

SUPERINTENDÊNCIA DE PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

NOTA TÉCNICA Nº 44/2025/SPG/ANP-RJ

Rio de Janeiro, *data da assinatura eletrônica*.

Assunto: Revisão da Resolução ANP nº 874, de 18 de abril de 2022. Complementação da instrução processual, nos termos do Despacho de Encaminhamento 4473339. Análise complementar aos aspectos técnicos abordados pela Consulta e Audiência Públicas nº 18/2023. Apresentação de nova Minuta de Resolução que estabelece os critérios para fixação do Preço de Referência do Petróleo, adotado no cálculo das participações governamentais.

1. INTRODUÇÃO

1. Trata-se do processo de revisão da Resolução ANP nº 874/2022, que estabelece os critérios para fixação do Preço de Referência do Petróleo (PRP), adotado no cálculo das participações governamentais.

2. A diretora Symone Christine de Santana Araújo, na qualidade de relatora do processo ora em análise, lavrou o Despacho de Encaminhamento (4473339) com às seguintes orientações à equipe técnica da Superintendência de Participações Governamentais (SPG):

I - complementar a instrução processual de modo a ponderar os efeitos da alteração ora proposta em petróleos com alto percentual de derivado pesado, conforme as respectivas características físico-químicas; e

II - avaliar eventuais opções de implementação, preservados os fundamentos e conceitos técnicos que sustentam o regramento vigente da Agência acerca de Preço de Referência de Petróleo.

3. Importante registrar que, de acordo com o referido despacho, atos processuais posteriores à Nota Técnica nº 21/2024/SPG-e (3917823), tais quais o Parecer nº 00194/2024/PFANP/PGF/AGU (4434310) e Despacho de Encaminhamento (4473339), por conveniência e oportunidade administrativa, ensejaram a necessidade de complementação da instrução processual.

4. Assim, a presente Nota Técnica tem como objetivo complementar a instrução processual, ponderando os efeitos da alteração ora proposta em petróleos com alto percentual de derivado pesado, conforme as respectivas características físico-químicas, preservados os fundamentos e conceitos técnicos que sustentam o regramento vigente da Agência acerca de Preço de Referência de Petróleo, apresentando por fim as motivações técnicas e alterações incorporadas à minuta de Resolução proposta nos termos da Nota Técnica nº 21/2024/SPG-e (3917823).

2. DA CONSULTA JURÍDICA À PROCURADORIA FEDERAL RESPONDIDA PELO PARECER 00194/2024/PFANP/PGF/AGU

5. Considerando o entendimento técnico, sob a ótica do juízo de conveniência e oportunidade, da possibilidade de aplicação de regras temporais de efeitos concretos em nova norma, quais sejam, de implementação gradual e de *vacatio legis*, e tendo em vista que tais dispositivos foram questionados quanto à sua legalidade no âmbito da Consulta e Audiência Públicas nº 18/2023 (CAP18), foi oportunizado ao órgão jurídico da ANP ponderação jurídica especificamente sobre o tema.

6. Nesse sentido, a SPG apresentou os seguintes quesitos à Procuradoria Federal junto à ANP:

Quesito 1) Existe óbice jurídico para que a ANP adote o *vacatio legis* de 90 (noventa) dias ora proposto pela SPG, conforme Art 3º da minuta de Resolução SEI nº 3959236? Em não havendo restrição legal à proposta, por gentileza, solicita-se que a PRG avalie a conveniência de apontar outros elementos de ordem jurídica que entender relevantes para decisão da Diretoria Colegiada da ANP.

Quesito 2) Existe óbice jurídico para que a ANP adote período de implementação gradual de 12 (doze) meses, conforme proposto pela SPG, nos termos do Art. 11-A da minuta de Resolução SEI nº 3959236? Em não havendo restrição legal à proposta, por gentileza, solicita-se que a PRG avalie a conveniência de apontar outros elementos de ordem jurídica que entender relevantes para decisão da Diretoria Colegiada da ANP.

7. Ademais, tendo em vista terem sido apresentadas novas alegações jurídicas acerca de formalidades do processo de revisão regulatória, a SPG encaminhou o seguinte quesito:

Quesito 3) No que tange aos aspectos formais do rito regulatório e em face da alegação de vícios jurídicos/processual apresentada pelo IBP, há óbice ao prosseguimento da análise técnica e jurídica com vistas à apreciação e deliberação do tema pela Diretoria Colegiada da ANP, visando a aprovação de nova resolução? Haveria, conforme alegado pelo IBP, obrigatoriedade de realização do **novo AIR** quando da submissão da minuta à participação social por meio da CAP18?

8. A Procuradoria Federal junto à ANP ofereceu resposta por meio do Parecer nº 00194/2024/PFANP/PGF/AGU (4434310). Em sede de conclusão, a PRG sopesou o seguinte:

- (a) quando à formalização do processo regulatório, não se localizou (i) a confirmação da publicação do endereço eletrônico do vídeo gravado na audiência pública no sítio da ANP na internet; e (ii) a indicação da publicação do relatório final das contribuições recebidas na consulta e audiência públicas, ambas exigidas pela Instrução Normativa ANP nº 8/2021; recomenda-se suprir tais deficiências;
- (b) motivação para revisão da resolução encontra-se na explicação da SPG de que o Fuel Oil 1% não é mais adequado para abastecimento desde a IMO2020, de modo que a cotação da fração pesada deve considerar o "Marine Fuel 0,5% FOB Rdam Barge" da Agencia de preços Platts e "Fuel Oil 0,5% barge NWE Fob" como derivado de referência para a fração pesada da fórmula do preço de referência de petróleo a Resolução ANP nº 874;
- (c) não existe óbice jurídico para que a ANP adote o vacatio legis de 90 (noventa) dias ora proposto pela SPG;
- (d) o poder normativo da ANP possibilita sua atuação, seja para implementar de forma gradual a nova metodologia, seja para implementá-la imediatamente;
- (e) na vigência do art. 7º-B do Decreto nº 2.705/98, a ANP não tinha outra opção a não ser seguir o comando legal e estabelecer regras de periodicidade, de transição e de período de carência quando da alteração da metodologia; com a revogação do art. 7º-B, a ANP passou a ter discricionariedade para prever ou não regras dessa natureza;
- (f) fundamento de validade para implementação gradual da nova metodologia é a Resolução CNPE nº 5/2017; mas sua vigência pode ser questionada, de modo que se sugere solicitar a manifestação do Ministério de Minas e Energia a esse respeito, a fim de alinhar o entendimento;
- (g) tanto a implementação gradual da nova metodologia, quando a implementação imediata, passada a vacatio legis, são juridicamente sustentáveis e juridicamente questionáveis.
- (h) recomenda-se à Diretoria Colegiada ponderar entre as justificativas de cada escolha, ou seja, implementação gradual a fim de contribuir para a estabilidade regulatória e para reduzir as incertezas em relação aos investimentos necessários para o desenvolvimento da produção petrolífera no País e implementação imediata, em prol dos interesses dos entes beneficiários dos royalties e participações governamentais, que aplicam - ou deveriam aplicar - tais verbas em benefício do cidadão.

9. Nesse mister, considerando o Parecer nº 00194/2024/PFANP/PGF/AGU (4434310) e o Despacho de Encaminhamento (4473339), parece-nos conveniente e adequado, reavaliação técnica da minuta de Resolução proposta na CAP18. Importante salientar que eventuais alterações serão detalhadas e justificadas ao longo desta nota técnica.

3. BREVE RESUMO DA NOTA TÉCNICA Nº 21/2024/SPG-E E ATOS PROCESSUAIS SEGUINTE À CAP18

10. A análise das contribuições recebidas no âmbito da consulta e audiência públicas nº 18/2023 foi elaborada por meio da Nota Técnica nº 21/2024/SPG-e (3917823). De forma resumida, pode-se dizer que com relação às contribuições recebidas observou-se que, em sua maior parte, os temas abordados abarcaram os seguintes assuntos: (i) ampliação do escopo da revisão da metodologia da RANP874; (ii) sobre o período de vacância, vigência e implementação da norma; e (iii) quanto à mudança da cotação do derivado pesado na fórmula do PRP.

11. A citada Nota Técnica apresentou a análise pela área técnica da ANP de todas as sugestões recebidas, assim como o seu acatamento, ou não, justificado no documento "Análise Contribuições CP 18-2023" (SEI 3959491).

12. De modo geral, as propostas de alteração ou sugestões não tinham sido acatadas, com as devidas justificativas técnicas da SPG. Algumas contribuições alusivas aos comandos temporais incorporados mereceram reflexão por parte da equipe técnica, assim também como foram apresentadas no corpo da citada nota técnica as alterações na minuta decorrentes das sugestões recebidas no período da CAP18.

13. Não obstante, importante destacar que mesmo findo o processo de participação social, esta Agência permaneceu recebendo complementação técnica dos agentes diretamente impactados na revisão da RANP874, tanto do lado dos beneficiários quanto do lado dos agentes econômicos.

14. Neste interim, pode-se listar empresas operadoras de contratos de exploração de petróleo, como o grupo PRIO S.A. que anexou ao processo o estudo da Rystad Energy (4234885), onde reitera suas manifestações da consulta e audiência pública nº 18/2023 sob o pleito de desconsiderar os petróleos de campos maduros e marginais dos efeitos da nova metodologia do PRP.

15. Também se manifestaram entidades de classe como a Organização dos Municípios Produtores de

Petróleo da Bacia de Campos (OMPETRO), que manifestou especial apoio às petroleiras independentes operadoras de campos maduros e marginais confrontantes ao Estado do Rio de Janeiro por meio da Carta Conjunta nº 01/2024/GP (4350573), assim como a Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro - FIRJAN, por meio da Carta – 2024.09.234 (4357837), corroborou com o pleito recomendando a exclusão dos petróleos provenientes dessas áreas dos impactos decorrentes desta revisão metodológica.

16. Nesta mesma linha, a Federação das Indústrias do Espírito Santo (Findes) também se manifestou através da carta Cepres nº 235/2024 (4384983) e, por fim, o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (“IBP”), por meio da carta E&P 093/2024 (4385228) reiterara a sua posição contra a mudança proposta na cotação de referência da fração pesada adotada para cálculo do PRP.

17. A Secretaria de Estado da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro, por seu turno, além de sua contribuição na CAP18, também manifestou-se por meio do Of.SEFAZ/GABSEC Nº 2034/2024 (SEI 4287882) onde demonstrou preocupação com relação à alteração na regulamentação que poderá impactar de forma desproporcional o mercado das operadoras independentes, que tem promovido o desenvolvimento regional no Estado, destacando uma posição favorável ao tratamento diferenciado para os petróleos produzidos em campos maduros e marginais, sob pena de se interromper o ciclo virtuoso de transformação que esses ativos e operadores têm introduzido à economia e também para o potencial recolhimento de participações governamentais nos médio e longo prazos.

18. Nesse sentido, o que ao longo desse rito processual foi largamente apontado como interesses antagônicos, no período posterior à participação social, convergiu para uma mesma ótica de preocupação com o futuro dos campos maduros e marginais, mesmo que sob interesses distintos, chegando a corroborarem num tratamento diferencial para precificação da fração pesada desses campos, que significaria um benefício para os operadores em termos de redução de participações governamentais a pagar e um ônus aos beneficiários que reduziriam as participações governamentais a receber.

