



Rio de Janeiro, 25 de novembro de 2016.

NOTA TÉCNICA nº 41/2016/SPG-ANP

Assunto: Revisão da Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000, que estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais.

Referências: Processo Administrativo 48610.000618/2015-11

Introdução

1. A presente nota técnica tem por finalidade apresentar os resultados obtidos a partir da Consulta e Audiência Pública nº 02/2016, por meio das quais a ANP debateu com a sociedade brasileira e seus representantes – agentes econômicos e sociais – a minuta de Resolução que visa substituir a Portaria ANP nº 206/2000. Essa portaria trata do preço mínimo do petróleo estabelecido pela ANP e dá cumprimento ao determinado no artigo 7º, § 11, do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998.

Consulta e Audiência Pública nº 02/2016

2. Na Reunião de Diretoria nº 829 de 28 de dezembro de 2015, por meio da Resolução de Diretoria nº 1.089/2015, foi autorizada a realização da Audiência Pública nº 02/2016, precedida de Consulta Pública pelo período de 45 dias, referente à minuta de Resolução que visa substituir a Portaria ANP nº 206/2000, a qual estabelece os critérios de fixação do preço mínimo do petróleo.

3. Assim, a Consulta e Audiência Pública nº 02/2016 foi publicada no DOU, em 05 de janeiro de 2016. Posteriormente, em 22 de janeiro de 2016 (DOU de 25/01/2016), em cumprimento à Resolução CNPE nº 01/2016, a realização da Consulta e Audiência Pública foi suspensa, *ad referendum* pela Diretoria Colegiada. Essa decisão *ad referendum* foi ratificada

pela Diretoria Colegiada, por meio da Resolução de Diretoria nº 35/2016, de 04 de fevereiro de 2016.

4. A RD nº 35/2016 foi revogada pela Resolução de Diretoria nº 408/2016, de 18 de maio de 2016. Tal revogação foi publicada no DOU em 31 de maio de 2016, passando-se então a contar novo prazo de 45 dias para a Consulta Pública. Posteriormente, a pedido da indústria e do Ministério de Minas e Energia (MME), o período de Consulta Pública foi prorrogado por dois períodos iguais de 30 dias, por meio da RD nº 583/2016, de 12 de julho de 2016, e da RD nº 620/2016, de 25 de agosto de 2016. Essa última ratificou decisão *ad referendum* da Diretora Geral, de 15 de agosto de 2016.

5. Finalmente, por meio de Aviso Suplementar publicado no DOU (de 19/09/2016), a Diretora Geral, *ad referendum* da Diretoria Colegiada, comunicou aos agentes econômicos e demais interessados que, em cumprimento ao acordado na audiência de conciliação da Ação Ordinária Civil nº 2.865, realizada em 13/09/2016, que o CNPE estabelecerá as diretrizes políticas a serem consideradas na realização da Audiência Pública, ficando autorizado a todos os interessados a apresentarem sugestões até o dia da Audiência, dia 10 de outubro de 2016.

6. As sugestões apresentadas, por meio do **Formulário de Comentários e Sugestões Consulta Pública nº 02/2016**, pelos agentes econômicos e demais interessados, foram listadas e publicadas no site da ANP, e estão juntadas ao processo administrativo 48610.000618/2015-11.

7. Às fls. 1081/1130, encontra-se uma tabela com as sugestões e comentários feitos pelos agentes econômicos e demais interessados, acrescido de duas colunas, a saber: **Parecer SPG** e **Justificativa da SPG**. A coluna **Parecer SPG** indica se a sugestão ou comentário foi “acatada”, “acatada parcialmente” ou “não acatada” pela Superintendência de Participações Governamentais (SPG). Na coluna **Justificativa da SPG**, a superintendência motiva o acatamento ou não das sugestões ou recomendações apresentadas.

8. Às fls. 1056/1070, encontra-se a transcrição da audiência pública e às fls. 1071/1078v é apresentada a súmula da audiência.

9. Além dos comentários e sugestões apresentados por meio do **Formulário de Comentários e Sugestões Consulta Pública nº 02/2016**, a ANP recebeu ainda os seguintes documentos: Parecer Analítico sobre regras regulatórias nº 244/COGEN/SEAE/MF da Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (fls. 892/895); Carta E&P 41/2016 do Instituto Brasileiro do Petróleo – IBP (fls. 901/902); Ofício nº 065/2016-SPG-MME da Secretaria de Petróleo e Gás do Ministério de Minas e Energia (fls. 904); Carta SBEP-CX-750/16 da Shell Brasil Petróleo Ltda (fls. 921/922); Carta ABEP 03/2016 da ABEP (fls. 942/948v); Carta CONTRIB/RET/REF 0002/2016 da Petrobras (fls. 971/972v); e-mails da S&P Global Platts (fls. 973/979); Ofício nº 467/2016-GM-MME do Ministro de Estado de Minas e Energia (fls. 993/994); Ofício nº 91/2016 da Comissão de Tributação da ALERJ (fls. 995/996); Ofício SEDEIS/GS nº 141 da Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços (fls. 998/999) e Carta Petrobras CONTRIB/RET/REF 0004/2016 (fls. 1002).

10. O Parecer Analítico sobre regras regulatórias nº 244/COGEN/SEAE/MF da SAE/MF apresenta em suas considerações finais faz quatro recomendações, abaixo transcritas.

Ante o exposto, a Seae recomenda à ANP que:

- i. Complemente a fundamentação técnica que justifica a alteração das faixas de temperatura e o abandono do uso do grau API para determinação das frações leve, média e pesada do petróleo. Para tanto, sugere-se a inclusão de fontes que sustentem as afirmações da Nota Técnica nº 25/2015. Essa sugestão visa garantir maior transparência na edição da Resolução, beneficiando os agentes interessados e a sociedade como um todo, visto que a metodologia anterior não foi contestada pelos agentes do setor durante toda sua vigência;*
- ii. Inclua, em nota técnica, a estimativa de impactos da medida no que diz respeito à arrecadação de royalties e participações especiais. Soa contundente que haja estudo quantitativo que mensure a influência da nova regra no mercado petrolífero e nos recolhimentos governamentais.*
- iii. Determine critérios objetivos que possam levar à alteração da agência de informação de preços e do petróleo de referência. Dessa forma, os agentes impactados poderão dispor de maior previsibilidade e segurança, diante de possíveis alterações; e*
- iv. Considere a realização de Consulta Pública no evento de atualização da agência de informação de preços e do petróleo de referência, visto que pode haver impacto significativo na formação do preço mínimo. Por esse prisma, torna-se importante que se recolha contribuições dos agentes interessados de forma a subsidiar a tomada de decisão.*

11. Com relação à recomendação i, foi enviado o Memorando nº 545/2016/SPG (fls. 920) à Superintendência de Refino e Processamento e Refino (SRP) solicitando manifestação técnica acerca do complemento da fundamentação técnica que justifica a alteração das faixas de temperatura e o abandono do uso do grau API como delimitador das frações leve, média e pesada do óleo.

12. A SRP, por meio do Memorando nº 241/2016/SRP (fls. 982), respondeu nos seguintes termos:

1. Buscando complementar a Nota Técnica nº 25/2015, esclarecemos que a faixa de temperatura de corte, para cada fração, depende das referências de fração leve, média e pesada utilizadas. Por este motivo, para garantir uma adequada comparação, os cortes devem guardar relação com os produtos de referência. Exemplificando, se uma fração será precificada como gasolina, devemos identificar a faixa de temperatura que permitirá obter uma corrente semelhante a gasolina utilizada como referência. De posse da curva PEV do petróleo, é possível identificar o volume que este petróleo geraria, por destilação, de corrente semelhante à gasolina. O mesmo se aplica aos demais produtos de referência.

2. Já o grau API (em inglês, API Gravity) é uma escala arbitrária que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo. Foi criada pelo American Petroleum Institute - API, juntamente com a National Bureau of Standards e é utilizada para medir a densidade relativa do petróleo. Esta não influencia a faixa

de temperatura de corte, que diz respeito, apenas, aos produtos de referência escolhidos.

13. Além disto, conforme mostrado na Audiência Pública, a maioria das companhias produtoras de petróleo disponibilizam as características de seus petróleos em seus sítios na internet e se utilizam das mesmas faixas de corte para gerar as frações de derivados independentemente do grau API. Por exemplo, encontra-se no site da BP a *essay* de 37 tipos de óleos, com API de 23,1º a 77º; no da Exxon tem-se 53 petróleos com API de 19,7º a 73,1º; e no sítio da Total encontram-se 48 tipos de API 19º a 62,5º.

14. Com relação ao item *ii*, que solicita uma estimativa, por meio de uma nota técnica, dos impactos sobre a arrecadação de royalties e participação especial, informa-se que esta análise será feita na seção ***Impactos Econômicos da Minuta de Resolução*** da presente nota técnica.

15. Com relação às sugestões *iii* e *iv*, foi enviado o Memorando nº 544/2016/SPG (fls. 919) à Coordenadoria de Defesa da Concorrência (CDC), solicitando manifestação técnica acerca da determinação de critérios objetivos que possam levar à alteração da agência de informação de preços e do petróleo de referência. Além disso, tratou-se no memorando da necessidade da realização de consulta pública caso venha a ser alterada a agência de informação de preços e do petróleo de referência, visto que pode haver impacto significativo na formação do preço mínimo.

16. Quanto ao item *iii*, a CDC, por meio da Nota Técnica nº 056/CDC (fls. 987/989), respondeu que a exclusão expressa a uma determinada agência de informações de preços tinha por objetivo possibilitar à ANP a realização de uma licitação para aquisição de dados de preços com vistas à redução dos custos para a Administração Pública.

17. Em relação aos critérios objetivos que possam levar à alteração do preço de referência do petróleo, a CDC entende que os eles já foram explicitados no § 3º do art. 6º da minuta de Resolução, aprovada pela Diretoria Colegiada.

18. No que diz respeito à sugestão *iv*, a CDC concorda com a proposição apresentada no referido parecer para que a minuta de Resolução contemple a realização de consulta e audiência públicas antes da troca da agência de informações de preços. O posicionamento da SPG sobre o tema será apresentado mais à frente quando forem analisadas as contribuições à minuta e das demais alterações.

19. Foi lida pelo Presidente da Audiência Pública, durante sua realização, a recomendação do Ministro de Estado de Minas e Energia, encaminhada por meio do Ofício nº 467/2016-GM-MME, para que as conclusões da referida audiência fossem encaminhadas para o Ministério de Minas e Energia, que as submeterá ao CNPE. Assim, tão logo a Diretoria Colegiada aprove a proposta de minuta resolução, essa será enviada ao MME, antes de sua publicação.

20. Os demais documentos tratam de sugestões, recomendações, elogios e críticas à minuta de Resolução e podem ser acessados pelo público por meio da solicitação de cópias à ANP do processo administrativo em questão.

Alterações Efetuadas na Minuta após a Consulta/Audiência Pública

21. Aqui se apresentarão os pontos que foram alterados na minuta de Resolução, após a realização da Consulta e Audiência Pública nº 02/2016. No Anexo I, encontra-se a nova minuta de Resolução obtida a partir do texto aprovado pela Diretoria Colegiada por meio da RD 1089/2015 com as alterações sugeridas pela SPG e aqui elencadas.

22. O preâmbulo e o art. 1º da minuta de Resolução não sofreram qualquer alteração.

23. O inciso I, do art. 2º, passa a definir a Agência de Informação de Preços a ser utilizada pela ANP (Platts ou Argus) diretamente no corpo da Resolução.

24. De acordo com a análise feita pela CDC na Nota Técnica nº 056/CDC, ambas as agências atendem às necessidades da ANP e da indústria. Além disso, são comuns contratos de venda de petróleo que apresentem ambas as agências. Países como Noruega e Reino Unido também as utilizam.

25. Assim, de forma a dar clareza ao processo e segurança jurídica às concessionárias, a SPG passou a ter as duas Agências de Informação de Preços como possibilidades previstas na Resolução. Destaque-se que as duas agências foram objeto da Consulta e Audiência Pública nº 02/2016 e não foi apresentado nenhum argumento que desqualifique qualquer uma delas.

26. No art. 2º, inciso X, que trata da definição de Petróleo de Referência foi acrescentado o seguinte texto: Consiste em uma mistura de petróleos oriundos do Mar do Norte que alimenta o sistema de oleodutos Brent, a partir do campo de Brent original e volumes adicionais produzidos em outros campos, para carregamento em navios petroleiros no Terminal Sullom Voe, no Reino Unido. Desta forma passamos a definir o Tipo de Petróleo Brent como a referência internacional de preço do petróleo também no corpo da resolução e não mais no Anexo I.

