

Assunto: Análise de impacto regulatório da revisão da Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008, excetuando especificações referentes aos teores de hidrocarbonetos.

REFERÊNCIA: Processo SEI nº 48610.007761/2001-21

I. IDENTIFICAÇÃO TEMÁTICA

Tema Principal	Gás Natural
Tema Secundário	Revisão da Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008
N e Título da Ação Regulatória	4.14 - Qualidade do Gás Natural

II. SUMÁRIO

- Trata-se de Nota Técnica para a análise de impacto regulatório (AIR) do problema identificado na Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008 que disciplina a especificação e as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas para comercialização do gás natural em território nacional.
- Tem por objeto dar tratamento a lacunas normativas referentes à evolução do mercado de gás natural quanto às novas operações que surgiram no transporte e carregamento, e no aprimoramento do controle da qualidade, incluindo alterações e inclusões de métodos de análise físico-química das características exigidas na especificação do produto.
- Releva pontuar que, em relação ao gás natural oriundo das reservas do pré-sal, que apresenta perfil de teores de hidrocarbonetos diferentes do observado nas reservas do pós-sal, tal tema foi tratado na análise de impacto regulatório específica apresentada no Relatório AIR – Especificação dos hidrocarbonetos do gás natural^[1], e dessa forma, não faz parte da presente análise.
- Para a definição dos fundamentos que justificam a revisão na Resolução ANP nº 16, de 2008, em particular na discussão técnica de quais regras e condicionantes da regulação demandavam avaliação, foram considerados os seguintes pontos:
 - característica ponto de orvalho de hidrocarbonetos (POH);
 - característica de teor de oxigênio;
 - característica Número de metano;
 - atualização das metodologias para teor de gás sulfídrico, enxofre total, ponto de orvalho de água e ponto de orvalho de hidrocarbonetos;
 - Gás Natural Liquefeito Veicular (GNLV);
 - amostragem em linha para a cromatografia convencional;
 - contaminação do gás natural com partículas sólidas e líquidas;
 - produtor de gás natural;
 - regras de controle da qualidade para o produtor e importador de gás natural;
 - gás natural fora da especificação (negociação entre partes).
- Com o objetivo de ordenar tais itens por importância, segundo os critérios de gravidade, urgência e tendência, será adotada a abordagem que envolve o emprego da matriz GUT. Com a aplicação dessa ferramenta critério, obteve -se os itens a serem avaliados com maior detalhe nesta Nota Técnica. Sob o prisma das opções regulatórias, aquelas classificadas em 1º e 2º lugares são de prioridade, por se entender que tratam de pontos que precisam de avaliação mais robusta. Como resultado, os temas mais relevantes foram: amostragem em linha, gás natural fora da especificação, análise obrigatória do ponto de orvalho de hidrocarbonetos e contaminação por partículas sólidas e líquidas.
- Em sequência à abordagem, foram definidas as opções regulatórias para cada um dos problemas relacionados pela matriz GUT, aplicando-se uma das metodologias disponíveis para a aferição da razoabilidade do impacto econômico, prescritas no Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, que regulamenta a Análise de Impacto Regulatório.
- Dentre as metodologias, aplicou-se a análise multicritério, especificamente a *Analytic Hierarchy Process* (AHP), considerando diversos critérios e opções. Cabe mencionar, que no caso dessa AIR, não há nenhum problema caracterizado como complexo. Tal metodologia mostrou-se ser a mais adequada para avaliar as opções regulatórias de cada um dos problemas acima elencados.
- Como resultado, as recomendações por problema identificado são:
 - adoção da análise por amostragem em linha em substituição da análise por amostragem manual realizada em laboratório;
 - alteração do enunciado que indica que o gás natural não pode conter partículas sólidas ou líquidas que interfiram na integridade da operação ou equipamentos dos usuários, com adição de indicação de metodologias para determinação de óleo de compressor e partículas sólidas;
 - adoção da análise obrigatória do ponto de orvalho de hidrocarbonetos; e
 - regra de comercialização de gás natural não conforme (negociação entre partes).
- Em relação à estratégia de implementação, monitoramento e avaliação, a Agência recebe, mensalmente, por meio do sistema CQUAL os resultados de todas as características reportadas diariamente nos certificados da qualidade emitidos pelos agentes econômicos responsáveis pelo tratamento do gás natural não processado para fins de enquadramento a especificação estabelecida pela ANP. Em dezembro de 2023, foi publicado o Painel Dinâmico da Qualidade de Produção e Importação de Gás Natural, ferramenta interativa em que pode ser consultada a quantidade de certificados da qualidade emitidos mensalmente.
- Por fim, a par do exposto, apresenta-se compilado das alterações propostas na Resolução ANP nº 16, de 2008, a mais das alterações na minuta de resolução, com suas respectivas justificativas, incluindo aquelas que não foram tratadas no problema regulatório, mas apontadas na análise GUT e aquelas tratadas no âmbito da AIR – especificação dos hidrocarbonetos do gás natural^[1].
- Com isso, tem-se o entendimento de que as mudanças ora propostas são de fundamental importância para realização das adequações técnicas, seja na especificação do produto seja no controle da qualidade.

III. ESTUDO DO PROBLEMA

III.1 Histórico

12. Após a publicação da Resolução ANP nº 16, de 2008, novas normas foram editadas e publicadas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) sobre metodologias de análises relativas a características físico-químicas do gás natural.
13. Em seguida, foi dado início às operações de internalização de GNL importado que cumpriram papel crucial nos anos de estiagem com os baixos níveis de água nos reservatórios ligados a hidrelétricas (2014 a 2016, e mais recentemente de 2020 a 2021) e que hoje se mantém como alternativa de suprimento de gás natural, predominantemente, quando ocorre necessidade do acionamento das termoeletricas.
14. Além disso, surgiu a necessidade de avaliação do ponto de orvalho de hidrocarbonetos. Isso porque, por um lado, as condicionantes atualmente em vigor que determinam quando o ensaio deve ser realizado são incompatíveis com a prática adotada em outros países, e por outro, ocorreu o desenvolvimento de metodologias para a determinação da característica, normalizada pela ABNT e há muito incorporadas pela maioria das unidades de processamento de gás natural - UPGN. E, por fim, a descoberta das reservas de óleo e gás do pré-sal e do novo mercado de gás natural, esse último em função da nova Lei do Gás.
15. Em relação ao gás natural oriundo de tais reservas, em virtude do novo perfil de concentração de hidrocarbonetos (maiores teores de etano e mais pesados), o tema foi tratado na análise de impacto regulatório específica apresentada no Relatório AIR – Especificação dos hidrocarbonetos do gás natural^[1].
16. Nesse contexto, foi observado ao longo desse período de vigência da resolução da qualidade do gás natural, haver necessidade de aprimoramento da regulação técnica a ser ajustada em virtude de algumas condicionantes da especificação do gás natural, bem como das regras de controle da qualidade.

III.2 Descrição

III.3 Identificação dos atores ou grupos afetados pelo problema

17. Os grupos mais relevantes na indústria do gás são os agentes vendedores^[2], seguidos pelos transportadores de gás natural que levam o produto até os pontos de entrega (também denominados *city gates*) nos quais se encerra a jurisdição da ANP de acordo com a Constituição Federal. Além desses, temos os transportadores de gás natural comprimido (GNC) e de gás natural liquefeito (GNL) que passam a ser grupos cada vez mais presentes no mercado.
18. Do outro lado do ponto de entrega, ficam os distribuidores de gás canalizado que atendem a legislações estaduais, e seus clientes que fazem uso do produto. Entre os grandes usuários e consumidores encontram-se os geradores de energia elétrica; segmentos da indústria (química, petroquímica, vidro e cerâmica); fabricantes de equipamentos e utilidades domésticas (turbinas a gás, aquecedores e fogões); o comércio em geral; o uso veicular (revendas de gás natural veicular – GNV e GNLV, fabricantes de kits de conversão, proprietários de veículos convertidos); e, por fim, o consumidor domiciliar. Ressalta-se que a indústria química pode usar o gás natural (produtores de hidrogênio) ou então os hidrocarbonetos dele purificados, como matéria-prima em seus processos (produtores de monômeros: etileno e propileno).
19. No segmento de GNL, o importador regaseifica e carrega o gás para o transporte. No entanto, já vem ocorrendo em pequena escala a comercialização de GNL oriundo da liquefação do gás de produção nacional, por parte dos produtores independentes de gás natural. Além de alguns projetos surgindo para utilização direta de GNL para uso em veículos pesados, o GNLV. Há também empresa que liquefaz o gás natural e transporta o GNL para atender a pontos que ainda não são alcançados por gasodutos.
20. Por fim, cabe mencionar que o referido ato regulatório apresenta interface com a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM, por regular os gasodutos de transporte, e o transporte rodoviário de GNC e de GNL; a Superintendência de Produção de Combustíveis – SPC, por regular as plantas de purificação de gás natural (conhecidas como UPGN) e a Superintendência de Distribuição e Logística – SDL, que regula as revendas de GNV.

IV. IDENTIFICAÇÃO DA BASE LEGAL

21. Constituinte-se o gás natural combustível de origem fóssil composto por mistura de hidrocarbonetos, a regulação da qualidade desse produto vem expressamente explicitada nos artigos 6º a 8º da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, (“Lei do Petróleo”), que prescreve:

“Das Definições Técnicas:

Art. 6º Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

III - Derivados de Petróleo: produtos decorrentes da transformação do petróleo;

XIX - Indústria do Petróleo: conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados;

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;” (grifos nossos)

22. Adicionalmente, por parte da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, também conhecida como a Nova Lei do Gás, a menção à qualidade se faz pela especificação do produto nos artigos 6º e 8º:

“Art. 6º O transportador deverá permitir a interconexão de outras instalações de transporte e de transferência, nos termos da regulação estabelecida pela ANP, respeitadas as especificações do gás natural estabelecidas pela ANP e os direitos dos carregadores existentes.”

Art. 8º Os gasodutos de transporte somente poderão movimentar gás natural que atenda às especificações estabelecidas pela ANP, salvo acordo firmado entre transportadores e carregadores, previamente aprovado pela ANP, que não imponha prejuízo aos demais usuários.”

23. A Nova Lei, em seu art. 3º, §2º, admite ainda tratamento equivalente ao de gás natural, ao produto que não se enquadrar na definição desse, conforme o inciso XXI do caput do mesmo artigo, desde que o produto seja aderente às especificações estabelecidas pela ANP.

V. DEFINIÇÃO DOS OBJETIVOS

24. O objetivo principal desta AIR visa a aprimorar o regulamento quanto às regras de controle da qualidade e novas metodologias de análises físico-química do gás natural, levando-se em consideração o novo mercado de gás natural em desenvolvimento.

25. A proposta de revisão encontra-se alinhada aos objetivos estratégicos da ANP para minimização de barreiras ao investimento e redução de custos impostos pela regulação, incentivando o crescimento da indústria do gás natural em benefício da sociedade brasileira. Com a consecução desses objetivos, espera-se reparar o problema regulatório identificado e atingir os resultados com a melhor alternativa elencada na proposta, no que tange à simplificação e aplicação das melhores práticas das indústrias nacional e internacional.

VI. PARTICIPAÇÃO SOCIAL

26. O processo de revisão em curso seguirá o rito para aprovação das alterações do regulamento, com a aprovação da Diretoria Colegiada da ANP, caso acolha este relatório e as alterações propostas na Resolução ANP nº 16, de 2008, que estabelece especificações do gás natural (GN), com a realização de consulta pública, pelo prazo mínimo de quarenta e cinco dias, e audiência pública.

27. Há que se destacar que, além da participação social já programada, o processo de elaboração das alterações de tal ato normativo contou com a realização de reuniões conduzidas pela ANP com os diversos *players* do mercado que contribuíram com apresentações de estudos e discussões relevantes, concorrendo para o aprofundamento das principais questões e, conseqüentemente, para o aprimoramento da regulamentação da qualidade do gás natural.

VII. IDENTIFICAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

28. A presente nota técnica apresenta os fundamentos que justificam a revisão na Resolução ANP no 16, de 2008, avaliando quais regras, condicionantes da regulação precisam ser avaliadas. Esses pontos, em linhas gerais, são descritos a seguir:

a) característica ponto de orvalho de hidrocarbonetos (POH):

Na regra atual, há condicionante em que a análise da característica POH é obrigatória dependendo dos teores de propano (C3) e butanos e mais pesados (C4+);

b) característica de teor de oxigênio:

Avaliação da alteração do limite estabelecido para o teor de oxigênio do gás natural na Região Norte e do uso da parte 5 da norma ISO 6974 quando utilizada para determinação dessa característica;

c) característica Número de metano:

Foram identificadas na literatura e em normas aplicáveis a GNV, alternativas mais precisas para a determinação da característica;

d) metodologias para teor de gás sulfídrico, enxofre total, ponto de orvalho de água e ponto de orvalho de hidrocarbonetos:

De 2008 até a data presente, a ABNT publicou quatro normas relativas às referidas características. Adicionalmente, um dos métodos prescritos para a determinação do teor de enxofre total aplica-se também para determinar o teor de H₂S;

e) Gás Natural Liquefeito Veicular (GNLV):

Com a entrada de veículos pesados movidos a GNL é importante adequar a regulação, pois, por definição, GNV refere-se do gás natural comprimido no estado gasoso;

f) análise por amostragem em linha:

Descontinuidade da amostragem manual e sua substituição pelo procedimento em linha, que é o padrão atual prescrito pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, e que já é exigido para certificação do biometano;

g) contaminação com partículas sólidas e líquidas:

Alteração da regra quanto à presença de partículas sólidas ou líquidas no gás natural. A regra atual prescreve que essas impurezas não podem ser percebidas visualmente no produto;

h) produtor de gás natural:

Introdução da figura do produtor de gás natural que comercializa o combustível diretamente ao distribuidor de gás canalizado, sem ter que o carregar no gasoduto de transporte;

i) regras de controle da qualidade para o produtor e importador de gás natural:

Explicitação de que as regras de controle da qualidade ora atendidas pelo carregador devem ser estendidas ao importador (GASBOL e GNL) e ao produtor de gás natural; e

j) gás natural não especificado:

Reavaliação da regra do parágrafo único do art. 2º da Resolução ANP nº 16, de 2008, que prevê a possibilidade de comercialização de gás natural fora de especificação desde que haja acordo entre as partes envolvidas, em virtude de se afigurar muito ampla, sem restrições em relação ao uso ou agente econômico que pode comercializar e adquirir o produto.

29. As propostas discriminadas, que serão discutidas mais detalhadamente nos itens subsequentes, têm como objetivo: adequar a especificação; alterar e atualizar as metodologias para a caracterização do produto; e introduzir melhorias regulatórias que deem tratamento às mudanças e inovações que ocorrem no mercado de gás natural.