19. Em que pese tais contribuições terem sido anexadas de forma extemporânea no âmbito do rito regulatório, todas elas guardam relação com argumentos e contribuições já encaminhadas no presente processo administrativo de revisão regulatória, sobretudo no âmbito da CAP18. Assim, para fins de complementação técnica, não se identificam prejuízos ou riscos com a consideração do conjunto de argumentos e atos processuais posteriores à Nota Técnica nº 21/2024/SPG-e (3917823).

4. COMPLEMENTAÇÃO DOS ASPECTOS TÉCNICOS ABORDADOS PELA NOTA TÉCNICA Nº 21/2024/SPG-E

20. Considerando que as contribuições recebidas que pleiteiam ampliação do escopo da revisão da RANP874, novo AIR, manutenção do art.10º da RANP 874/22 e outros aspectos jurídicos foram analisados no âmbito da Nota Técnica nº 21/2024/SPG-e e no Parecer nº 00194/2024/PFANP/PGF/AGU (SEI 4434310), passamos à complementação de aspectos técnicos abordados no âmbito da CAP18.

21. Válido repisar que, na hipótese de alterações na minuta decorrentes desta reavaliação, estas serão apresentadas ao longo da presente Nota Técnica. Nesse caso, na nova minuta, para cada dispositivo modificado, serão apresentadas a sua versão original, submetida à CAP18, e a nova redação proposta com as alterações destacadas em negrito, sendo indicadas a numeração original e a nova numeração dos artigos e parágrafos, quando for o caso.

22. De toda forma, o que se proporá ao final desta Nota Técnica resultará em um novo documento de acatamento ou não das contribuições recebidas, nomeado de Análise Complementar das Contribuições CAP18-2023 a ser publicado no endereço eletrônico da ANP na internet <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audencia-publica/2023/consulta-e-audencia-publica-no-18-2023>.

4.1. METODOLOGIA DE CÁLCULO DO PREÇO DE REFERÊNCIA PARA FINS DE APURAÇÃO DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

23. Conforme determina o §1º do art. 7ºC do Decreto 2.705/98, o preço de referência do petróleo estabelecido pela ANP terá como base as características físico-químicas do petróleo produzido e as cotações de petróleos e derivados de referência adotados pelo mercado internacional. Com isso, pode-se afirmar que a metodologia de cálculo do PRP não pode se afastar de forma alguma de sua determinação legal que é considerar as características do óleo como base de sua metodologia de precificação.

24. Neste sentido, o uso da curva PEV (pontos de ebulação verdadeiros) mostra-se adequada na metodologia do cálculo do preço de referência do petróleo, pois permite separar o petróleo em frações precificáveis. Juntando as frações destiladas, desconsiderando pequena degradação ocorrida na destilação, o produto final será o petróleo inicial. Assim, não há razão para o uso de qualquer outra metodologia que não correlacione as frações à curva PEV. Além disso, as faixas de corte de temperatura trazidas na metodologia atual mostram aderência às especificações dos derivados nacionais e ao praticado na indústria de petróleo mundial, a saber 180° e 350°C. Não menos importante, na metodologia da RANP874, as faixas definidas para todos os petróleos independem do grau API, uma vez que este parâmetro não tem

influência direta na definição das temperaturas de corte.

25. Cabe ressaltar que a metodologia de cálculo do preço do petróleo utilizada pela ANP representa critério seguro do ponto de vista técnico e jurídico, inexistindo contestações administrativas ou judiciais dos agentes afetados, sendo possível afirmar que o método aplicado, considerando as características físico-químicas do petróleo, constitui uma prática regulatória robusta. Tal fato, no entanto, não impede a realização, periodicamente, de ajustes às condições do mercado internacional do petróleo, sempre que houver motivação e respeitando-se o rito regulatório da ANP.

26. Em se tratando de ajustes, importantes mudanças foram trazidas na última revisão da metodologia do preço de referência do petróleo estipulado pela ANP, quando a Portaria ANP nº 206/2000 foi revogada. Dentre elas pode-se citar a criação de deságio para os petróleos de elevada acidez, atualização de derivados com maior liquidez no mercado internacional e criação do deságio devido ao nitrogênio.

27. Não menos importante foi a utilização dos mesmos derivados leve, médio e pesado para todos os tipos de petróleo, deixando-se de realizar o cálculo com derivados diferenciados para os petróleos com altos teores de enxofre, acrescentando-se um deságio na fórmula para os petróleos com teor de enxofre maior que 0,60% m/m.

28. Com relação a esse desconto, na RANP874, ele foi estabelecido em linha com as condições técnicas e econômicas das refinarias, considerando o limite do teor de enxofre aceito pelas mesmas, sem qualquer aplicação de deságio no preço do petróleo. Assim, independente do teor de enxofre, os derivados a serem utilizados no cálculo do diferencial "Dq" da fórmula do PRP serão os mesmos para todos os tipos de petróleo, aplicando um deságio ao diferencial para os petróleos cujo teor de enxofre superem 0,60% m/m.

29. Importante recuperar esse breve histórico da metodologia de preço de referência da ANP para evidenciar que a base da metodologia sempre levou em consideração as características do óleo, assim como preconiza o Decreto 2.705/98. Um breve detalhamento foi apresentado em relação à introdução do deságio relacionado ao enxofre, pois este elemento está diretamente relacionado às mudanças ocorridas em função da IMO2020 e, conforme já explicitado, os petróleos que possuem alto teor de enxofre são adequadamente tratados na fórmula do PRP com o citado deságio na formulação do seu preço.

4.1.1. Breve histórico das contribuições da CAP18 quanto à metodologia de cálculo do PRP

30. No âmbito das contribuições da CAP18 surgiram recomendações em conformidade com a proposta sugerida, como também contra a proposta, recomendando-se nesses casos que se fosse mantida a cotação atual prevista na RANP 874/2022 e, não sendo este o caso, que se adotasse derivado alternativo ao proposto na minuta.

31. Naquele momento, centrava-se principalmente nas alegações de que o derivado "Marine Fuel 0,5%" não refletia adequadamente a qualidade da maioria das frações pesadas dos óleos nacionais e que a entrada da regulamentação IMO2020 não causou uma mudança significativa no mercado, uma vez que o óleo combustível de alto enxofre (HSFO) permaneceu sendo comercializado com o advento da instalação dos *scrubbers* e que, diante dos argumentos trazidos nas contribuições, foi sugerida a manutenção da cotação atual da RANP 874/22 ou uma cotação de fração pesada com teor de enxofre superior à proposta pela ANP do Óleo Combustível com teor de enxofre 0,5% (OC 0,5%S), qual seja, o *Fuel Oil 1%* (FO 1%).

32. Importante evocar que tais questões foram analisadas à luz, sobretudo, da Nota Técnica nº 29/2023/SPG/ANP-RJ29 (SEI 3422398) e, posteriormente, da Nota Técnica nº 21/2024/SPG-e (3917823). No que tange à cotação FO 1%, **esta SPG corrobora o entendimento de que a utilização do Fuel Oil 1% não é mais adequado para abastecimento desde a IMO2020**, sendo os volumes comercializados reduzidos com uma pequena parte desta atividade mostrada no MOC (*market on close*) da Platts.

33. Da mesma forma, cumpre relembrar que a RANP874 estabeleceu os critérios para a fixação do preço de referência do petróleo para fins de cálculo das participações governamentais e de terceiros, não tendo como objetivo estabelecer índices de referência para transações efetivas de óleo entre as empresas no mercado nacional de petróleo, o qual é regido pela sua própria lógica econômica e de mercado. Nesse sentido, a metodologia de cálculo do preço de referência prevista pela RANP874 intenciona a ANP valorar o hidrocarboneto produzido para fins exclusivos de recolhimento das participações governamentais de que tratam a Seção VI, do Capítulo V, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o Capítulo V, da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 e o art. 7º-C do Decreto 2.705/1998.

34. Outro ponto relevante é de que a revisão se propõe a atuar no problema regulatório identificado, conforme o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 2/2022/SPG/ANP-RJ (2429136), que apontou a necessidade de adequação da apuração do Preço de Referência do Petróleo com a alteração do derivado pesado utilizado no cálculo (Óleo Combustível 3,5% para Óleo Combustível 0,5%), em razão das mudanças ocorridas no mercado internacional de transporte marítimo com a entrada da regulamentação da IMO 2020.

35. Não obstante, o conjunto de contribuições, observações e documentos instruídos posteriormente à realização da CAP18, salvo melhor juízo, nos trouxeram elementos suficientes para uma reavaliação técnica sobre o tema, mantendo, contudo, os aspectos técnicos primordiais identificados no Relatório de Análise de Impacto

4.1.2. *Reavaliação técnica da cotação da fração pesada da fórmula do PRP*

36. Considerando que a minuta proposta na CAP18 traz a alteração do derivado pesado da fórmula do PRP tendo em vista às atualizações no mercado de transporte marítimo internacional introduzidas pela IMO2020 e o movimento de crescente de comercialização do derivado com o limite de enxofre de 0,5%, a substituição da cotação OC 3,5%S pelo OC 0,5%S na fórmula da ANP mostrou-se aderente às alterações observadas no mercado internacional e seus respectivos derivados de referência.

37. Sem embargo, no exercício do contínuo monitoramento dos *benchmarks*, percebeu-se que a liquidez do derivado equivalente ao OC 0,5%S, em termos de transações reais, aumentaram de forma significativa desde o último ano, corroborando com a indicação desta SPG pela substituição do derivado pesado. Em contrapartida, é incontestável que a queda esperada (e indicada pela IMO 2020) na comercialização do OC 3,5%S não aconteceu de forma a indicar a supressão deste derivado no mercado internacional.

38. Se por um lado, o limite de enxofre de 0,5% da IMO 2020 provocou naturalmente uma mudança significativa na procura para OC 0,5%S, aumentando sua liquidez, por outro lado, não se pode ignorar a resiliência do OC 3,5%S no mercado internacional. Dados da Platts no MOC indicam que o OC 3,5%S ainda mostra-se relevante no mercado internacional. Diante dessa evidência, a indicação pela substituição do derivado pesado da fórmula do PRP por parte desta SPG mereceu uma reavaliação, vez que restou comprovada a coexistência desses dois derivados como benchmark para precificação do PRP.

39. Conforme já mencionado, a metodologia do preço de referência tem como base as características físico-químicas do petróleo produzido e as cotações de petróleos e derivados de referência adotados pelo mercado internacional. Sendo o OC 3,5%S um derivado presente de forma significativa no mercado e, portanto, benchmark, há indicação técnica para a mantê-lo na fórmula do PRP.