27. Desta forma, entende-se assim que fica expresse na Resolução que as agências de preço possíveis são Platts e Argus, bem como o petróleo de referência é o Brent. Caso a ANP em algum momento entenda que deve considerar uma terceira Agência de Informação de Preços, ou outra referência de petróleo para fins de precificação, a sociedade será ouvida por meio da realização de novas consultas e audiências públicas.

28. O art. 3º sofreu alterações de redação no § 1º e a inclusão do § 3º, conforme sugerido pela Petrobras na Consulta Pública. Alterado também o termo *campo* para *área produtora* de forma a dar mais flexibilidade à Resolução.

29. No art. 4º foi simplificada a redação do *caput* apenas para torná-la mais precisa. Foi também acatada pela SPG, a sugestão feita pela Petrobras de que o deságio pelo teor de enxofre passe a ser dado a partir de 0,5% m/m e não de 0,6% m/m. A sugestão foi aceita por ser mais comum na literatura técnica referências a 0,5% m/m do que a 0,6%. Essa alteração impactou o § 3º, do art. 4º. A fora isso, não houve mais alteração nesse artigo.

30. O art. 5º não foi alterado.

31. O art. 6º foi revisado para atender às sugestões e aos comentários feitos durante a Consulta Pública pela Petrobras, Secretária de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda, Shell e BG. Como já dito anteriormente, a revisão manterá no corpo da resolução a previsão de utilização das duas únicas Agências de Informação de Preços que atendem às necessidades da ANP e da indústria (Platts e Argus).

32. A Platts fica mantida como a agência de preços a ser utilizada até que o resultado de eventual licitação, nos termos da legislação em vigor – Lei nº 8.666/93, arts. 2º e 3º – indique a Argus como a fornecedora dos preços. Destaque-se que a esse eventual procedimento de troca de agências será dada ampla publicidade garantindo que tudo ocorra com transparência e previsibilidade.

33. A SPG acatou as sugestões e se atentou aos comentários feitos durante a Consulta Pública pela Petrobras no que se refere ao art. 7º. Assim, foram mantidos sem alterações o *caput* do artigo e o § 1º.

34. A SPG alterou parcialmente a redação do § 2º e incluiu os novos §§ 3º e 4º. Com essa alteração ficou estabelecido que apenas variações de grau API superiores a $\pm 1^\circ$ API, por pelo menos 120 dias, farão com que as concessionárias atualizem a curva PEV daquela área produtora junto à ANP. Para variações superiores a $\pm 1^\circ$ API, por períodos inferiores a 120 dias, as concessionárias devem informar o fato à ANP, que a seu critério avaliará a necessidade ou não de atualização da curva PEV.

35. Foi acatada também pela SPG a proposta de que, para óleos com densidade maior que 40º API, o limite de corte para atualização da curva PEV será de $\pm 2^\circ$ API em vez de $\pm 1^\circ$ API.

36. Os §§ 3º, 4º, 5º e 6º foram renumerados devido à inclusão dos dois novos parágrafos. Assim o § 3º passou a ser o § 5º sem qualquer alteração na redação. Os §§ 4º e 5º foram excluídos com o acatamento das sugestões feitas pela Petrobras. O § 6º permaneceu sem qualquer alteração e foi incluído o § 7º atendendo também à sugestão da Petrobras.

37. O art. 8º sofreu apenas alterações materiais em sua redação.

38. O art. 9º sofreu apenas uma alteração em seu parágrafo único. Caso a concessionária não apresente os documentos indicados no *caput*, o preço mínimo a ser aplicado ao tipo de petróleo nacional será igual a 1,24 vezes o preço mínimo calculado conforme art. 4º, e não mais 2 vezes, como estava previsto na minuta de Resolução aprovada

pela Diretoria Colegiada da ANP. Análises realizadas pela SPG, mais à frente, mostrarão como se chegou a esse número de 1,24.

39. Os artigos 10, 12 e 13 sofreram apenas ajustes materiais em suas redações. Pela nova redação do art. 11, eliminou-se a necessidade de uma aprovação de uma resolução pela ANP para a publicação dos preços mínimos por ela calculados, tornando necessária apenas a disponibilização do preço mínimo calculado em seu sítio na internet. Neste sentido, solicitamos manifestação da Procuradoria Federal junto à ANP acerca da possibilidade jurídica de implementarmos essa alteração. Caso não seja possível juridicamente essa mudança, manteremos a redação original da minuta.

40. O art. 14 foi alterado apenas para definir que a Resolução entrará em vigor apenas 90 dias após sua publicação. Essa alteração foi feita para permitir que a ANP e a indústria se preparem para utilizar as novas regras.

41. No que diz respeito ao Anexo I, foram dele retirados e colocados no corpo da Resolução os seguintes pontos: definição da Agência de Informação de Preços a ser utilizada pela ANP (art. 6º) e a definição do Petróleo de Referência como o *Brent* (art. 2º, inciso X).

42. Além disso, a SPG acatou a demanda e as justificativas da Petrobras e voltou a utilizar na fórmula as cotações do tipo *cargoes* para os derivados a serem utilizados no cálculo do preço mínimo, ao invés do apresentado na minuta de Resolução aprovada pela Diretoria Colegiada que utilizava cotações do tipo *barges*.

43. Finalmente, foi incluído também o *North Sea Sulfur De-escalator* da Argus, conforme sugestão dessa agência de preços na consulta pública, para o cálculo do deságio pelo teor de enxofre.

Impactos Econômicos da Minuta de Resolução

44. Nesta seção, faremos uma análise dos impactos da minuta de Resolução na arrecadação das participações governamentais, já considerando as sugestões e comentários apresentados pelos agentes econômicos durante a Consulta e Audiência Pública nº 02/2016.

45. O objetivo será demonstrar o impacto que ocorreria no total apurado de royalties e participação especial caso fosse aplicada a nova metodologia de cálculo do preço mínimo do petróleo entre os anos de 2011 e de 2015. Será também analisado o comportamento dos preços de vendas informados à ANP pelas concessionárias. Por fim, será contextualizada a influência dos preços de venda nos montantes de participações governamentais recolhidas.

I. Premissas

46. O preço de referência do petróleo, a ser utilizado para fins de participações governamentais, é apurado mensalmente para cada campo de petróleo de acordo com o

disposto no Decreto nº 2.705/98, em seu artigo 7º. Esse preço é o maior valor entre o preço de venda do petróleo nacional **em condições de mercado**, caso haja venda, e o preço mínimo apurado pela ANP, conforme segue:

*Art 7º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, **em condições normais de mercado**, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior. (negritos nossos)*

47. O preço de venda é apurado a partir da média ponderada mensal dos preços indicados nas notas fiscais de venda, excluídos os tributos. Esse preço de venda é válido para toda a produção do campo correspondente independentemente da quantidade de petróleo vendida, pois se considera que um petróleo da mesma qualidade atingiria valor similar no mercado internacional. Assim, caso seja vendido apenas 10% da produção em condições de mercado, os 90% restantes serão também precificados pelo preço de venda (caso seja maior que o preço mínimo) para fins de participações governamentais.

48. O preço mínimo é calculado de acordo com o disposto na Portaria ANP nº 206/2000, cuja proposta de revisão é analisada pela presente nota técnica. A metodologia para o cálculo do preço mínimo está também sendo revisada. Assim, sua possível aplicação influenciará no montante de participações governamentais apurado em cada área produtora quando de sua implementação.

49. Na análise da influência da revisão nas participações governamentais, é necessário ter claro que o art. 7º do Decreto nº 2.705/98, estabelece três definições de preços do petróleo para fins de participações governamentais, a saber:

- **preço de referência do petróleo** – preço efetivamente utilizado para a apuração das participações governamentais, sendo o maior entre o preço de venda e o preço mínimo calculado pela ANP;
- **preço de venda do petróleo** – preço praticado pelas concessionárias quando da venda do petróleo nacional em condições de mercado, livre dos tributos incidentes sobre a venda e livre a bordo. É igual à média ponderada dos preços de venda praticados pela concessionária;
- **preço mínimo do petróleo** – preço do petróleo calculado pela ANP nos termos da Portaria ANP nº 206/2000. Utilizado quando não ocorre venda do petróleo nacional e como preço de referência quando for maior que o preço de venda do petróleo em condições de mercado.

50. Para a apuração das participações governamentais, repise-se, é utilizado o preço de referência do petróleo. Assim, para que haja impacto nos royalties e na participação especial é necessário que o preço de referência do petróleo também seja alterado pela revisão da metodologia de cálculo do preço mínimo.

51. Considerando que o preço de referência é o maior entre o preço mínimo e o de venda, o impacto sobre aquele, devido à nova metodologia de cálculo, não é necessariamente direto, visto que o preço mínimo é comparado ao preço de venda para se obter o de referência.

52. Em resumo, qualquer que seja a metodologia utilizada para apuração do preço mínimo do petróleo, se o preço mínimo resultante dessa fórmula para um determinado campo for menor que o preço de venda desse petróleo em condições de mercado, o impacto da alteração da metodologia será nulo para essa área produtora. Essa é uma das premissas da análise sequente.

53. É importante também considerar que apesar de não ser significativa a quantidade de campos produtores de petróleo nacional que apresentam venda, o preço de venda para os campos que realizam a venda é de grande relevância no montante total do recolhimento das participações governamentais.

54. Como ocorre venda do petróleo nacional proveniente de áreas produtoras com elevada produção – 64,20% da produção nacional em agosto de 2016 – conforme apresentado na audiência pública realizada em 10 de outubro de 2016, essa é a parcela da produção nacional que se sujeita à análise do preço de venda na definição do preço de referência.

II. Metodologia utilizada para simular os impactos da aplicação da proposta de cálculo do preço mínimo nas participações governamentais.

55. Foram simulados cálculos de royalties e participação especial para os anos compreendidos entre 2011 e 2015, mantendo-se os preços de venda do petróleo, os preços de referência do gás natural, os volumes de produção de petróleo e gás natural, as alíquotas de royalties e participação especial e deduções de custos¹ não dependentes do preço do petróleo para cada campo. O preço mínimo efetivo utilizado em cada mês foi substituído pelo calculado de acordo com a nova metodologia.

56. O preço de referência utilizado nas simulações foi apurado a partir da comparação entre o preço mínimo e o preço de venda. Assim, foi utilizado o maior entre o preço mínimo obtido pela metodologia da revisão da Portaria ANP nº 206/2000 e o preço de venda efetivamente praticado no período.

57. Esses resultados foram comparados com as participações governamentais efetivamente arrecadadas nos anos em questão.

58. Posteriormente, foram segregados apenas os campos que informam à ANP vendas regulares de seu petróleo no mercado internacional, ou seja, apenas petróleo exportado, vendido em condições de mercado (conforme art. 7º do Decreto 2.705/98) e realizando-se assim as mesmas análises. Comparou-se, para o conjunto de campos nessa situação, o total de royalties e de participação especial efetivamente recolhido entre 2011 e 2015, com os valores estimados caso a proposta de revisão do preço mínimo estivesse vigente nesse período, a fim de se avaliar qual seria o impacto da revisão especificamente nesses casos.

¹ Para a participação especial.

III. Resultados obtidos nas simulações

59. Os resultados das simulações são apresentados nas tabelas e figuras abaixo. Na tabela 1 (figura 1), são mostrados os valores de royalties efetivamente recolhidos pela ANP com fundamento na Portaria ANP nº 206/2000; os valores apurados a partir dos preços calculados com a metodologia revisada; e, posteriormente, fez-se a comparação entre os valores obtidos conforme cada metodologia, em valores absolutos e percentuais, para os anos entre 2011 e 2015.

