem acima	Art. 6º Após aprovada a solicitação prevista no artigo 5º e o respectivo Plano de Desenvolvimento ou DAIA/DAPA , os contratos de concessão referentes ao campo objeto da solicitação deverão ser alterados por meio de termo aditivo, que deverá informar a curva de produção de referência e as alíquotas de royalties concedidas. (...) § 1º Uma vez assinados, os referidos termos aditivos, a redução de royalties sobre a produção incremental surtirá seus efeitos a partir do mês subsequente à conclusão da primeira atividade prevista no Plano de Desenvolvimento ou DAIA/DAPA .	As atividades incrementais podem ser definidas por DAIA, enquanto não há aprovação do PD.	Não acatada	Conforme previsto na minuta, a solicitação de redução de royalties deve ser acompanhada de uma revisão do Plano de Desenvolvimento que é o documento adequado para a devida análise.
Petrobras	Artigo 6º § 1º	§ 1º Uma vez assinados, os referidos termos aditivos, a redução de royalties sobre a produção incremental surtirá seus efeitos a partir do mês subsequente à conclusão da primeira atividade prevista no Plano de Desenvolvimento.	§1º Uma vez assinados, os referidos termos aditivos, a redução de royalties sobre a produção incremental surtirá seus efeitos a partir do mês subsequente à conclusão da primeira atividade de investimento prevista no Plano de Desenvolvimento.	Esclarecimento sobre o momento do início da aplicação da redução de royalties.	Não acatada	Extrapolou o objeto da Resolução CNPE nº 17/2017 que determina que o incentivo seja dado sobre a produção incremental.
ABPIP	Artigo 6º § 1º	Idem acima	§1º Uma vez assinados, os referidos termos aditivos, a redução de royalties sobre a produção incremental surtirá seus efeitos a partir do mês subsequente à conclusão da primeira atividade de investimento prevista no Plano de Desenvolvimento.	Adequar a redação devido a inclusão das propostas que afetam os campos de economicidade marginal e campos com reservas, cuja previsão de esgotamento se dê em menos de dez anos.	Não acatada	Extrapolou o objeto da Resolução CNPE nº 17/2017 que determina que o incentivo seja dado sobre a produção incremental.
Tauil & Chequer	Artigo 6º § 1º	Idem acima	§ 1º Uma vez assinados, os referidos termos aditivos, a redução de royalties sobre a produção incremental surtirá seus efeitos a partir do mês subsequente à conclusão da primeira atividade prevista na Revisão do Plano de Desenvolvimento, caso a atividade já não tenha sido executada nos termos do indicado na revisão do PD .	Conforme definição sugerida de CPR, haverá casos de Campos Maduros em que a atividade já foi executada, merecendo apenas a apreciação da redução dos royalties.	Não acatada	Conforme inciso XII- do art. 3º da Resolução CNPE nº 17/2017, o incentivo de redução de royalties somente se aplica sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado. Desta forma, investimentos já realizados ou compromissados em planos e programas já aprovados, fogem ao escopo desta Resolução.
Petrorio	inserção de § 2º no Artigo 6º		§[X] A redução de royalties também surtirá seus efeitos a partir do mês subsequente à conclusão da primeira atividade executada com objetivo de incrementar a produção, nos termos da solicitação de redução apresentada pelo concessionário do Campo.	É importante que tal concessão de benefício de redução seja expressamente demandando pelo concessionário à ANP, e que tal data de solicitação também faça parte do marco a partir do qual os investimentos incrementais sejam considerados. A assunção de tal requisito evita surpresas e possíveis ajustes indesejáveis na apuração de Royalties a ser feita pela ANP, além de estabelecer claro marco temporal para o concessionário em seus pleitos pelo benefício. Importante destacar que, como toda medida dessa envergadura, precisa constar com um período de transição e atribuir benefício aos casos-piloto que serviram como subsídio para o trâmite em questão	Não acatada	Solicitação redundante com o §1º do art. 6º que diz: "§ 1º Uma vez assinados, os referidos termos aditivos, a redução de royalties sobre a produção incremental surtirá seus efeitos a partir do mês subsequente à conclusão da primeira atividade prevista no Plano de Desenvolvimento."
IBP	inserção de § no Artigo 6º		§[X] A redução de royalties sobre a produção incremental também surtirá seus efeitos a partir do mês subsequente à conclusão da primeira atividade prevista em planos e programas complementares aprovados pela ANP, apresentados após a data de submissão da solicitação de redução prevista no Art 4º desta Resolução.	Seria plausível também apresentar um documento complementar com os investimentos incrementais já realizados para o Campo, depois de apresentado o pleito de redução, previsto no art. 4º da minuta de Resolução. Não se defende uma retroatividade infinita de redução dos royalties, mas apenas a garantia de eficácia do incentivo em campos que já tenham realizado investimentos, visando a produção incremental e a extensão da vida útil do Campo, conforme a Diretriz do CNPE em 2017 (Resolução CNPE nº 17/17). Por isso, é importante definir fato gerador de forma anterior e posterior à vigência da norma. Em prol do próprio caráter da Resolução que é geral e abstrato, a fim abrange um número considerável de Campos. Nesse sentido, a impessoalidade não fica comprometida em qualquer aspecto, além de preservar o princípio da eficiência e os demais princípios incidentes neste caso. Todos esses princípios constituem o que doutrina chama de "Mandados de Otimização" na medida em que determinam que algo seja realizado na maior medida possível, dentro das possibilidades jurídicas e reais existentes. Além disso, o que se pretende preservar aqui também é a retroatividade benéfica, que é comum na Indústria do Petróleo ao se utilizar os parâmetros do modelo mais novo do Contrato de Concessão que geralmente tem como base o da última Rodada de Licitações. Em suma, a premissa maior é utilizar a norma aprimorada pela União para o contratado, alinhada ao Interesse Público. Isso preservaria o direito dos concessionários que já estão investindo em Campos Maduros para extensão da sua vida útil. Esses inclusive pela sua proatividade merecem fazer jus ao incentivo proposto na Resolução.	Não acatada	O objetivo da resolução é incentivar a realização de investimentos que só se viabilizariam com a redução de royalties. Pela sugestão apresentada parte-se do princípio de que se atividade foi realizada sem a aprovação do incentivo de redução de royalties, esta redução não se justificaria.