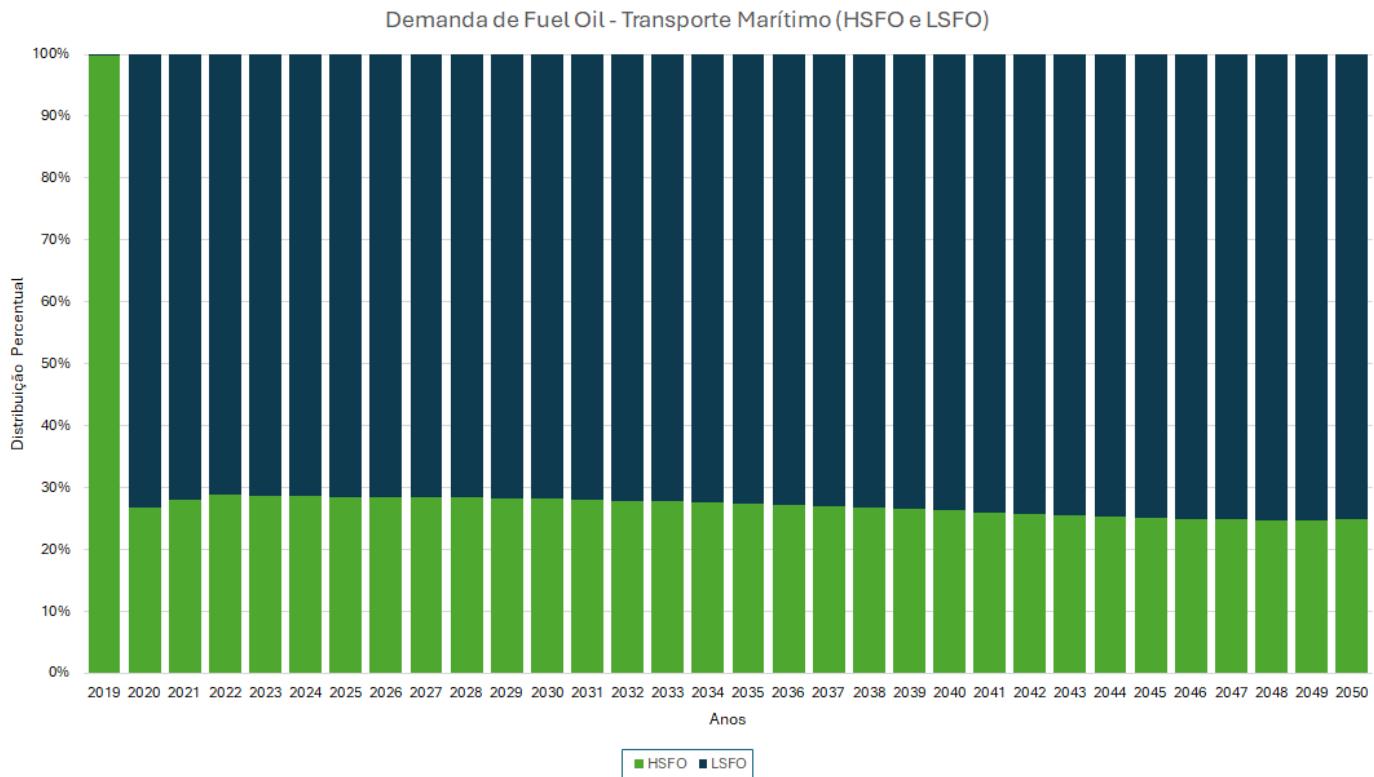
40. Importante lembrar que a metodologia da RANP874 impõe que os derivados de referência para as frações leve, média e pesada devem ser os mesmos aplicados para todos os tipos de petróleo nacional, independente do seu grau API. Essa é uma importante distinção com relação à antiga e já superada Portaria ANP nº 206/2000, onde se fazia a segregação por tipo de cotação do derivado de referência de acordo com as frações de médio e pesado pesado em função do grau API.

41. Sendo a metodologia da RANP874 aplicada a todos os tipos de petróleo sem distinção, o desafio se mostrou em como aplicar os dois benchmarks para o óleo combustível na mesma fórmula, obedecendo aos preceitos que sustentam a metodologia, quais sejam, as frações precificáveis e as características físico-químicas dos óleos. Diante dos ensaios feitos pela área técnica, identificou-se que é razoável, justificável e adequado ao cenário do mercado internacional de óleo combustível a consideração dos dois *benchmarks*, quais sejam OC 3,5%S e OC 0,5%S, na metodologia da ANP de precificação da fração pesada dos petróleos nacionais .

4.1.3. *Avaliação dos derivados no mercado internacional de óleo combustível e alteração da fórmula do PRP*

42. Ao longo desse rito regulatório foi possível visualizar que cenários distintos se apresentaram no que tange à comercialização do óleo combustível no mercado internacional, evidenciado pelo comportamento do preço relativo dos derivados de referência. A regulamentação da IMO2020 provocou naturalmente uma mudança significativa na procura pelo derivado com o limite de enxofre de 0,5%, com a sua crescente comercialização. Apesar da resistência do OC 3,5%S no mercado de transporte marítimo, dados indicam que nesse mercado a demanda pela utilização do OC 0,5% é superior a do OC 3,5%S, conforme ilustrado no gráfico 01.

Gráfico 01



Fonte: S&P Global Commodity Insights, ©2025 by S&P Global Inc.

43. Fica claro que, antes da regulação da IMO 2020 entrar em vigor, não havia o que se falar em revisitar o derivado de referência para precificação da fração pesada da formula de apuração do PRP, porém essa regulamentação de fato impactou esse mercado, fazendo surgir um forte benchmark de OC 0,5%S. Ademais, nos anos imediatamente posteriores à IMO, observou-se que o diferencial de preço entre as cotações apresentava uma distância que não podia ser desconsiderada na análise dos benchmarks. No entanto, com o passar do tempo e os ajustes nesse mercado, o que se observou no cenário atual é que essa diferença se estreitou significativamente conforme demonstra o gráfico 02. Fica evidente no gráfico uma tendência consistente de diferencial cada vez menor entre os benchmarks de OC 3,5%S e OC 0,5%S.

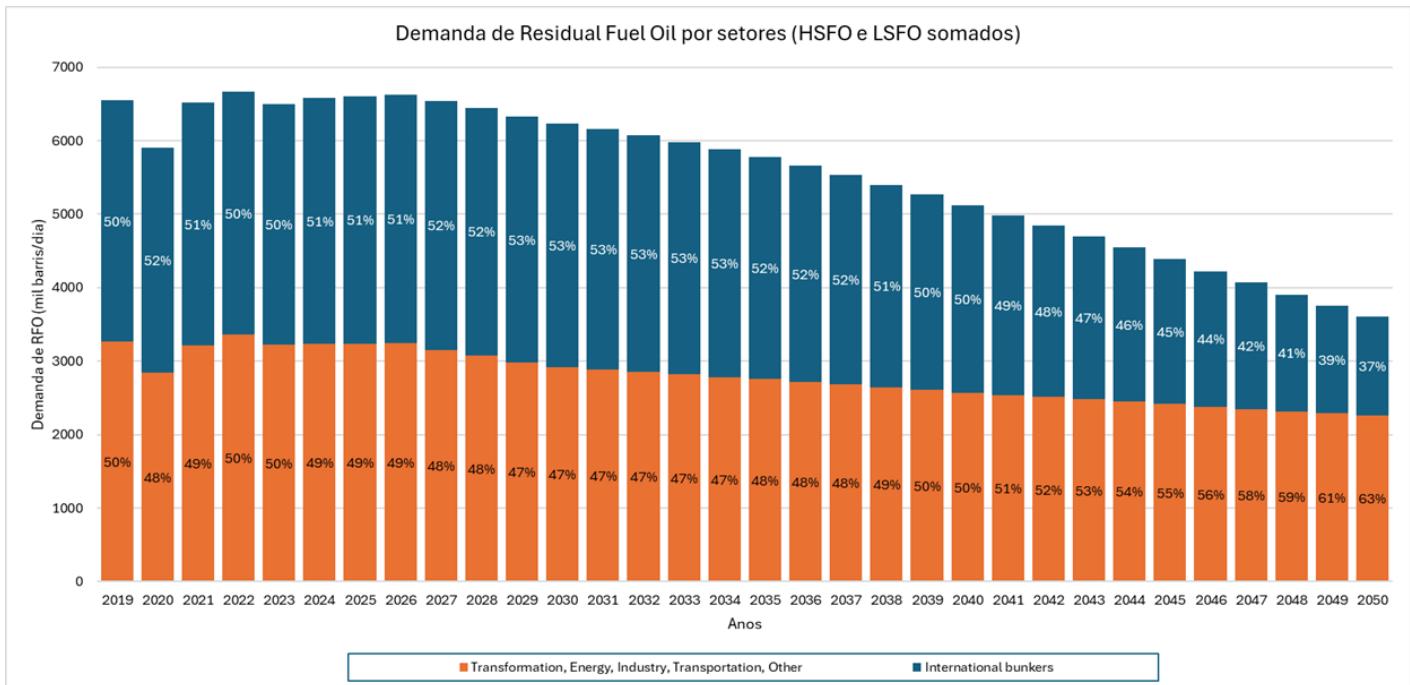
Gráfico 02 - Comportamento dos preços OC 3,5%S e OC 0,5%S



44. O que se pode inferir diante do que já foi exposto até agora é que, apesar de **no mercado de transporte marítimo**, o uso do óleo combustível de baixo teor de enxofre (LSFO) prevalecer sobre o óleo combustível de alto teor

de enxofre (HSFO), o diferencial de preços entre eles vem se estreitando. Tal fato nos faz considerar que a demanda por OC 3,5%S continua sendo fortemente representativa não apenas no mercado de bunker marítimo, mas também nos outros usos do óleo combustível. De acordo com os dados mais recentes obtidos, inclusive quanto à projeção de demanda, o mercado mundial de óleo combustível é um mercado relativamente bem comportado, sendo configurado basicamente em mercado bunker e não-bunker, numa proporção média de cerca de 50% para cada, conforme evidenciado no gráfico 03.

Gráfico 03

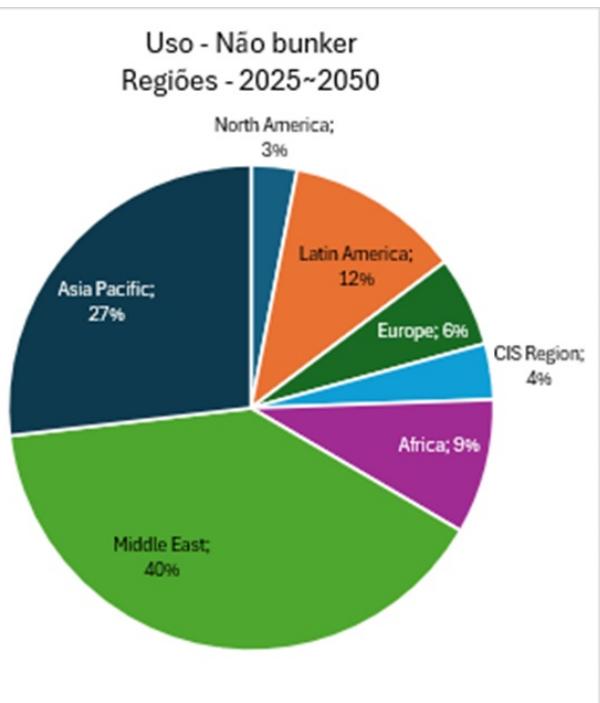


Fonte: S&P Global Commodity Insights, ©2025 by S&P Global Inc.