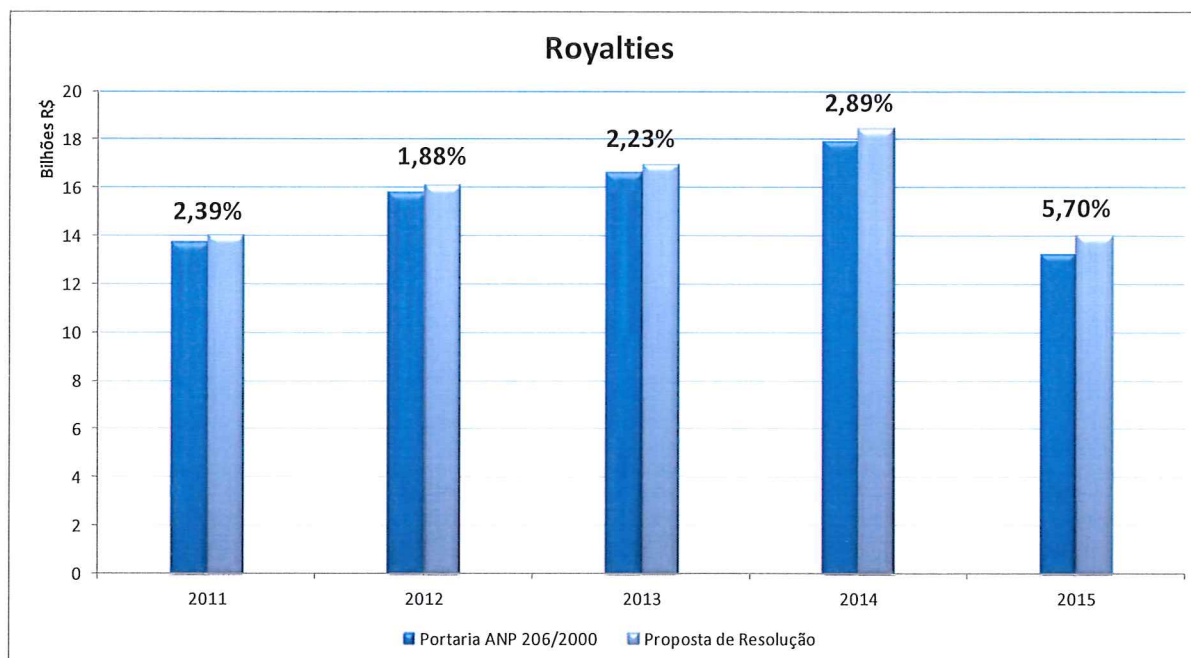
60. O mesmo é feito na tabela 2 (figura 2) para a participação especial e na tabela 3 (figura 3) para o somatório de royalties mais participação especial.

Tabela 1. Royalties com a Portaria ANP nº 206/2000, a proposta de revisão e a diferença em valor absoluto e percentual entre os dois casos.

Ano	Portaria ANP nº 206/2000	Proposta de resolução	Diferença em valor absoluto	Diferença em percentual
2011	13,728	14,056	0,328	2,39%
2012	15,807	16,104	0,297	1,88%
2013	16,62	16,991	0,371	2,23%
2014	17,951	18,47	0,519	2,89%
2015	13,267	14,023	0,755	5,70%

Valores em bilhões de reais.

Figura 1. Royalties com a Portaria ANP nº 206/2000, a proposta de revisão e a diferença percentual entre os dois casos.



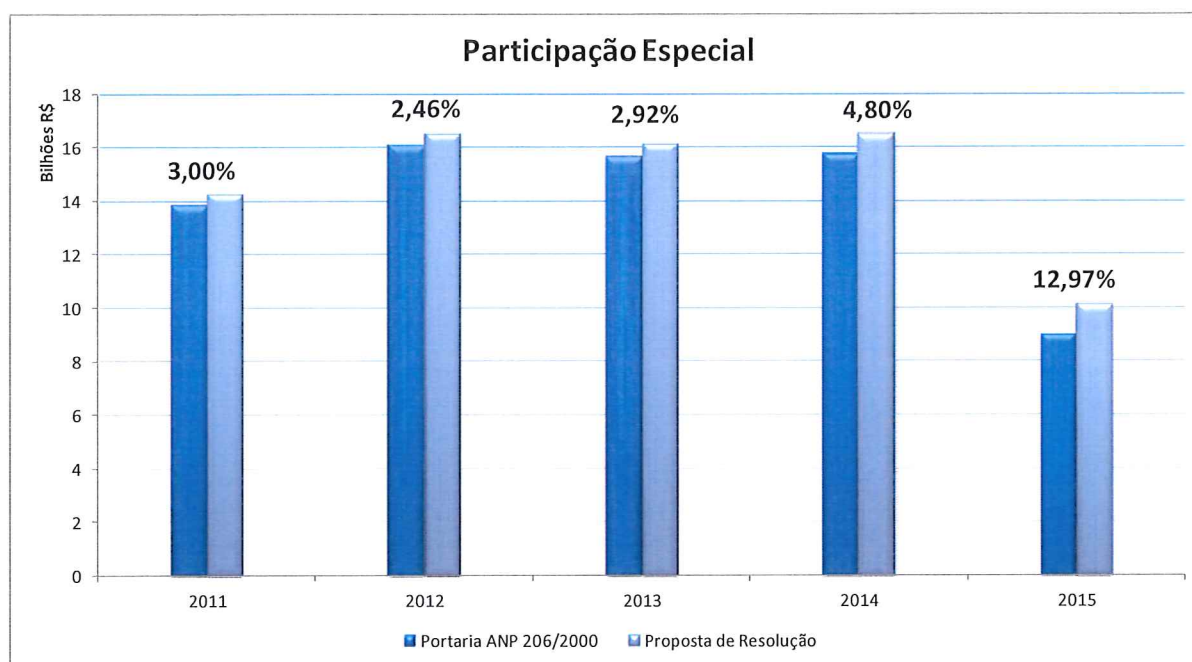
61. Observa-se pela tabela 1 (figura 1) que os royalties sofreriam um aumento que varia entre 1,88% e 2,89%, para os anos entre 2011 e 2014, caso fosse aplicada a nova metodologia. Finalmente, no ano de 2015 esse aumento seria de 5,70%. Destaque-se que o efeito de um aumento do preço de referência do petróleo impacta os royalties de forma aproximadamente linear em cada campo (exceto pela parcela de gás natural).

Tabela 2. Participação especial com a Portaria ANP n° 206/2000, a proposta de revisão e a diferença em valor absoluto e percentual entre os dois casos.

Ano	Portaria ANP n° 206/2000	Proposta de resolução	Diferença em valor absoluto	Diferença em percentual
2011	13,844	14,259	0,415	3,00%
2012	16,101	16,496	0,395	2,46%
2013	15,676	16,135	0,458	2,92%
2014	15,755	16,511	0,756	4,80%
2015	8,991	10,157	1,166	12,97%

Valores em bilhões de reais.

Figura 2. Participação especial com a Portaria ANP n° 206/2000, a proposta de revisão e as diferenças percentuais entre os dois casos.



62. Na tabela 2 (figura 2), temos os impactos que a participação especial sofreria com a aplicação da nova metodologia.

63. A participação especial é mais sensível a variações de preço do petróleo que os royalties, pois incide sobre a receita líquida e os custos dedutíveis tendem a ser constantes. Assim, aumentos no preço de referência provocam aumentos mais que proporcionais na participação especial. O contrário também é verdadeiro, quedas desse preço geram quedas proporcionalmente maiores na participação especial.

64. Outro fator que gerou um impacto significativo na participação especial do ano de 2015 foi a redução do preço do petróleo no mercado internacional. Como a participação especial incide sobre a receita líquida, e os custos operacionais e amortizações de investimentos praticamente não se alteraram em 2015, o lucro apurado para a incidência dessa participação sofreu significativa redução – em alguns casos chegando a zero. Nessa situação, qualquer alteração nas receitas ou despesas possui um efeito amplificado no total apurado da participação especial.

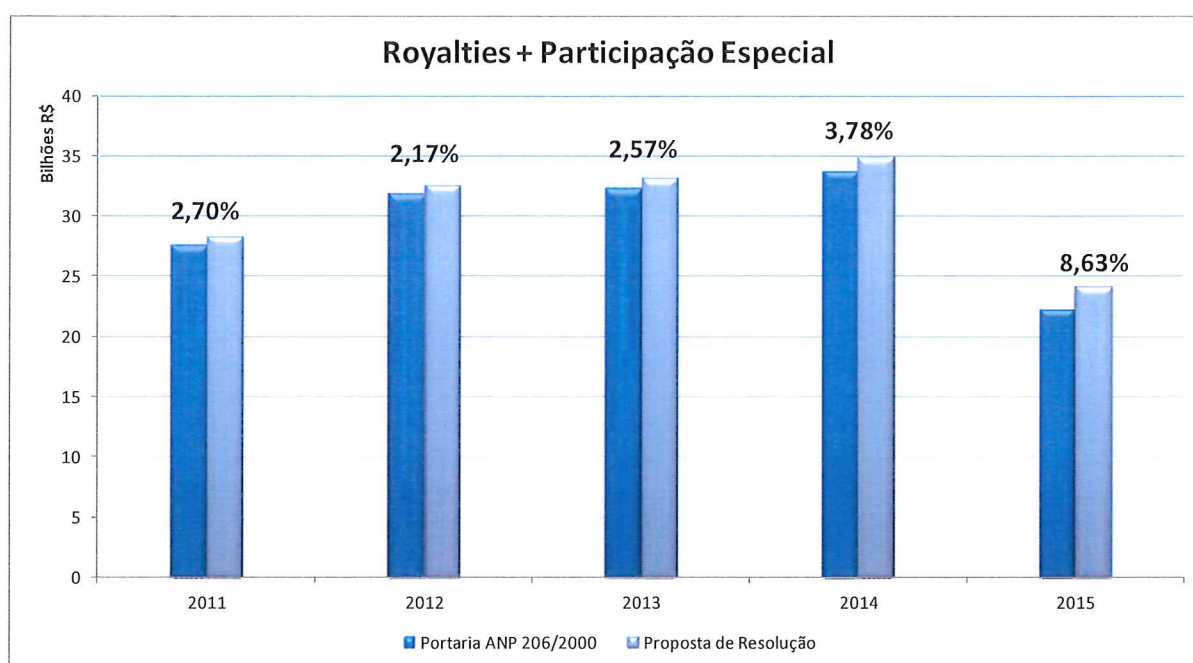
65. Finalmente, abaixo temos o somatório dos valores dos royalties e da participação especial gerados a partir de eventual alteração da metodologia de cálculo do preço mínimo.

Tabela 3. Royalties + participação especial com a Portaria ANP nº 206/2000, a proposta de revisão e a diferença em valor absoluto e percentual entre os dois casos.

Ano	Portaria ANP nº 206/2000	Proposta de resolução	Diferença em valor absoluto	Diferença em percentual
2011	27,572	28,316	0,744	2,70%
2012	31,908	32,600	0,693	2,17%
2013	32,296	33,126	0,829	2,57%
2014	33,706	34,982	1,276	3,78%
2015	22,259	24,180	1,922	8,63%

Valores em bilhões de reais.

Figura 3. Royalties + participação especial com a Portaria ANP nº 206/2000, a proposta de revisão e as diferenças percentuais entre os dois casos.



66. No gráfico acima, observamos uma diferença maior entre as participações geradas pela portaria atual e pela revisão proposta para os anos de 2014 e 2015. O que motivou esse resultado, além da queda do preço do petróleo no mercado internacional, foi a alteração no comportamento dos preços de venda declarados pelos concessionários para diversos campos a partir do ano de 2013 (conforme demonstrado na seção a seguir). Como esse fato passou a impactar fortemente apenas o segundo semestre de 2013, não foi possível observar esse efeito ainda no ano de 2013, mas o foi acentuadamente em 2014 e 2015.

67. Adicionalmente, houve uma alteração nos preços dos derivados em relação *Brent*, em 2015, que termina por reduzir significativamente os preços dos petróleos pesados apurados pela Portaria ANP nº 206/2000 (devido às faixas diferenciadas por grau API), gerando então um impacto maior da revisão neste ano, o que será detalhado à frente.

[Assinatura manuscrita]

68. Em resumo, pode-se afirmar que impacto sobre as participações governamentais quando se analisa a implementação da proposta de Resolução ocorre basicamente por quatro fatores: a queda do preço do Brent; a variação dos preços dos derivados do petróleo no mercado europeu; a relação preço de venda/preço mínimo atípica observada pela ANP, e a nova metodologia de apuração do preço mínimo.