30. Visando a ordenar os itens por importância, segundo os critérios de gravidade, urgência e tendência, foi adotado o emprego da matriz GUT [\[3\]](#). Os questionamentos, bem como os critérios de pontuação estão apresentados na Tabela 1. Como passo seguinte, os itens foram relacionados na matriz e pontuados conforme indicado na Tabela 2.

31. Como consequência, sob o prisma da necessidade de análise por meio da seleção de opções regulatórias, foram destacadas as características ou regras classificadas na Tabela 2, em 1º e 2º lugares na ordem de prioridade, por entender que demandam avaliação aprofundada. Foram elas: amostragem em linha, gás natural fora da especificação, análise obrigatória do ponto de orvalho de hidrocarbonetos e contaminação por partículas sólidas e líquidas.

Tabela 1. Perguntas a serem respondidas e pontuações da matriz GUT.

Pontuações GUT	Gravidade	Urgência	Tendência
	Qual o impacto das propostas de controle da qualidade e especificação para o gás natural?	Quão urgente é?	Qual a tendência de problemas se agravarem caso nenhum ajuste seja implementado?
Pontuação 1	Sem impactos	Pode esperar. Não há urgência	Não irá mudar
Pontuação 2	Pouco impactante	Pouco urgente	Írá piorar a longo prazo
Pontuação 3	Impactante	Urgente	Írá piorar a médio prazo
Pontuação 4	Muito impactante	Muito urgente	Írá piorar a curto prazo
Pontuação 5	Extremamente impactante	Imediatamente. Extremamente urgente	Írá piorar rapidamente

Fonte: Própria.

Tabela 2. Análise GUT.

Característica/Regra	Gravidade	Urgência	Tendência	GxUxT	Classificação
Amostragem em Linha	4	4	4	64	1º
Gás natural fora de especificação	4	4	4	64	1º
Análise obrigatória do POH	4	4	3	48	2º
Contaminação por partículas	4	4	3	48	2º
Produtor e Importador = Carregador	4	3	3	36	3º
Introdução do produtor de GN	4	3	3	36	3º
Introdução do GNLV	3	2	3	18	4º

Fonte: Própria.

32. Para os demais itens serão discutidas as justificativas de cada proposta de alteração.

VII.1 Amostragem em linha

33. As tecnologias de análise cromatográfica em associação à amostragem em linha do gás natural estão suficientemente amadurecidas e já são prescritas na

Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1 de 10 de junho de 2013, que estabelece o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural. Essa resolução indica as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metroológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural deverão observar, com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição padrão de análise de gás natural, na qual se determinou a obrigatoriedade de análise cromatográfica a ser realizada por seus produtores. E que essa análise se dê por amostragem em linha. Cabe destacar que tal modalidade de amostragem já se mostra amplamente consolidada entre os produtores de biometano desde 2015, conforme estabelecida nas resoluções da Agência que tratam das especificações desse combustível, seja oriundo de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto, seja de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris.

34. A valoração do produto é proporcional ao seu poder calorífico superior (PCS) que, por sua vez, é determinado a partir da composição do gás. Considerando que os contratos de comercialização definem um PCS de referência, o volume comercializado depende do volume do valor medido que deve ser convertido para a condição de referência e, em seguida, multiplicado pelo quociente entre o PCS real pelo PCS de referência.

35. A Resolução Conjunta dispõe que a análise da composição do gás deve ser realizada por amostragem em linha e com a maior frequência em razão da elevada produção associada aos pontos de carregamento. Propõe-se, então, para esse item, que a análise cromatográfica cíclica em associação com amostragem em linha nos pontos de recepção e nos pontos de entrega que demandarem amostragem sejam enunciados como regra a ser observada por produtores, carregadores, importadores e transportadores de gás natural de modo a garantir a confiabilidade nas determinações das características do produto. Atualmente, a regra prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008, determina:

“Art. 5º O carregador fica obrigado a realizar as análises do gás natural nos pontos de recepção, no intervalo máximo de 24 horas, a partir do primeiro fornecimento, e a encaminhar o resultado ao transportador por meio de certificado da qualidade.”

36. Depreende-se dessa regra que a atual demanda por análise diária não se apresenta robusta de modo a garantir que todo gás natural comercializado em determinado dia esteja enquadrado integralmente na especificação, uma vez que se trata apenas de uma análise diária em laboratório por meio de amostragem manual. Esse requisito já é exigido aos produtores de biometano que produzem volume diário na faixa ou na ordem de 10 a 100 mil m³/dia para injeção em redes de distribuição.

37. Das características diretamente cobertas pela cromatografia em linha, temos os teores de metano, etano, propano, butano e mais pesados, dióxido de carbono, oxigênio e inertes (nitrogênio mais dióxido de carbono). Com tais dados, poderão ser determinados o poder calorífico superior, o índice de Wobbe e o número de metano. Além do cromatógrafo, tem-se o analisador de ponto de orvalho de água que também é possível medir em linha.

38. Em consulta aos transportadores^[4], foi constatado que a maioria já vem praticando a amostragem e análise em linha. Igualmente, os importadores de GNL já vêm atendendo a esse requisito. Entretanto, dentre os carregadores que possuem UPGNs, a de Caburé é a única que analisa por amostragem em linha, com exceção das características gás sulfídrico, oxigênio, ponto de orvalho de hidrocarbonetos e enxofre total. As demais unidades realizam análises do gás por amostragem manual, realizadas em laboratório.

39. Assim, diante da contextualização e motivação que levam à avaliação da melhor forma de analisar a qualidade do gás natural a ser comercializado no país, foram vislumbradas três opções regulatórias. A saber:

1. O *status quo* que admite amostragem manual e uma análise a cada 24 horas;
2. Análise por amostragens manuais com aumento da frequência de análises diárias, considerando a média dos resultados diários; e
3. Adoção da amostragem em linha com maior frequência de análises, considerando a média dos resultados diários.

40. Para a diferenciação entre as opções 2 e 3, cabe destacar que, na 2, a proposta em avaliação é estabelecer um número maior de amostragens e análises do gás natural diariamente, com resultados sendo medidos ao longo do dia, por exemplo, um registro de composição a cada hora, em que se reporte, no certificado da qualidade, a média correspondente.

41. Para o caso da opção 3, a análise por amostragem em linha permite um número *b* em maior de determinações, por exemplo, a cada 10 minutos ou menos.

VII.2 Gás Natural fora da especificação

42. A Resolução ANP nº 16, de 2008, determina no seu art. 2º:

“Art. 2º Empresas ou consórcios de empresas que exerçam as atividades de comercialização e transporte de gás natural no País, isto é, carregadores e transportadores bem como as empresas distribuidoras deverão observar o disposto no Regulamento Técnico em anexo.

Parágrafo único. A comercialização e o transporte de gás natural de especificações diversas daquela indicada pelo Regulamento Técnico em anexo são permitidos, desde que respeitadas as condições de entrega acordadas entre todas as partes envolvidas e os limites de emissão de poluentes fixados pelo órgão ambiental ao qual caiba tal atribuição.”

43. A regra estabelecida no parágrafo único permite que carregadores, transportadores e distribuidores de gás canalizado, bem como outros comercializadores e transportadores possam se utilizar da permissão de adquirir e vender gás natural não conforme, para fins de qualquer uso, desde que haja acordo entre todas as partes envolvidas e que os limites de emissão de poluentes fixados não sejam ultrapassados.

44. No entanto, tem-se que fazer algumas considerações:

a) a Lei nº 14.134, de 2021, determina no art. 8º que:

Art. 8º Os gasodutos de transporte somente poderão movimentar gás natural que atenda às especificações estabelecidas pela ANP, salvo convenção em contrário entre transportadores e carregadores, previamente aprovada pela ANP, que não imponha prejuízo aos demais usuários.

b) o parágrafo segundo do art. 25 da Constituição determina:

“§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.”

45. Dessa forma, entende-se que o gás natural não conforme somente poderá ser injetado no gasoduto de transporte se previamente aprovado pela ANP, sob requisitos pré-estabelecidos. Além disso, a Agência por ser órgão federal, não tem ingerência sobre companhias distribuidoras de gás canalizado.

46. Em função dessa regra, dois produtores independentes de gás natural demandaram pela injeção na rede de distribuição de gás canalizado a injeção de gás natural fora de especificação, com o de acordo da concessionária de gás. Esta apresentou simulação de que mesmo recebendo tal produto nessas condições, o gás natural final a ser entregue aos consumidores estaria atendendo a especificação estabelecida pela referida resolução, em função do volume de gás entregue na rede pela transportadora que encontra dentro da conformidade.

47. No entanto, como disposto no item b acima, caso a distribuidora não cumpra ou ocorra uma dificuldade operacional em que o gás natural resultante da mistura se apresente fora de especificação, a ANP, do ponto de vista administrativo não teria como adotar ações cabíveis quanto ao não atendimento da qualidade do gás natural.

48. Nesse contexto, é fundamental que a regra atual seja reavaliada de forma a atender às duas considerações apresentadas nos itens a e b acima. Em decorrência, propõe-se avaliar as seguintes opções regulatórias:

1. O *status quo* - comercialização de gás não especificado com acordo entre partes e sem limitação de uso;
2. Comercialização de gás não especificado limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes;
3. Comercialização de gás não especificado, exceto para características de O₂, CO₂ e H₂S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes; e
4. Comercialização de gás não especificado, exceto para características de O₂, CO₂ e H₂S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com aprovação do acordo entre partes pela ANP.

49. Cabe destacar que as Opções 3 e 4, em relação às Opções 1 e 2, incluem a limitação para algumas características físico-químicas por se tratar de parâmetros relativos à segurança (promovem corrosão) e não à qualidade do produto (desempenho dos equipamentos). Assim, é importante avaliar se cabe ou não tal limitação para negociação entre os agentes e consumidores. Além disso, tais características podem afetar terceiros, como exemplo, o gás sulfídrico que é um composto tóxico.

50. Na opção 4 em relação à 3, acrescentou-se a aprovação prévia à ANP do acordo entre partes, antes da comercialização. Avalia-se, nesse caso, que a Agência poderá verificar se o consumidor industrial ou de geração de energia elétrica está ciente de que o gás fornecido estará fora de especificação. Ademais, nesses casos

também deve ser emitido o certificado da qualidade e enviado os dados para Agência, conforme estabelece a Resolução ANP nº 828, de 2020. Como resultado, o conhecimento prévio dos agentes econômicos envolvidos na comercialização do gás nessas condições é importante para avaliação dos dados de qualidade recebidos, no caso de resultados não conformes e enquadrados na situação de comercialização.

VII.3 Análise do Ponto de Orvalho de Hidrocarbonetos - POH

51. A característica ponto de orvalho de hidrocarbonetos no gás natural está relacionada à segurança do gasoduto durante o transporte e ao uso do produto, pois em virtude da presença de hexanos e mais pesados C6+, existe o risco de ocorrer formação de líquido por condensação, o respectivo acúmulo em partes mais baixas do gasoduto, seu carregamento para pontos de entrega e a possibilidade de problemas aos usuários finais. Existe ainda a hipótese de restrição de fluxo (por formação de hidrato de metano) e até mesmo de bloqueio do gasoduto. De ressaltar que o POH diz respeito apenas às operações em que a pressão é elevada, que é o caso do gasoduto de transporte. Assim, não se espera que ocorra problema no gasoduto da rede de distribuição de gás canalizado que operam a pressões mais baixas.

52. Essa propriedade passou a ser exigida na especificação do gás a partir da Resolução ANP nº 16, de 2008. Todavia, a obrigatoriedade a análise de POH é apenas nos casos sem que os teores de propano e butanos e mais pesados forem superiores a 3,0 e 1,5% molar, respectivamente. Essa condição foi apresentada pelo carregador Petrobras na Consulta Pública nº 26, de 2007^[5]. Na ocasião, tal proposta foi aceita e incorporada à Resolução ANP nº 16, de 2008, por meio da nota 10 da tabela de especificação.

53. Em 2009, com a necessidade de entender melhor o problema da formação de fase líquida, a Petrobras contratou o Centro de Tecnologia do Gás – CTGÁS, situado no estado do Rio Grande do Norte para realizar estudo sobre os diversos métodos para determinação de POH na UPGN de Cabiúnas.

54. O estudo do CTGÁS contemplou o uso do método gravimétrico, do método indireto por cromatografia estendida e do uso da técnica com espelho resfriado. Foram realizadas amostragens de gás tomadas em vários pontos da UPGN. O método gravimétrico funcionou bem para o gás antes de ser processado (gás de campo produtor após processamento primário). O estudo permitiu realizar comparações de resultados obtidas por três técnicas distintas do ponto de vista conceitual.

55. Métodos indiretos para a determinação de ponto de orvalho de hidrocarbonetos se valem da composição do gás, que é determinada por cromatografia gasosa. A característica POH é calculada com o uso de equações de estado onde a composição é seu argumento. O resultado do cálculo não é exatamente o ponto de orvalho na pressão especificada de 4,5 MPa, mas, sim, o ponto *cricondetherm* (dado em °C), definido como a máxima temperatura do envelope de fases, na qual líquido e vapor podem coexistir.

56. A vantagem de se determinar o *cricondetherm* é ter a garantia de que para toda a faixa de pressão de operação de gasodutos de transporte não ocorrerá a formação de fase líquida (é um resultado unívoco). A prática tem demonstrado ser de fácil aplicação e fornece boas estimativas quando confrontado com resultados de técnicas diretas, como a do espelho e a gravimétrica. Estando a temperatura *cricondetherm* abaixo ou igual ao valor especificado para a característica POH, o requisito está atendido na especificação. Por isso, nos casos indicados na nota 10 da Tabela de especificação da Resolução ANP nº 16, de 2008, é permitido anotar essa propriedade.

57. O trabalho realizado no CTGÁS contribuiu também para o desenvolvimento de metodologia para cálculo POH considerando a técnica de cromatografia estendida, no âmbito do Comitê CB 09-Gases Combustíveis da ABNT. Essa metodologia foi adaptada do método ISO 23874, que calcula o POH considerando os teores de hidrocarbonetos até C12+. Como resultado do trabalho desenvolvido no Comitê, foi publicada a Norma NBR ABNT 16338:2014 (cromatografia estendida até C9+).

58. Voltando à condição de que a determinação da característica POH se dar apenas no caso dos teores de C3 e C4+ ultrapassarem os valores de 3,0% e 1,5%, respectivamente, foi avaliada a validade dessa premissa. Conforme já comentado, em 2008 não havia conhecimento suficiente sobre ponto de orvalho de hidrocarbonetos. Posteriormente, dados publicados na literatura^[6] mostraram resultados de C3 e C4+ que atendiam à dispensa do POH, mas não ao limite da característica POH estabelecido na especificação. Nesse estudo, são apresentados vários exemplos em que o *cricondetherm* está acima de 0°C sem que quaisquer dos limites em C3 ou C4+ tenham sido ultrapassados dos valores determinados na especificação brasileira. Sendo assim, entende-se que tal condição não deve ser mais aplicada e a proposta é que a característica seja monitorada diariamente e conste da certificação do gás natural independentemente da sua composição. Além disso, que seja incluída além das metodologias atualmente permitidas na Resolução ANP nº 16, de 2008, as normas ABNT NBR 16338 e ASTM D1142.