45. Sendo a parcela de mercado não-bunker para uso de óleo combustível tão significativa quanto a de transporte marítimo, faz-se necessário aprofundar as análises em direção à parcela do mercado de óleo combustível que não sofreu a restrição imposta pela regulação da IMO2020, de modo a compreender a importância do OC 3,5%S no mercado internacional e corroborar seu "status" de benchmark.

46. No mercado não-bunker, o principal uso do óleo combustível concentra-se, basicamente, na geração de energia e no uso industrial, sendo este último o uso mais significativo. A depender da região em que se concentra esses usos, observa-se que há diferentes regulamentações quanto às questões ambientais. Estas estão diretamente relacionadas ao desenvolvimento e necessidades específicas de cada região. O gráfico 04 evidencia as regiões pelas quais o uso do óleo combustível no mercado não-bunker está dividido.

Gráfico 04



Fonte: S&P Global Commodity Insights, ©2025 by S&P Global Inc.

47. Observa-se que quase 70% do uso do óleo combustível no mercado não-bunker concentra-se na região do Oriente Médio e Ásia Pacífica, com pouca participação na América do Norte, Europa e Eurásia. Faz sentido que no caso dessas três regiões o uso não-bunker do óleo combustível seja significativamente inferior às demais regiões, uma vez que essas áreas apresentam regulamentações ambientais bastante rigorosas, com forte foco em transição energética e na substituição de combustíveis fósseis pesados por gás natural ou renováveis. Inclusive, fatores como infraestrutura bem desenvolvida, disponibilidade de gás natural e controle de emissões rigorosos impulsionam o uso de combustível com baixo teor de enxofre (LSFO). Já no que tange ao Oriente médio e Ásia pacífica, observa-se que, apesar do esforço em criar regulamentações para controle das emissões, essas se mostram ainda insipientes ou em desenvolvimento, não sendo fortemente consolidadas quanto nas outras regiões.

48. O Oriente médio é um grande produtor de petróleo e utiliza OC em larga escala para geração de energia e uso industrial. Regiões como Índia e sudeste asiático, com suas economias em rápido crescimento, também apresentam uma dependência significativa de OC em suas indústrias devido a custos e infraestrutura, assim como também no setor de energia. A China se coloca como um país de bastante contraste, onde apresenta regulamentações mais restritas e uma forte migração em direção ao óleo combustível de baixo teor de enxofre e ao gás natural em suas áreas costeiras e urbanas.

49. Naturalmente, no mercado não-bunker, o uso de combustível com alto teor de enxofre (HSFO) se apresenta como principal opção nessas regiões em desenvolvimento, seja pelo seu custo como pela sua disponibilidade. A grande dependência de indústrias pesadas e geração de energia a partir de combustíveis fósseis, aliados a uma regulamentação ambiental ainda em processo de consolidação faz a demanda pelo uso do HSFO manter-se significativa e consistente num horizonte de médio a longo prazos, afastando o cenário de supressão desse derivado no mercado internacional.

50. Apesar do esforço da IMO2020 em tonar o mercado marítimo "mais limpo", a outra parcela do mercado mundial de óleo combustível ainda se utiliza largamente do óleo combustível de alto teor de enxofre, tendo um longo percurso a ser percorrido em direção à regulamentações ambientais mais rigorosas e modernização da infraestrutura que impulsionem o uso de combustíveis de baixo teor de enxofre.

51. Fica evidente que, apesar de no mercado bunker o uso do combustível LSFO prevalecer sobre o HSFO, com este último apresentando ainda uma significativa participação, tanto nesse mercado quanto no mercado não-bunker. Assim, é possível afirmar que o HSFO mantém-se presente de forma relevante e sustentável atualmente e pelos próximos anos no mercado de óleo combustível internacional, constituindo-se como um dos benchmarks de fração pesada neste mercado. Dessa forma, **é possível afirmar tecnicamente que ambos os derivados (LSFO - OC 0,5%S e HSFO - OC 3,5%S) constituem-se como importantes benchmark no mercado internacional.**

52. Nesses termos, o desafio apresentou-se em como considerar ambos os benchmark como derivados de referência para precisar a fração pesada dos óleos nacionais, uma vez que tanto o OC 3,5%S quanto o OC 0,5%S são amplamente comercializados no mercado internacional. Nesse contexto, a redução do diferencial de preços entre esses derivados também evidencia o equilíbrio qual o mercado se apresenta no cenário atual no que diz respeito à demanda por esses derivados.

53. Assim, o pressuposto técnico foi considerar uma ponderação entre os dois derivados, sem causar distorções na sua aplicabilidade, em que ambos os benchmarks devam ser considerados para precificar a fração pesada de todas as correntes de petróleo nacional. Dentre os ensaios realizados pela área técnica, a opção pela precificação dessas correntes de forma a considerar **50% do valor do derivado de referência de OC 3,5%S e 50% do valor do derivado de referência de OC 0,5%S** mostrou-se como a mais adequada em termos técnicos e operacionais, além de se apresentar aderente ao cenário atual de ambos os derivados no mercado internacional.

54. Importante esclarecer que a ponderação, seja ela qual for, é totalmente aderente à metodologia da RANP 874, pois não haverá qualquer alteração em termos da fórmula do PRP, que continua sendo valorado segundo a metodologia do art.4º da RANP874. A novidade refere-se ao fato de o preço associado à fração pesada do derivado de referência passar a contemplar tanto o OC 0,5%S quanto o já existente OC 3,5%S. Importante destacar que a inclusão do derivado OC 0,5%S é resultante deste rito regulatório, sendo que a manutenção ponderada do OC 3,5%S atende, parcialmente, diversos pleitos apresentados na CAP18 pelos agentes econômicos.

55. Por fim, tendo que em vista que: (i) não há alteração da fórmula que se calcula o PRP definida no art.4º da RANP874; (ii) a manutenção ponderada do OC 3,5%S atende parcialmente a diversos pleitos apresentados no âmbito da CAP18; (iii) o presente processo de revisão regulatória ter contado com duas consultas e audiências públicas (CAP24/2022 e CAP18/2023); e iv) a manutenção ponderada do OC 3,5%S não ter o condão de impor novas obrigações ou mesmo ensejar em aumento do custo regulatório, vis-à-vis, a proposta regulatória apresentada na CAP18, **esta SPG encaminha pelo prosseguimento do rito regulatório sem a necessidade nova consulta e audiência públicas.**

56. Com efeito, a inclusão do OC 0,5%S resulta de processo de revisão da RANP874 já amplamente discutido com a sociedade, bem como a manutenção do OC 3,5%S, além de ir de encontro, parcialmente, com as contribuições apresentadas na CAP18, não representar novidade em relação ao derivado pesado já utilizado na fórmula do PRP.

4.1.3.1. *Considerações sobre a capacidade econômica dos agentes frente à manutenção ponderada do OC 3,5%*

57. Diante do que já foi exposto, torna-se claro que o fundamento técnico para precificação do óleo se faz com base em suas características físico-químicas e nas cotações de petróleos e derivados de referência adotados pelo mercado internacional, **não sendo a precificação sopesada por questões de comercialização, maturidade de campos e nem capacidade econômica das empresas.**

58. Apesar disso, as empresas de pequeno porte já contam com determinados benefícios que constam na RANP874, conforme preconiza o art. 5º desta Resolução. É facultado a tais empresas, para a valoração do preço de referência de seus óleos, o cálculo das frações dos destilados leves, médios e pesados através da entrega da curva PEV ou através da fórmula estipulada no referido artigo. Além disso, caso essas empresas não cumpram com determinadas obrigações da resolução, a consequência em termos de preço é pagar o maior preço de referência do petróleo dentre os preços apurados para os óleos das empresas de pequeno porte, enquanto para as demais empresas é pagar pelo maior preço do país ou da bacia a qual o petróleo pertence.

59. Assim, além de contemplar deságios para aspectos físico-químicos do petróleo, como teor de acidez, enxofre e nitrogênio, a RANP874 também considera algum benefício para empresas de pequeno porte. No entanto, comandos legais ensejam por um cuidado adicional às empresas de pequeno e médio porte, tanto no que diz respeito às suas condições de comercialização quanto à preocupação em incentivar o aumento da participação desses agentes nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

60. Neste contexto, importante lembrar que a reavaliação da metodologia de apuração do preço de referência do petróleo, considerando as condições de comercialização da produção de petróleo e gás natural de empresas de pequeno e médio porte, definido como **problema regulatório 2** no Relatório de Análise de Impacto Regulatório 2/2022/SPG/ANP-RJ (2429136) ficou encaminhado para um segundo momento após o encaminhamento do **problema regulatório 1**.

61. Além disso, também foi incluído na agenda regulatória da ANP para o biênio 2025-2026 a regulamentação de redução de royalties em campos de Petróleo e Gás Natural de economicidade marginal enquadrados na Resolução ANP nº 877/2022, considerando as reduções de alíquota em vigor Resolução ANP nº 749/2018 e Resolução ANP nº 853/2021 (combinada com a Resolução ANP nº 32/2014).

62. Com as considerações acima, a área técnica avalia possível e adequada a manutenção da precificação da fração pesada exclusivamente com o derivado OC 3,5%S para todas as empresas de médio e pequeno porte, enquadradas nos termos da Resolução ANP nº 32/2014. Esta medida também parece alcançar o §3º do art. 7ºC do Decreto nº 2.705/98, que estabelece que a ANP poderá considerar as condições de comercialização da produção de petróleo e de gás natural de empresas de pequeno e médio porte.

63. Desta forma, comprehende-se que o impacto da alteração do uso do derivado de referência na metodologia de precificação da fração pesada dos óleos nacionais não trará efeitos para as empresas de pequeno e médio porte, pois estas terão a fração pesada dos óleos pertencentes aos seus campos valoradas exclusivamente pelo OC 3,5%S, conforme já ocorre atualmente na RANP874.

4.1.3.2. Considerações sobre campos maduros e marginais frente à manutenção ponderada do OC 3,5%

64. Inicialmente cumpre reiterar que a metodologia de precificação do PRP não considera questões de comercialização, maturidade de campos e nem capacidade econômica das empresas. A despeito disso, relevante registrar que a manutenção ponderada do OC 3,5%S trará benefícios econômicos aos campos maduros e marginais, em face das características físico-químicas do petróleo produzido nesses campos.

65. Na proposta da CAP18, todos os óleos nacionais teriam sua fração pesada precificada pelo derivado correspondente ao OC 0,5%S que naturalmente possui um valor de mercado superior ao OC 3,5%S. Porém, com a proposta atual, esse impacto no preço será mitigado com a incorporação de ambos os derivados na fórmula, na proporção de 50% cada, independente da classificação do campo. Vale lembrar ainda que, todos os campos maduros ou marginais de empresas de pequeno ou médio portes estão isentos de impacto com a presente revisão regulatória.

66. Com relação aos conceitos que definem campos marginais e campos maduros, importante tecer alguns esclarecimentos. Apesar de serem conceitos distintos, na prática, encontram-se campos que acumulam esses dois enquadramentos.