IV. Relação entre o preço do Brent e dos derivados de petróleo

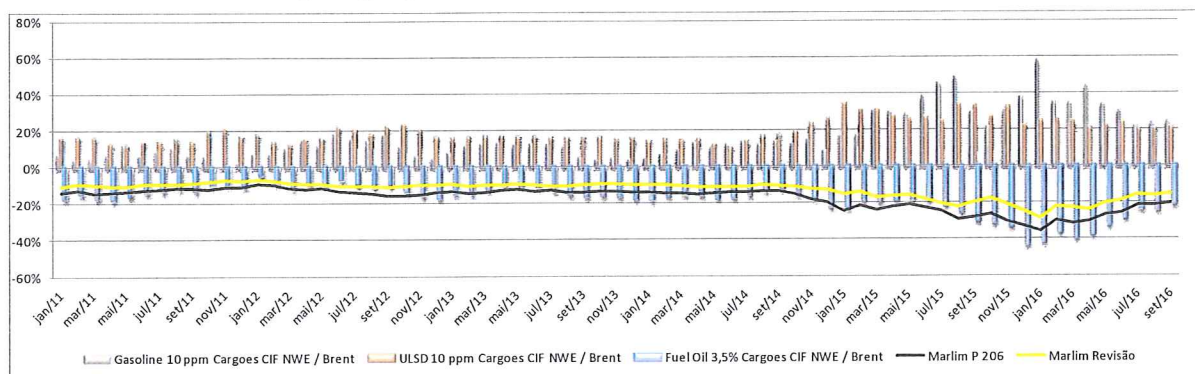
69. Como dissemos, um fator a impactar os resultados obtidos nas tabelas 1, 2 e 3 diz respeito ao comportamento do preço dos derivados de petróleo no mercado europeu e a metodologia prevista para o preço mínimo - tanto na Portaria ANP nº 206/2000 como a da proposta de revisão da referida portaria.

70. A figura 4, mostra o comportamento dos preços dos derivados em relação ao preço do Brent (preço do derivado/preço do Brent) de 2011 até setembro de 2016. Como é possível observar, até novembro de 2014 a relação preços dos derivados/preço do Brent permanece aproximadamente estável ($\pm 20\%$) para todos os derivados, o mesmo ocorrendo para os preços mínimos. Por exemplo, os do campo de Marlim (petróleo pesado com API igual 20,3°), independente da fórmula utilizada.

71. A partir de dezembro de 2014, a relação preço dos derivados/ preço do Brent começa a subir para os derivados leves e médios e a cair para os derivados pesados, chegando a $\pm 40\%$. Devido a esse movimento, pode-se observar um impacto maior nos preços mínimos calculados pela Portaria ANP nº 206/2000 e não tão acentuado nos preços mínimos apurados pela nova metodologia.

72. O impacto da queda do preço dos derivados pesados é maior no preço mínimo da Portaria ANP nº 206/2000 do que o da proposta de Resolução devido à atual diferenciação das faixas de corte (que gera maior fração pesada nos petróleos mais pesados). Logo, a diferença percentual maior entre a portaria atual e a proposta de revisão, em 2015 e 2016, deve-se à alta sensibilidade do preço mínimo atual ao movimento dos derivados, que amplifica alterações dos derivados no preço mínimo, o que em 2015 e 2016 ocasionou uma queda do preço mínimo dos petróleos pesados maior da queda do preço do Brent e derivados pesados. Com a unificação das faixas, o novo preço mínimo é mais estável às variações dos preços dos derivados, sendo esse impacto reduzido.

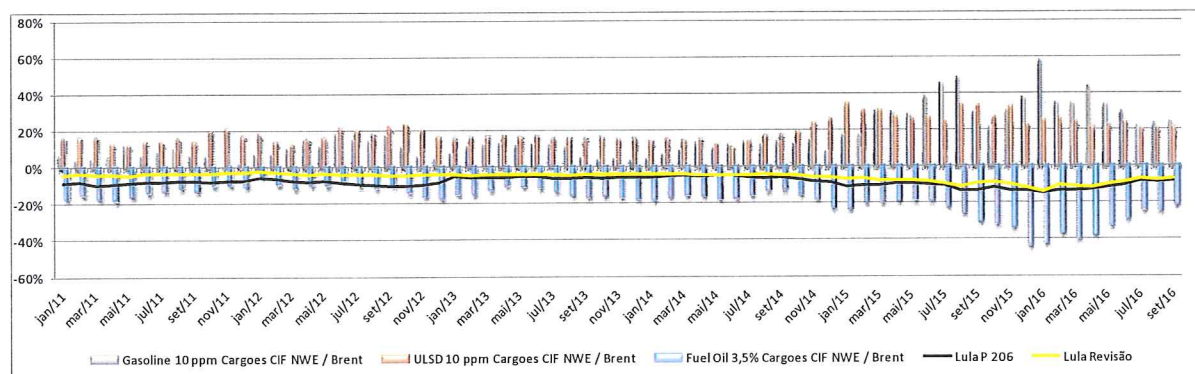
Figura 4. Cotações de derivados leves, médios e pesados, divididos pelo preço do Brent e curvas de preço mínimo para o campo de Marlim pela Portaria ANP nº 206/2000 e pela proposta de Resolução.



73. A figura 5 mostra novamente o comportamento dos preços dos derivados em relação ao preço do Brent (preço do derivado/preço do Brent) de 2011 até setembro de 2016. Porém, as curvas de preços mínimos agora se referem ao campo de Lula.

74. Como o API de Lula (31°) está mais próximo do API do *Brent* (37,5°), as suas faixas de corte são mais próximas às do *Brent* – na Portaria ANP nº 206/2000 – logo, o impacto da variação dos derivados no preço mínimo atual é muito menor se comparado aos preços do campo de Marlim. O mesmo ocorre para a proposta de revisão, fazendo com que a diferença entre as duas metodologias seja menor que aquela do campo de Marlim.

Figura 5. Cotações de derivados leves, médios e pesados, divididos pelo preço do Brent e curvas de preço mínimo para o campo de Lula pela Portaria ANP nº 206/2000 e pela proposta de Resolução.



V. Comportamento do preço de venda em relação ao preço mínimo a partir de 2013.

75. Outra variável a influenciar os resultados apresentados nas tabelas 1, 2 e 3, da seção **Resultados obtidos nas simulações**, é o apresentado na à letra *b* do parágrafo 68, a alteração no comportamento dos preços de venda do petróleo declarados por algumas concessionárias referentes a diversos campos, cujo impacto ocorre partir do segundo semestre de 2013.

Handwritten signature in blue ink.

76. A seguir, nas figuras 6 e 7, tem-se a comparação entre o preço mínimo (apurado conforme Portaria ANP nº 206/2000) e os preços de venda declarados pelas empresas para cinco campos em produção distintos e que apresentam venda regular de óleo no mercado internacional.

77. Na figura 6, estão ilustrados dois campos (A e B) que vendem seu óleo no mercado internacional sem que os preços de venda sejam correlacionados aos preços mínimos. Na figura 7 são apresentados três campos (C, D e E) que a partir de 2013 passaram a ter seu preço de venda aproximadamente igual ao preço mínimo calculado pela ANP.

Figura 6. Campos onde não há alteração do comportamento entre a relação do preço de venda com preço mínimo.

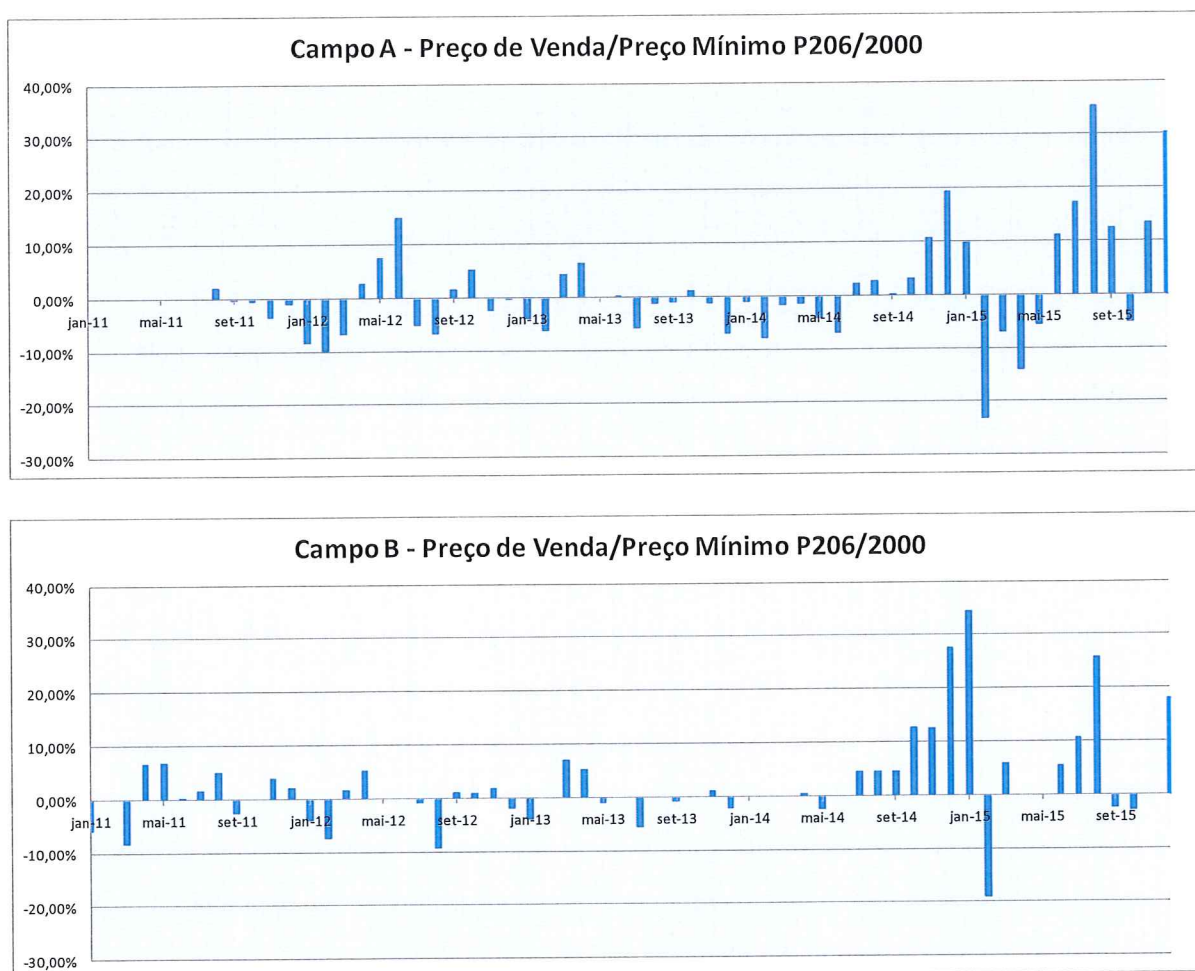
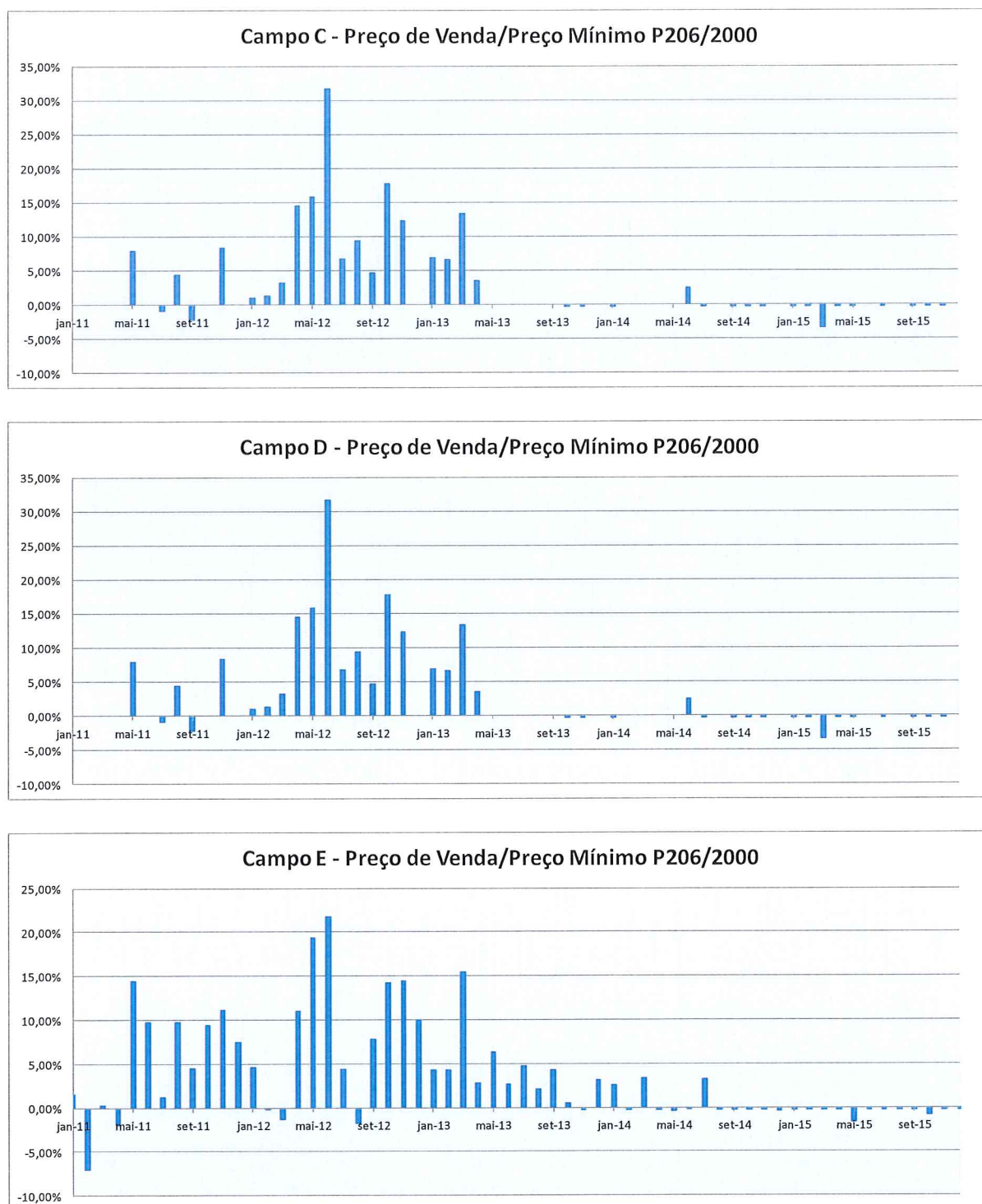