59. Vale ressaltar que nas normas BS EN 16726^[7] e ISO 13686^[8], que tratam das especificações do gás natural na Europa, não há qualquer prescrição para a dispensa de determinação da característica em tela. Ademais, além de ser de fácil determinação, não gera impacto uma vez que o cromatógrafo em laboratório já usado na determinação da composição também pode ser usado para se obter os dados para a determinação do POH, via cromatografia estendida.

60. As UPGNs localizadas na região Sudeste já tem implementada a metodologia para a determinação do POH (dada a composição, pelo método indireto, determina-se o POH via cálculo). As localizadas nas regiões Norte e Nordeste não realizam essa análise por apresentarem teor de propano abaixo de 3% e butano e mais pesados abaixo de 1,5%.

61. Ante todo o exposto, veem-se contempladas duas propostas de regulação para a característica:

1. O *status quo* (manter as condicionantes dos teores de propano e butano);
2. Obrigatoriedade da análise diária do POH independentemente da composição em propano e butanos.

62. Cabe rememorar, por fim, que a característica já é prescrita na resolução e como obrigatória, dependendo dos teores de propano e butanos e mais pesados. Consequentemente, as UPGNs já dispõem de meios para a realização da análise de POH ou a realizam em laboratórios contratados.

VII.4 Contaminação por Óleo e Partículas no Gás Natural

63. O arraste de óleo lubrificante de compressor é uma possibilidade que deve ser tratada pelo transportador e pelo posto revendedor de GNV em caso de suspeita de contaminação. No caso de ocorrer no transporte, o óleo carregado em mistura com o gás natural na forma de partículas muito pequenas, pode se depositar sobre superfícies de medição e análise nas instalações do distribuidor, e se acumular a ponto de ser percebido visualmente. Uma vez que esse gás contendo óleo esteja na rede de distribuição, a contaminação pode chegar até o usuário final e aí gerar consequências deletérias.

64. No caso do posto revendedor, a contaminação com óleo pode formar depósito e afetar o regulador de pressão do veículo (reductor entre o tanque para o sistema de injeção do motor^{[9],[10]}). Em ambas as situações o consumo de óleo lubrificante por volume de gás transportado ou fornecido ao veículo serve como parâmetro para avaliar a hipótese de que tal óleo esteja presente no gás. Caso esteja presente no gás na forma líquida, estará também na forma de vapor, aumentando o teor de C6+ com possível reflexo para o POH.

65. No transporte do gás natural também pode ocorrer o problema de oxidação na superfície interna dos gasodutos, uma vez que estão presentes os contaminantes corrosivos como umidade e sulfeto de hidrogênio, e o produto dessa oxidação é a formação de uma poeira fina, denominada pó preto ou pó amarelo, que acaba sendo arrastada pelo fluxo do gás passante e chegando à distribuição e aos consumidores finais e, por consequência aparecendo em filtros de retenção de partículas desses consumidores. A solução passa pela limpeza dos dutos bem como pela instalação de filtros mais finos pelo transportador.

66. Internacionalmente, temos:

I - a norma europeia de designação da qualidade do gás natural, a ISO 13686^[11], tem-se a preocupação com a presença de névoa no gás:

“B 7.6 Mist, dust

The presence of mist (tar, oils, glycol or other viscous liquids) in gas depends upon the method of preparation used. Compressor installations can also, in certain circumstances, cause oil mist in gas.

If liquids are introduced into the gases as a mist to rectify leaks in sleeve and spigot joints and to bind dust in the pipe system, this additive shall be limited sufficiently to ensure that the combustion characteristics of the gases and the functioning of the gas appliances are not adversely affected.

Dust can occur during the production of gases. Furthermore, the formation of dust in the pipelines due to chemical reaction and corrosion cannot be fully avoided. Adequate measure shall be provided for subsequent separation or binding. The formation of dust in distribution systems can only be reduced by ensuring that the guide values for corrosion-promoting gas secondary substances are not exceeded.”

II – a norma europeia do Biometano, EN 16723-1:2016, tem-se em sua Tabela 1 indicação para óleo compressor com a seguinte observação:

“The biometane shall be free from impurities other than “de minimis” levels of compressor oil and dust impurities. In the context of the European Standard, “de minimis” means an amount that does not render the biomethane unacceptable for conveyance and use in end user applications.”

67. Em seu anexo D com o título “*Voluntary dedicated grades*”, a norma EN 16723-2, informa sobre limites mais restritivos que são voluntariamente acordados entre partes. Embora óleo de compressor e poeira se juntem na formação de impureza, há um limite de 15 mg/m³ para a primeira. Para a característica partículas sólidas, recorrem ao termo “*de minimis*”. Além disso, indicam para a determinação do teor de óleo na forma de aerossol a norma ISO 8573-2:2018 e para o teor de partículas

68. Artigo publicado^[12], em que se descreve situação de névoa de óleo em gás natural antes de passar por compressor alternativo em instalação de transporte (gasoduto), foi avaliada a presença de óleo no gás. A solução encontrada foi a utilização de filtro coalescedor de alto desempenho que provou ser meio eficaz de reduzir o custo de manutenção do compressor. Da mesma forma que óleo lubrificante presente, na forma de névoa, pode causar problemas a compressores a jusante, o mesmo pode ocorrer com turbinas geradoras de energia elétrica se esse óleo passar para a distribuição.

69. Adicionalmente, foi visto que tal preocupação também deve ser avaliada no âmbito da revenda que faz uso de compressores. Esse tema foi discutido na Alemanha em artigo sobre monitoramento da qualidade do GNC^[13]. A matéria descreve o desenvolvimento de método de análise e amostragem de partículas sólidas e líquidas no GNV armazenados na forma de GNC nos postos de revenda. Na continuação do relato, consta que foi realizado monitoramento em 18 revendas e verificada a importância do acompanhamento da presença de óleo.

70. A visão americana sobre o tema, resgatada de *White Paper*^[14], traz abordagem distinta da europeia. Alguns operadores de gasodutos instalaram equipamentos de filtragem ou de separação, ou ambos, no lado de sucção das estações compressoras, para coletar sólidos (por exemplo, ferrugem, escória de solda e areia) e pequenos volumes de água e óleo de compressor carreados a partir de estações a montante. Além disso, algumas distribuidoras de gás canalizado e usuários finais instalaram equipamentos semelhantes para coletar pequenas quantidades de líquidos que se separam como resultado de reduções de temperatura associadas a reduções de pressão nas estações de pontos de entrega. No que foi observado, o transportador trata a questão do óleo de compressor de modo a não ter problemas nas suas instalações a jusante e os distribuidores e usuários finais devem ficar atentos e, se necessário, dar o mesmo tratamento.

71. Em consulta às normas brasileiras, observou-se versão da norma ISO (*International Organization for Standardization*), a ABNT NBR ISO 8573. Todavia, as partes do original, aí incluída a parte 2 que trata da determinação de óleo em ar comprimido não foi vertida para o método da ABNT. Tal parte descreve dois métodos: o A e o B subdividido em B1 e B2. O método A detecta o contaminante a partir de 1 mg/m³, mas o procedimento é muito demorado, levando cerca de 50 horas. O método B cobre a faixa de 0,1 a 10 mg/m³ e requer tempo que vai de 10 minutos a 10 horas.

72. O óleo finamente dividido pode não ser perceptível ao olho humano quando suspenso no gás, porém, ao passar por sistemas de filtração acaba sendo retido e acumulado, então, ser visualmente percebido. Em virtude das condições de operação nas quais se utilizam compressores alternativos em que a aplicação de óleo lubrificante é necessária, não há como garantir um sistema 100% livre de particulados. No entanto, como foi visto, tanto no mercado americano quanto no europeu existem procedimentos operacionais capazes de minimizar e reter esses particulados no gás evitando que chegue ao consumidor final. Tais procedimentos de prevenção e correção são de responsabilidade do transportador. O distribuidor de gás natural também deve ficar atento e implementar tais procedimentos de prevenção por precaução.

73. No Brasil, a questão do arraste de óleo e partículas sólidas, surgiu há alguns anos atrás com relatos de distribuidoras reclamando do surgimento de presença de partículas líquidas ou sólidas, em função do que determina a resolução ora em revisão, que cita: "*O gás natural não deve conter traços visíveis de partículas sólidas ou líquidas.*".

74. Dessa forma, do que foi avaliado e em virtude da falta de limite a ser especificado para presença de material sólido ou líquido, para melhor esclarecimento da regra, foram escolhidas as seguintes opções regulatórias a serem avaliadas:

1. O *status quo*: "O gás natural não deve conter traços visíveis de partículas sólidas ou líquidas.";
2. Alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás conforme apresentado acima; e
3. A opção 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação.

75. O enunciado atual da nota (1), constante da tabela de especificação, opção 1, não indica os responsáveis pelo problema de contaminação, nem menciona que o óleo de compressor pode acarretar problemas na distribuição e usuários finais. Além disso, não permite nenhum traço de contaminantes. No segmento veicular, problemas similares com o uso de GNV podem ocorrer e são mencionados em outros países, no entanto, no Brasil, não temos relatos de reclamações à ANP.

76. Na opção 2, a nova redação tem o mérito de mencionar que o gás natural pode conter quantidade mínima de impurezas. Todavia, tal quantidade não pode afetar o transporte e o usuário final. Menciona a presença de óleo de compressor e de partículas sólidas muito finas. Prescreve que os agentes envolvidos devem tomar as providências de ações preventivas e corretivas, pois o usuário final não pode ser prejudicado, inclusive no caso da formação de óleo acumulado em peças de veículos para o consumidor de GNV de eventual problema nas revendas. A opção tem a vantagem de fazer com que os agentes que usam compressores alternativos adotem ações mais efetivas tanto em relação ao consumo de óleo por essas máquinas, quanto aos mencionados procedimentos.

77. Por fim, na opção 3, os agentes podem fazer acordo utilizando essas normas para avaliar a presença de tais partículas e podem até definir limite a ser atendido como parte do acordo contratual para o fornecimento de gás natural.

VIII. ANÁLISE DA OPÇÃO REGULATÓRIA

78. Nesta Análise de Impacto Regulatório (AIR), observa-se que não há um problema regulatório central. Como foi apresentado no item III, distintamente da AIR – Especificação dos hidrocarbonetos do Gás Natural^[1], em que o problema estava focado nos teores de hidrocarbonetos do gás natural oriundos de novas fontes, tem-se aqui diversos pontos relativos ao controle da qualidade e ajustes de metodologias que precisam de revisão, bem como ajustes necessários em função do novo mercado de gás natural.

79. A partir da análise realizada na matriz GUT, restaram definidos quais problemas mereciam ser avaliados aplicando-se uma das metodologias específicas para aferição da razoabilidade do impacto econômico, prescritas Decreto nº 10.411/2020 que regulamenta a Análise de Impacto Regulatório.

80. Como resultado da matriz GUT, chegou-se aos seguintes problemas a serem avaliados na AIR a seguir:

- 1) Amostragem em linha;
- 2) Gás natural fora de especificação;
- 3) Análise de POH; e
- 4) Contaminação por partículas.

81. Dentre as metodologias, aplicou-se a análise multicritério, que utiliza conjunto de ferramentas que visa a auxiliar a tomada de decisão e permitir ao agente decisor identificar as opções prioritárias para solução de problemas complexos, considerando diversos critérios e opções. Cabe mencionar que, no caso dessa AIR, não temos nenhum problema caracterizado como complexo. No entanto, tal metodologia mostrou-se adequada para melhor avaliar as opções regulatórias para cada um dos problemas regulatórios acima aduzidos.

VIII.1. Análise Multicritério

82. Os métodos *multiple-criteria decision analysis* (MCDA) visam a indicar ao decisor qual a melhor opção possível de acordo com critérios estabelecidos. As tomadas de decisões são baseadas em multicritérios, conforme apresentado na AIR – Especificação dos hidrocarbonetos do gás natural (ANP, 2023).

83. Foi aplicada a Escala Fundamental de Saaty (Saaty, 1980)^[15] - escala de valores que varia de 1 a 9, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3. Escala Fundamental de Saaty

Intensidade de importância	Definição	Explicação
1	Igual (Indiferente)	As duas opções contribuem igualmente ao objetivo
3	Moderada	A experiência e o julgamento favorecem levemente uma opção em relação à outra

5	Mais importante	A experiência e o julgamento favorecem fortemente uma opção em relação à outra
7	Muito mais importante	Uma opção é muito fortemente favorecida em relação à outra
9	Extremamente mais importante	Uma evidência favorece uma opção em relação à outra com o mais alto grau de certeza
2, 4, 6, 8	Valores intermediários entre os valores adjacentes	Quando se procura uma condição de compromisso entre duas definições

84. Para cada um dos problemas regulatórios identificou-se entre duas e quatro opções e definidos entre três e seis critérios, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4. Tabela de Estudo de AHP (Analytic Hierarchy Process)

Problema Regulatório	Opções Regulatórias	Critérios
Amostragem em linha	1. status quo que admite amostragem pontual e uma análise a cada 24 horas; 2. análise por amostragens pontuais com aumento da frequência de análises diárias, considerando a média dos resultados diários; e 3. adoção da amostragem em linha com maior frequência de análises, considerando a média dos resultados diários.	A: Efetividade regulatória B: Impacto aos consumidores C: Custos aos agentes regulados D: Custo administrativo ao regulador
Análise de POH	1: status quo - condicionante dos teores de C3 e C4; 2: obrigatoriedade da análise de POH - determinação diária.	A: Efetividade regulatória B: Impacto aos consumidores C: Impactos aos transportadores D: Custos aos carregadores E: Custo administrativo ao regulador
Contaminação por partículas	1: status quo – manter enunciado atual; 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás; 3: opção 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação.	A: Efetividade regulatória B: Custo à distribuidora de gás canalizado C: Impactos aos consumidores D: Custos aos transportadores /carregadores E: Custos aos revendedores de GNV F: Custo administrativo ao regulador
Gás natural fora de especificação	1: status quo que admite comercialização de gás fora de especificação, com acordo entre parte e sem limitação de uso; 2: comercialização de gás fora de especificação limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes; 3: comercialização de gás fora de especificação, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes; e 4: comercialização de gás fora de especificação, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com prévia apresentação do acordo entre partes para ANP.	A: Impactos ao agente não regulado (distribuidora de gás canalizado); B: Impacto aos consumidores C: Custos aos agentes regulados; D: Custo administrativo ao regulador

85. Importa esclarecer os critérios definidos e apresentados na Tabela 4 em relação às consequências da escolha de cada opção regulatória:

- A efetividade regulatória está relacionada ao fato de se avaliar o quanto a opção regulatória a ser escolhida mitigará ou resolverá o problema regulatório.
- O impacto aos consumidores relacionará qual é a opção regulatória que trará menor custo regulatório para sociedade.
- Os custos ou impactos aos agentes econômicos (produtores, carregadores, transportadores, distribuidores e revendedores de GNV) estão voltados àqueles que trarão menor custo regulatório para solução do problema, considerando a sua relação com os benefícios.