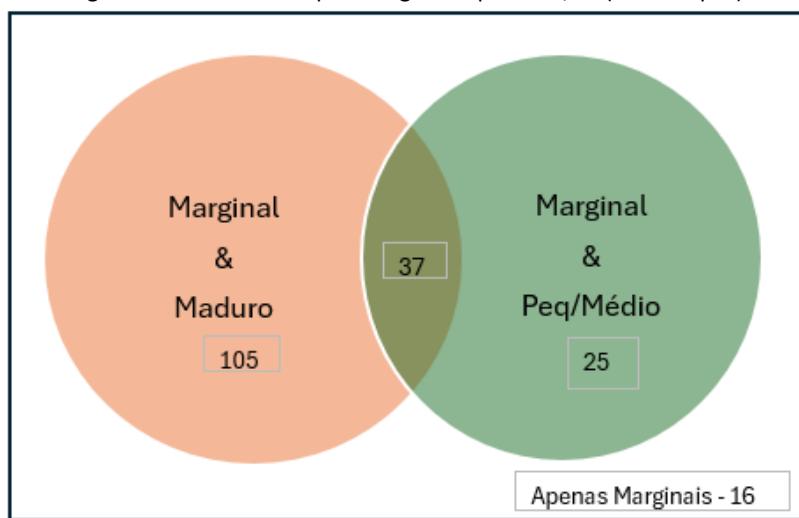
67. Os campos maduros são elegíveis à redução da alíquota de royalties nos termos da Resolução ANP nº 749/18, compreendendo aqueles campos que possuem histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas provadas (1P).

68. Já os campos marginais são aqueles enquadrados pela Resolução ANP nº 877/2022, e que apresentam economicidade ou produção marginal. Portanto, apesar de serem conceitos distintos, é bastante comum que campos maduros também sejam classificados como campos de economicidade marginal. Para evidenciar esta constatação, considerando a produção de fevereiro de 2025, dos 183 campos marginais, 142 são campos maduros.

69. Em análise complementar, mais específica aos campos marginais, deve-se levar em consideração que: (i) na proposta atual, todos os campos marginais terão seus preços de referência para fins de participações governamentais mitigados pela ponderação entre os derivados OC 3,5%S e OC 0,5%S; (ii) todos os campos marginais pertencentes à empresa de pequeno ou médio porte não terão impacto no PRP devido à manutenção da precificação exclusiva pelo derivado atual da RANP874; e (iii) as RANP 853/21 e RANP 749/18, que tratam da redução de alíquota royalties para campos concedidos a empresas de pequeno ou médio porte e à redução de royalties em campos maduros, respectivamente, acabam por englobar diversos campos marginais, indiretamente.

70. Assim, observa-se há expressiva sobreposição de incentivos ou benefícios que podem recair sobre os campos marginais no que tange à apuração das participações governamentais. A figura a seguir evidencia essa sobreposição de enquadramentos com base nos 183 campos marginais que tiveram produção em fevereiro de 2025.

figura 01 - Total de campos marginais - prod fev/25 (183 campos)



71. Com os dados apresentados para o mês de fevereiro de 2025, 167 campos marginais estão aptos a obterem os benefícios de redução de alíquota de royalties por se enquadarem, ou como campos maduros nos termos da RANP749/18, ou como campos de empresa de pequeno ou médio porte, nos termos da RANP 853/21. Ademais, em 37 campos esses benefícios se sobrepõem, podendo a empresa escolher qual benefício de redução de alíquota de royalties irá usufruir.

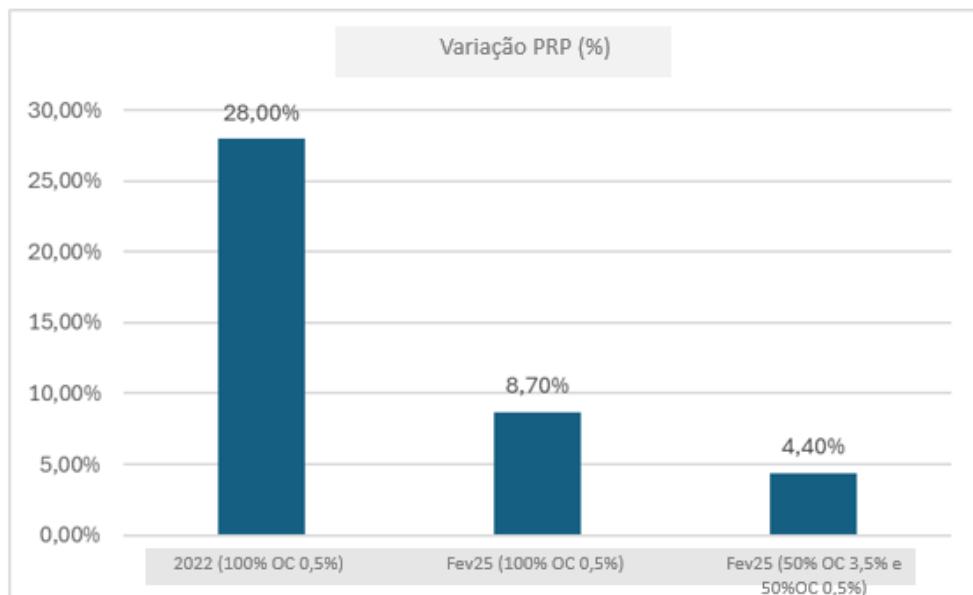
72. A despeito dos benefícios relacionados à alíquota de royalties, relevante aduzir que 62 campos marginais não sofrerão qualquer impacto em termos de majoração do PRP por serem campos pertencentes à empresas de pequeno ou médio porte, restando apenas 16 campos marginais que, ainda assim, terão seu impacto no PRP mitigado

pela ponderação dos derivados, uma vez a regulamentação sendo aprovada nesses termos.

73. Neste caso, aprofundando os estudos sobre esses 16 campos, constatou-se que, nesta nova proposta, 3 deles teriam uma redução nos respectivos preços de referência em função das características físico-químicas desses óleos, que geram o impacto negativo no PRP em comparação à apuração do PRP nos termos da RANP 874/22 (100% OC 3,5%). Além desses, verificou-se que mais 3 campos já apresentam alíquota mínima de royalties, restando um total de 10 campos marginais a serem analisados a seguir.

74. Verificou-se que 5 desses 10 campos sofreriam uma majoração no PRP em percentual inferior a 1%. Os demais 5 campos teriam aumento no valor do PRP em patamares aproximados de 2% a 4,4%. Nesse caso, o maior incremento corresponde ao campo de Atlanta, que possui a sua corrente de petróleo também denominada "Atlanta" com mais de 84% de fração pesada. Especificamente para este campo, foi feito um levantamento de impacto considerando a proposta à época da CAP22, quando 100% do derivado OC 0,5%S foi proposto como referência para especificar a fração pesada em comparação a nova proposta apresentada nesta nota técnica. O gráfico a seguir ilustra a análise realizada.

Gráfico 05 - Análise no impacto do PRP no campo de Atlanta



75. Numa primeira observação, onde se compara a mesma proposta, porém em momentos diferentes, observa-se uma redução significativa no impacto do campo de Atlanta. Neste ensaio, apesar da manutenção do OC 0,5%S em 100% na valoração da fração pesada, é possível constatar que trata-se de um cenário completamente distinto do apresentado na época da CAP22. Tal fato se deve, basicamente, pela aproximação dos preços do OC 3,5%S e do OC 0,5%S. Já na segunda análise, onde compara-se no mesmo período as duas metodologias propostas, observa-se a mitigação do impacto no PRP em 50%, uma vez que os derivados OC 3,5%S e OC 0,5%S serão ponderados na fórmula sob essa proporção.

76. Diante de toda análise apresentada com relação aos campos marginais, a conclusão apurada pela área técnica é que não parece razoável ou necessário criar uma diferenciação ou qualquer transitoriedade para campos marginais, devendo-se manter a regra com efeitos irrestritos para os campos, criando tratamento diferenciado apenas para campos de empresa de pequeno e médio porte. Além disso, o tratamento a ser dado para marginais, em caráter específico, dar-se-á por meio de ação regulatória específica, priorizada pela ANP, focada no parâmetro de alíquota contratual (CNPE nº 5/2022).

Resolução CNP nº 5/2022:

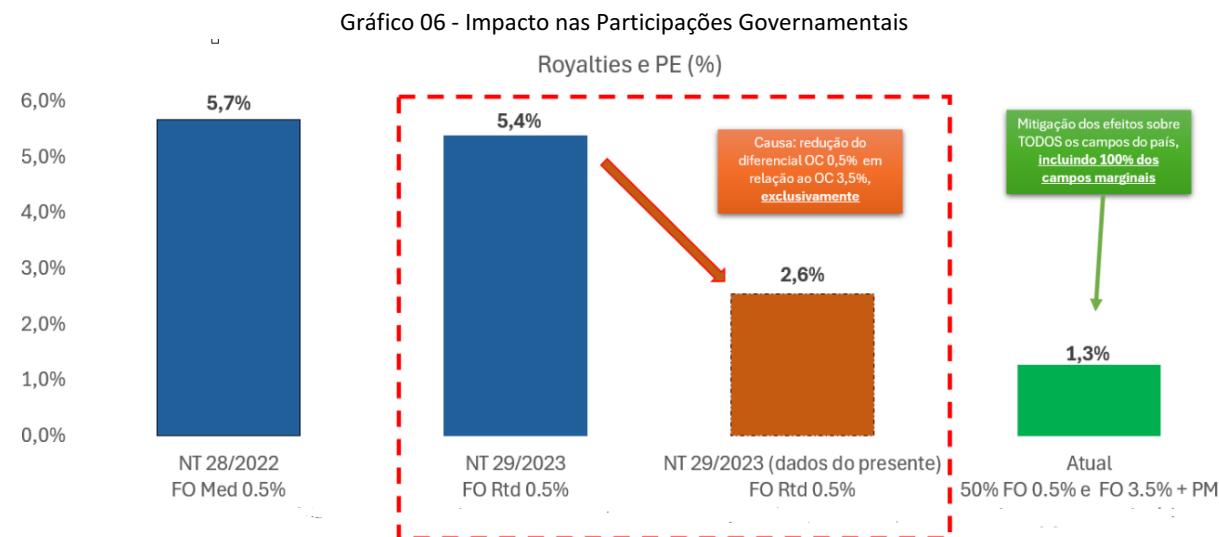
"Art. 1º No interesse da Política Energética Nacional, recomendar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, no âmbito de suas atribuições legais, a adoção das seguintes medidas para incentivar atividades de exploração e produção de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade marginal:

I - conceder, com base em critérios preestabelecidos, redução de royalties para o mínimo legal, nos termos do art. 47, § 1º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; (...)"