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

<p>Governo do Estado do Espírito Santo</p>	<p>Artigo 6º §3º</p>	<p>§ 3º O operador deverá apresentar à ANP, no Boletim Mensal da Produção (BMP), a produção segregada por alíquota para cada campo.</p>	<p>O operador deverá apresentar à ANP, no Boletim Mensal da Produção (BMP), a produção segregada da seguinte forma: I - para campos maduros de pequena produção: a) produção mensal prevista para o mês de referência, correspondente à previsão calculada segundo a curva de produção de referência do campo; b) produção mensal incremental; II - para campos maduros de grande produção: a) produção mensal prevista para o mês de referência, correspondente à previsão calculada segundo a curva de produção de referência do campo; b) produção mensal incremental, correspondente à parcela igual ou inferior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência do campo, e c) produção mensal incremental, correspondente à parcela superior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência do campo."</p>	<p>Como está, o texto da minuta fica confuso, pois ao determinar que a produção seja segregada por alíquota para cada campo nos leva a várias interpretações: a) pode sugerir que a aplicação do benefício, resulte uma alíquota final efetiva sobre a produção total do campo (mas não parece ser essa a intenção); b) pode sugerir, também, que a produção deverá ser segregada por alíquotas nas seguintes partes: 1) uma sobre a qual incidiria a alíquota correspondente aos 5% mínimo (sobre a produção total ou sobre cada uma das três faixas de produção, o que daria no mesmo); 2) outra sobre a qual incidiria a alíquota de 5% excedente ao mínimo, correspondente à previsão calculada segundo a curva de produção de referência do campo, e 3) uma terceira alíquota correspondente aos 2,5% incidentes sobre a produção incremental igual ou inferior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência do campo. Assim, para não dar margem a tais interpretações, o que o tornaria o texto objeto de obscurantismo, sugerimos que a produção seja segregada nos termos propostos, de modo que sobre cada faixa de produção sejam aplicadas as alíquotas correspondentes. Seria mais simples e facilitaria o entendimento da aplicação da norma. Exemplo: pela curva de referência, a produção de um campo X (maduro de grande produção) para um determinado mês previa 100.000 m3. Mas, em razão do incentivo, esse campo produziu 160.000 m3. Consideremos que a alíquota original desse campo era de 10%. Assim, no BMP do referido mês o Operador deverá separar a produção desse campo em três faixas: 1ª faixa, correspondente a 100.000 m3 e sobre a qual incidirá a alíquota de 10%; 2ª faixa, correspondente a 50.000 m3 e sobre a qual incidirá a alíquota de 7,5%; 3ª faixa, correspondente 10.000 m3 e sobre a qual incidirá alíquota mínima de 5%. OBS: A redação proposta está de acordo, inclusive, com o art. 11 da minuta.</p>	<p>Não acatada</p>	<p>Não cabe à minuta definir procedimentos para carregamento de informações, o que deverá ser previsto em outros instrumentos.</p>
<p>Petrobras</p>	<p>Artigo 6º exclusão § 3º</p>	<p>§ 3º O operador deverá apresentar à ANP, no Boletim Mensal da Produção (BMP), a produção segregada por alíquota para cada campo.</p>	<p>§3º EXCLUIR</p>	<p>O objetivo do BMP é informar à ANP, de maneira consolidada, os volumes produzidos. A segregação por alíquota deverá ser apresentada no demonstrativo mensal de royalties.</p>	<p>Acatada</p>	<p>Com a definição da curva de referência no Termo Aditivo, não há necessidade de carregamento da produção discriminada por alíquota no Boletim Mensal de Produção.</p>
<p>Governo do Estado do Espírito Santo</p>	<p>Artigo 6º §4º</p>	<p>§ 4º O operador deverá apresentar à ANP, no Demonstrativo Mensal de Royalties (DRY), os royalties segregados por alíquota para cada campo.</p>	<p>O operador deverá apresentar à ANP, no Demonstrativo Mensal de Royalties (DRY), os royalties de acordo com a faixa de produção previstas no parágrafo anterior, segregando, quando for o caso, as parcelas correspondentes aos 5% mínimos e ao excedente a esse percentual de acordo com as respectivas faixas</p>	<p>Dada a sugestão anterior para o art. 6º, § 3º, quanto à segregação no BMP por faixa de produção, com essa redação pretende-se que as respectivas alíquotas sejam separadas por cada faixa de produção, permitindo que os destinatários dos royalties saibam qual a alíquota e qual a base de incidência de cada alíquota.</p>	<p>Não acatada SPG</p>	<p>A ANP entende que o texto estabelecido no §4º do art. 6º é claro e atende ao objetivo.</p>
<p>Governo do Estado do Espírito Santo</p>	<p>Inserção de § no Artigo 6º</p>		<p>A ANP, de forma clara e transparente, dará publicidade ao rateio dos royalties, discriminando as faixas de produção conforme o § 3º deste artigo, bem como suas respectivas alíquotas correspondentes aos 5% mínimo e, quando for o caso, à alíquota excedente aos 5% mínimos</p>	<p>Essa inclusão tem por objetivo assegurar aos destinatários dos royalties informações claras acerca de sua origem e forma de cálculo.</p>	<p>Não acatada SPG</p>	<p>A ANP já disponibiliza informações sobre royalties e outras participações governamentais em seu sítio na internet, tornando desnecessária a inclusão da sugestão.</p>
<p>Ompetro</p>	<p>inserção de § no Artigo 6º</p>		<p>§ 5º O operador somente poderá incluir na parte de dedução trimestral da participação especial o valor em custos de investimentos e gastos operacionais no mesmo percentual do incremento da receita bruta de produção obtida no trimestre. Parágrafo único. O valor informado no § 5º refere-se aos novos investimentos previstos na revisão do Plano de Investimento a ser aprovada conforme artigo 6º.</p>	<p>A inserção se justifica dado o exposto nos itens 44, 45, 46, 47 e 97 da Nota Técnica nº 01/2018/SPG, ignorados quando da produção da Minuta de Resolução. O disposto nos itens mencionados já representa a justificativa necessária para que haja um parágrafo a respeito das deduções da participação especial. Se não conforme o parágrafo proposto aqui, outro semelhante.</p>	<p>Não acatada</p>	<p>Nos termos do estabelecido no inciso VI do art. 4º, a solicitação de redução de royalties sobre a produção incremental deverá ser acompanhada de uma revisão do Plano de Desenvolvimento contendo a comprovação do benefício econômico para a União na aplicação do incentivo, incluindo extensão na vida útil do campo, fator de recuperação incremental, participações governamentais adicionais. Cumprida a etapa descrita acima, a ANP analisará o pleito ponderando os impactos dessa redução de royalties, incluindo os efeitos gerados sobre as outras participações governamentais, tal qual a participação especial. Nesse cenário, a ANP entende que não é necessária a inclusão dessa proposta de alteração. Cumprida a etapa descrita acima, a ANP analisará o pleito ponderando os impactos dessa redução de royalties, incluindo os efeitos gerados sobre as outras participações governamentais, tal qual a participação especial. Nesse cenário, a ANP entende que não é necessária a inclusão dessa proposta de alteração.</p>