86. Os custos administrativos para o regulador levam em consideração possíveis aumentos de homem-hora, processos, sistemas informatizados ou custo com fiscalização/monitoramento. Aqui, havendo custos relevantes, serão avaliados os benefícios trazidos à sociedade.

VIII.2. Da análise das opções

87. Nesta seção, será apresentado o julgamento de comparação par a par dos critérios e de cada critério entre as opções regulatórias, com foco na solução de cada problema elencado na matriz GUT e apresentado na seção IX.

88. Maiores detalhes de como são realizados tais julgamentos, aplicando-se os métodos MDCA baseados em operações matriciais, estão no Anexo do Relatório de AIR - Especificação dos hidrocarbonetos do gás natural^[4].

VIII.2.1. Amostragem em Linha

89. Neste tópico, buscou-se como objetivo selecionar o tipo de amostragem mais adequada para certificação da qualidade do gás natural. A Tabela 5 apresenta os resultados obtidos pelo julgamento dos decisores na matriz de prioridades dos critérios da AIR. Na diagonal, todos os pesos são iguais a 1 por se tratar da comparação entre os mesmos critérios e estão destacados em cinza.

Tabela 5. Julgamento de importância dos critérios – VIII.2.1

Critérios	Critério A: Efetividade regulatória	Critério B: Impacto aos consumidores	Critério C: Custos aos agentes regulados	Critério D: Custo administrativo ao regulador
Critério A: Efetividade regulatória	1	1	3	5
Critério B: Impacto aos consumidores	1	1	3	5
Critério C: Custos aos agentes regulados	1/3	1/3	1	5
Critério D: Custo administrativo ao regulador	1/5	1/5	1/5	1

90. Os principais destaques serão comentados para os pesos conferidos entre os critérios A, B, C e D. O critério A - a efetividade regulatória, apresenta-se igualmente relevante aos impactos aos consumidores e mais relevante aos critérios de custos aos agentes econômicos e administrativo ao regulador. O foco é obter uma certificação do produto por meio de análise mais robusta e que confira maior confiabilidade, demonstrando que o produto entregue se encontra dentro da conformidade. Assim, o alcance de maior efetividade regulatória está diretamente ligado ao consumidor.

91. Na análise do critério C, a mitigação dos custos aos agentes regulados é mais importante do que os custos administrativos, critério D, pois no caso em estudo, não se vislumbra custos adicionais para o agente regulador. A ANP realiza o monitoramento dos dados da qualidade fornecidos mensalmente pelos carregadores de gás natural, cujo resultados são disponíveis no painel dinâmico da qualidade do gás natural no site eletrônico da ANP.

92. A Tabela 6 mostra a normalização da matriz de julgamentos para definição das prioridades por critérios. O resultado obtido em cada linha corresponde ao total percentual relativo de prioridades ou preferências em relação ao objetivo.

93. De acordo com a Tabela 6, os pesos dos critérios na análise AHP foram: efetividade regulatória e impacto aos consumidores com 38,0%, custos aos agentes econômicos com 17,9% e, por último, com 6,2% os custos administrativos ao regulador. Como se constata, os dois primeiros foram os de maior peso, demonstrando a importância da aplicação de controle da qualidade mais robusto para maior confiabilidade dos resultados reportados no certificado qualidade, melhor representando a qualidade do gás natural entregue ao consumidor.

Tabela 6. Normalização da matriz de julgamentos e média (Prioridades) – VIII.2.1

	Critério A: Efetividade regulatória	Critério B: Impacto aos consumidores	Critério C: Custos aos agentes regulados	Critério D: Custo administrativo ao regulador	Prioridades
Critério A: Efetividade regulatória	0,395	0,395	0,417	0,313	0,380
Critério B: Impacto aos consumidores	0,395	0,395	0,417	0,313	0,380
Critério C: Custos aos agentes regulados	0,132	0,132	0,139	0,313	0,179
Critério D: Custo administrativo ao regulador	0,079	0,079	0,028	0,063	0,062

94. Após realização dos cálculos associados à metodologia, obteve-se o valor de consistência (*Consistency Ratio* - CR) de 5,87%. A literatura admite tolerância de 10% para as consistências. Portanto, os julgamentos são considerados adequados ao problema regulatório e matematicamente significativos conforme a metodologia empregada.

95. Como segunda parte da análise de AHP, para cada um dos critérios acima, foram determinadas as prioridades referentes às Opções Regulatórias. Para o julgamento de cada critério em relação as três Opções Regulatórias, tem-se:

Critério A: Efetividade Regulatória

96. De acordo com a Tabela 7, a análise por amostragem em linha (Opção 3) é muito mais importante do que manter o *status quo*, que trata da realização de uma amostragem por dia com análise em laboratório, e mais importante do que manter a análise em laboratório com maior número de amostragem (Opção 2). Isso porque, na análise em linha realiza-se número bem maior de análises, a cada determinado tempo, não sendo necessário realizar-se a amostragem manual do produto nem manusear a amostra. Além disso, por se tratar de sistema automatizado, permanece todo o registro das análises. No caso da opção 2, em virtude do tempo que será necessário para realizar a amostragem manual, enviar ao laboratório e executar o ensaio, somente será possível exigir mais duas ou três análises diárias.

Tabela 7. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério A – VIII.2.1

Critério A: Efetividade regulatória	Opção 1: status quo - amostragem pontual e uma análise a cada 24 horas.	Opção 2: amostragem pontual com maior frequência de análise a cada 24 horas.	Opção 3: amostragem em linha com maior frequência de análises, considerando a média dos resultados diários.
Opção 1: status quo - amostragem pontual e uma análise a cada 24 horas.	1	1/3	1/7
Opção 2: amostragem pontual com maior frequência de análise a cada 24 horas.	3	1	1/5
Opção 3: amostragem em linha com maior frequência de análises, considerando a média dos resultados diários.	7	5	1

Critério B: Impacto aos consumidores

97. De acordo com a Tabela 8, com o objetivo de menor impacto ao consumidor, a amostragem manual com maior frequência de análises (Opção 2) e amostragem em linha (Opção 3) são, respectivamente, levemente indiferente e moderadamente importante do que o *status quo* (Opção 1).

98. A realização de mais análises ao longo do dia melhora a robustez do controle da qualidade, sendo mais fidedigno os resultados reportados no documento da qualidade, tornando-se mais confiável quanto mais análises forem realizadas. Assim, a adoção da análise por amostragem em linha é mais robusta e com menos variáveis de erros do que apenas aumentar o número de amostragem e análise no laboratório para fins de certificação de produtos gasosos.

Tabela 8. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério B – VIII.2.1

Critério B: Impacto aos consumidores	Opção 1: status quo - amostragem pontual e uma análise a cada 24 horas.	Opção 2: amostragem pontual com maior frequência de análise a cada 24 horas.	Opção 3: amostragem em linha com maior frequência de análises, considerando a média dos resultados diários.
Opção 1: status quo - amostragem pontual e uma análise a cada 24 horas.	1	1/2	1/3
Opção 2: amostragem pontual com maior frequência de análise a cada 24 horas.	2	1	1

Opção 3: amostragem em linha com maior frequência de análises, considerando a média dos resultados diários.	3	1	1
--	---	---	---

Critério C: Custos aos agentes regulados

99. De acordo com a Tabela 9, para fins de mitigar os custos aos agentes regulados frente às opções regulatórias, a Opção 1 é mais importante do que a Opção 3 e moderadamente importante do que a Opção 2. A diferença nesse caso entre as avaliações se dá porque no caso da Opção 3, o custo será maior no caso da UPGN ou produtor de gás natural não ter a amostragem em linha implementada. Na Opção 2, já existe a infraestrutura, será necessário apenas realizar mais coletas e análises, com custos associados a insumos do laboratório e homem-hora.

Tabela 9. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério C – VIII.2.1

Critério C: Custos aos agentes regulados	Opção 1: status quo - amostragem pontual e uma análise a cada 24 horas.	Opção 2: amostragem pontual com maior frequência de análise a cada 24 horas.	Opção 3: amostragem em linha com maior frequência de análises, considerando a média dos resultados diários.
Opção 1: status quo - amostragem pontual e uma análise a cada 24 horas.	1	3	5
Opção 2: amostragem pontual com maior frequência de análise a cada 24 horas.	1/3	1	3
Opção 3: amostragem em linha com maior frequência de análises, considerando a média dos resultados diários.	1/5	1/3	1

Critério D: Custos administrativos para o agente regulado

100. De acordo com a Tabela 10, para reduzir possíveis custos ao agente regulador, a Opção 1 é moderadamente mais importante do que a Opção 3 e levemente indiferente do que a Opção 2. O processo de monitoramento e fiscalização da qualidade do gás natural já são realidade na Agência, porém a Opção 3 tende a reduzir o surgimento de não conformidade em comparação com as demais opções, o que reduziria os custos em termos de homem-hora e processo administrativo.

Tabela 10. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério D – VIII.2.1

Critério D: Custo administrativo ao regulador	Opção 1: status quo - amostragem pontual e uma análise a cada 24 horas.	Opção 2: amostragem pontual com maior frequência de análise a cada 24 horas.	Opção 3: amostragem em linha com maior frequência de análises, considerando a média dos resultados diários.
Opção 1: status quo - amostragem pontual e uma análise a cada 24 horas.	1	1/2	1/3
Opção 2: amostragem pontual com maior frequência de análise a cada 24 horas.	2	1	1/2
Opção 3: amostragem em linha com maior frequência de análises, considerando a média dos resultados diários.	3	2	1

101. Nos moldes de cálculos de consistência para a matriz de critérios, seguindo a metodologia desenvolvida por Saaty, também se chegou a valores adequados para a consistência (Consistency Ratio - CR <10%). Os valores de CR para demais critérios encontram-se listados na Tabela 11.

Tabela 11. Valores de CR para todos os critérios da AIR – VIII.2.1

Critérios	Valor de CR
A: Efetividade regulatória	0,06%
B: Impacto aos consumidores	0,02%
C: Custos aos agentes regulados	0,03%
D: Custo administrativo ao regulador	0,01%

102. Com o produto de julgamento dos critérios par a par e da análise de cada critério ante as Opções Regulatórias, chegou-se (soma das parcelas individuais) ao resultado de ranqueamento apresentado na Tabela 12.

Tabela 12. Ranqueamento das Opções Regulatórias – VIII.2.1

OPÇÕES REGULATÓRIAS	Critério A: Efetividade regulatória	Critério B: Impacto aos consumidores	Critério C: Custos aos agentes regulados	Critério D: Custo administrativo ao regulador	PRIORIDADE FINAL
Pesos dos Critérios	0,380	0,380	0,179	0,062	-
Opção 1: status quo - amostragem pontual e uma análise a cada 24 horas.	0,032	0,064	0,113	0,010	0,219
Opção 2: amostragem pontual com maior frequência de análise a cada 24 horas.	0,073	0,147	0,047	0,018	0,285
Opção 3: amostragem em linha com maior frequência de análises, considerando a média dos resultados diários.	0,275	0,168	0,019	0,033	0,495

103. Diante dos resultados do ranqueamento das opções regulatórias, para melhor robustez do controle da qualidade do gás natural para fins de certificação do produto, a Opção 3 indicou maior pontuação (49,5%), sendo assim considerada a mais adequada para solução desse problema.

104. Os produtores de gás natural e os carregadores necessitarão adquirir e implementar analisadores em linha, um cromatógrafo para determinação dos hidrocarbonetos (obtenção dos resultados de IW, PCS, hidrocarbonetos, CO2, N2, H2S e O2) e um analisador de ponto de orvalho de água.

105. Seu custo de implantação é justificável pelos seus benefícios, que estão relacionados à robustez:

- a) dos resultados para fins de certificação, uma vez que é possível o monitoramento das características mencionadas em tempo real, fato que permitirá ajustes mais rápidos sobre variáveis de processo em caso de necessidade e aumento da precisão dessas medidas para efeito de média diária; e
- b) dos equipamentos instalados em linha que suportam as variações ambientais de clima, temperatura e umidade, necessitando de menos manutenção.

VIII.2.2. Análise de Ponto de Orvalho de Hidrocarbonetos

106. O objetivo da avaliação regulatória é aprimorar o controle de qualidade, em termos de Ponto de Orvalho de Hidrocarbonetos (POH), para fins de segurança no transporte. A Tabela 13 apresenta os resultados obtidos pelo julgamento dos decisores na matriz de prioridades dos critérios da AIR.

Tabela 13. Julgamento de importância dos critérios – VIII.2.2

Critérios	Critério A: Efetividade regulatória	Critério B: Impacto aos consumidores	Critério C: Impactos aos transportadores	Critério D: Custos aos carregadores	Critério E: Custo administrativo ao regulador
Critério A: Efetividade regulatória	1	1/2	1/2	1	4
Critério B: Impacto aos consumidores	2	1	1	5	5
Critério C: Impactos aos transportadores	2	1	1	5	5
Critério D: Custos aos carregadores	1	1/5	1/5	1	3
Critério E: Custo administrativo ao regulador	1/4	1/5	1/5	1/3	1

107. Os principais destaques serão comentados para os pesos conferidos entre os critérios A, B, C, D e E.

108. O critério A - a efetividade regulatória, apresenta-se igualmente relevante aos custos dos carregadores e mais importante do que aos custos administrativos ao regulador. Em relação aos impactos aos consumidores (critério B) e transportadores (critério C), considerou-se levemente indiferentes. Como discutido no item VII.2, a característica POH diz respeito à segurança dos gasodutos de transporte, que trabalham com pressões mais elevadas e, assim, importante que os carregadores a monitorem diariamente a fim de evitar problemas de formação de líquidos no elo da cadeia seguinte.

109. No caso dos critérios B e C, os impactos aos consumidores são igualmente relevantes quanto aos impactos aos transportadores, por se tratar de característica relacionada à segurança da operação. E, assim, mais importante quando comparado aos custos dos carregadores e administrativo ao regulador.