Figura 7. Campos com preço de venda aproximadamente igual ao preço mínimo a partir de 2013.



78. Antes de meados de 2013, os preços de venda declarados pelas concessionárias para os campos mostrados, nas figuras 6 e 7, diferenciavam-se naturalmente do preço mínimo, não possuindo correlação direta com esse preço mínimo apurado pela ANP. Os gráficos mostrados acima para todos os campos possuíam a mesmo comportamento, não apresentando qualquer comportamento atípico que se destaque nesse período.

79. Posteriormente, para os campos C, D e E, da figura 7, houve uma aproximação entre os dois preços, gerando uma diferença mínima entre eles, o que acarreta na aplicação do preço mínimo da ANP, ou um valor muito próximo a ele, como preço de referência para fins de participações governamentais, em quase todos os meses a partir do segundo semestre de 2013, para esses campos. Essa situação é completamente atípica

80. Destaque-se que, atualmente, para os campos da figura 7 qualquer alteração no preço mínimo gera impacto direto no preço de referência. O impacto de qualquer alteração nos preços mínimos será diretamente transferido para as participações governamentais.

VI. Simulação dos impactos da proposta de revisão frente ao comportamento dos preços de venda

81. A fim de se demonstrar o efeito dos preços de venda na definição dos preços de referência e consequentemente no resultado das participações governamentais, foram segregados os resultados para campos com exportação e sem exportação. Chega-se então aos resultados apresentados na tabela 4 (figura 8), para royalties, e tabela 5 (figura 9), para a participação especial e tabela 6 (figura 10) para o somatório royalties mais participação especial.

82. Apenas as exportações foram consideradas, pois são essas vendas que refletem o valor de mercado do petróleo nacional. As vendas realizadas no mercado nacional são efetuadas basicamente a um único comprador, a Petrobras, logo, não estão sujeitas às condições normais de mercado.

Tabela 4. Royalties para campos com e sem vendas no mercado internacional.

Ano	Campos com exportação			Campos sem exportação		
	Portaria ANP nº 206/2000	Proposta de resolução	Diferença percentual	Portaria ANP nº 206/2000	Proposta de resolução	Diferença percentual
2011	5,954	6,019	1,10%	7,775	8,038	3,38%
2012	6,935	6,948	0,18%	8,872	9,156	3,21%
2013	7,207	7,302	1,32%	9,413	9,689	2,93%
2014	8,448	8,659	2,50%	9,503	9,811	3,24%
2015	7,568	7,979	5,44%	5,700	6,044	6,04%

Valores em bilhões de reais.

Figura 8. *Diferença percentual entre os royalties gerados pela Portaria ANP nº 206/2000 e pela proposta de revisão para os campos com e sem exportação.*

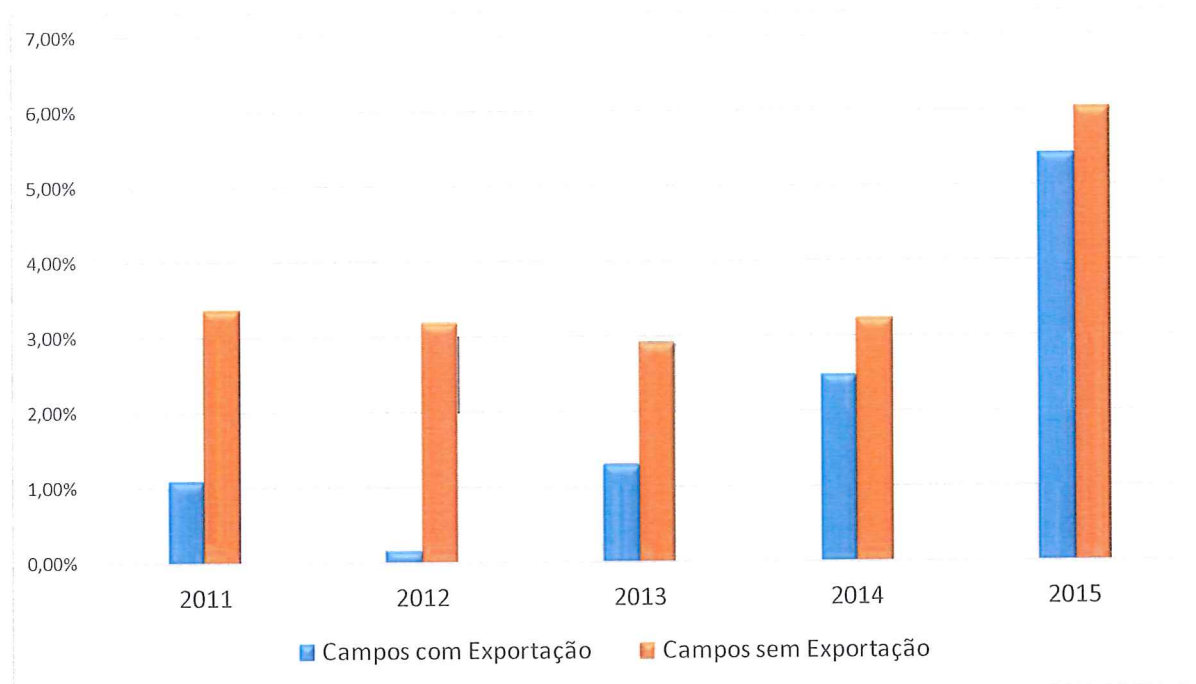


Tabela 5. *Participação especial para campos com e sem vendas no mercado internacional*

Ano	Campos com exportação			Campos sem exportação		
	Portaria ANP nº 206/2000	Proposta de resolução	Diferença percentual	Portaria ANP nº 206/2000	Proposta de resolução	Diferença percentual
2011	7,714	7,813	1,28%	6,130	6,446	5,15%
2012	8,911	8,958	0,53%	7,190	7,538	4,84%
2013	8,786	8,952	1,89%	6,891	7,183	4,24%
2014	10,075	10,493	4,15%	5,680	6,019	5,96%
2015	7,724	8,619	11,59%	1,268	1,539	21,35%

Valores em bilhões de reais.

Handwritten signatures and initials in blue ink.

Figura 9. *Diferença percentual entre a participação especial gerada pela Portaria ANP nº 206/2000 e pela proposta de revisão para os campos com exportação e sem exportação.*

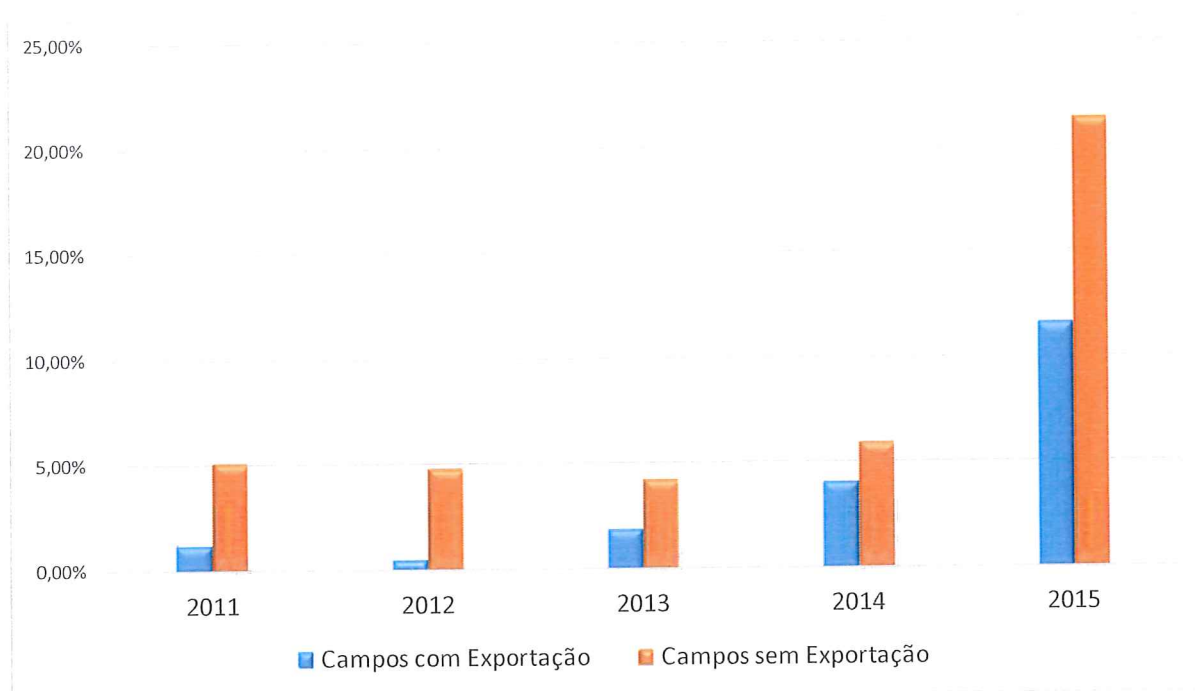


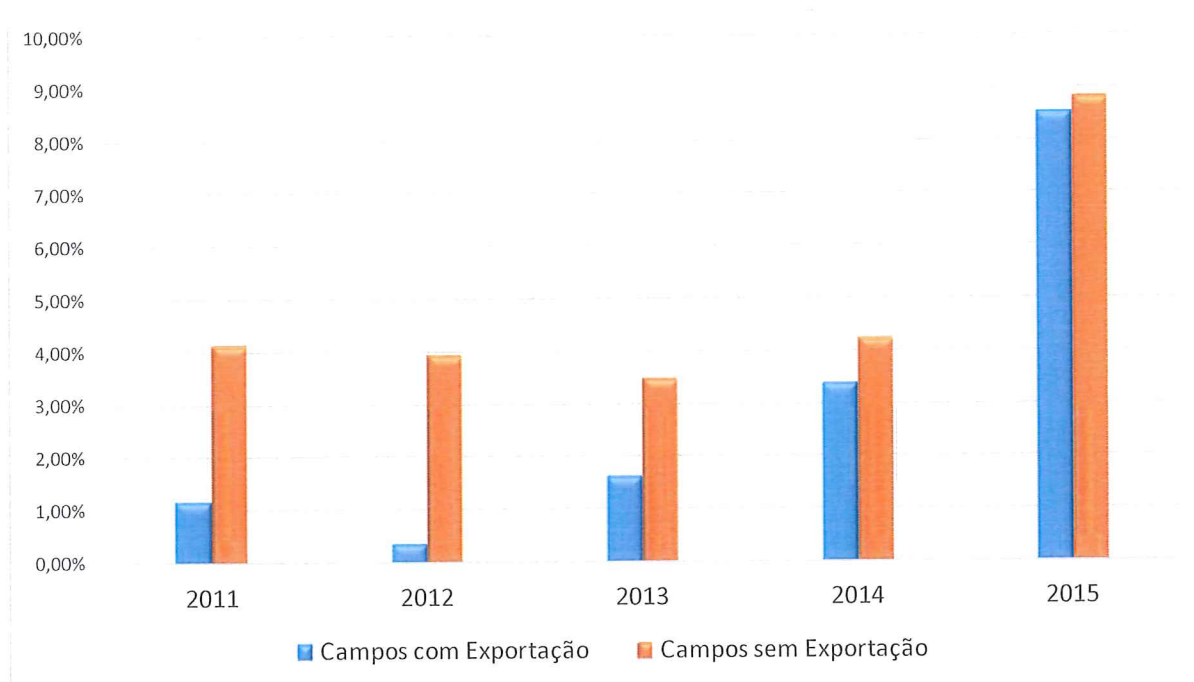
Tabela 6. *Soma de Royalties e participação especial para campos com e sem vendas no mercado internacional*

Ano	Campos com exportação			Campos sem exportação		
	Portaria ANP nº 206/2000	Proposta de resolução	Diferença percentual	Portaria ANP nº 206/2000	Proposta de resolução	Diferença percentual
2011	13,667	13,832	1,20%	13,905	14,484	4,16%
2012	15,846	15,906	0,38%	16,062	16,694	3,94%
2013	15,993	16,254	1,63%	16,304	16,872	3,48%
2014	18,523	19,152	3,40%	15,183	15,830	4,26%
2015	15,291	16,598	8,55%	6,968	7,583	8,82%

Valores em bilhões de reais.