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

Secretaria de Fazenda do Estado de São Paulo	Inserção de § no Artigo 6º		§5º Os investimentos para a realização da produção incremental, e determináveis através do item V do §1º do artigo 4º, não poderão ser utilizados para fins de dedução da base de cálculo da Participação Especial devida pelo campo.	Ao optar pelo incentivo de redução da alíquota dos royalties sobre a produção incremental, tendo em vista o interesse dos Estados e Municípios beneficiários das participações governamentais (e respaldados pelo parecer 00512/2017/UED/PGF/AGU), o operador não poderá utilizar tal benefício para reduzir a Participação Especial eventualmente devida pelo campo. Por oportuno, é importante ressaltar que conforme abordado na Nota Técnica Conjunta SDR – SPL nº 002/2018, o preço de venda do óleo e do gás natural produzido é o principal fator de incerteza na etapa de produção (afetado principalmente pelo comportamento do preço do barril do petróleo e da cotação do dólar). Tais variáveis não foram consideradas pela ANP na elaboração do quadro da Figura II.4 da Nota Técnica 004/2018/SDP (página 08 de 33) para justificar a adoção da redução dos royalties sobre a produção incremental. A Resolução 17/2017 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) foi elaborada e publicada no 1º semestre de 2017, época em que o preço do barril de petróleo estava em baixa e em uma tendência de queda acentuada. Trata-se de uma decisão política, que a ANP está tentando implementar através da presente Resolução em um momento na qual o petróleo encontra-se com preço elevado. Em um cenário de cotação do dólar e preço do barril de petróleo favoráveis à exploração, a Resolução, na forma proposta, trará benefícios econômicos única e exclusivamente ao consórcio. A redução da alíquota dos royalties sobre a produção incremental, nessa situação, possui pouca influência na decisão do investimento.	Não acatada	Vide avaliação e justificativas acima.
Petrobras	Artigo 7º caput e inserção de Parágrafo Único	Art. 7º O descumprimento dos compromissos de investimento aprovados no Plano de Desenvolvimento, após análise da ANP, ensejará o início de processo visando a perda do incentivo de redução de royalties.	Parágrafo único. O Concessionário pode apresentar solicitação de alteração dos compromissos assumidos, acompanhada das respectivas justificativas técnico-econômicas. A ANP analisará a solicitação, podendo manter ou iniciar processo visando à extinção do benefício da redução de royalties.	Entendemos ser necessária a abertura de oportunidade de manifestação e justificativa para o Concessionário. Eventual perda do benefício só seria aplicada após esgotado todo o trâmite do processo administrativo. Também é importante estabelecer possibilidade de revisão dos compromissos, pois eventuais otimizações podem levar a ajustes que sejam benéficos aos projetos e à União.	Acatada Parcialmente	A proposta para a nova redação do caput não altera seu significado, contribuindo para maior clareza. Porém propomos a seguinte redação "Art. 7º O descumprimento dos compromissos de investimento aprovados no Plano de Desenvolvimento, sem adequada justificativa técnico-econômica pelo Operador, após análise da ANP, ensejará o início de processo visando a perda do incentivo de redução de royalties. " A atual redação já prevê o contraditório e ampla defesa, possibilitando acatar os argumentos apresentados de modo a justificar revisão dos compromissos aprovados.
Governo do Estado do Espírito Santo	Inserção de § no Artigo 7º		§1º Caso se verifique, após a implementação do incentivo, que as deduções dos investimentos realizados pela concessionária induziram redução da participação especial paga às unidades federadas, também terá lugar o início de processo visando a perda do incentivo, oportunizando manifestação das unidades federadas no prazo de 15 (quinze) dias.	O art. 1º e o art. 4º, VI condicionam a concessão do incentivo à comprovação de benefício econômico para a União e, na redação que estamos propondo nessa oportunidade, também para os Estados e Municípios que recebem royalties e participação especial pela produção de petróleo e gás natural nos campos respectivos. No entanto, pode ocorrer, na casuística, de os investimentos realizados pelo concessionário impactarem negativamente o pagamento da participação especial, visto que a legislação federal admite a sua dedução para efeito da apuração dessa participação governamental. Sendo assim, a manutenção de um dos pilares da proposta (existência de benefício para as unidades federadas, que pressupõe, por óbvio, que elas não experimentem prejuízos) orienta que também esse elemento seja considerado como hipótese de perda do incentivo.	Não acatada	Vide avaliação e justificativas acima.
Governo do Estado do Espírito Santo	Inserção de § no Artigo 7º		§2º A providência referida no parágrafo anterior poderá ser afastada quando a ANP e o concessionário conseguirem equacionar as deduções dos investimentos no campo respectivo, de modo que a redução da receita das unidades federadas com o pagamento da participação especial não supere o aumento da sua arrecadação com o recebimento de royalties.	A inclusão deste parágrafo é solicitada como forma de preservar, a um só tempo, o incentivo e o direito das unidades federadas (reconhecido no art. 1º e no art. 4º, VI) de não sofrer perdas financeiras (a propósito, recobramos que a norma condiciona o incentivo à verificação de benefício econômico para as unidades federadas, que, portanto, não podem ter prejuízos).	Não acatada	Vide avaliação e justificativas acima.