110. Na análise do critério D, os custos aos carregados são moderadamente mais importantes do que os custos administrativos, critério E, pois, no caso em estudo, não se vislumbra custos adicionais para o agente regulador. A ANP realiza o monitoramento dos dados da qualidade fornecidos mensalmente pelos carregadores de gás natural, cujos resultados são disponíveis no painel dinâmico da qualidade do gás natural no site eletrônico da ANP.

111. A Tabela 14 mostra a normalização da matriz de julgamentos para definição das prioridades por critérios.

Tabela 14. Normalização da matriz de julgamentos e média (Prioridades) – VIII.2.2

	Critério A: Efetividade regulatória	Critério B: Impacto aos consumidores	Critério C: Impactos aos transportadores	Critério D: Custos aos carregadores	Critério E: Custo administrativo ao regulador	Prioridades
Critério A: Efetividade regulatória	1/6	1/6	1/6	0	2/9	0,162
Critério B: Impacto aos consumidores	1/3	1/3	1/3	2/5	2/7	0,339
Critério C: Impactos aos transportadores	1/3	1/3	1/3	2/5	2/7	0,339
Critério D: Custos aos carregadores	1/6	0	0	0	1/6	0,109
Critério E: Custo administrativo ao regulador	0	0	0	0	0	0,052

112. De acordo com a Tabela 14, os pesos dos critérios na análise AHP, que correspondem ao total percentual relativo de prioridades ou preferências em relação ao objetivo, foram: impacto aos consumidores e aos transportadores com 33,9%; efetividade regulatória com 16,2%; custos aos agentes regulados com 10,9% e, por último, com 5,2% os custos administrativos ao regulador.

113. Como se constata, os critérios B e C foram os de maior peso, demonstrando a importância da análise de ponto de orvalho de hidrocarbonetos para evitar o surgimento de fase líquida ao longo dos gasodutos, bem como no caso da aplicação em GNV.

114. Após realização dos cálculos associados à metodologia, obteve-se o valor de consistência (Consistency Ratio - CR) de 4,28%.

115. Como segunda parte da análise de AHP, para cada um dos critérios acima, foram determinadas as prioridades referentes às Opções Regulatórias. Para o julgamento de cada critério em relação as duas Opções Regulatórias, tem-se:

Critério A: Efetividade Regulatória

116. De acordo com a Tabela 15, a Opção 2, determinação diária obrigatória do POH é mais importante do que manter a regra atual, em que a análise está condicionada aos teores de propano, butano e mais pesados. A efetividade regulatória está relacionada a reduzir o risco de o POH encontrar-se fora de especificação, estando as referidas condicionantes atendidas.

Tabela 15. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério A – VIII.2.2

Critério A: Efetividade regulatória	Opção 1: Status quo - condicionante dos teores de C3 e C4	Opção 2: Determinação diária do POH
Opção 1: Status quo - condicionante dos teores de C3 e C4	1	1/5
Opção 2: Determinação diária do POH	5	1

Critério B: Impacto aos consumidores

117. De acordo com a Tabela 16, para um menor impacto ao consumidor, a obrigatoriedade da análise diária do POH (Opção 2) é mais importante do que manter a regra como está prevista atualmente (Opção 1). Novamente aqui temos a questão tanto de segurança no transporte quanto de qualidade em virtude da condensação (formação de líquido) da fração mais pesada dos hidrocarbonetos presentes.

Tabela 16. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério B – VIII.2.2

Critério B: Impacto aos consumidores	Opção 1: Status quo - condicionante dos teores de C3 e C4	Opção 2: Determinação diária do POH
Opção 1: Status quo - condicionante dos teores de C3 e C4	1	1/5
Opção 2: Determinação diária do POH	5	1

Critério C: Impacto aos transportadores

118. De acordo com a Tabela 17, o julgamento foi o mesmo observado para o impacto aos consumidores. Aqui, no caso do transporte por gasodutos em que se opera com pressões mais elevadas, o atendimento ao limite da especificação é fundamental para não ocorrer riscos de surgimento de condensação de líquidos nos gasodutos.

Tabela 17. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério C – VIII.2.2

Critério C: Impactos aos transportadores	Opção 1: Status quo - condicionante dos teores de C3 e C4	Opção 2: Determinação diária do POH
Opção 1: Status quo - condicionante dos teores de C3 e C4	1	1/5
Opção 2: Determinação diária do POH	5	1

Critério D: Custos aos agentes regulados

119. De acordo com a Tabela 18, para fins de mitigar os custos aos agentes regulados frente às opções regulatórias, a Opção 1 é mais importante do que a Opção 2. A diferença, nesse caso, entre as avaliações se dá porque no caso da Opção 2, se a UPGN ou produtor não tiver o ensaio implementado em sua unidade, o laboratório de terceiro deve estar próximo e disponível de modo a atender à demanda diária de análise. Caso contrário, precisará implementar o método na unidade. No entanto, maior parte das UPGNs já tem implementada a análise de POH com cromatografia estendida (C9+ ou C12+).

120. A manutenção do *status quo* favorece a carregadores, importadores e produtores, uma vez que a característica não é obrigatória quando os teores de propano e butano atendem aos limites ora especificados. No entanto, essa condicionante não é absoluta e, assim, caso ocorra a formação de fase líquida no gasoduto, podem ficar prejudicados transportadores, distribuidores e usuários finais (as turbinas são, particularmente, sensíveis ao carregamento de líquido para a rede de distribuição).

Tabela 18. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério D – VIII.2.2

Critério D: Custos aos carregadores	Opção 1: <i>Status quo</i> - condicionante dos teores de C3 e C4	Opção 2: Determinação diária do POH
Opção 1: <i>Status quo</i> - condicionante dos teores de C3 e C4	1	5
Opção 2: Determinação diária do POH	1/5	1

Critério E: Custos administrativos para o agente regulador

121. De acordo com a Tabela 19, a Opção 2 é moderadamente mais importante do que a Opção 1, pois, uma vez que o controle passe a ser feito diariamente pelo agente regulado, os riscos de o transporte ser carregado com gás natural com ponto de orvalho de hidrocarbonetos fora da especificação são reduzidos. Dessa forma, entende-se que não ocorrerão custos adicionais para a Agência.

Tabela 19. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério E – VIII.2.2

Critério E: Custo administrativo ao regulador	Opção 1: <i>Status quo</i> - condicionante dos teores de C3 e C4	Opção 2: Determinação diária do POH
Opção 1: <i>Status quo</i> - condicionante dos teores de C3 e C4	1	1/3
Opção 2: Determinação diária do POH	3	1

122. Como somente se considerou duas opções regulatórias, os cálculos da normalização dos valores obtidos para cada critério em relação às Opções Regulatórias indicam CR de 0%.

123. Com o produto de julgamento dos critérios par a par e da análise de cada critério ante as Opções Regulatórias, chegou-se (soma das parcelas individuais) ao resultado de ranqueamento apresentado na Tabela 20.

Tabela 20. Ranqueamento das Opções Regulatórias – VIII.2.2

OPÇÕES REGULATÓRIAS	Critério A: Efetividade regulatória	Critério B: Impacto aos consumidores	Critério C: Impactos aos transportadores	Critério D: Custos aos carregadores	Critério E: Custo administrativo ao regulador	PRIORIDADE FINAL
Pesos dos Critérios	0,162	0,339	0,339	0,109	0,052	-
Opção 1: <i>Status quo</i> - condicionante dos teores de C3 e C4	0,027	0,056	0,056	0,091	0,013	0,244
Opção 2: Determinação diária do POH	0,135	0,282	0,282	0,018	0,039	0,756

124. Diante dos resultados do ranqueamento das opções regulatórias, para melhor robustez do controle da qualidade do gás natural para fins de garantir o atendimento à especificação do ponto de orvalho de hidrocarbonetos, a Opção 2 resulta em maior pontuação (75,6%), considerada assim a mais adequada para solução desse problema.

125. A Opção 2, com a análise obrigatória do POH diariamente, protege o consumidor de modo a reduzir o risco de receber gás com possibilidade de formação de líquido, o que traria problemas do ponto de vista de qualidade. Além disso, também consiste em recurso preventivo para o agente vendedor que, uma vez o problema ocorrido, poderá provocar grande impacto na operação de transporte por gasoduto e na rede de distribuição de gás, além de danos ao consumidor.

VIII.2.3. Contaminação por partículas

126. O objetivo é avaliar o controle da qualidade do gás natural em termos de contaminação por partículas sólidas e líquidas. A Tabela 21 apresenta os resultados obtidos pelo julgamento dos decisores na matriz de prioridades dos critérios da AIR.

Tabela 21. Julgamento de importância dos critérios – VIII.2.3

Critérios	Critério A: Efetividade regulatória	Critério B: Custo à distribuidora de gás canalizado	Critério C: Impactos aos consumidores	Critério D: Custos aos transportadores/carregadores	Critério E: Custos aos revendedores de GNV	Critério F: Custo administrativo ao regulador
Critério A: Efetividade regulatória	1	3	1	5	5	5
Critério B: Custo à distribuidora de gás canalizado	1/3	1	1/3	5	1	3
Critério C: Impactos aos consumidores	1	3	1	5	5	5
Critério D: Custos aos transportadores/carregadores	1/5	1/5	1/5	1	1	3
Critério E: Custos aos revendedores de GNV	1/5	1	1/5	1	1	3
Critério F: Custo administrativo ao regulador	1/5	1/3	1/5	1/3	1/3	1

127. Os principais destaques serão comentados para os pesos conferidos entre os critérios A, B, C, D, E e F.

128. No critério A - a efetividade regulatória, considerando o objetivo citado, apresenta-se igualmente relevante aos impactos aos consumidores, moderadamente em relação ao custo à distribuidora de gás canalizado e mais importante dos que os custos aos transportadores, carregadores, revendedores de GNV e administrativos ao regulador.

129. Conforme explicitado no item VII.4, "o arraste de óleo lubrificante de compressor é uma possibilidade que deve ser tratada pelo transportador e pelo posto revendedor de GNV em caso de suspeita." Assim, é fundamental que seja efetiva a ação regulatória de modo a mitigar os efeitos da contaminação por partículas em gerais, que podem ser oriundas do óleo do compressor, e aqui se trata dos compressores alternativos utilizados nos gasodutos de transporte e dos compressores aplicados na revenda de GNV. Outros tipos de partículas também possíveis, são os chamados pó preto e o pó amarelo. Esses materiais são originados nos gasodutos em virtudes do processo de corrosão.

130. No caso do critério B, o custo à distribuidora de gás canalizado é igualmente relevante ao comparar com os custos à revenda de GNV, pois ambos são impactados caso recebam o gás natural contaminado com partículas líquidas ou sólidas. No entanto, ambos precisam adotar medidas preventivas/corretivas caso ocorram falhas no elo do transporte. Em relação aos demais, esse critério se mostra mais importante do que o critério D, custos aos transportadores/carregadores e moderadamente em relação critério F, custos administrativos.

131. Os impactos aos consumidores, critério C, é moderadamente mais relevante do que o critério B e mais importante do que os critérios D, E e F, custos de produção e transporte e custos administrativos. Isso porque os elos da produção e, principalmente, do transporte precisam adotar procedimentos para evitar que a contaminação por óleo ou partícula sólida seja a mínima possível para não afetar os próximos elos da cadeia, o distribuidor, a revenda e, conseqüentemente, o consumidor.

132. Em relação ao critério D, custos aos transportadores/carregadores, afigura-se igualmente relevante ao critério E, e moderadamente em relação ao critério F. Tanto os transportadores quanto os revendedores utilizam compressores. Todos os custos dos agentes regulados devem ser considerados para o alcance do objetivo.

133. A Tabela 22 mostra a normalização da matriz de julgamentos para definição das prioridades por critérios.

Tabela 22. Normalização da matriz de julgamentos e média (Prioridades) – VIII.2.3

	Critério A: Efetividade regulatória	Critério B: Custo à distribuidora de gás canalizado	Critério C: Impactos aos consumidores	Critério D: Custos aos transportadores/carregadores	Critério E: Custos aos revendedores de GNV	Critério F: Custo administrativo ao regulador	Prioridades
Critério A: Efetividade regulatória	0,341	0,352	0,341	0,288	0,375	0,250	0,324
Critério B: Custo à distribuidora de gás canalizado	0,114	0,117	0,114	0,288	0,075	0,150	0,143
Critério C: Impactos aos consumidores	0,341	0,352	0,341	0,288	0,375	0,250	0,324
Critério D: Custos aos transportadores/carregadores	0,068	0,023	0,068	0,058	0,075	0,150	0,074
Critério E: Custos aos revendedores de GNV	0,068	0,117	0,068	0,058	0,075	0,150	0,089
Critério F: Custo administrativo ao regulador	0,068	0,039	0,068	0,019	0,025	0,050	0,045

134. De acordo com a Tabela 22, os pesos dos critérios na análise AHP, que correspondem ao total percentual relativo de prioridades ou preferências em relação ao objetivo, foram, em ordem decrescente: efetividade regulatória e impacto aos consumidores com 32,4%; custo à distribuidora de gás canalizado com 14,3%; custos aos revendedores de GNV com 8,9%; custos aos transportadores/carregadores com 7,4% e, por último, os custos administrativos ao regulador com 4,5%.

135. A par disso, os critérios A e C foram os de maior peso, demonstrando a importância de ação regulatória que minimize os riscos da contaminação do gás natural de modo a evitar que ocorram problemas nas operações de distribuição e revenda e, conseqüentemente, na vida útil dos equipamentos dos usuários.

136. Após realização dos cálculos associados à metodologia, obteve-se o valor de consistência (Consistency Ratio - CR) de 6,6%.

137. Como segunda parte da análise de AHP, para cada um dos critérios acima, foram determinadas as prioridades referentes às Opções Regulatórias. Para o julgamento de cada critério em relação às três Opções Regulatórias, tem-se:

Critério A: Efetividade Regulatória

138. De acordo com a Tabela 23, para o alcance de maior efetividade regulatória, as Opções 2 e 3 são muito mais importantes do que a Opção 1, que considera que qualquer identificação visível de partículas sólidas e líquidas resulta em gás natural fora de especificação por contaminação.

139. Considerou-se que a Opção 3 é moderadamente mais relevante do que a Opção 2, em virtude de serem previstas no regulamento metodologias que podem ser aplicadas para se avaliar o nível de contaminação. No entanto, serão necessárias avaliações adicionais por parte dos agentes econômicos para identificar se tal contaminação afeta outros elos da cadeia e se poderá alcançar o consumidor.