[Handwritten signature]

Figura 10. *Diferença percentual para a soma de royalties e participação especial gerada pela Portaria ANP nº 206/2000 e proposta de revisão para campos com e sem exportação.*



83. Observa-se que, durante os anos de 2011 e 2012, quando os preços de venda estavam descolados do preço mínimo, o impacto da revisão dos preços foi significativamente menor nos campos com exportação, pois normalmente os preços de venda estavam acima do preço mínimo em qualquer das duas situações (com ou sem a revisão).

84. Apenas a partir de 2013, quando diversos campos passam a praticar um preço de venda aproximadamente igual ao preço mínimo, há uma aproximação dos resultados nos dois casos.

85. Analisado esse comportamento, é possível afirmar que os quase R\$ 2 bilhões apontados pela indústria como o impacto da revisão da Portaria ANP nº 206/2000, para 2015, deve-se em grande parte ao comportamento indevido dos preços de venda, que a partir de 2013 se igualam ao preço mínimo. Não fosse isso, não seria esse o impacto da revisão.

86. Esses números justificam a necessidade de inclusão do art. 9º na minuta de Resolução, visto que esse artigo é um incentivo para se evitar que os preços de venda tenham esse tipo de comportamento.

87. Logo, conclui-se que o importante para a elevação dos preços de referência do petróleo e consequentemente nas participações governamentais não é só a revisão da fórmula para apuração do preço, mas também o comportamento dos preços de venda em relação ao preço mínimo.

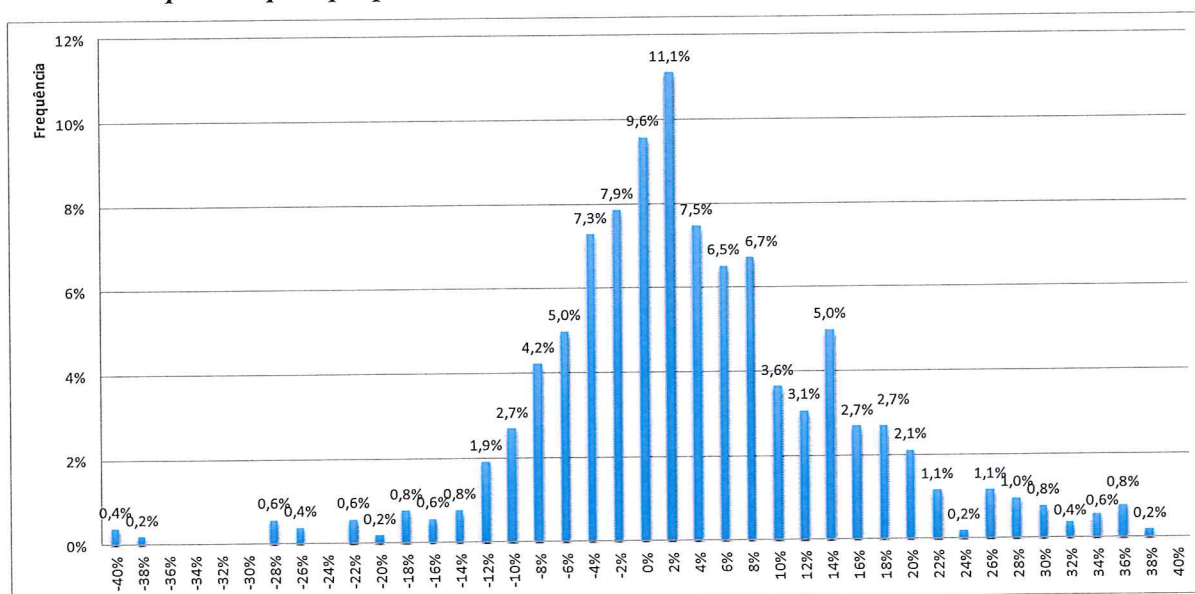
VII. Acréscimo no preço mínimo quando da não apresentação do preço de venda em condições de mercado

88. O art. 9º da proposta de Resolução estabelece um multiplicador a ser aplicado ao preço mínimo caso a concessionária que efetue a venda do petróleo em condições normais de mercado não apresente, à ANP, a documentação venda comprovando os preços efetivamente praticados no mercado internacional.

89. Pelos gráficos a seguir, observa-se que o preço de venda – apenas para as exportações – foi até 24% maior que o preço mínimo revisado em 95% dos casos. Foram utilizados dados de 2011 a 2016, de todos os campos que exportaram seu petróleo, eliminando-se os campos cujos preços de venda apresentam comportamento atípico a partir de maio de 2013.

90. Logo, o valor de 1,24 vezes o preço mínimo é suficiente para incentivar os concessionários a disponibilizarem seus preços de venda em condições de mercado à ANP, conforme disposto no artigo 7º do Decreto nº 2.705/98.

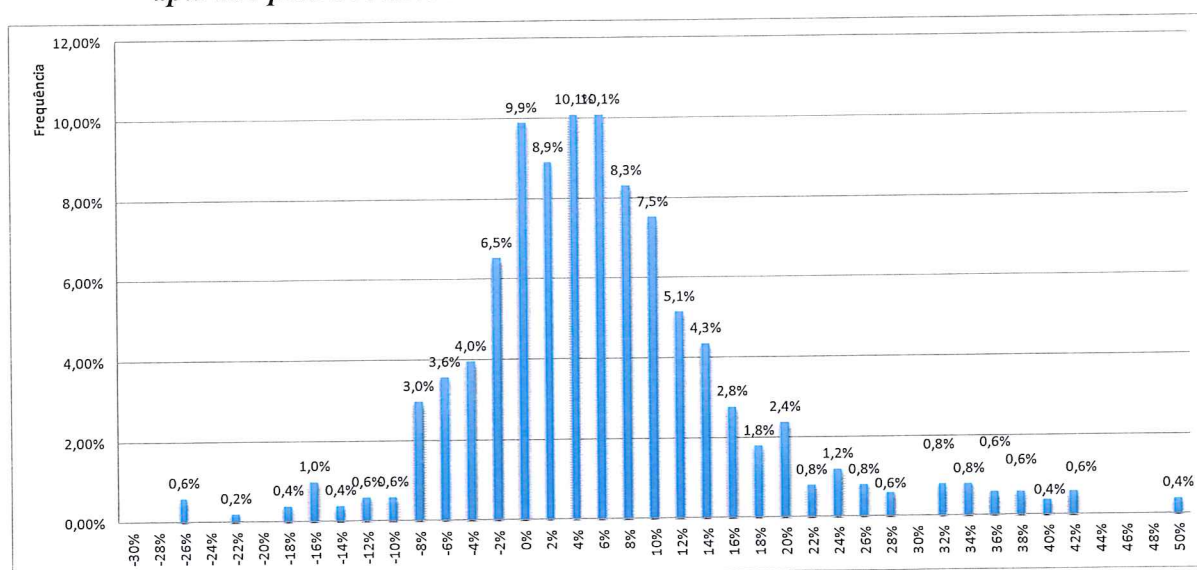
Figura 11. Histograma mostrando a relação entre o preço de venda e o preço mínimo apurado pela proposta de revisão.



91. O próximo gráfico apresenta a comparação de preços de venda com o preço mínimo apurado pela Portaria ANP nº 206/2000. Neste caso, em 95% dos casos apurados, tem-se uma diferença de até 27% entre os preços mínimo e de venda. Logo, se mantida a Portaria ANP 206/200, sem a revisão do preço mínimo, o multiplicador a ser utilizado deve ser igual a 1,27, caso não sejam apresentadas as notas fiscais da venda em condições de mercado.

[Assinatura manuscrita]

Figura 12. *Histograma mostrando a relação entre o preço de venda e o preço mínimo apurado pela Portaria ANP nº 206/2000.*



VIII. Conclusões sobre os impactos da proposta de revisão do preço mínimo nas participações governamentais.

92. A partir dos números apresentados na tabela 3, tem-se um impacto que varia de R\$ 744 milhões, em 2011, a R\$ 1,922 bilhões, em 2015, com a aplicação da nova metodologia de apuração do preço mínimo pela ANP. Ou seja, se compararmos os valores de 2011 aos de 2015, tem-se uma diferença de 2,58 vezes no impacto da alteração do preço mínimo sobre as participações governamentais.

93. Ao compararmos as diferenças percentuais entre os anos de 2011 e 2015, os preços mínimos apurados pela Portaria ANP nº 206/2000 e pela nova metodologia têm-se, respectivamente, 2,7% e 8,63%.

94. A variação de 3,2 vezes, como concluído na seção **Resultados obtidos nas simulações**, é resultado da influência de quatro variáveis:

- a. queda do preço do *Brent*;
- b. variação dos preços dos derivados do petróleo no mercado europeu;
- c. relação preço de venda/preço mínimo atípica observada pela ANP e
- d. a nova metodologia de apuração do preço mínimo.

95. No que diz respeito à letra *a*, trata-se de variável exógena ao processo regulatório.

96. Quanto à letra *b*, a diferença entre as duas metodologias se deve à queda excessiva do preço mínimo calculado pela Portaria ANP nº 206/2000 em 2015, a qual amplifica variações no movimento dos derivados devido à diferenciação nas faixas de corte.

[Assinatura]

97. No que tange à letra *c*, deve-se aprovar o art. 9º, estabelecendo um multiplicador que garanta uma relação “preço de venda/preço mínimo” igual a 1,24 em vez de 1, desta forma incentivando a declaração dos preços de venda em condições de mercado. A letra *d* diz respeito aos ajustes propostos que visam corrigir as distorções existentes nos preços mínimos atualmente.

98. Em suma, os resultados apontados em na análise mostram a necessidade de revisão da Portaria ANP nº 206/2000. Os impactos apontados pela indústria não se devem a um eventual objetivo arrecadatório da ANP, mas sim a correções necessárias de modo a garantir que o Estado brasileiro receba suas participações sobre a produção de petróleo de forma justa.

Conclusões

99. Em palavras finais a SPG entende que a presente minuta de Resolução está pronta para ser encaminhada à análise da Procuradoria Federal junto à ANP e posterior deliberação da Diretoria Colegiada.

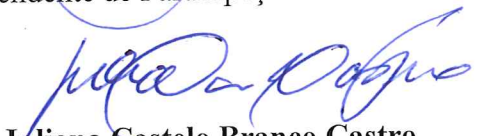
100. Após dois anos de estudos, análises e debates com a sociedade, que culminou em mais de cem dias de consulta pública da proposta de revisão e na realização de audiência e consulta pública, na qual diversos agentes econômicos e sociais participaram manifestando seus pontos de vista. Desse modo, a presente minuta de Resolução atende aos anseios da sociedade brasileira, uma vez que de uma forma técnica e transparente a ANP se propôs a equacionar a questão do preço mínimo do petróleo para fins de participações governamentais.