4.1.3.3. Impacto nas participações governamentais com manutenção ponderada do OC 3,5%

77. Ao analisar os impactos nas participações governamentais desta nova proposta, se faz necessário compará-la às propostas anteriores. Em breve resgate, a primeira proposta apresentada e levada à consulta e audiência pública (CAP24) apresentava o derivado OC 0,5% como substituto integral ao derivado de referência OC 3,5%S. Os

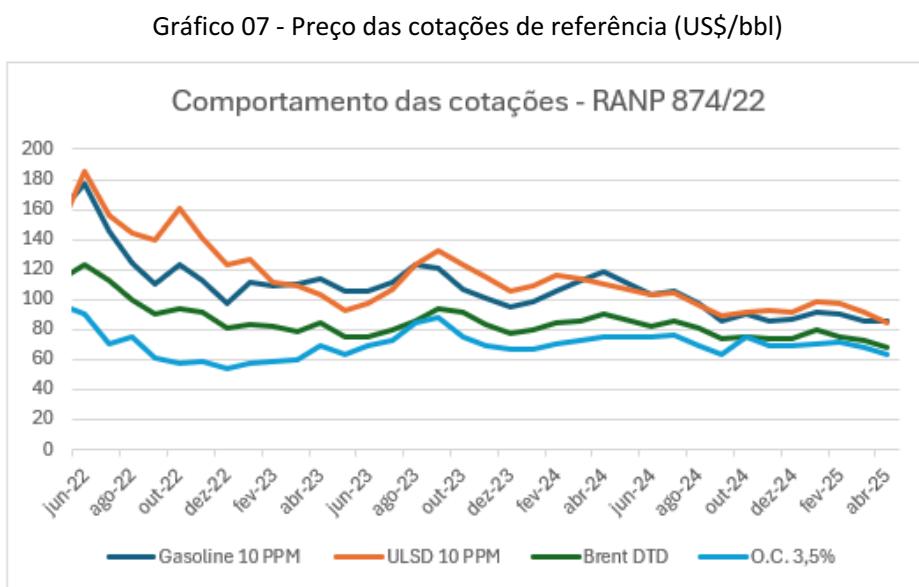
estudos realizados à época foram trazidos na Nota técnica 28/2022/SPG e, posteriormente, apresentou-se novos dados de impactos nas participações governamentais conforme Nota técnica 29/2023/SPG, que culminaram na CAP18.



78. Diante da diferença apresentada em termos de participações governamentais entre a última Nota Técnica (NT29/2023) e a presente Nota, tornou-se necessário avançar na análise para averiguar se a queda significativa na arrecadação se daria por conta da nova metodologia apresentada, ou pelo cenário atual dos preços relativos. Importante destacar que o mercado internacional de petróleo possui como característica típica apresentar uma grande volatilidade nos preços e, nesse sentido, cabe a ressalva de que o a fórmula do PRP na metodologia da RANP 874/22 contempla não apenas o derivado de referência da fração pesada, mas também os derivados de referência das frações leves e médias, assim como o petróleo de referência Brent.

79. Desta forma, não apenas o OC é relevante para compreender o impacto nas participações governamentais, mas também o comportamento dessas outras cotações de referência. Neste sentido, trazendo a proposta da NT29/2023 para o momento presente, observa-se uma queda no impacto das participações governamentais, o que torna claro a mudança de cenário de 2023 para 2025. É evidente, conforme Gráfico 07, que a redução significativa do *spread* entre as cotações OC 3,5%S e OC 0,5%S representou fator primordial para mitigação dos impactos esperados em participações governamentais, o qual foi reforçado pela proposta ora indicada de considerar ambos os derivados - OC 3,5%S e OC 0,5%S - para precisar a fração pesada da fórmula do PRP.

80. O gráfico abaixo evidencia que os preços das cotações de referência se comportaram de forma descendente desde o início deste rito regulatório.



81. Assim, considerando a proposta de manutenção de ambos os derivados na fórmula do PRP, na proporção de 50% para cada, observa-se que a diminuição dos impactos nas participações governamentais ocorre por dois motivos: (i) aproximação dos preços do FO 0,5% e do FO 3,5% (mesmo sem a ponderação, os impactos já cairiam de 5,4% para 2,6%); e (ii) proposta atual que utiliza a ponderação de 50%/50% entre o FO 0,5% e 3,5% (os impactos cairiam

de 2,6% para 1,3%).

4.2. **IMPLEMENTAÇÃO DE COMANDOS TEMPORAIS**

4.2.1. **Implementação gradual**

82. Assim como já colocado na Nota Técnica nº 21/2024/SPG-e, mantem-se o entendimento de que a Agência Reguladora pode estabelecer regras de implementação da nova norma regulatória, cabendo à Diretoria da ANP, no âmbito de suas competências legais, e por possuir a discricionariedade e o poder-dever para a prática de tal ato administrativo, decidir sobre os limites temporais de implantação da nova regulação.

83. Tal entendimento é corroborado pelo Parecer nº 00194/2024/PFANP/PGF/AG, que esclarece a competência da ANP para regular a matéria em questão, conforme previsto nos artigos 8º e 47 da Lei nº 9.478/97, regulamentado pelo Decreto nº 2.705/98. Além disso, a PRG traz diversos argumentos jurídicos que respaldam o poder normativo da ANP, bem como sua discricionariedade administrativa para implementar de forma gradual ou imediata a revisão da RANP874.

84. Na minuta da CAP18, foi sugerida uma regra de implementação gradual do novo derivado, abrangendo 12 (doze) meses, de forma que, progressivamente, fosse considerado na fórmula o novo derivado para as frações pesadas. A proposta consistia em alterar a ponderação do novo derivado a cada 4 (quatro) meses, até atingir 100% do preço ser considerado na fração pesada.

85. Esta proposição fazia sentido quando o objetivo da minuta era de substituir totalmente o derivado OC 3,5%S pelo OC 0,5%S, de forma que esta substituição acontecesse de maneira gradual, de modo a mitigar os impactos até a utilização integral e exclusiva do OC com baixo teor de enxofre, bem como acomodar as mudanças tanto para os agentes econômicos quanto para o corpo técnico e operacional da ANP.

86. No entanto, do ponto de vista operacional, a ponderação dos dois derivados em proporção constante de 50% aplicada ao valor da fração pesada do petróleo nacional é uma operação mais simples de ser executada, sem implicar a apuração de dois preços de referência distintos a serem consolidados para formação de um único preço de referência do petróleo, conforme proposto anteriormente.

87. Assim, a SPG, a partir da nova proposta, entende ser desnecessária a inclusão de regramento específico de implementação gradual, uma vez que os impactos serão mitigados pela ponderação entre os dois derivados diretamente na fórmula do PRP. Sendo assim, não se identifica razão de ordem técnica que impeça a consideração imediata da nova composição a partir da vigência da norma, permanecendo desta forma para todas as correntes de petróleo. Além disso, do ponto de vista operacional, a SPG vislumbra uma otimização processual em relação à proposta anterior.

88. Importa mencionar que minuta de Resolução **sem a implantação de qualquer comando temporal** já foi objeto de participação social no presente processo regulatório, por meio da Consulta e Audiência Públicas nº 24/2022 (CAP24), com avaliação técnica exposta pela Nota Técnica 29 /2023/SPG/ANP-RJ (3422398). Tal documento técnico apontou que a minuta de resolução colocada sob a CAP24 não previu a adoção de comandos temporais, uma vez que o Decreto nº 11.175/2022 revogou o art. 7º-B no Decreto nº 2.705/98 (incluído pelo Decreto nº 9.042/2017), o qual estabelecia expressamente tais comandos.

89. Nesse mister, sob o aspecto estritamente técnico, **sugere-se a supressão do comando de implementação gradual na minuta ora encaminhada na CAP18 considerando os motivos apresentados nesta nota técnica.**

4.2.2. **Implementação de *vacatio legis***

90. Primeiramente, na minuta da CAP18 foi proposto um período de *vacatio legis* de 180 dias. Para tanto, **foram considerados motivos de caráter operacional, bem como relacionados à previsibilidade regulatória**, conforme justificado na Nota Técnica Nota Técnica 29 /2023/SPG/ANP-RJ (3422398).

91. Sopesando os argumentos trazidos aos autos do processo no âmbito da CAP18, a Nota Técnica nº 21/2024/SPG-e (3917823) recomendou, naquele momento, a redução do *vacatio legis* de 180 (cento e oitenta) dias para 90 (noventa) dias.

92. Todavia, nesse momento, considerando o tempo decorrido desde a Nota Técnica nº 21/2024/SPG-e, o amplo debate com todos os agentes de mercado, o amadurecimento regulatório do mercado sobre a matéria ao longo desses três anos de ação regulatória, e tendo em vista a baixa complexidade operacional de se implementar a ponderação dos dois derivados em proporção constante de 50% aplicada ao valor da fração pesada do petróleo nacional, **sugere-se a supressão do comando de *vacatio legis* na minuta ora encaminhada na CAP18 considerando os motivos apresentados nesta nota técnica**. Não obstante, como medida de mera adaptação operacional, **sugere-se um período de 30 dias para a efetiva vigência da norma, após a publicação da nova Resolução, com efeitos a partir de 01 de setembro de 2025**.

93. Importa mencionar, da mesma forma, que minuta de Resolução sem a implantação de qualquer comando temporal já foi objeto de participação social no presente processo regulatório, por meio da Consulta e Audiência Públicas nº 24/2022 (CAP24), com avaliação técnica exposta pela Nota Técnica 29 /2023/SPG/ANP-RJ (3422398). Tal documento técnico apontou que a minuta de resolução colocada sob a CAP24 não previu a adoção de comandos temporais, uma vez que o Decreto nº 11.175/2022 revogou o art. 7º-B no Decreto nº 2.705/98 (incluído pelo Decreto nº 9.042/2017), o qual estabelecia expressamente tais comandos.

4.3. ***ANÁLISE COMPLEMENTAR DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA CAP18***

94. Conforme o Relatório nº 09/2024/SPG-e (SEI 3797888), durante o período de Consulta Pública foram recebidas 30 contribuições, das quais 18 são de agentes econômicos, 4 de instituições governamentais e 8 de órgãos de classe ou associações.

95. A Audiência Pública ocorreu em 6 de março de 2024, das 14h às 17h30min, virtualmente, por meio do aplicativo Microsoft Teams, sendo transmitida pelo canal da ANP no YouTube. Conforme apontado no Relatório da Audiência Pública nº 18/2024/SPG (SEI 3902772), estiveram presentes na audiência: 59 pessoas pelo Teams (SEI 3910230) e 474 visualizaram através do canal oficial da ANP no YouTube . No evento, foi realizada uma apresentação técnica pela ANP e outras 12 apresentações de expositores previamente inscritos (SEI nº 3910231).

96. As apresentações realizadas, assim como o registro dessas manifestações e o relato dos fatos ocorridos audiência, encontram-se detalhados no relatório supracitado e em seus anexos. Tais documentos estão disponibilizados no processo administrativo 48610.220893/2022-70 e no endereço eletrônico da ANP na internet <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2023/consulta-e-audiencia-publicas-no-18-2023>.

97. Conforme Nota Técnica nº 21/2024/SPG-e (3917823) e Análise Contribuições CAP18-2023 (3959491) os temas abordados na CAP18 abarcaram os seguintes assuntos: (i) ampliação do escopo da revisão da metodologia da RANP874; (ii) sobre o período de vacância, vigência e implementação da norma; e (iii) quanto à mudança da cotação do derivado pesado na fórmula do PRP. De modo geral, as propostas de alteração ou sugestões não tinham sido acatadas, com as devidas justificativas técnicas da SPG. No que se refere ao item (i) foi esclarecido que todo o presente processo de revisão regulatória seguiu o estrito processo legal, com todos os atos administrativos motivados técnica e juridicamente, com a realização de uma Análise de Impacto Regulatório, de duas consultas e audiências públicas, além de diversas diligências técnicas, as quais foram oportunizadas a participação da sociedade e do mercado, bem como diversas manifestações jurídicas da PRG/ANP.