Tabela 23. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério A – VIII.2.3

Critério A: Efetividade regulatória	Opção 1: status quo;	Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás;	Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação.
Opção 1: status quo	1	1/5	1/6
Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás	5	1	1/3
Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação	6	3	1

Critério B: Custo à distribuidora de gás canalizado

140. De acordo com a Tabela 24, em relação a menor custo para distribuidora de gás canalizado, as Opções 2 e 3 são moderadamente mais relevantes quando comparadas à Opção 1. Isso porque, não havendo possibilidade de qualquer traço de partículas (status quo), o consumidor e o distribuidor entenderão que a presença de qualquer teor desses contaminantes é caracterizado como gás natural fora de especificação e poderão questionar o elo anterior da cadeia, situação que poderá ter impacto em virtude de termos acordados em contrato. Por conseqüência, as Opções 2 e 3 são indiferentes quanto a possíveis impactos à distribuidora de gás canalizado, uma vez que a diferença entre elas está na indicação de metodologias de análise, porém sem limite de especificação.

Tabela 24. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério B – VIII.2.3

Critério B: Custo à distribuidora de gás canalizado	Opção 1: status quo	Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás	Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação
Opção 1: status quo	1	1/3	1/3
Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás;	3	1	1
Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação	3	1	1

Critério C: Impacto aos consumidores

141. De acordo com a Tabela 25, para minimizar os riscos de contaminação do gás natural que impacte o elo da distribuição e o consumidor, as Opções 2 e 3 são muito mais importantes do que a Opção 1, sendo a Opção 3 moderadamente mais relevante do que a Opção 2, como comentado no item 1 – Critério A.

Tabela 25. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério C – VIII.2.3

Critério C: Impactos aos consumidores	Opção 1: <i>status quo</i>	Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás	Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação
Opção 1: <i>status quo</i>	1	1/5	1/6
Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás	5	1	1/3
Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação	6	3	1

Critério D: Custos aos transportadores/carregadores

142. De acordo com a Tabela 26, para minimizar os custos relativos aos transportadores e carregadores, a Opção 1 é moderadamente mais importante do que as Opções 2 e 3. No entanto, as ações preventivas e corretivas já são práticas realizadas por esses agentes econômicos, pois tal tipo de contaminação é realidade nos gasodutos de transporte, conforme discutido anteriormente. Assim, deflui o entendimento de que, nesse caso, não há adição de custo regulatório, mas, sim, aprimoramento das melhores práticas.

Tabela 26. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério D – VIII.2.3

Critério D: Custos aos transportadores/carregadores	Opção 1: <i>status quo</i>	Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás	Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação
Opção 1: <i>status quo</i>	1	1/3	1/4
Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás	3	1	1/2
Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação	4	2	1

Critério E: Custos aos revendedores de GNV

143. De acordo com a Tabela 27, de modo a minimizar os custos aos revendedores de GNV, vale comentar inicialmente que tal problema pode ocorrer na revenda em virtude do uso de compressores. Assim, tanto pode receber o gás contaminado dos elos anteriores da cadeia de transporte e distribuição, como pode surgir no próprio posto de revenda, em virtude do mencionado uso. Dessa forma, entende-se que independentemente da opção regulatória, o agente econômico em foco precisa manter ou implementar boas práticas de prevenção e correção para evitar que consumidor seja impactado. No entanto, as Opções 3 e 2, respectivamente, poderão contribuir com menos impacto em relação a opção de manutenção da regra.

Tabela 27. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério E – VIII.2.3

Critério E: Custos aos revendedores de GNV	Opção 1: <i>status quo</i>	Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás	Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação
Opção 1: <i>status quo</i>	1	2	3
Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás	1/2	1	2
Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação	1/3	1	1

Critério F: Custos administrativos ao agente regulador

144. De acordo com a Tabela 28, para minimizar os custos administrativos ao agente regulador, considerando que o enunciado da regra não permite o surgimento de qualquer nível de contaminação visível no gás natural, depreende-se que as Opções 2 e 3 são moderadamente mais importantes do que a Opção 1, pois tem-se registrado reclamações quanto à contaminação por óleo compressor ou pó preto, sendo questionado, por parte dos transportadores, que é impossível não haver contaminação por essas partículas e, por parte dos distribuidores, o cumprimento da nota que estabelece a regra de contaminação dada pela Resolução ANP nº 16, de 2008.

Tabela 28. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério F – VIII.2.3

Critério F: Custo administrativo ao regulador	Opção 1: <i>status quo</i>	Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás	Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação
Opção 1: <i>status quo</i>	1	1/3	1/3
Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás	3	1	1/2
Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação	3	2	1

145. Nos moldes de cálculos de consistência para a matriz de critérios, seguindo a metodologia desenvolvida por Saaty, também se chegou a valores adequados para a consistência (Consistency Ratio - CR <10%). Os valores de CR para demais critérios encontram-se listados na Tabela 29.

Tabela 29. Valores de CR para todos os critérios do AIR – VIII.2.3

Critérios	Valor de CR
A: Efetividade regulatória	0,08%
B: Custo aos distribuidores de gás canalizado	0,00%
C: Impacto aos consumidores	0,08%
D: Custos aos transportadores/carregadores	0,02%
E: Custos aos revendedores de GNV	0,01%
F: Custo administrativo ao regulador	0,05%

146. Com o produto de julgamento dos critérios par a par e da análise de cada critério ante as Opções Regulatórias, chegou-se (soma das parcelas individuais) ao resultado de ranqueamento apresentado na Tabela 30.

Tabela 30. Ranqueamento das Opções Regulatórias – VIII.2.3

OPÇÕES REGULATÓRIAS	Critério A: Efetividade regulatória	Critério B: Custo à distribuidora de gás canalizado	Critério C: Impactos aos consumidores	Critério D: Custos aos transportadores/carregadores	Critério E: Custos aos revendedores de GNV	Critério F: Custo administrativo ao regulador	PRIORIDADE FINAL
Pesos dos Critérios	0,324	0,143	0,324	0,074	0,089	0,045	-
Opção 1: status quo;	0,026	0,020	0,026	0,009	0,048	0,006	0,136
Opção 2: alterar o enunciado que trata da presença de partículas sólidas e líquidas no gás;	0,095	0,061	0,095	0,024	0,027	0,015	0,316
Opção 3: alternativa 2 com indicação de norma (óleo compressor e partículas), sem limite de especificação.	0,203	0,061	0,203	0,041	0,015	0,024	0,547

147. Diante dos resultados do ranqueamento das opções regulatórias, para fins de aprimorar a regra sobre a contaminação do gás natural pela presença de partículas sólidas ou líquidas, a Opção 3 indicou maior pontuação (54,7%), sendo assim considerada a mais adequada para mitigação do problema regulatório. Cabe lembrar que o enunciado, conforme disposto na resolução, não permite nenhum traço de contaminação por essas partículas e, de acordo com o já aduzido nesta Nota Técnica, é impossível evitar a contaminação por óleo de compressor em virtude das operações dos gasodutos de transporte com o uso de compressores alternativos.

148. A proposta de alterar a redação da nota relativa à presença de contaminantes no gás natural na especificação contida no Anexo da Resolução ANP nº 16, de 2008, é fundamental e deverá afetar minimamente as partes envolvidas, porquanto não implica custo regulatório. No caso do status quo, os agentes envolvidos e responsáveis pelo atendimento à especificação não conseguem definir uma referência, haja vista que a regra indica que o gás não deve ter traços visíveis de partículas sólidas ou líquidas, ou seja, não é aceitável nenhum nível de contaminação.

149. No entanto, como foi discutido, é impossível essa premissa quando se usa compressores alternativos. Além disso, para o pó preto ou amarelo, como se trata de processo que pode ocorrer em virtude do processo de corrosão no interior das paredes do gasoduto, a melhor forma de evitar ou minimizar ambos os impactos passam necessariamente pela adoção de boas práticas com procedimentos preventivos e de manutenção, como uso de filtros coalescedores, passagem de pigs, monitoramento do processo de corrosão, coletores de óleo compressor, entre outros.

150. A inexistência de limites para óleo carregado ou pó preto/amarelo nas normas de especificação internacionais dificulta a inserção da característica. No entanto, não impede que sejam indicadas as metodologias que possam ser utilizadas para avaliar o nível de contaminação. Além disso, os agentes econômicos podem promover a nível contratual, acordo de como serão avaliados os níveis de contaminação caso ocorram e quais as medidas serão adotadas como ações preventivas.

151. Assim, a melhor alternativa é pela alteração da redação e inclusão da recomendação de normas técnicas considerando que os níveis de partículas de óleos devem ser tão baixos que não comprometam a integridade e o desempenho dos equipamentos e de uso em aplicações do usuário final, ou seja, que afaste impactos ao consumidor. Com isso, acrescenta-se, são alcançados também os consumidores de GNV.

VIII.2.4. Gás natural não conforme

152. O objetivo é aprimorar os critérios (regras) de qualidade para comercialização de gás não conforme, considerando o art. 8º da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, e o § 2º do art. 25 da Constituição. A Tabela 31 apresenta os resultados obtidos pelo julgamento dos decisores na matriz de prioridades dos critérios da AIR.

Tabela 31. Julgamento de importância dos critérios – VIII.2.4

Critérios	Critério A: Impactos ao agente não regulado (distribuidora de gás canalizado)	Critério B: Impactos aos consumidores	Critério C: Custos aos agentes regulados	Critério D: Custo administrativo ao regulador
Critério A: Impactos ao agente não regulado (distribuidora de gás canalizado)	1	1/7	1/5	2
Critério B: Impactos aos consumidores	7	1	3	5
Critério C: Custos aos agentes regulados	5	1/3	1	4
Critério D: Custo administrativo ao regulador	1/2	1/5	1/4	1

153. Os principais destaques serão comentados para os pesos conferidos entre os critérios A, B, C, e D.

154. Para o critério A – impactos ao agente não regulado, foram considerados que os critérios B e C são muito mais importantes para o alcance do objetivo, pois a distribuidora de gás canalizado não se constitui em agente econômico sujeito à regulação da ANP, conquanto deva adquirir produto em conformidade com a especificação nacional pela Agência.

155. No caso do critério B – impactos aos consumidores, considerou-se moderadamente importante em relação ao critério C – custos aos agentes regulados. Neste cenário de produto não conforme, os consumidores residencial, comercial e veicular não podem receber produto não conforme, pois é função basilar da Agência proteger os interesses do consumidor quanto à qualidade do produto (Lei nº 9.478/1997, art. 8º, I) e, assim, estabelecer a especificação adequada para tais consumidores.

156. Por fim, em relação ao custo administrativo (critério D), todos os critérios apresentaram-se mais relevantes para o atingimento do objetivo, pois, em termos de monitoramento e fiscalização, a ANP já prática em suas atividades rotineiras o acompanhamento da qualidade do gás natural informada pelos agentes que processam o produto para adequá-lo à especificação estabelecida em resolução.

157. A Tabela 32 mostra a normalização da matriz de julgamentos para definição das prioridades por critérios.

Tabela 32. Normalização da matriz de julgamentos e média (Prioridades) – VIII.2.4

	Critério A: Impactos ao agente não regulado (distribuidora de gás canalizado)	Critério B: Impactos aos consumidores	Critério C: Custos aos agentes regulados	Critério D: Custo administrativo ao regulador	Prioridades
Critério A: Impactos ao agente não regulado (distribuidora de gás canalizado)	0,074	0,085	0,045	0,167	0,093
Critério B: Impactos aos consumidores	0,519	0,597	0,674	0,417	0,551
Critério C: Custos aos agentes regulados	0,370	0,199	0,225	0,333	0,282
Critério D: Custo administrativo ao regulador	0,037	0,119	0,056	0,083	0,074

158. De acordo com a Tabela 32, os pesos dos critérios na análise AHP, que correspondem ao total percentual relativo de prioridades ou preferências em relação ao objetivo, foram, em ordem decrescente: impacto aos consumidores com 55,1%; custo aos agentes regulados com 28,2%; custo à distribuidora de gás canalizado com 9,3%, e, por último, os custos administrativos ao regulador com 4,5%.

159. A par disso, os critérios B e C foram os de maior peso, indicando que, para o alcance do objetivo, ou seja, para uma melhor definição das condições em que é permitida a comercialização de gás natural fora de especificação, os consumidores e os agentes econômicos são os mais importantes na avaliação do problema regulatório em foco.

160. Após realização dos cálculos associados à metodologia, obteve-se o valor de consistência (Consistency Ratio - CR) de 7,88%.

161. Como segunda parte da análise de AHP, para cada um dos critérios acima, foram determinadas as prioridades referentes às Opções Regulatórias. Para o

Julgamento de cada critério em relação as três Opções Regulatórias, tem-se:

Critério A: Impacto ao Agente não regulado (distribuidora de gás canalizado)

162. De acordo com a Tabela 33, para menor impacto ao distribuidor de gás canalizado, a manutenção da regra atual apresenta-se mais importante quando comparada às Opções 2, 3 e 4, pois a regra como apresentada na Resolução ANP nº 16, de 2008, permite que o distribuidor de gás (caso tenha interesse) possa negociar a qualidade do gás natural para fornecimento de produto com alguma característica fora de especificação.

163. Essa importância vai aumentando de ordem crescente com as opções em estudo. Importante destacar que o impacto aqui é em relação à flexibilidade de negociação contratual no que se refere à qualidade do produto. O mesmo pode ser observado quando se faz a comparação entre as opções 2, 3 e 4.

Tabela 33. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério A – VIII.2.4

Critério A: Impactos ao agente não regulado (distribuidora de gás canalizado)	Opção 1: Manter o status quo (comercialização de gás não conforme com acordo entre parte e sem limitação de uso)	Opção 2: Comercialização de gás não conforme limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	Opção 3: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	Opção 4: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com prévia apresentação do acordo entre partes para ANP
Opção 1: Manter o status quo (comercialização de gás não conforme com acordo entre parte e sem limitação de uso)	1	3	4	5
Opção 2: Comercialização de gás não conforme limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	1/3	1	3	4
Opção 3: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	1/4	1/3	1	2
Opção 4: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com prévia apresentação do acordo entre partes para ANP	1/5	1/4	1/2	1

Critério B: Impacto aos consumidores

164. De acordo com a Tabela 34, para minimizar os riscos de os consumidores receberem gás natural não conforme, as Opções 2, 3 e 4 são muito mais importantes do que a Opção 1, pois a regra vigente na resolução não restringe o tipo de consumidor e o tipo de uso.

165. Quando a comparação é realizada entre as Opções 2, 3 e 4, considerou-se um peso maior em virtude da restrição adicional.