101. Além disso, aprovada essa minuta de Resolução, a ANP terá mais flexibilidade para atender à Lei nº 8.666/93, no que diz respeito à licitação das agências de informação de preços. Bem como terão indústria e os beneficiários (União, Estados e Municípios) mais segurança e transparência sobre como são apurados os preços de referência do petróleo para fins de participações governamentais.

102. Finalmente, é importante a apresentação dessa proposta, com todos os seus detalhes, ao MME e ao CNPE para que esses órgãos tomem conhecimento e deliberem sobre o aqui proposto. É a nota.



Carlos Alberto Xavier Sanches
Superintendente de Participações Governamentais



Juliana Castelo Branco Castro
Especialista em Regulação do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

RESOLUÇÃO ANP Nº XXX, DE XX.XX.20XX

A DIRETORA-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP, no uso de suas atribuições legais, em cumprimento ao disposto no art. 47, § 2º, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997; no art. 42-A, § 1º, da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010; no art. 7º, § 11, do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998; no uso das atribuições que lhe foram conferidas pelo art. 11, inciso III, da Portaria ANP n.º 69, de 06 de abril de 2011; e com base na Resolução de Diretoria nº XXX, de XX de XXXXXX de 20XX;

considerando que é atribuição legal da ANP, nos termos do *caput*, do art. 7º, do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998, estabelecer os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais;

considerando a necessidade de adequação da Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000, às condições técnicas e econômicas atuais do mercado internacional de petróleo;

torna público o seguinte ato:

CAPÍTULO I

DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Ficam estabelecidos, por meio desta Resolução, os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações de que trata a Seção VI, do Capítulo V, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, na hipótese prevista no § 11, do art. 7º, do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998.

CAPÍTULO II

DEFINIÇÕES TÉCNICAS

Art. 2º Sem prejuízo do disposto na Seção II, do Capítulo III, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, no Capítulo II, art. 2º da Lei 12.351/2010 e no Capítulo II, do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - Agência de Informação de Preços: editoras e fornecedores de informação que reportam os preços finais de negociações e transações realizadas nos mercados de petróleo cru e/ou de derivados, cujos índices de preços são utilizados como referência por diferentes participantes do mercado, para a formação de preços de cargas de petróleo e/ou derivados. Para fins desta Resolução, podem ser utilizadas como Agência de Informação de Preços a **Platts** ou a **Argus**.

NOTA TÉCNICA Nº 041/2016/SPG – ANEXO I
MINUTA DE RESOLUÇÃO

II - Análise de Pontos de Ebulição Verdadeiros: também denominada Curva PEV, trata-se de técnica laboratorial especificada nas normas ASTM D2892 e ASTM D5236, que fornece as frações evaporadas de um dado tipo de petróleo em função da temperatura.

III - ASTM: American Society for Testing and Materials.

IV - ASTM D2892: norma para destilação de petróleo cru com coluna de 15 pratos teóricos [*Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15-Theoretical Plate Column)*].

V - ASTM D5236: norma para destilação de misturas de hidrocarbonetos pesados pelo método Potstill a vácuo [*Standard Test Method for Distillation of Heavy Hydrocarbon Mistures (Vacuum Potstill Method)*].

VI - ASTM D664: norma para determinação do número de acidez de produtos de petróleo por titulação potenciométrica [*Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration*].

VII - Corrente de Petróleo ou Tipo de Petróleo: mistura homogênea de petróleos oriundos de uma, ou mais, áreas produtoras, utilizada como unidade de precificação para a determinação do preço de referência do petróleo de que trata o art. 7º do Decreto nº 2.705/98, a partir de suas características físico-químicas e comerciais.

VIII - Grau API: escala hidrométrica idealizada pelo *American Petroleum Institute – API* (juntamente com o *National Institute of Standards – NBS, atual NIST*), utilizada para determinação da densidade relativa de líquidos.

IX - Pontos de Cortes: temperaturas de ebulição em uma curva PEV utilizadas para a determinação das frações leves, médias e pesadas que compõem uma dada Corrente de Petróleo.

X - Petróleo de Referência: referência internacional de preços utilizada amplamente pelos agentes econômicos como indexador de contratos e que reflete as condições normais de mercado, dadas pela evolução da oferta e da demanda. Consiste em uma mistura de petróleos oriundos do Mar do Norte que alimenta o sistema de oleodutos Brent, a partir do campo de Brent original e volumes adicionais produzidos em outros campos, para carregamento em navios petroleiros no Terminal Sullom Voe, no Reino Unido.

XI - TAN: O número de acidez total (ou *Total Acid Number*) é uma medida da acidez de um material, especificado em miligramas de hidróxido de potássio por grama deste material, conforme determinado pela norma ASTM D664. O valor TAN indica, para a refinaria, o potencial de problemas de corrosão a serem ocasionados pelo uso daquele petróleo.

CAPÍTULO III

CORRENTES OU TIPOS DE PETRÓLEOS

Art. 3º O preço mínimo do petróleo para uma área produtora é apurado a partir das características físico-químicas e comerciais da Corrente de Petróleo a que essa área está vinculada.

NOTA TÉCNICA Nº 041/2016/SPG – ANEXO I
MINUTA DE RESOLUÇÃO

§ 1º Uma Corrente de Petróleo, para os fins desta Resolução, é uma mistura homogênea (*blend*) de petróleos utilizada para representar o petróleo produzido em uma, ou mais, áreas produtoras, cuja qualidade é resultante da média ponderada da produção das suas áreas constituintes, conforme aprovado pela ANP.

§ 2º Caso uma Corrente de Petróleo seja composta por petróleos oriundos de mais de um ponto de medição fiscal da produção, a composição da Corrente de Petróleo será o resultado da mistura dos petróleos oriundos dos diversos pontos de medição fiscal ponderados pelos volumes medidos em cada ponto de medição fiscal.

§ 3º Caso uma Corrente de Petróleo seja composta por petróleos de áreas produtoras que são fisicamente medidos fiscalmente em diferentes unidades produtoras, nas quais ocorre a produção conjunta de petróleos que compõem outras Correntes de Petróleo, deve-se estimar de forma individualizada o volume produzido em cada concessão em cada unidade produtora. A composição da Corrente de Petróleo será o resultado da mistura dos petróleos de cada área produtora ponderada pelos seus volumes estimados.

CÁLCULO DO PREÇO MÍNIMO DO PETRÓLEO NACIONAL

Art. 4º O cálculo do preço mínimo para um determinado Tipo de Petróleo nacional a que se refere o *caput* do art. 7º, do Decreto nº 2.705/98, será determinado a cada mês de acordo com a fórmula abaixo.

$$P_{\min} = TC \times 6,2898 \times (P_{\text{Pref}} + D_q)$$

onde:

P_{\min} é o preço mínimo do petróleo nacional produzido em cada campo, em reais por metro cúbico;

TC é a média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, obtidas junto ao Banco Central do Brasil, para o mês;

P_{Pref} é o valor médio mensal dos preços diários do petróleo utilizado como referência internacional para preço de petróleo, definido no Art. 2º, inciso X, desta Resolução, em dólares americanos por barril, para o mês;

D_q é o diferencial de qualidade entre petróleo nacional e o Petróleo de Referência, em dólares americanos por barril.

§ 1º O diferencial de qualidade entre o petróleo nacional e o Petróleo de Referência será determinado pela seguinte fórmula:

$$D_q = VB_{\text{Pnac}} - VB_{\text{Pref}} - S - A$$

onde:

VB_{Pnac} é o valor bruto dos produtos derivados do petróleo nacional, em dólares americanos por barril;

VB_{Pref} é o valor bruto dos produtos derivados do Petróleo de Referência, em dólares americanos por barril;

NOTA TÉCNICA Nº 041/2016/SPG – ANEXO I
MINUTA DE RESOLUÇÃO

S é o deságio dado aos preços de petróleos com teor de enxofre superior a 0,5% m/m;

A é o deságio dado aos preços de petróleos com TAN superior a 0,50 mgKOH/g.

§ 2º. Os valores brutos dos produtos do Tipo de Petróleo nacional e do Petróleo de Referência serão determinados, respectivamente, pelas seguintes fórmulas:

$$VB_{Pnac} = F_l \times P_l + F_m \times P_m + F_p \times P_p$$

$$VB_{Pref} = F_{lref} \times P_l + F_{mref} \times P_m + F_{pref} \times P_p$$

onde:

F_l , F_m e F_p são as respectivas frações de derivados leves, médios e pesados obtidas a partir da curva PEV para cada Tipo de Petróleo nacional;

F_{lref} , F_{mref} e F_{pref} são as respectivas frações de derivados leves, médios e pesados obtidas a partir da curva PEV do Petróleo de Referência;

P_l , P_m e P_p são os preços associados respectivamente às frações de derivados leves, médios e pesados obtidas do petróleo nacional ou do Petróleo de Referência, em dólares americanos por barril, conforme Anexo I, desta Resolução.

§ 3º. O deságio dado aos preços de petróleos com teor de enxofre superior a 0,50% m/m será:

- a. se $\% S_{Pnac} \leq 0,50\% \text{ m/m}$, $S = 0$
- b. se $\% S_{Pnac} > 0,50\% \text{ m/m}$, $S = (\% S_{Pnac} - 0,50\%) / 0,1 \times D_s$

onde:

$\% S_{Pnac}$ (m/m) é o teor de enxofre do tipo de petróleo nacional; e

D_s é o desconto utilizado para petróleos com alto teor de enxofre obtido junto à Agência de Informação de Preços, em dólares por barril a cada 0,1% m/m de enxofre.

§ 4º. O deságio dado aos preços de petróleos com elevada acidez será:

- a. Se $TAN_{Pnac} - TAN_{Pref} \leq 0,5 \text{ mgKOH/g}$, $A = 0$
- b. Se $TAN_{Pnac} - TAN_{Pref} > 0,5 \text{ mgKOH/g}$, $A = (TAN_{Pnac} - TAN_{Pref}) \times D_{TAN} \times P_{Pref}$

onde:

TAN_{Pnac} é o número de acidez total do petróleo nacional, em mgKOH/g;

TAN_{Pref} é o número de acidez total do Petróleo de Referência, em mgKOH/g;

D_{TAN} é o desconto utilizado para petróleos com elevado número total de acidez obtido a partir da regressão linear de preços de petróleos no mercado internacional, apresentada no Anexo I, desta Resolução, em mgKOH/g por dólares por barril do preço Petróleo de Referência.

NOTA TÉCNICA Nº 041/2016/SPG – ANEXO I
MINUTA DE RESOLUÇÃO

P_{Pref} é o preço do Petróleo de Referência obtido junto à Agência de Informação de Preços estabelecida no art. 6º, desta Resolução.

§ 5º. As frações de destilados leves, médios e pesados obtidos para cada Tipo de Petróleo nacional e para o Petróleo de Referência, a que se refere o parágrafo anterior, serão estabelecidos com base na Análise de seus Pontos de Ebulição Verdadeiros (curva PEV) e dos seus pontos de corte, segundo a seguinte tabela:

Pontos de Cortes		
Destilados Leves	Destilados Médios	Resíduos Pesados
Até 180° C	180° C a 350° C	Acima de 350° C

§ 6º Os derivados referentes às frações F_l , F_m e F_p , F_{lb} , F_{mb} e F_{pb} - respectivamente leves, médios e pesados obtidos a partir de cada Tipo de Petróleo nacional e do Petróleo de Referência – utilizados para o cálculo do preço mínimo na fórmula apresentada no § 1º, estão estabelecidos no Anexo I, desta Resolução.

CÁLCULO DO PREÇO MÍNIMO PARA OPERADORES TIPOS C E D

Art. 5º Para áreas produtoras operadas por concessionárias do tipo C e D, até que essas providenciem a análise PEV de seu petróleo, será facultada a valoração do preço mínimo do petróleo, nos termos do art. 4º desta Resolução, utilizando-se para o cálculo do valor bruto do petróleo nacional (VB_{Pnac}), os percentuais de destilados leves, médios e pesados, obtidos a partir das seguintes fórmulas:

Se $API < 13^\circ$	$F_{lcd} = 9,00\%$
	$F_{mcd} = 14,37\%$
	$F_{pcd} = 76,63\%$
Se $13^\circ < API < 50^\circ$	$F_{lcd} = 0,0004 \times API^2 - 0,0109 \times API + 0,1641$
	$F_{mcd} = 1 - F_{lcd} - F_{pcd}$
	$F_{mcd} = -0,0002 \times API^2 - 0,0026 \times API + 0,8339$
Se $API > 50^\circ$	$F_{lcd} = 61,91\%$
	$F_{mcd} = 17,70\%$
	$F_{pcd} = 20,39\%$

onde:

API é o grau API da Corrente de Petróleo do operador tipo C e D; e

NOTA TÉCNICA Nº 041/2016/SPG – ANEXO I
MINUTA DE RESOLUÇÃO

F_{lcd} , F_{med} e F_{pcd} são as respectivas frações de derivados leves, médios e pesados (em percentual) dos Tipos de Petróleos nacionais de concessionárias do tipo C e D.