Governo do Estado do Espírito Santo	Inserção de § no Artigo 7º		§3º Na hipótese do parágrafo anterior, a ANP deverá notificar às unidades federadas que recebem royalties e participação especial pela produção de petróleo e gás no campo respectivo para que se manifestem, no prazo de 15 (quinze) dias, sobre a proposta de equacionalização das deduções.	A inclusão deste parágrafo é solicitada com o propósito de conferir às unidades federadas hipoteticamente prejudicadas pelo incentivo o direito de se manifestar sobre a solução concebida pela ANP e pelo concessionário nos termos do parágrafo anterior (contraditório formal = direito de manifestação).	Não acatada	Vide avaliação e justificativas acima.
Governo do Estado do Espírito Santo	Inserção de § no Artigo 7º		§4º Havendo manifestação tempestiva nas hipóteses dos §§ 1º e 2º, a ANP deverá necessariamente enfrentar, na motivação de eventual decisão pela preservação do incentivo, todos os argumentos apresentados pelas unidades federadas	A inclusão deste parágrafo é solicitada com o objetivo de conferir às unidades federadas hipoteticamente prejudicadas pelo incentivo o direito de ter os seus argumentos efetivamente enfrentados pela ANP (contraditório substancial = direito de influir na decisão).	Não acatada	Vide avaliação e justificativas acima.
Petrobras	Artigo 8º caput	Art. 8º O cálculo para determinação da curva de produção de referência do campo, será realizado levando-se em consideração:	Art. 8º O cálculo para determinação da curva de produção de referência do campo, até o seu corte econômico, será realizado pelo Operador e submetido para aprovação da ANP, levando-se em consideração:	Qualquer produção adicional que represente prorrogação da data de corte econômico, ou seja, aumento do fator de recuperação, deve ser considerada como produção incremental, com aplicação da redução de royalties. É preciso deixar claro quem será responsável pelo cálculo e, nesse sentido, entendemos mais adequado que sejam os concessionários, com a devida análise e aprovação pela ANP.	Não acatada	A definição do corte econômico deriva de premissas assumidas por cada operadora (ex.: aspectos financeiros, custo operacional, etc.). Não existe impedimento para que o Concessionário envie a sua estimativa de curva de produção de referência. Porém, conforme inciso IV do art. 2º da minuta, a definição final da curva é atribuição da ANP, no seu papel de órgão regulador.

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

IBP	Artigo 8º Inciso II a)	II - os eventuais ajustes no declínio histórico do campo, decorrentes de: a) previsão de produção relacionada a atividades aprovadas por meio de Plano de Desenvolvimento e/ou Programa Anual de Produção (PAP) e Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), assim como as estimativas apresentadas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR);	II - os eventuais ajustes no declínio histórico do campo, decorrentes de: a) previsão de produção relacionada a atividades aprovadas por meio de Plano de Desenvolvimento e/ou Programa Anual de Produção (PAP) e Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), assim como as estimativas apresentadas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR); vigente, antes da submissão da solicitação de redução prevista no art. 4º desta Resolução;	No intuito de dar maior segurança jurídica/regulatória, é importante haver um marco para o cálculo da Curva de Produção de Referência (CPR), a fim de deixar claro que integrarão a curva apenas atividades executadas até a solicitação de Redução de Royalties. Os investimentos complementares ao Plano de Desenvolvimento aprovado, antes do referido pleito, não são mandatórios e considerar esses investimentos na CPR para fins de cálculo da produção incremental é punir os concessionários de Campo Maduros proativos na demanda de investimentos complementares para elevação da produção, visando a extensão da vida útil do ativo em detrimento dos concessionários que ficaram inertes ao declínio da curva de produção. Assim, sugerimos que redação da alínea "a" haja um marco mais definido sobre quais obrigações de trabalho e investimentos assumidos integração a CPR.	Acatada Parcialmente	Acatada, para maior clareza, apenas a inclusão do trecho ao final ficando a seguinte redação: a) previsão de produção relacionada a atividades aprovadas por meio de Plano de Desenvolvimento e/ou Programa Anual de Produção (PAP) e Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), assim como as estimativas apresentadas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR), vigentes antes da submissão da solicitação de redução prevista no art. 4º desta Resolução;
Petrobras	Artigo 8º §2º	§ 2º A curva de produção de referência poderá ser reavaliada, à critério da ANP, em razão de: a) descoberta de um novo reservatório produtor, existência de reservatório pendente de avaliação ou reservatório com variação significativa na reserva 1P, que alterem os critérios descritos no artigo 3º; ou b) aprovação de Acordos de Individualização da Produção (AIPs), Compromissos de Individualização da Produção (CIPs) e respectivas redeterminações.	§2º A curva de produção de referência poderá ser reavaliada, por solicitação do Operador e aprovação pela ANP, em razão de: a) existência de reservatório pendente de avaliação ou reservatório com variação maior do que 20% na reserva 1P relativa à curva de referência, que alterem os critérios descritos no artigo 3º; ou b) aprovação de Acordos de Individualização da Produção (AIPs), Compromissos de Individualização da Produção (CIPs) e respectivas redeterminações.	Como há incertezas inerentes ao negócio de E&P, pode haver situações em que a produção abaixo do previsto inviabilize o benefício de redução da alíquota de royalties, bem no caso em que ele se mostraria mais necessário, como resposta irregular dos reservatórios, perda de poços etc. Sugerimos que eventuais novas descobertas dentro de áreas de campos maduros, que só ocorrerão mediante novos investimentos, sejam automaticamente beneficiadas pela redução de royalties, sem necessidade de alteração da curva de produção de referência. Necessário definir o que seria uma variação significativa e esclarecer que a alteração da reserva 1P a que o texto se refere é a reserva 1P relativa à curva de referência.	Não acatada	Cabe à ANP no exercício de seu papel regulatório determinar a necessidade de revisão da curva de referência de modo a preservar o benefício econômico para os Entes Federados. Não é tecnicamente adequado definir previamente um percentual de variação a ser considerado significativo. Tal definição deverá ser feita caso a caso. Mesmo podendo ser decorrente dos investimentos realizados visando a produção incremental, uma nova descoberta pode alterar significativamente o potencial produtivo do campo.