98. No que tange ao item (ii) comandos temporais e item (iii) cotação do derivado pesado na fórmula do PRP, em complementação técnica da Nota Técnica nº 21/2024/SPG-e (3917823), conforme já amplamente elucidado na presente Nota Técnica, em face da complementação processual e de fatos posteriores à CAP18, a equipe técnica da SPG, por juízo técnico de conveniência e oportunidade administrativa, acatou, boa parte do conjunto de manifestações e contribuições encaminhadas no âmbito da CAP18.

99. Com isso, todas as sugestões apresentadas foram novamente examinadas e objeto de análise complementar pela área técnica da ANP e seu acatamento, ou não, justificado no documento "Anexo II - Análise Complementar das Contribuições CAP18 (5097403)" a ser publicado no endereço eletrônico da ANP na internet <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2023/consulta-e-audiencia-publicas-no-18-2023>. A seguir serão detalhados os pontos trazidos pela CAP18 que foram objeto de adequação do entendimento técnico da SPG, já exposto na presente Nota Técnica.

4.3.1. ***Cotação do derivado pesado na fórmula do PRP***

100. Diversos agentes econômicos se manifestaram de forma análoga no sentido de solicitarem, ou a manutenção da fórmula atual da RANP874/2022, ou implementação de solução intermediária entre a cotação Fuel Oil 3,5% e Fuel Oil 0,5%. A alegação foi a mesma: a manutenção no mercado da demanda por óleo combustível de alto enxofre (HSFO). Para corroborar referida afirmativa, seguem alguns trechos das manifestações encaminhadas no âmbito da CAP18.

- Petrobras - documento SEI nº 3803990 - manutenção da fórmula atual da RANP874/2022 ou implementação de solução intermediária

(...)Exclusão integral dos termos previstos no artigo 11-A, desde que acolhida a proposta da Petrobras de manutenção da cotação da fração pesada (FO 3,5%), conforme solicitado no item que trata das alterações do Anexo I.1. da RANP 874/2022(...)

(...)A Petrobras propõe o uso de cotação alternativa da fração pesada(...)

(...)A Petrobras destaca também que a entrada em vigor da IMO 2020 não significa que houve e que haverá um desaparecimento da demanda por óleo combustível de alto enxofre (HSFO), já que esse produto ainda existe e é

amplamente comercializado no mercado. Seu uso se dá tanto na indústria quanto no consumo em embarcações marítimas(...)

(...)Quanto ao aspecto da liquidez, nota-se que as cotações de Fuel Oil 3,5% continuam sendo relevante, com liquidez maior do que do próprio Marine Fuel 0,5% como evidenciado no Anexo I(...)

(...)Uma outra alternativa que julgamos também mais adequada à especificação da fração pesada dos petróleos nacionais em relação ao uso da cotação Marine Fuel 0,5% seria a utilização de percentuais das cotações Fuel Oil 0,5% e Fuel Oil 3,5% que refletam o preço do Fuel Oil 1%(...)

- Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) - documento SEI nº 3798234 - manutenção da fórmula atual da RANP874/2022 ou implementação de solução intermediária

(...)O IBP destaca também que a entrada da regulamentação IMO 2020 não significa que houve e que haverá um desaparecimento da demanda por óleo combustível de alto enxofre (HSFO), já que esse produto ainda existe e é amplamente comercializado(...)

(...)Sobre o aspecto da liquidez, nota-se que o Fuel Oil 3,5% continua sendo relevante, com liquidez maior do que do próprio Marine Fuel 0,5% como evidenciado no Anexo I, página 13(...)

(...)Apesar da cotação do 1% continuar a ser publicada diariamente, poderia ser adotada alternativamente a utilização de percentuais das cotações 0,5% e 3,5% que refletem o preço do 1%(...)

(...)Como pode ser analisado no Anexo I, página 14, existe uma correlação forte entre as cotações do 3,5%, 1% e Fuel Oil 0,5%, sendo evidenciado que o preço do Fuel Oil 1% pode ser obtido através de uma proporção dos preços de Fuel Oil de alta liquidez, sendo 72% da cotação Fuel Oil 3,5% e 28% da cotação Fuel Oil 0,5% com base no histórico de preços de 2023(...)

- Shell - documento SEI nº 3801804 - manutenção da fórmula atual da RANP874/2022 ou implementação de solução intermediária

(...)O Instituto Brasileiro de petróleo e Gás Natural ("IBP") destaca que a entrada da regulamentação IMO 2020 não significa que houve e que haverá um desaparecimento da demanda por óleo combustível de alto enxofre (HSFO), já que esse produto ainda existe e é amplamente comercializado no mercado. Seu uso se dá tanto na indústria quanto no consumo em embarcações marítimas. Desde 2020, há uma tendência de elevação e no 2º semestre de 2023, as vendas de HSFO cresceram inclusive em relação ao período anterior à implementação da IMO2020. Isso porque muitos armadores realizaram investimentos para instalação de scrubbers nos navios, mantendo a demanda pelo HSFO(...)

(...)Sobre o aspecto da liquidez, nota-se que o Fuel Oil 3,5% continua sendo relevante, com liquidez maior do que do próprio Marine Fuel 0,5% como evidenciado no Anexo I(...)

(...)Apesar da cotação do Fuel Oil 1% continuar a ser publicada diariamente, poderia ser adotada alternativamente a utilização de percentuais das cotações Fuel Oil 0,5% e Fuel Oil 3,5% que refletem o preço do Fuel Oil 1%. Como pode ser analisado no Anexo I, existe uma correlação forte entre as cotações do Fuel Oil 3,5%, Fuel Oil 1% e Fuel Oil 0,5%

(...)sendo evidenciado que o preço do Fuel Oil 1% pode ser obtido através de uma proporção dos preços de Fuel Oil de alta liquidez, sendo 72% da cotação Fuel Oil 3,5% e 28% da cotação Fuel Oil 0,5% com base no histórico de preços de 2023(...)

- Total Energy - documento SEI nº 3805767 - manutenção da fórmula atual da RANP874/2022 ou implementação de solução intermediária

(...)Devemos destacar também que a entrada da regulamentação IMO 2020 não significa que houve e que haverá um desaparecimento da demanda por óleo combustível de alto enxofre (HSFO), já que esse produto ainda existe e é amplamente comercializado no mercado. Seu uso se dá tanto na indústria quanto no consumo em embarcações marítimas(...)

(...)Sobre o aspecto da liquidez, nota-se que o Fuel Oil 3,5% continua sendo relevante, com liquidez maior do que do próprio Marine Fuel 0,5%(...)

(...)Apesar da cotação do Fuel Oil 1% continuar a ser publicada diariamente, poderia ser adotada alternativamente a utilização de percentuais das cotações Fuel Oil 0,5% e Fuel Oil 3,5% que refletem o preço do Fuel Oil 1%. De fato, existe uma correlação forte entre as cotações do Fuel Oil 3,5%, Fuel Oil 1% e Fuel Oil 0,5%, sendo evidenciado que o preço do Fuel Oil 1% pode ser obtido através de uma proporção dos preços de Fuel Oil de alta liquidez, sendo 72% da cotação Fuel Oil 3,5% e 28% da cotação Fuel Oil 0,5% com base no histórico de preços de 2023(...)

- PRIO S.A.- documento SEI nº 3910234 - manutenção da fórmula atual da RANP874/2022 ou implementação de solução intermediária.

(...)Manutenção da fórmula atual, ou, alternativamente, adoção da cotação mais adequada para os óleos brasileiros(FO 1%\$)(...)

(...)Alternativamente, a exclusão dos petróleos destes campos(maduros e marginais) e agentes (pequeno e médio

101. Em face das manifestações da CAP18, da complementação processual e de fatos posteriores à CAP18, a equipe técnica da ANP, por juízo estritamente técnico, acatou parcialmente as contribuições recebidas, no sentido de adoção de solução alternativa, utilizando percentualmente as cotações de Fuel Oil 0,5% e Fuel Oil 3,5%, na forma da justificativa técnica exarada no item 4.1 da presente Nota Técnica.

4.3.2. ***Implementação de comandos temporais***

102. Concernente à implementação de comandos temporais, os agentes econômicos demandaram que fossem observadas regras de periodicidade, transição e carência para se promover as alterações na metodologia de cálculo em conformidade com as disposições do Decreto nº 9.042/2017 e às diretrizes definidas na Resolução CNPE 05/2017.

103. Por outro lado, a ANP recebeu diversas manifestações destacando o longo período que esta mudança está sobre debate, desde seu início em outubro de 2022, e os impactos aos beneficiários das participações governamentais que até o momento não se apropriaram dos efeitos dessa mudança. Além disso, alegaram que a mudança no derivado proposto na CAP18 não é significativa o suficiente para ensejar o *vacatio legis* e, tampouco, trata de situação nova, mas da atualização decorrente de mudanças de mercado já vigentes há mais de quatro anos e que, portanto, postergar a mudança só aumentaria a distorção regulatória existente. Ressaltaram, ainda, a demora no processo de revisão da Resolução ANP nº 874/2022 e que não se poderia falar que os agentes econômicos que atuam nas atividades de E&P da indústria de petróleo e gás natural não estejam avisados e preparados para essa majoração da base cálculo de participações governamentais depois de todo o processo de consulta pública.

104. Da mesma forma, foi arguido vício de legalidade pela Acelen e pela Refina Brasil no que se refere à aplicação de comandos temporais para efeitos da norma no presente caso.

- Procuradoria Geral do Estado do Rio de Janeiro - PGE-RJ - documento SEI nº 3801763 - supressão de comandos temporais

(...)Sendo assim, não se mostra necessário manter um período de vacância de 180 dias adicionado aos dias restantes do mês da publicação da resolução para que esta última entre em vigor(...)

- Acelen - documento SEI nº 3801763 - supressão de comandos temporais

(...)Exclusão de qualquer critério temporal para a vigência e eficácia da nova norma. Revogação do art. 10, da Res. ANP 874/22(...)

(...)reputamos fundamental que a nova Resolução promova a revogação integral do art. 10, da Res. ANP 874/22, como medida necessária para garantir o atendimento imediato das finalidades da mudança regulatória pretendida(...)

(...)Além disso, importante ressaltar que o estabelecimento de regramentos temporais (seja a periodicidade mínima para ajustes na metodologia, período de vacância da norma, ou a fixação de regras transitórias que afetem a sua produção de efeitos) não encontra qualquer fundamento legal, especialmente no Decreto nº 2.705/98, que, como sabido, foi alterado pelo Decreto nº 11.175/22, tendo sido revogado o art. 7º-B, que outrora previa critérios temporais. Logo, nem a Lei do Petróleo, tampouco o seu Decreto regulamentador, estipulam qualquer delimitação temporal para os reajustes na metodologia dos Preços de Referência, não havendo, portanto, fundamento normativo para que a regulação da ANP crie regramento nesse sentido – que, como visto, frustra o comando legal que determina que os Preços de Referência estejam aderentes aos preços de mercado dos petróleos produzidos no país(...)