CAPÍTULO IV

AGÊNCIA DE INFORMAÇÃO DE PREÇOS

Art. 6º Para as cotações dos preços do Petróleo de Referência e dos derivados necessários ao cálculo do preço mínimo do petróleo nacional, a ANP utilizará uma das Agências de Informação de Preços definidas no art. 2º, inciso I, desta Resolução.

Parágrafo único. A ANP informará previamente aos agentes regulados eventual alteração da Agência de Informação de Preços utilizada.

CAPÍTULO V

DAS ATUALIZAÇÕES DAS ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DOS PETRÓLEOS NACIONAIS

Art. 7º As Correntes de Petróleo consideradas para o cálculo do preço mínimo, e suas especificações técnicas, fornecidas pelas concessionárias e aprovadas pela ANP, estão relacionadas no Anexo II, desta Resolução.

§ 1º Até o último dia útil de fevereiro de cada ano, os operadores deverão atualizar junto à ANP as seguintes informações referentes a cada Corrente de Petróleo nacional: grau API, teor de enxofre, número de acidez total e relação das áreas produtoras que compõem a Corrente de Petróleo com sua respectiva participação.

§ 2º Sempre que, na condição de produção, constatar-se que, por um período superior a 120 dias, a densidade da Corrente de Petróleo apresentar variação superior a $\pm 1^\circ$ API, a concessionária deverá atualizar junto à ANP a Análise dos Pontos de Ebulição Verdadeiros da referida corrente, em no máximo 120 dias dessa constatação.

§ 3º Caso a Corrente de Petróleo apresente densidade superior a 40° API, a atualização da Análise dos Pontos de Ebulição Verdadeiros da referida corrente, junto à ANP, deverá ocorrer apenas quando a densidade da Corrente de Petróleo apresentar variação superior a $\pm 2^\circ$ API.

§ 4º Caso a alteração do grau API seja transitória e inferior a 120 dias, a concessionária deverá informar o ocorrido à ANP que avaliará, a seu critério, a necessidade da atualização da Análise dos Pontos de Ebulição Verdadeiros (curva PEV) da referida corrente.

§ 5º O intervalo mínimo entre revisões para uma mesma corrente será de 120 dias, a menos que essa revisão seja resultado de uma ação de fiscalização da ANP.

§ 6º As informações a que se referem os §§ 1º e 2º deverão ser revistas sempre que houver cessão de contrato ou alteração na composição dos membros de um consórcio.

NOTA TÉCNICA Nº 041/2016/SPG – ANEXO I
MINUTA DE RESOLUÇÃO

§ 7º No caso de Correntes de Petróleo compostas por parcelas produzidas em mais de uma unidade de produção, a curva PEV poderá ser elaborada por simulação matemática das curvas PEV das parcelas que a compõem, com base na expectativa de produção de cada uma delas nos meses subsequentes, desde que as amostras de petróleo sejam coletadas em período não superior a três anos.

Art. 8º Caso as informações referidas nos §§ 1º e 2º, do art. 7º, não sejam prestadas pelo operador, o preço mínimo do petróleo nacional sem essas informações será:

- I. o maior preço mínimo praticado no País, quando a área produtora for a única área produtora de sua bacia;
- II. o maior preço mínimo praticado no País, quando o petróleo produzido pela área produtora tiver densidade (em graus API) superior ao petróleo da Corrente de maior densidade (em graus API) da bacia à qual pertence;
- III. o maior preço mínimo decorrente da aplicação do art. 5º, no caso de a produção ser operada por concessionário exclusivamente C ou D;
- IV. o maior preço mínimo da bacia nas demais situações.

Art. 9º Quando a concessionária vender seu petróleo para empresa de comercialização de petróleo não-residente no Brasil e que pertença ao seu mesmo grupo, devem ser apresentados à ANP documentos que comprovem os preços de venda efetivamente praticados pela empresa de comercialização não-residente no Brasil aos refinadores finais ou outras empresas de comercialização que não sejam vinculadas ao mesmo grupo econômico que a concessionária.

Parágrafo único. Caso a concessionária não apresente os documentos indicados no *caput*, o preço mínimo a ser aplicado ao Tipo de Petróleo nacional será igual a 1,24 vezes o preço mínimo calculado conforme art. 4º, desta Resolução.

Art. 10 As concessionárias devem manter disponível à sociedade em seu site na *Internet* todas as análises das características físico-químicas dos petróleos (*assays*) por elas produzidos.

Parágrafo único. As concessionárias operadoras do tipo C e D podem disponibilizar na *Internet* as análises das características físico-químicas de forma simplificada, contendo no mínimo as seguintes informações: grau API, teor de enxofre e acidez (TAN).

NOTA TÉCNICA Nº 041/2016/SPG – ANEXO I
MINUTA DE RESOLUÇÃO

CAPÍTULO V

DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 11 A cada mês, a ANP publicará em seu sítio na internet o preço mínimo do petróleo nacional, produzido no mês anterior em cada área produtora, apurado segundo os critérios descritos nesta Resolução.

Art. 12 A ANP publicará resolução específica que tratará dos requisitos técnicos, operacionais e de segurança mínimos exigidos para a coleta, manipulação e armazenamento do petróleo para fins de elaboração das análises físico-químicas utilizadas no cálculo do preço mínimo do petróleo.

Art. 13 Fica revogada a Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 1998, e demais disposições em contrário.

Art. 14 Esta Resolução entra em vigor 90 dias após sua publicação.

XXXX XXXXXXXXXX XXXXXXXXXX

Diretor-Geral

NOTA TÉCNICA Nº 041/2016/SPG – ANEXO I
MINUTA DE RESOLUÇÃO

ANEXO I

COTAÇÕES DO PETRÓLEO TIPO BRENT E DERIVADOS.

1 Ficam estabelecidas, por meio deste Anexo, as cotações dos preços do Petróleo de Referência, dos derivados de petróleo, do deságio dado a petróleos com alto teor de enxofre e do deságio aplicado a petróleos com elevada acidez utilizados para o cálculo do preço mínimo dos petróleos nacionais.

1.1 Caso a Agência de Informações de Preços estabelecida pela ANP seja a **Platts**, as cotações do Petróleo de Referência, dos derivados utilizados e do deságio dado a petróleos com alto teor de enxofre, serão os apresentados na tabela abaixo.

<i>Publicação</i>	<i>Cotações</i>	<i>Referência</i>	<i>Código</i>
<i>Platts Crude Oil Marketwire</i>	P_{Pref}	<i>Brent DTD</i>	<i>PCAAS00</i>
	D_s	<i>Sulfur De-escalator</i>	<i>AAUXL00</i>
<i>Platts European Marketscan</i>	P_l	<i>Gasoline 10 ppm</i>	<i>AAXFQ00</i>
	P_m	<i>ULSD 10 ppm</i>	<i>AAVBG00</i>
	P_p	<i>FO 3.5%</i>	<i>PUABA00</i>

Todos os derivados são cotados CIF NWE/Basis ARA

1.2 Caso a Agência de Informações de Preços estabelecida pela ANP seja a **Argus**, as cotações do Petróleo de Referência, dos derivados utilizados e do deságio dado a petróleos com alto teor de enxofre, serão os apresentados na tabela abaixo.

<i>Publicação</i>	<i>Cotações</i>	<i>Referência</i>
<i>Argus Crude Oil</i>	P_{Pref}	<i>North Sea Dated</i>
	D_s	<i>North Sea Sulphur De-escalator</i>
<i>Argus European Products</i>	P_l	<i>Gasoline 95r 10ppm</i>
	P_m	<i>Diesel French 10ppm</i>
	P_p	<i>Fuel Oil 3.5% S</i>

Todos os derivados são cotados CIF NWE/prompt

1.3 O valor do D_{TAN} a ser utilizado no art. 4º, § 4º, desta Resolução, para o cálculo do deságio dado aos petróleos nacionais de elevado número total de acidez será igual a 0,0227 mgKOH/g por dólares por barril do preço do Petróleo de Referência.

NOTA TÉCNICA Nº 041/2016/SPG – ANEXO I
MINUTA DE RESOLUÇÃO

2 Sem prejuízo do disposto no art. 2º, desta Resolução, são apresentadas abaixo as definições técnicas das constantes e das variáveis utilizadas na presente Resolução, e anexos:

6,2898	Fator de conversão de barris para metro cúbico
% S _{PNac}	Teor de enxofre do tipo de petróleo nacional, em % SPNac (m/m).
A	Deságio dado aos preços de petróleos com TAN superior a 0,50 mgKOH/g.
D _q	Diferencial entre o preço do petróleo nacional e o do petróleo Brent, em dólares americanos por barril.
D _s	Desconto utilizado para petróleos com alto teor de enxofre, cotado na Platts ou na Argus definida neste Anexo, em dólares por barril a cada 0,10% m/m de enxofre.
D _{TAN}	Desconto utilizado para petróleos com elevada acidez calculado pela ANP a partir da regressão linear de preços de petróleos no mercado internacional, em mgKOH/g por dólares por barril do preço petróleo Brent.
F _l , F _m e F _p	Frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas a partir da curva PEV do petróleo nacional de cada campo, em % volume.
F _{lref} , F _{mref} e F _{pref}	Frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas a partir da curva PEV do Petróleo de Referência, em % volume.
F _{lcd} , F _{med} e F _{pcd}	Frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados calculados pela ANP para os petróleos dos operadores do tipo C e D, em % volume.
P _{Pref}	Valor médio mensal dos preços diários do Petróleo de Referência, cotados na agência de informações de preços definida neste Anexo, em dólares americanos por barril, para o mês.
P _l , P _m e P _p	Cotações de preços associadas respectivamente às frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados, em dólares americanos por barril.
S	Deságio dado aos preços de petróleos com teor de enxofre superior a 0,50% m/m.
TAN _{Pref}	Número de acidez total do Petróleo de Referência, em mgKOH/g.
TAN _{Pnac}	Número de acidez total do petróleo nacional, em mgKOH/g.
TC	Média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, obtidas junto ao Banco Central do Brasil, para o mês.
VB _{Pref}	Valor bruto dos produtos derivados do Petróleo de Referência, em dólares americanos por barril.
VB _{PNac}	Valor bruto dos produtos derivados do petróleo nacional, em dólares americanos por barril.

NOTA TÉCNICA Nº 041/2016/SPG – ANEXO I
MINUTA DE RESOLUÇÃO

ANEXO II

ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DAS CORRENTES DE PETRÓLEO

00 – Tipo de Petróleo Brent

Especificação Técnica do Brent	
API	37,5°
Teor de Enxofre	0,4040 % m/m
Acidez	0,0300 mgKOH/g
Fração de Destilados Leves	31,98%
Fração de Destilados Médios	30,71%
Fração de Resíduos Pesados	37,31%

01 – Corrente XXXXXXXXXX

Especificação Técnica da Corrente		
API		NN,Nº
Teor de Enxofre		0,NNNN % m/m
Acidez		0,NNNN mgKOH/g
Fração de Destilados Leves		NN,NN%
Fração de Destilados Médios		NN,NN%
Fração de Resíduos Pesados		NN,NN%
Composição da Corrente		
Nome do Campo	Participação na Corrente (%)	Número do Contrato
XXXXXXXXXXXXXXXXXX	XX,XX%	48610.00XXXX/XXXX
XXXXXXXXXXXXXXXXXX	XX,XX%	48610.00XXXX/XXXX
XXXXXXXXXXXXXXXXXX	XX,XX%	48610.00XXXX/XXXX

02 - Corrente XXXXXXXXXX

Especificação Técnica da Corrente		
API	NN,Nº	
Teor de Enxofre	0,NNNN % m/m	
Acidez	0,NNNN mgKOH/g	
Fração de Destilados Leves	NN,NN%	
Fração de Destilados Médios	NN,NN%	
Fração de Resíduos Pesados	NN,NN%	
Composição da Corrente		
Nome do Campo	Participação na Corrente (%)	Número do Contrato
XXXXXXXXXXXXXXXX	XX,XX%	48610.00XXXX/XXXX