IBP	Artigo 8º §2º	Idem acima	§ 2º A curva de produção de referência poderá ser reavaliada, à critério da ANP, em razão de: a) descoberta de um novo reservatório produtor, existência de reservatório pendente de avaliação ou reservatório com variação significativa na reserva 1P, que alterem os critérios descritos no artigo 3º; ou b) aprovação de Acordos de Individualização da Produção (AIPs), Compromissos de Individualização da Produção (CIPs) e respectivas redeterminações.	A descoberta de um novo reservatório produtor, prevista em planos e programas que acompanham a solicitação de redução, não deveria gerar reavaliação da Curva de Referência, pois entraria para a parcela da produção incremental. Dessa forma, com o objetivo de gerar maior segurança jurídica/regulatória para os investimentos visando o incentivo, a descoberta de um novo reservatório produtor no escopo do desenvolvimento complementar do Campos Maduros para extensão da vida útil e incremento da produção não devem fazer parte dessa hipótese de reavaliação. Não há discordância sobre as reservas ainda não desenvolvidas no PD vigente, antes do pleito de redução, ser importante fator de reavaliação da curva de referência de produção. Isso porque pode haver uma variação significativa decorrente dessas reservas que eleve o Campo a um outro patamar, que não se enquadre na definição de Campo Maduro. O que se pretende é retirar da hipótese de reavaliação da Curva de Referência prevista na alínea "a", a produção decorrente de investimentos em Campos Maduros para elevação da produção incremental e extensão da vida útil.	Não acatada	Mesmo podendo ser decorrente dos investimentos realizados visando a produção incremental, uma nova descoberta pode alterar significativamente o potencial produtivo do campo.
Secretaria de Fazenda do Estado de São Paulo	Inserção de § no Artigo 8º		§3º Não farão jus ao incentivo de redução da alíquota de royalties as produções incrementais derivadas de antecipação ou postergação da produção. Nos meses em que a produção real for inferior à curva de produção de referência durante o período de concessão do incentivo de redução da alíquota dos royalties, a diferença será abatida das parcelas de produção incremental que vierem a ocorrer nos meses posteriores.	Não havendo interrupção total da produção (situação já prevista no §1º do artigo 8º da presente minuta), eventuais produções abaixo da curva de referência irão compor uma conta credora, que deverá ser totalmente consumida na forma de redução da curva incremental dos próximos meses, até que o saldo da conta se torne nulo.	Não acatada	A concessão da redução de royalties será feita com base na produção incremental sobre a curva de produção de referência a partir da realização de novos investimentos. Paradas de produção que venham a causar desvios significativos em relação à curva de referência são tratadas no §1º do art. 8º.
ABPIP	Inserção de § no Artigo 8º		§3º A curva de produção de referência do campo. Para efeito desta resolução será aquela construída à época da início do declínio ou seja apos o pico de produção.	Adequar a redação devido a sugestão de alteração proposta anteriormente.	Não acatada	Foge ao conceito de campo maduro pretendido pela minuta de Resolução.
Petrorio	Artigo 8º Inciso II a) e/ou Inserção de § no Artigo 8º	Art. 8º O cálculo para determinação da curva de produção de referência do campo, será realizado levando-se em consideração: (...) II - os eventuais ajustes no declínio histórico do campo, decorrentes de: a) previsão de produção relacionada a atividades aprovadas por meio de Plano de Desenvolvimento e/ou Programa Anual de Produção (PAP) e Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), assim como as estimativas apresentadas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR);	II - os eventuais ajustes no declínio histórico do campo, decorrentes de: a) previsão de produção relacionada a atividades executadas, antes da solicitação de redução dos Royalties sobre a produção incremental apresentada pelo concessionário. e/ou Sugestão de Inclusão §: As atividades executadas ou assumidas, após a solicitação que se refere a alínea "a", não fazem parte do cálculo para eventuais ajustes no declínio histórico do campo.	As atividades executadas ou assumidas após o pleito de redução não podem entrar na Curva de Produção de Referência, uma vez que fazem parte da produção incremental a ser beneficiada pelo incentivo proposto nesta Resolução.	Acatada parcialmente	Conforme inciso XII- do art. 3º da Resolução CNPE nº 17/2017, o incentivo de redução de royalties somente se aplica sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado. Desta forma, investimentos já realizados ou compromissados em planos e programas já aprovados, fogem ao escopo desta Resolução. Para maior clareza inclui-se trecho ao final ficando a seguinte redação: a) previsão de produção relacionada a atividades aprovadas por meio de Plano de Desenvolvimento e/ou Programa Anual de Produção (PAP) e Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), assim como as estimativas apresentadas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR), vigentes antes da submissão da solicitação de redução prevista no art. 4º desta Resolução;
Tauil & Chequer	Artigo 8º §2º inciso II	Idem acima	a) previsão de produção relacionada a atividades aprovadas por meio de Plano de Desenvolvimento e/ou Programa Anual de Produção (PAP) e Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), assim como as estimativas apresentadas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR), antes do Campo tornar-se Campo Maduro.	Atividades executadas após a maturidade do Campo ou compromissos assumidos, mas ainda não executados até a maturidade do Campo não podem entrar sob pena de se ferir a simetria da racionalidade da redução, conforme explicado na definição sugerida de CPR.	Não acatada	No Formulário está referenciado na 2ª alínea a) do art. 8º, mas parece se referir ao inciso II, alínea a) do art. 8º Conforme inciso XII- do art. 3º da Resolução CNPE nº 17/2017, o incentivo de redução de royalties somente se aplica sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado. Desta forma, investimentos já realizados ou compromissados em planos e programas já aprovados, fogem ao escopo desta Resolução.

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

Petrobras	Artigo 9º	Art. 9º Os campos maduros de pequena produção terão os royalties calculados à alíquota de 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental.	Art. 9º Os campos maduros de pequena produção terão os royalties calculados à alíquota de 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental.	Sugere-se eliminar a diferenciação entre campos de grande e de pequena produção. Tal diferenciação resulta na prática em redução muito pequena de royalties para campos que produzem acima de 5 mil barris de óleo equivalente por dia, dificilmente viabilizando algum projeto.	Não acatada	A Resolução CNPE nº 17/2017 impõe limite de até 5% na redução dos royalties sobre a produção incremental, permitindo escalonamento do incentivo baseado em projetos de diferentes realidades. A atual redação reflete o conceito já adotado nos editais das rodadas de licitação onde há diferenciação de alíquotas de royalties. A ANP entendeu (vide Nota Técnica 004/SDP/2018) ser prudente a utilização do porte do campo como critério para aplicação de alíquotas de royalties diferenciadas.