Tabela 34. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério B – VIII.2.4

Critério B: Impactos aos consumidores	Opção 1: Manter o status quo (comercialização de gás não conforme com acordo entre parte e sem limitação de uso)	Opção 2: Comercialização de gás não conforme limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	Opção 3: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	Opção 4: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com prévia apresentação do acordo entre partes para ANP
Opção 1: Manter o status quo (comercialização de gás não conforme com acordo entre parte e sem limitação de uso)	1	1/5	1/6	1/7
Opção 2: Comercialização de gás não conforme limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	5	1	1/3	1/5
Opção 3: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	6	3	1	1/2
Opção 4: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com prévia apresentação do acordo entre partes para ANP	7	5	2	1

Critério C: Custos aos agentes regulados

166. De acordo com a Tabela 35, para minimizar os custos dos agentes regulados, a Opção 1 demonstra ser muito mais importante do que a Opção 4 e, na ordem decrescente de importância, do que as Opções 3 e 2. Nesse caso, se o status quo não é mantido, o agente econômico deverá processar o gás natural se quiser comercializá-lo, gerando custo regulatório para o tratamento do produto, e o impacto vê-se incrementado à medida em que a regra fica mais restritiva.

Tabela 35. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério C – VIII.2.4

Critério C: Custos aos agentes regulados	Opção 1: Manter o status quo (comercialização de gás não conforme com acordo entre parte e sem limitação de uso)	Opção 2: Comercialização de gás não conforme limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	Opção 3: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	Opção 4: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com prévia apresentação do acordo entre partes para ANP
Opção 1: Manter o status quo (comercialização de gás não conforme com acordo entre parte e sem limitação de uso)	1	4	6	7
Opção 2: Comercialização de gás não conforme limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	1/4	1	2	3
Opção 3: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	1/6	1/2	1	2
Opção 4: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com prévia apresentação do acordo entre partes para ANP	1/7	1/3	1/2	1

Critério D: Custos administrativos ao agente regulador

167. De acordo com a Tabela 36, para minimizar os custos administrativos ao agente econômico, a Opção 1 apresenta-se como a de maior impacto/custo, pois a regra atual (*status quo*) resulta em maior liberdade de negociação entre os agentes para transportar e comercializar gás natural não conforme independentemente do uso e da característica da especificação, o que pode afetar os consumidores residenciais, comerciais e veiculares, se não for avaliado o impacto. A mais disso, a regra está em desacordo com o art. 8º da Lei 14.134, de 2021, e do §2º do art. 25 da Constituição, uma vez que as distribuidoras de gás canalizado não se sujeitam à regulação da ANP, como já mencionado anteriormente.

Tabela 36. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério D – VIII.2.4

Critério D: Custo administrativo ao regulador	Opção 1: Manter o status quo (comercialização de gás não conforme com acordo entre parte e sem limitação de uso)	Opção 2: Comercialização de gás não conforme limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	Opção 3: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	Opção 4: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com prévia apresentação do acordo entre partes para ANP
Opção 1: Manter o status quo (comercialização de gás não conforme com acordo entre parte e sem limitação de uso)	1	1/5	1/6	1/7
Opção 2: Comercialização de gás não conforme limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	5	1	1/2	1/3
Opção 3: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	6	2	1	1/2
Opção 4: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com prévia apresentação do acordo entre partes para ANP	7	3	2	1

168. Nos moldes de cálculos de consistência para a matriz de critérios, seguindo a metodologia desenvolvida por Saaty, também se chegou a valores adequados para a consistência (Consistency Ratio - CR <10%). Os valores de CR para demais critérios encontram-se listados na Tabela 37.

Tabela 37. Valores de CR para todos os critérios do AIR – VIII.2.4

Critérios	Valor de CR
A: Custo aos distribuidores de gás canalizado	0,08%
B: Impacto aos consumidores	0,08%
C: Custos aos agentes regulados	0,03%
D: Custo administrativo ao regulador	0,04%

169. Com o produto de julgamento dos critérios par a par e da análise de cada critério ante as Opções Regulatórias, chegou-se (soma das parcelas individuais) ao resultado de ranqueamento apresentado na Tabela 38.

Tabela 38. Ranqueamento das Opções Regulatórias – VIII.2.4

OPÇÕES REGULATÓRIAS	Critério A: Impactos ao agente não regulado (distribuidora de gás canalizado)	Critério B: Impactos aos consumidores	Critério C: Custos aos agentes regulados	Critério D: Custo administrativo ao regulador	PRIORIDADE FINAL
Pesos dos Critérios	0,093	0,551	0,282	0,074	-
Opção 1: Manter o status quo (comercialização de gás não conforme com acordo entre parte e sem limitação de uso)	0,049	0,028	0,176	0,004	0,256
Opção 2: Comercialização de gás não conforme limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	0,025	0,079	0,054	0,013	0,173

Opção 3: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com acordo entre partes	0,012	0,165	0,032	0,022	0,230
Opção 4: Comercialização de gás não conforme, exceto para características de O2, CO2 e H2S, limitada ao uso do gás para fins industriais e geração de energia elétrica e com prévia apresentação do acordo entre partes para ANP	0,007	0,279	0,020	0,035	0,341

170. Diante dos resultados do ranqueamento das opções regulatórias, para fins de aprimorar a regra sobre a possibilidade de comercialização de gás natural não conforme mediante acordo entre partes, a Opção 4 indicou maior pontuação (34,1%), sendo assim considerada a mais adequada para solucionar o problema regulatório. A segunda no ranqueamento foi a Opção 1, manter o *status quo*, com 25,6%. Essa pontuação decorreu do fato de a mudança na regra restringir o nível de negociação e, no caso de o gás natural estar não conforme, de o produtor de gás natural passar a ser obrigado a processá-lo para adequá-lo à especificação da ANP, o que, decerto, se traduz em custo regulatório. Porém, é obrigação do produtor comercializar o gás observando a qualidade exigida e o dispositivo regulatório em comento configura exceção que pode ser aplicada quando nas aplicações referentes a consumidores industriais e de geração de energia elétrica. De ressaltar, que se está referindo, nesta Nota Técnica, ao uso e não ao tipo de consumidor, haja vista verem-se afastadas quaisquer hipóteses de o gás não conforme vir a ser utilizado como combustível veicular.

171. A regra atual permite que a negociação entre as partes abranja qualquer uso do gás natural e qualquer característica da especificação. Ademais, de acordo com o item VII.2, dita regra teria que excluir o caso entre carregador e transportador (movimentação em gasoduto de transporte). Ademais, permite que tal situação possa envolver a distribuidora de gás canalizado. Hipótese em que, no surgimento de problema operacional ou técnico com implicações para a qualidade do produto entregue pela referida distribuidora ao consumidor, a ANP não teria como atuar imputando consequências cabíveis a esse agente econômico uma vez que não se afigura no rol dos que se sujeitam a sua regulação.

172. Dessa forma, a Opção 4 foi a indicada no modelo de Análise Multicritério aplicado, demonstrando que a livre negociação entre os agentes para comercializar gás natural não conforme, deve ser restringida ao uso e não aplicada às características oxigênio, dióxido de carbono, enxofre total e gás sulfídrico. Por fim, é importante que haja prévia apresentação do acordo a ANP para que se confirme que o consumidor está ciente da aquisição de produto fora de especificação e para quais parâmetros.

IX. CONCLUSÃO, ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO

173. Em relação à estratégia de implementação, monitoramento e avaliação, a Agência recebe, mensalmente, por meio do sistema CQUAL, os resultados de todas as características reportadas diariamente nos certificados da qualidade emitidos pelos agentes econômicos responsáveis pela comercialização de gás natural.

174. Em adição, em dezembro de 2023, foi publicado o Painel Dinâmico da Qualidade de Produção e Importação de Gás Natural, que se trata de ferramenta interativa onde pode ser consultada a quantidade de certificados da qualidade emitidos mensalmente, os resultados pela média ou por faixas delimitadas para cada característica. Além disso, tais resultados são individualizados para o gás natural oriundo de Urucu (Região Norte), gás natural das demais regiões, GNL importado e o gás natural importado pelo Gasbol (Gasoduto Brasil-Bolívia).

175. Com o conhecimento desse monitoramento, uma vez detectada a não conformidade, são tomadas as ações aplicáveis, em processo administrativo, em face do descumprimento da regra vigente.

X. PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO NA RESOLUÇÃO ANP Nº 16, DE 2018

176. A par de todo o exposto, apresenta-se a seguir compilado das alterações propostas para a Resolução ANP nº 16, de 2018, e respectivas justificativa.

177. De notar que, como a resolução é ato indivisível, a minuta revisora alcança alterações abordadas na presente Nota Técnica e as tratadas no âmbito da análise de impacto regulatório – especificação dos hidrocarbonetos do gás natural^[1].

X.1. Certificado da qualidade

178. O produtor de derivados de petróleo e gás natural é definido na Resolução ANP nº 852, de 2018, que dispõe sobre autorização de operação das refinarias e unidade de processamento de gás natural (UPGN), como:

XLII - produtor de derivados de petróleo e gás natural: pessoa jurídica autorizada pela ANP a exercer a atividade de produção de derivados de petróleo e gás natural, seu armazenamento e sua comercialização, bem como a prestação de serviço, sendo refinador de petróleo, processador de gás natural, formulador de gasolina e óleo diesel ou central petroquímica produtora de derivados de petróleo e gás natural;

179. No entanto, há no mercado produtores que extraem gás natural dos reservatórios e não processam nessas unidades, pois o produto praticamente já se encontra enquadrado na especificação estabelecida pela ANP. Tais produtores são empresas ou consórcios de empresas que recebem a concessão para exploração de determinado(s) bloco(s), não sendo alcançados pela referida resolução.

180.

181. A Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011, que regulamenta a autorização da atividade de comercialização de gás natural, na esfera de competência da União, o registro de agente vendedor e o registro de contrato e venda de gás natural, define:

“Art.2º.....”

I - Agentes da Indústria do Gás Natural: agentes que atuam nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural;

V - Agente Vendedor: agente da indústria de gás natural que detém a propriedade de volume de gás natural, registrado e autorizado pela ANP para exercer a atividade de comercialização de gás natural, ressalvada a atividade de distribuição de gás natural, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal;

.....”

182. Como se vê, o agente vendedor definido na referida resolução é o comercializador de gás natural registrado e autorizado pela ANP, o que inclui tanto o “produtor independente” quanto o produtor que processa o gás em UPGN.

183. A Resolução ANP nº 16, de 2008, objeto da presente revisão, define o carregador:

I - Carregador: pessoa jurídica que contrata o transportador para o serviço de transporte de gás natural especificado;

184. Tal agente é o único citado na referida resolução e responsável pela emissão do certificado da qualidade ao carregar o gás no gasoduto de transporte, pois a época da elaboração de tal ato o carregador era equiparado aos produtores de gás natural processado em UPGN. Com a diversificação de agentes econômicos na indústria de rede, deparamos hoje com UPGN que não carrega em gasoduto de transporte e com produtor que não processa nessas unidades. Este último que não se enquadra na referida Resolução ANP nº 852, de 2018.

185. Dessa forma, com o objetivo de estender o necessário controle da qualidade aos demais agentes que operam na comercialização de gás natural, propõe-se que:

a) o “produtor independente” seja equiparado ao carregador com respeito a obrigações relativas ao ponto de recepção, passando também a emitir o certificado da qualidade; e

b) seja aplicado o termo agente vendedor definido pela Resolução ANP nº 52, de 2011, em substituição ao carregador e do “produtor independente” de gás natural com vistas à emissão do certificado da qualidade, .

X.2 Normas

186. Propõe-se a inclusão das seguintes normas para:

a) Enxofre total e gás sulfídrico - ABNT NBR 15631, que trata da determinação de compostos sulfurados por cromatografia gasosa;

b) Enxofre total - ASTM D4468 - Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry;

- c) Gás sulfídrico - ISO 19739, que trata da determinação de compostos sulfurados por cromatografia gasosa;
- d) Ponto de orvalho de água - ABNT NBR 15765, que permite a determinação do teor de água por meio de analisadores eletrônicos de umidade;
- e) Ponto de orvalho de água - ABNT NBR 15912, que trata da determinação do ponto de orvalho de água por meio de higrômetros de condensação em superfície resfriada;
- f) Ponto de orvalho de água e de hidrocarbonetos - ABNT NBR 16338, que trata da determinação de ponto de orvalho de hidrocarbonetos; e
- g) Número de metano - EN 16726, que trata do cálculo do número de metano pelo método AVL.

187. As normas NBR 15631 e NBR 15765 já estão previstas para a especificação do biometano nas Resoluções nº 906, de 2022, e nº 886, de 2022.

188. Para o método ISO 19739, já aplicado à característica enxofre total, prevê-se que seja estendido ao H₂S.

189. Para o método ASTM D6288, aplicado à característica gás sulfídrico, não se prevê sua extensão para o enxofre total. O método indica que se aplica à faixa de 0,02 a 20 mg/m³, referente ao enxofre elementar. A especificação brasileira define limite de até 70 mg/m³ referente à soma dos compostos de enxofre. Dessa forma, não se tem como garantir que os 70 mg de compostos sulfurados são equivalentes à 20 mg de enxofre. Assim, mostra-se indicado estudo mais detalhado para verificar a aplicabilidade do método da ASTM para teor de enxofre total do gás natural comercializado no país.

190. Por fim, vale notar que a inclusão dessas normas ABNT, EN e ISO não cria obrigações adicionais, pois as demais metodologias previstas na Resolução ANP nº 16, de 2008, para as referidas características serão mantidas. Assim, são opções para os agentes econômicos, caso desejem implementá-las.

X.3 Teor de Oxigênio (O₂)

191. O oxigênio (O₂) consta da especificação e é limitado ao teor máximo de 0,8% molar para a Região Norte e 0,5% molar para o restante do país. A presença de oxigênio em coexistência com umidade no gás natural reúne condição de corrosividade às instalações de transporte.

192. A diferenciação de limite para a Região Norte foi estabelecida pela Portaria ANP nº 128, de 2001. Possível explicação para tal diferenciação residiria no elevado teor de nitrogênio no gás de Urucu localizado em Coarí, no estado do Amazonas. Todavia, com os dados reportados para o ponto de recepção em Coarí a partir de 2010, e dados dos últimos cinco anos, foram encontrados valores reportados para a característica no valor próximo a zero^[16].

193. Com isso, a UPGN de Urucu foi consultada sobre a proposta de reduzir o teor de oxigênio na Região Norte de 0,8% para 0,5%, limite atualmente adotado para as demais regiões do país. Em resposta^[17], informou que não haveria nenhum impacto para atendimento à alteração da especificação para a região. Consequentemente, é proposta a extensão do limite das demais regiões à Região Norte (0,50% molar).