(...)Dito isso, a proposta trazida na minuta ora submetida à Consulta Pública, de criação de um “período de implementação” de doze meses, a se iniciar ainda após um período de vacância de 180 dias da nova Resolução, se revela carente de fundamentação legal. Não obstante a relevância da preocupação com as boas práticas regulatórias, manifestada na Nota Técnica nº. 29/2023/SPG/ANPRJ, não há que se falar em “modular a regulamentação” para com isso se criar um regramento transitório sem qualquer fundamento em norma hierarquicamente superior – e que, reitera-se, implica diretamente os efeitos esperados do comando legal contido na Lei do Petróleo(...)

(...)A proposta se revela também desprovida de razoabilidade, na medida em que se propõe tão somente a postergar a mudança da distorção regulatória existente – a essa altura, já bastante conhecidas – e que traz graves prejuízos ao país(...)

- RefinaBrasil - Associação Nacional dos Refinadores Privados - documento SEI nº 3801628 - supressão de comandos temporais

(...)A Refinabrasil propõe a retirada do período de implementação, pois trata-se de alteração que não é suficientemente significativa para ensejar nova consulta pública por essa Agência, tratando-se de mera adequação à situação do mercado e por impedir o cumprimento imediato da Lei do Petróleo, quanto ao balizamento do preço de referência de acordo com parâmetros de mercado(...)

(...)A retirada da previsão de *vacatio legis*, haja vista a ausência de motivos válidos para sua existência, uma vez que a alteração proposta não é significativa o suficiente para ensejá-la e tampouco trata de situações novas, mas da atualização decorrente de mudanças de mercado já vigentes há mais de quatro anos(...)

(...)Em verdade, não há alterações significativas o suficiente que justifiquem o período empregado, levando ainda em conta que a minuta de resolução original (que propunha alterações quase idênticas) não o propunha(...)

105. Da mesma forma, tendo em vista as manifestações da CAP18, a complementação processual e fatos posteriores à CAP18, a equipe técnica da ANP, por juízo estritamente técnico, acatou parcialmente as contribuições recebidas, no sentido de suprimir comandos temporais da Norma, utilizando tão somente período de 30 dias de adaptação operacional, na forma da justificativa técnica exarada no item 4.2 da presente Nota Técnica.

106. Por todo o exposto ao longo do item 4.3, e considerando que todas as avaliações técnicas da equipe da SPG incorporadas no presente documento foram desdobramentos das contribuições enviadas no âmbito da CAP18, a SPG encaminha pelo prosseguimento do rito regulatório sem a necessidade nova consulta e audiência públicas.

5. ALTERAÇÕES NA MINUTA DA CAP18

107. Além das considerações anteriores, identificou-se a necessidade de manter na resolução dispositivo que permita a substituição dos derivados aqui apresentados em caso de descontinuidade da publicação de cotação dos derivados de petróleo ou do teor de enxofre utilizada no cálculo do preço de referência do petróleo, sem que essa alteração seja considerada uma reavaliação da metodologia. Assim, sugere-se a manutenção da revogação do art.10, acrescentando-se a sugestão de revogação do art. 12 da Resolução. Além disso, sugere-se a substituição do texto do art.11-A submetido na minuta da CAP18, de modo a excluir o comando temporal, incluindo o dispositivo retromencionado.

108. A seguir, para cada dispositivo modificado, serão apresentadas a sua versão original, submetida à CAP18, e a nova redação proposta com as alterações destacadas, sendo indicadas a numeração original e a nova numeração dos artigos e parágrafos, quando for o caso. Para fins didáticos, relacionaremos os derivados de referência citados nesta Nota Técnica com sua respectiva nomenclatura de acordo com as agências de formação de preço:

- OC 3,5%S -> *FOB 3,5% CIF NWE Cargo* (Platts) e *Pp Fuel Oil 3,5%S* (Argus)
- OC 0,5%S -> *FOB Rotterdam Marine Fuel 0,5% barge* (Platts) e *Fuel Oil 0,5% Barge NWE FOB* (Argus)

109. Abaixo, as alterações propostas na minuta da CAP18:

a) Alteração do art. 11-A e do *vacatio legis*:

Redação original minuta da CAP 18

“CAPÍTULO X

DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

.....
“Art. 11-A. Fica estabelecido período de implementação de doze meses a partir de (DIA) de (MÊS) de (ANO) (a partir do 1º dia do mês imediatamente posterior ao período de vacância de 180 dias da norma alteradora), conforme abaixo:

(...)"

Art. 2º Fica revogado o art. 10 da Resolução ANP nº 874, de 18 de abril de 2022.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor em (DIA) de (MÊS) de (ANO) (a partir do 1º dia do mês imediatamente posterior ao período de vacância de 180 dias).

Nova Redação

CAPÍTULO X

DISPOSIÇÕES FINAIS

.....
“Art. 11-A. Devido à dinâmica do mercado internacional de petróleo e derivados, caso ocorra a descontinuidade da publicação de cotação dos derivados de petróleo ou do teor de enxofre utilizada no cálculo do preço de referência do petróleo, a ANP poderá substituí-la sem que essa alteração seja considerada uma reavaliação da metodologia.”

Art. 3º Ficam revogados o art. 10 e o art. 12 da Resolução ANP nº 874, de 18 de abril de 2022.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor em 01 de setembro de 2025.

b) Inclusão do OC 3,5%S e da ponderação na proporção de 50% para cada derivado, além da

manutenção do OC 3,5%S para todas as empresas de pequeno e médio porte no Anexo 1:

Redação original da minuta da CAP 18

“ANEXO

1.1

Publicação	Cotações	Referência	Código
Platts European Marketscan

	Pp	FOB Rotterdam Marine Fuel 0,5% barge	PUMFD00
.....			

1.2

Publicação	Cotações	Referência	Código
Argus Crude Oil

Argus European Products	PI	Gasoline Eurobob Oxy NWE Barges	PA0005643
	Pm	Diesel French 10ppm CIF NWE
	Pp	Fuel Oil 0.5% Barge NWE FOB	PA0025324
.....			

Nova Redação

Art. 2º O Anexo da Resolução ANP nº 874, de 18 de abril de 2022, passa a vigorar com as seguintes alterações:
ANEXO

1.1.....

Publicação	Cotações	Referência	Código
.....

Platts European Marketscan

	*Pp	FOB Rotterdam Marine Fuel 0,5% barge FO 3,5%S CIF NWE Cargo	PUMFD00 PUABA00
*Pp: (1) Será aplicado 50% do preço do derivado pesado de referência FOB Rotterdam Marine Fuel 0,5% barge (PUMFD00) + 50% do preço do derivado pesado de referência FO 3,5%S CIF NWE Cargo (PUABA00) (2) No caso de empresas de pequeno ou médio porte, estabelecidas conforme Resolução ANP nº 32/2014, o será aplicado 100% do derivado pesado de referência FO 3,5%S CIF NWE Cargo (PUABA00)			

1.2

<u>Publicação</u>	<u>Cotações</u>	<u>Referência</u>	<u>Código</u>
Argus Crude Oil

Argus European Products	Pi	Gasoline Eurobob Oxy NWE Barges	PA0005643
	Pm	Diesel French 10ppm CIF NWE
	*Pp	Fuel Oil 0.5% Barge NWE FOB Pp Fuel Oil 3,5% S	PA0025324 PA0000763

*Pp:

(1) Será aplicado 50% do preço do derivado pesado de referência Fuel Oil 0.5% Barge NWE FOB (PA0025324) + 50% do preço do derivado pesado de referência Pp Fuel Oil 3,5% (PA0000763)

(2) No caso de empresas de pequeno ou médio porte, estabelecidas conforme Resolução ANP nº 32/2014, o será aplicado 100% do derivado pesado de referência Pp Fuel Oil 3,5%S (PA0000763).

110. Em anexo à presente Nota Técnica consta a minuta de Resolução com as modificações propostas, conforme SEI nº 5097336. A referida minuta deve, ainda, ser objeto de exame pela Superintendência de Governança e Estratégia (SGE) e pela Procuradoria Federal junto à ANP (PRG), conforme respectivas atribuições regimentais.

111. Em vista todo o exposto, do ponto de vista técnico, entende-se que, estão presentes as análises e motivações suficientes e adequadas para continuidade da tramitação interna do tema, objetivando a apreciação e deliberação pela Diretoria Colegiada da ANP, nos termos propostos na conclusão a seguir.

6. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

112. Face ao exposto, considerando os documentos instruídos âmbito da CAP18, a Nota Técnica 21 /2024/SPG-e (3917823), o Parecer nº 00194/2024/PFANP/PGF/AGU (4434310) e o Despacho de Encaminhamento 4473339, por juízo de conveniência e oportunidade administrativa, conclui-se por encaminhar minuta de Resolução com os seguintes aspectos técnicos:

- I - Manutenção dos dois derivados de Óleo Combustível como sendo *benchmarks* aceitos na metodologia da ANP (0,5% e 3,5%), ponderando a participação deles em 50% cada;
- II - Supressão da regra do comando de implementação gradual proposto na minuta original da CAP18 e conforme já coloca em participação social na minuta original da CAP24;
- III - Supressão da regra de *vacatio legis* proposto na minuta original da CAP18 e conforme já coloca em participação social na minuta original da CAP24; e
- IV - Como medida de mera adaptação operacional, adoção de período de 30 dias para a efetiva vigência da norma, após a publicação da nova Resolução, com efeitos a partir de 01 de setembro de 2025.

113. No que tange à tramitação interna e às análises complementares necessárias à apreciação e deliberação da matéria pela Diretoria Colegiada da ANP, recomenda-se:

- I - Encaminhamento da presente Nota Técnica e da nova minuta de Resolução para manifestação jurídica da Procuradoria Federal junto à ANP (PRG); e
- II - Após manifestação da PRG, incorporação de eventuais aspectos jurídicos apontados e encaminhamento de nova minuta de Resolução para deliberação pela Diretoria Colegiada da ANP, sem a necessidade de nova participação social, uma vez que todo o conjunto de aspectos técnicos da presente minuta de Resolução foram abordados na CAP24 e na CAP18.

114. Está é a análise técnica.

Anexos:

- I - Nova Minuta de Resolução (SEI nº 5097336); e
- II - Análise Complementar Contribuições CP 18-2023 (SEI nº 5097403).



Documento assinado eletronicamente por **RODRIGO MILAO DE PAIVA, Assessor Técnico de Gestão Interna e Regulação**, em 04/07/2025, às 19:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARCELO PIACHESKI DE ABREU, Analista Superior IV - Engenheiro**, em 04/07/2025, às 19:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **RONEY AFONSO POYARES, Superintendente Adjunto de Participações Governamentais**, em 04/07/2025, às 19:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **CAROLINA MATTOSO DE ALMEIDA, Coordenadora-Geral de Preços e Outras Participações**, em 04/07/2025, às 19:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5025769** e o código CRC **2A2D7F77**.