ABPIP	Artigo 9º	Idem acima	Art. 9º Os campos maduros de pequena produção terão os royalties calculados à alíquota de 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental. § 1º Os campos com reservas, cuja previsão de esgotamento se dê em menos de dez anos, terão suas alíquotas reduzidas para 5%. § 2º Os campos de economicidade marginal terão suas alíquotas reduzidas para 5%.	Adequar a redação devido a sugestão de alteração proposta anteriormente.	Não acatada	A Resolução CNPE nº 17/2017 impõe limite de até 5% na redução dos royalties sobre a produção incremental, permitindo escalonamento do incentivo baseado em projetos de diferentes realidades. A atual redação reflete o conceito já adotado nos editais das rodadas de licitação onde há diferenciação de alíquotas de royalties. A ANP entendeu (vide Nota Técnica 004/SDP/2018) ser prudente a utilização do porte do campo como critério para aplicação de alíquotas de royalties diferenciadas. Conforme justificativa para exclusão do §2º do art. 3º, a sugestão perde objeto. Foge ao conceito de campo maduro pretendido pela minuta de Resolução.
Petrobras	Artigo 10 caput	Art. 10 Para os campos maduros de grande produção, os royalties serão calculados mediante aplicação de alíquotas progressivas correspondentes a 5% (cinco por cento) e 7,5% (sete e meio por cento), conforme o percentual de incremento alcançado.	Excluir	Sugere-se eliminar a diferenciação entre campos de grande e de pequena produção. Tal diferenciação resulta na prática em redução muito pequena de royalties para campos que produzem acima de 5 mil barris de óleo equivalente por dia, dificilmente viabilizando algum projeto.	Não acatada	A Resolução CNPE nº 17/2017 impõe limite de até 5% na redução dos royalties sobre a produção incremental, permitindo escalonamento do incentivo baseado em projetos de diferentes realidades. A atual redação reflete o conceito já adotado nos editais das rodadas de licitação onde há diferenciação de alíquotas de royalties. A ANP entendeu (vide Nota Técnica 004/SDP/2018) ser prudente a utilização do porte do campo como critério para aplicação de alíquotas de royalties diferenciadas.
ABPIP	Artigo 10 caput	Idem acima	Excluir	Adequar a redação devido a sugestão de alteração proposta anteriormente.	Não acatada	Idem acima.
Governo do Estado do Espírito Santo	Artigo 10 caput	Idem acima	Para os campos maduros de grande produção, os royalties serão calculados mediante aplicação de alíquotas regressivas correspondentes a 7,5% (sete e meio por cento) e 5% (cinco por cento), conforme o percentual de incremento alcançado.	Salvo engano, a lógica é reduzir a alíquota com o aumento da produção incremental, ou seja: a) para produção incremental <= 50%, aplica-se uma alíquota de 2,5% referente ao excedente dos 5% mínimos; b) para produção incremental > 50%, reduz-se a 0 (zero) a alíquota correspondente ao excedente dos 5% mínimos. Ora, se a lógica é esta, o correto seria falar em alíquotas regressivas, e não progressivas (caso em que teríamos aumento de alíquota com o aumento da produção).	Acatada	Art. 10 Para os campos maduros de grande produção, os royalties serão calculados mediante aplicação de alíquotas regressivas correspondentes a 7,5% (sete e meio por cento) e 5% (cinco por cento), conforme o percentual de incremento alcançado.
Dep. Estadual Luiz Paulo Correa da Rocha	Artigo 10 caput	Idem acima	Art. 10 Para os campos maduros de grande produção, os royalties serão calculados mediante aplicação de alíquotas progressivas correspondentes a 5% (cinco por cento) e 7,5% (sete e meio por cento), conforme o percentual de incremento alcançado, quando o beneficiário dos royalties for a União e 7,5% (sete e meio por cento) quando os beneficiários dos royalties forem os Estados e Municípios.	Dosimetria	Não acatada	A proposta carece de fundamentação e motivação suficientes.
Firjan	Artigo 10 § 1º	§1º A parcela da produção incremental superior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 5% (cinco por cento).	§1º A parcela da produção incremental superior a 30% (trinta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 5% (cinco por cento).	Entendemos que quanto maior for o estímulo à produção incremental, maiores serão os investimentos para este incremento. E assim, teremos uma maior demanda para o encadearamento produtivo.	Não acatada	Justificativas apresentadas na Nota Técnica 080/SDP/2018.
Petrório	Artigo 10 § 1º e § 2º	§1º A parcela da produção incremental superior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 5% (cinco por cento). e §2º A parcela da produção incremental igual ou inferior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 7,5% (sete e meio por cento).	§1º A parcela da produção incremental inferior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 5% (cinco por cento). §2º A parcela da produção incremental igual ou superior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 7,5% (sete e meio por cento).	Caso um concessionário invista e obtenha uma curva de produção menor do que a inicialmente pretendida, ele acaba penalizado pela alíquota de Royalty de 7,5%. Se, ao contrário, a natureza surpreender, o mesmo investimento levaria ao benefício do prêmio de redução sem maiores diferenças de esforço. Essa regra parece introduzir mais risco indesejado do que benefício, além de não significar o expresso no parágrafo, que trata de alíquota progressiva. O exemplo do Imposto de Renda, que adota alíquotas progressivas, ou mesmo da Participação Especial (Decreto nº 2.705/98), que também a adota, concede primeiro a alíquota menor e depois a maior. Seria contra intuitivo conceder menor desconto para quem produz menos e maior desconto para quem produz mais. Em termos de alíquotas progressivas, não há que se falar de desincentivo a produzir. Veja que no imposto de renda ninguém pretende ganhar menos em função do imposto.	Não acatada	O objetivo da resolução é incentivar a realização de investimentos que só se viabilizariam com a redução de royalties. Espera-se que, quanto maior o investimento, maior será a produção incremental, portanto maior o incentivo representado pela alíquota menor.
IBP	Artigo 10 § 1º e § 2º	Idem acima	§1º A parcela da produção incremental superior a 20% (vinte por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 5% (cinco por cento). §2º A parcela da produção incremental igual ou inferior a 20% (vinte por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 7,5% (sete e meio por cento).	Para a fixação de um percentual alvo de incremento de produção como incentivo, em que a partir do qual o investidor auferir benefício adicional, o ponto de partida deveria ser uma análise das médias históricas de elevação de produção decorrentes de projetos de revitalização de campos maduros. A partir dessa análise, pode-se chegar a um percentual de incremento em relação da curva de referência que possa desafiar, mas ao mesmo tempo factível para estimular o investidor a buscá-lo. Especialmente para campos de maior produção, um incremento de 20% na curva de produção já representa um desafio tanto técnico, quanto em volume de investimentos. Deve-se também levar em conta que o investimento necessário para adicionar cada fração de produção incremental cresce exponencialmente à medida que se avançam mais pontos percentuais sobre a curva de referência.	Não acatada	Justificativas apresentadas na Nota Técnica 080/SDP/2018.

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

Tauil & Chequer	Artigo 10 § 1º e § 2º	Idem acima	§1º A parcela da produção incremental superior a 20% (vinte por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 5% (cinco por cento). §2º A parcela da produção incremental igual ou inferior a 20% (vinte por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 7,5% (sete e meio por cento).	Sugestão de média de elevação de produção com desenvolvimento complementar em campos maduros. A exigência de um percentual muito superior à realidade do incremento em relação à CPR em Campos Maduros, reduzirá a atratividade em elevar os investimentos.	Não acatada	Justificativas apresentadas na Nota Técnica 080/SDP/2018.
Dep. Estadual Luiz Paulo Correa da Rocha	Artigo 11 Artigo 10 § 1º e § 2º	Idem acima	§1º A parcela da produção incremental superior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 5% (cinco por cento), quando o beneficiário dos royalties for a União e 7,5% (sete e meio por cento) quando os beneficiários dos royalties forem os Estados e Municípios. §2º A parcela da produção incremental igual ou inferior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 7,5% (sete e meio por cento), quando o beneficiário for a União ou Estados e Municípios.	Dosimetria	Não acatada	A proposta carece de fundamentação e motivação suficientes.
Secretaria de Fazenda do Estado de São Paulo	Inserção de §§ no Artigo 10		§1º A parcela da produção incremental superior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 5% (cinco por cento), e serão distribuídos em conformidade com o artigo 48 da Lei 9.478//1997. §2º A parcela da produção incremental igual ou inferior a 50% (cinquenta por cento) da curva de produção de referência, apurada mensalmente, ficará sujeita à incidência de royalties à alíquota de 7,5% (sete e meio por cento), sendo 5% (cinco por cento) distribuídos em conformidade com o artigo 48 da Lei 9.478//1997, e 2,5% (dois e meio por cento) distribuídos em conformidade com o artigo 49 da Lei 9.478//1997.	O §1º do artigo 47 da Lei 9.478/1997 prevê a possibilidade de redução do valor dos royalties estabelecido no caput do citado artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção. O Estado de São Paulo defende que a tabela 2 do item 20 da Nota Técnica SPG nº 01/2018 (de 22/01/2018) não pode ser aplicada, pois cria percentuais médios de distribuição não previstas em lei. Caso seja mantida o entendimento da ANP de que os royalties incrementais possam ser distribuídos de acordo com um critério infralegal, a posição de São Paulo é de que as parcelas das Participações Governamentais destinadas à União sejam as únicas a serem afetadas, com as demais parcelas (destinadas aos Estados e Municípios) previstas no artigo 49 reduzidas apenas de forma subsidiária no montante necessário para compor a redução de royalties sobre a produção incremental. A justificativa para esse posicionamento é que a União já irá auferir diversos benefícios econômicos com a extensão da vida útil dos campos maduros.	Não acatada	Os critérios para distribuição dos royalties incidentes sobre a produção incremental de petróleo e gás natural permanecem regidos pelas Leis nº 7.990/89 (até 5%) e nº 9.478/97 (acima de 5%), não havendo necessidade de serem explicitos na resolução.
Petrobras	Artigo 11	Art. 11 Para fins de cálculo de royalties, as alíquotas de redução definidas nos termos dos arts. 9º e 10, serão aplicadas aos volumes segregados de produção incremental de petróleo e gás natural apurados mensalmente, e reportados no Boletim Mensal de Produção.	Art. 11 Para fins de cálculo de royalties, as alíquotas de redução definidas nos termos dos arts. 9º e 10, serão aplicadas aos volumes segregados de produção incremental de petróleo e gás natural apurados mensalmente, e reportados no Demonstrativo Mensal de Royalties (DRY).	O objetivo do BMP é informar à ANP, de maneira consolidada, os volumes produzidos. A segregação por alíquota deverá ser apresentada no demonstrativo mensal de royalties.	Acatada	Nova redação: " Art. 11 Para fins de cálculo de royalties, as alíquotas de redução definidas, nos termos dos arts. 9º e 10, serão aplicadas aos volumes segregados de produção incremental de petróleo e gás natural apurados mensalmente, e reportadas no Demonstrativo Mensal de Royalties (DRY)."
ABPIP	Artigo 11	Idem acima	Excluir	Adequar a redação devido a sugestão de alteração proposta anteriormente.	Não acatada SPG	Em função do não acatamento da proposta da ABPIP de inserção de inciso no Artigo 2º (linha 29), perde o sentido esta proposta.
Secretaria de Fazenda do Estado de São Paulo	Artigo 11	Idem acima	Art. 11 Para fins de cálculo de royalties, as alíquotas de redução definidas nos termos dos arts. 9º e 10, serão aplicadas aos volumes segregados de produção incremental de petróleo e gás natural apurados mensalmente, e reportados detalhadamente e segregadas por faixa de alíquota no Boletim Mensal de Produção e no Demonstrativo Mensal de Royalties.	Alteração que visa garantir que os beneficiários das participações governamentais possam acompanhar e fiscalizar a forma com que os royalties incidentes sobre as parcelas incrementais foram distribuídas.	Acatada parcialmente	Nova redação: " Art. 11 Para fins de cálculo de royalties, as alíquotas de redução definidas, nos termos dos arts. 9º e 10, serão aplicadas aos volumes segregados de produção incremental de petróleo e gás natural apurados mensalmente, e reportadas no Demonstrativo Mensal de Royalties (DRY)."
Governo do Estado do Espírito Santo	Inclusão de Artigo após Artigo 11		Art. X O benefício de redução de alíquota dos royalties de que trata esta Resolução não se aplica aos campos de produção que pagam participação especial.	Ainda que o critério "grande volume de produção" seja o único aplicado atualmente para fins de participação especial (PE), sabe-se que essa espécie de participação governamental somente incide sobre uma receita líquida positiva. Ou seja, antes da incidência da PE é permitido ao Operador deduzir inúmeras rubricas de sua receita bruta, inclusive se compensando de saldos negativos anteriores, de sorte que a PE apenas incidirá caso haja uma receita líquida positiva. Esse arranjo aplicado à PE presume que o campo de produção seja rentável economicamente, o que não se coaduna com o espírito dessa resolução, que disciplina a redução de alíquotas de royalties para campos maduros em fase de declínio de produção. Permitir que o benefício de redução dos royalties seja aplicado aos campos que pagam PE pode ensejar perdas de receitas aos entes públicos recebedores desses recursos, o que não se coaduna com a premissa de que é necessário comprovar o benefício econômico para a União, Estados e Municípios no que se refere às participações governamentais. Ademais, a própria ANP, nos itens 44/46 (pg. 14) da Nota Técnica nº 01/2018/SPG, sugere que um aumento de produção incremental, decorrente do benefício de redução dos royalties, pode não ser suficiente para compensar a redução da receita líquida de produção (sobre a qual incide a PE), o que implicará em redução da PE correspondente.	Não acatada	Podem existir casos em que o campo tenha uma alta produção e baixa rentabilidade, o que o levará a recolher participação especial e mesmo assim necessitar de algum incentivo adicional para a realização de novos investimentos.

Tabela consolidada com análise das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018

ABPIP	Inclusão de Artigo após Artigo 11		<p>Art. X Os campos de economicidade marginal serão elegíveis a redução de royalties considerando nas seguintes fases:</p> <p>§ 1º Anterior a declaração de comercialidade: Poderá o operador solicitar a revisão do royalties antes da declaração de comercialidade, apresentando e demonstrando que sem a pretendida redução dos royalties inviabilizara a entrada na fase de produção pela sua incapacidade econômica.</p> <p>§ 2º Após a declaração de comercialidade: Poderá o operador solicitar a revisão do royalties após a declaração de comercialidade, apresentando e demonstrando que sem a pretendida redução dos royalties inviabilizara a continuidade de sua produção pela sua incapacidade econômica.</p> <p>§ 3º Nas hipóteses previstas nos parágrafos acima, os valores decorrentes da redução dos royalties deverão ser integralmente investidas em atividades que visem a manutenção e aumento de sua produção.</p>	<p>Estes campos são candidatos de alto potencial a serem devolvidos a ANP e portanto mais que justificável os esforços para evitar este desenlace. Entendemos que a proposta de inclui-los nesta resolução esta lastreada nos mesmos argumentos dos Pareceres emitidos pela PGR, que não vê impedimento as alterações propostas na minuta de resolução. Destacamos aqui o paragrafo 1o do artigo 47 da lei 9478/97, que outorgou competência legal a ANP para alterar royalties ao longo do contrato Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção, reforçada pela resolução CNPE 17/17, que no seu artigo 3o diz que A ANP, no cumprimento de suas atribuições para a implementação da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, deverá observar as diretrizes... indicadas a seguir:</p> <p>V - incentivar a exploração e a produção de petróleo e de gás natural em bacias terrestres;</p> <p>VI - incentivar o desenvolvimento de descobertas petrolíferas de pequeno e médio portes;</p> <p>VII - incentivar o aumento da participação das empresas de pequeno e médio portes nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;</p> <p>VIII - estimular a extensão de vida útil dos campos, promovendo, simultaneamente, a cultura de preservação das condições de segurança e respeito ao meio ambiente;</p>	Não acatada	Foge ao conceito de campo maduro pretendido pela minuta de Resolução.
Ompetro	Inserção de um novo capítulo após o Capítulo V		<p>CAPÍTULO VI</p> <p>DOS CRITÉRIOS PARA DISTRIBUIÇÃO DE ROYALTIES</p> <p>Art. 12 Para fins de distribuição de royalties, os royalties calculados conforme os artigos 9º e 10 serão distribuídos segundo os critérios de distribuição definidos pelas Leis nº 7.990/89 e 9.478/97.</p> <p>§ 1º Metade da parcela de produção sobre a qual efetivamente ensejará royalties, definida no artigo 9º, será distribuída segundo os critérios da Lei nº 7.990/89, e a outra metade segundo os critérios da Lei 9.478/97.</p> <p>§ 2º Metade da parcela de produção sobre a qual efetivamente ensejará royalties, definida no §1º do artigo 10, será distribuída segundo os critérios da Lei nº 7.990/89, e a outra metade segundo os critérios da Lei 9.478/97.</p> <p>§ 3º Metade da parcela de produção sobre a qual efetivamente ensejará royalties, definida no §2º do artigo 10, será distribuída segundo os critérios da Lei nº 7.990/89, e a outra metade segundo os critérios da Lei 9.478/97.</p>	<p>A Minuta de Resolução não traz nenhuma previsão legal de como os royalties provenientes da produção incremental serão distribuídos aos entes beneficiários. Para que haja clareza e transparência na forma de distribuição, ela deve estar prevista na nova resolução, não apenas na nota técnica. A Nota Técnica nº 01/2018/SPG também não foi clara em definir como esses royalties serão distribuídos. A distribuição deve seguir os critérios e percentuais legais das Leis nº 7.990/89 e 9.478/97, que regulam a distribuição atualmente vigente, de forma a não beneficiar um ente em detrimento do outro.</p>	Não acatada	Os critérios para distribuição dos royalties incidentes sobre a produção incremental de petróleo e gás natural permanecem regidos pelas Leis nº 7.990/89 (até 5%) e nº 9.478/97 (acima de 5%), não havendo necessidade de serem explícitos na resolução.