194. Outro ponto sobre a característica é que, entre as metodologias disponibilizadas na resolução para a determinação do teor de oxigênio, consta a norma ISO 6974 - Natural gas - Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography, que se divide em seis partes. Todavia, não se indica quais partes devem ser usadas, deixando ao agente econômico a escolha. Ocorre que, na parte 5, o teor de oxigênio vem somado ao de nitrogênio, ou seja, não é possível ter a leitura apenas do oxigênio. A nota 2 da norma prescreve:

"Note 2 Oxygen is not a normal constituent of natural gas and would not be expected to be present in gas sampled for an on-line instrument. If any oxygen is present as a result of air contamination, it will be measured with the nitrogen. The resulting (nitrogen + oxygen) value will be in error to a small extent because of the slight difference between detector responses for oxygen and nitrogen. Nonetheless, the result for the natural gas/air mixture will be reasonably accurate since neither component contributes to the calorific value."

195. Essa parte da norma descreve método que presume que o teor de oxigênio no gás natural tende a zero, havendo apenas a presença de nitrogênio. A parte 5 da norma foi mantida na Portaria ANP nº 104, de 2002 e, posteriormente, na Resolução ANP nº 16, de 2008. No entanto, no tempo decorrido entre a publicação desses dois diplomas, houve consulta efetuada por carregador sobre o que reportar como teor de oxigênio ao se aplicar a parte 5. O resultado foi anotar "traço" no espaço destinado à determinação da característica teor de oxigênio. A permissão acabou sendo incorporada e materializou-se na nota 7 da tabela de especificações, a seguir transcrita:

"(7) Caso seja usado o método da norma ISO 6974, parte 5, o resultado da característica teor de oxigênio deverá ser preenchido com um traço (-)"

196. Dos dados da qualidade mensalmente declarados, apenas os ligados a instalações de transporte de GNL importado regaseificado reportam o traço para a característica. Para os demais casos, o valor reportado para a característica tem sido de ou próximo a zero^[17]. Hoje, a regulação permite sua aplicação em qualquer situação, seja produto nacional ou importado.

197. Dessa forma, permitir o reporte de traço na característica oxigênio é o mesmo que dispensar a sua determinação para fins do certificado da qualidade. No entanto, entende-se que é importante ser reportado o valor referente a essa característica. Diante disso, propõe-se que, para a análise do teor de oxigênio, a parte 5 seja excluída, aplicando-se apenas o uso das partes 3 e 6. Assim, todo o gás produzido no país e importado deve ter o seu teor de oxigênio identificado e, em decorrência, será possível a detecção em casos de contaminação pelo ar atmosférico. As partes 1 e 2 da ISO 6974 referem-se à guia para as análises e tratamento de dados estatísticos.

198. Por fim, cabe ressaltar que, como todos os métodos indicados nessa norma se referem à técnica de cromatografia gasosa, não se vislumbra impacto em virtude da vedação.

X.4 Alteração do método de cálculo para a determinação de Número de Metano

199. O procedimento atual está definido como sendo o método GRI (*Gas Research Institute*) descrito no Anexo D da norma ISO 15403-1, que apresenta as seguintes alternativas. A primeira, descrita na seção D.2.2, considera uma correlação linear tendo como argumentos os dados de composição do gás (metano, etano, propano, butano, CO₂ e N₂) que permite estimar o número de octano motor (MON). Em seguida, o número de metano (NM) é calculado por uma correlação linear entre MON e NM. E, a segunda, descrita na seção D.2.3, considera uma correlação cúbica entre MON e R, sendo R a relação entre átomos de hidrogênio e carbono.

200. Adicionalmente ao método GRI, há o método AVL (*Anstalt fur Verbrennungskraftmaschinen List*) cujo procedimento vem explicitado na seção D.3 da norma ISO 15403-1 e de forma mais detalhada no Anexo A da norma europeia EN 16726, tida como sendo a mais precisa. Em exercício de comparação entre os métodos ISO 15403-1 parte D.2.3 (GRI) e EN 16726 (AVL), com base em dados de composição de gases citados na norma europeia, foram observadas diferenças de no máximo três unidades em número de metano para os gases que atendiam ao limite mínimo para NM de 65. Considerando que o método GRI D.2.3 é mais simples que o AVL se mostra oportuno prevê-lo para utilização alternativa.

201. Assim, propõe-se disponibilizar os dois procedimentos, além do método GRI seção D.2.2, incluir a seção D.2.3 e o método AVL. A alteração da metodologia, ressalte-se, não cria barreiras aos carregadores.

X.5 Controle da Qualidade do Gás Natural Importado

202. No caso do gás natural, distintamente, dos demais combustíveis regulados, não há regra objetiva de controle da qualidade para o gás importado, seja modal dutoviário seja via GNL importado. A Resolução ANP nº 16, de 2008, apenas trata dos carregadores e transportadores de gás natural, não havendo menção ao importador do ponto de vista da emissão dos documentos da qualidade. As únicas tratativas ao importador são o art. 1º e a nota 11 (referente à característica teor de mercúrio) da Tabela de Especificação da referida resolução. A saber:

"Art. 1º Fica estabelecida no Regulamento Técnico ANP parte integrante desta Resolução, a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional.

.....

(11) Aplicável ao gás natural importado exceto o gás natural liquefeito, determinado semestralmente. O carregador deverá disponibilizar o resultado para o distribuidor sempre que solicitado."

203. O gás natural importado por gasoduto tem, atualmente, três pontos de recepção. A partir da Bolívia adentra o país por dois gasodutos de transporte, sendo o maior o Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) e o menor o Gasoduto Lateral Cuiabá.

204. O primeiro, com capacidade máxima de transporte de 30 milhões de m³/dia, passa pela fronteira entrando pelo município de Corumbá no estado de Mato Grosso do Sul onde existe um ponto de entrega. Já o segundo, com capacidade de 2,8 milhões de m³/dia entra em território nacional pelo município de Cáceres para atender ao estado de Mato Grosso. O Gasbol é operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A (TBG) e o Gasoduto Lateral pela Transportadora GasOcidente do Mato Grosso Ltda. (GOM).

205. No estado do Rio Grande do Sul, há uma conexão por duto pela cidade de Uruguiana, operada pela Transportadora SulBrasileira de Gás S.A. (TSB). Esse trecho, denominado "trecho 1", possui capacidade aproximada de até 2,8 milhões de m³/dia.

206. No caso do Gasbol e do GOM, o importador utiliza os dados de análise do gás obtidos dos Transportadores Bolivianos logo antes do ponto de recebimento da fronteira, em território da Bolívia, para confirmar o atendimento à especificação da ANP. Pelo Gasbol, o gás natural importado segue até o *hub* de Paulínia, onde ocorre o primeiro contato com gás oriundo de outros transportadores. Nesse ponto, é analisado pelo Transportador TBG, para emissão do boletim de conformidade.

207. Para o GNL importado, a análise ocorre por amostragem em linha após o ponto em que se verifica a regaseificação do gás para confirmação do atendimento à especificação da ANP.

208. Ante o cenário descrito, a proposta é instituir na regulação da qualidade que o importador de gás natural, seja pelo modal dutoviária ou pela via marítima, atenda aos procedimentos de controle da qualidade na importação. Com esse propósito, o importador (por duto ou GNL) deverá realizar as análises por amostragem em linha do gás natural nos pontos de recebimento e emitir o certificado da qualidade diariamente, que exprime a média das análises realizadas no período de operação. No caso do GNL, em que a internalização ocorre por terminais marítimos, por transbordo da carga entre duas embarcações seguida de regaseificação, propõe-se que as análises ocorram por amostragem em linha após o ponto de regaseificação do GNL.

209. Com relação ao Gasbol, os importadores utilizam a caracterização do gás natural realizada pelo transportador boliviano antes da fronteira, procedimento esse acordado em cláusula contratual. Dessa forma, em alternativa à regra geral, propõe-se na importação por via dutoviária que o transportador e importador poderão considerar os resultados das análises realizados e enviados pelo fornecedor estrangeiro, desde que o certificado da qualidade da origem confirme que o produto atende às especificações e que as análises tenham sido realizadas por uma das metodologias indicadas na resolução. Nessa condição, o transportador e importador serão responsáveis pelos resultados reportados, estando sujeito às ações administrativas cabíveis, caso se verifique que o gás natural internalizado encontra-se fora de especificação.

X.6 Análise por amostragem em linha

210. Os agentes vendedores (carregadores, "produtores independentes" e importadores) e os transportadores deverão realizar as análises por amostragem em linha do gás natural e emitir diariamente, respectivamente, o certificado da qualidade e o boletim de conformidade, considerando a média das análises realizadas no período de operação.

211. No caso das características teor de enxofre total e ponto de orvalho de hidrocarbonetos, a análise por amostragem em linha não é obrigatória, podendo o agente coletar amostra manualmente e analisá-la em laboratório. Essa regra se aplica também para o gás natural importado por duto ou em GNL importado.

X.7 Ponto de Orvalho de Hidrocarbonetos

212. A proposta é que a análise da característica ponto de orvalho de hidrocarbonetos seja exigida com periodicidade diária, sendo excluídas as condicionantes relativas aos teores de propano e butano.

213. Em adição, propõe-se as inclusões das normas ASTM D 1142 - *Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature* e ABNT NBR 16338 – Gás Natural – Determinação do ponto de orvalho de hidrocarbonetos. A primeira, trata de metodologia com o emprego de analisadores de espelho resfriado manuais ou automáticos. A segunda, baseada na norma ISO 23874 *Natural gas - Gas chromatographic requirements for hydrocarbon dewpoint calculation*, já consta da Resolução ANP nº 16, de 2008.

214. Como a regra da nota 10 da citada resolução, encerra comando regulatório, passará a constar como dispositivo do novo texto. A saber:

"Para a análise da característica ponto de orvalho de hidrocarbonetos, calcular o ponto de temperatura cricondetherm - PTC (definida como a máxima temperatura do envelope de fases) por meio de equações de estado, conforme o método ISO 23874 ou ABNT NBR 16338, devendo-se:

I - caso o PTC seja inferior ao POH especificado em mais que 5°C, reportar o POH como sendo esse valor; e

II - quando o PTC não atender a esse requisito, determinar o POH pelo método ASTM D 1142 ou ISO 6570, sendo neste último o POH correspondente à acumulação de condensado de 10 miligramas por metro cúbico de gás admitido ao ensaio."

215. Em relação a nota 9 da já referida resolução, "quando os pontos de recepção e de entrega estiverem em regiões distintas, observar o valor mais crítico dessa característica na especificação.", propõe-se sua manutenção. Assim, é de destacar que o agente vendedor deverá sempre considerar que o limite do POH a ser atendido não é a localidade em que o gás natural foi produzido ou processado e, sim, onde será entregue para o consumo. Tal condição se aplica também no caso do ponto de orvalho de água.

X.8 Gás natural não especificado

216. A Resolução ANP nº 16, de 2008, no seu art. 2º, prescreve:

"Art. 2º Empresas ou consórcios de empresas que exerçam as atividades de comercialização e transporte de gás natural no País, isto é, carregadores e transportadores bem como as empresas distribuidoras deverão observar o disposto no Regulamento Técnico em Anexo.

Parágrafo único. A comercialização e o transporte de gás natural de especificações diversas daquela indicada pelo Regulamento Técnico em anexo são permitidos, desde que respeitadas as condições de entrega acordadas entre todas as partes envolvidas e os limites de emissão de poluentes fixados pelo órgão ambiental ao qual caiba tal atribuição."

217. Como de depende, o dispositivo permite a comercialização e transporte do gás natural fora de especificação para qualquer uso ou entre qualquer agente econômico da cadeia de gás natural, desde que haja acordo entre partes.

218. Conforme avaliado entre as opções regulatórias, constitui proposta a alteração desse dispositivo de forma que tal permissão ocorra no caso de gás não conforme para usos, exclusivamente, industrial e de geração de energia elétrica, com apresentação prévia de acordo entre as partes. Adicionalmente, mesmo para esses usos, não se aplicará aos seguintes parâmetros relativos à segurança da operação: oxigênio, enxofre total, dióxido de carbono e gás sulfídrico.

219. O acordo entre as partes deverá explicitar que os consumidores industrial e de geração de energia elétrica estão cientes de estarem adquirindo gás natural fora de especificação, quais as características não serão atendidas e o período de vigência do acordo. Perante essas informações, a Agência avaliará e comunicará se o acordo atende ou não ao estabelecido pela resolução.

220. Por fim, está sendo destacado na nova resolução que os dados de qualidade desse produto devem ser encaminhados mensalmente, em atendimento à Resolução ANP nº 828, de 2020.

X.9 Contaminação por partículas sólidas e líquidas

221. Conforme analisado no item das opções regulatórias, a redação da nota (1) da Resolução ANP nº 16, de 2008: "O gás natural não deve conter traços visíveis de partículas sólidas ou líquidas", será alterada e passará a constar como dispositivo no novo texto:

"Art. X O gás natural não deve conter impurezas na forma de óleo de compressor ou de partículas finas que interfira na integridade da operação dos dutos ou de qualquer equipamento relacionado e de uso em aplicações de usuário final.

Parágrafo único. Para a determinação do teor de óleo lubrificante arrastado na forma de aerossol no gás natural e partículas sólidas poderão ser utilizadas as seguintes normas:

I - ISO 8573 - Compressed air Contaminants and purity; ou

II - ABNT NBR ISO 8573 - Ar comprimido - Contaminantes e classes de pureza."

X.10 Introdução do GNLV

222. Atualmente, não há previsão regulatória para o gás natural liquefeito veicular (GNLV) uma vez que a norma em vigor circunscreve-se ao uso de GNV, definindo-o como:

"combustível gasoso, tipicamente proveniente do Gás Natural ou Biometano, ou da mistura de ambos, destinado ao uso veicular e cujo componente principal é o metano, observadas as especificações estabelecidas pela ANP."

223. No entanto, vem surgindo interesse da indústria automobilística e do próprio mercado consumidor na introdução no país de veículos pesados movidos a GNLV, razão pela qual, se mostrou tempestivo propor a inserção na nova resolução do GNLV para uso veicular, em adição ao GNV.

X.11. Outras alterações propostas

224. Em relação a regra que permite a mistura de biometano e gás natural, a redação foi alterada de forma a deixar claro que a mistura deve atender à

especificação do gás natural.

225. Incluído artigo indicando que é vedada a comercialização de gás natural fora de especificação, exceto nos casos previstos para “Gás natural não especificado para uso industrial e de geração de energia elétrica” e “Gás natural oriundo do pré-sal”, referente ao Capítulo IV da minuta de revisão da resolução.

226. Revisadas as definições, com exclusão da definição de gás natural processado e instalações de transporte e inclusão do agente vendedor e do GNLV. Foi substituído o termo “ponto de recepção” por “ponto de recebimento”, em conformidade com a terminologia utilizada na Lei nº 14.134 que dispõe sobre o gás natural.

227. Inclusão de dispositivo indicando que os requisitos de preenchimento e as informações contidas no certificado da qualidade e no boletim de conformidade deverão atender às regras estabelecidas na Resolução ANP nº 828, de 1º de setembro de 2020.

228. Alteradas as redações relativas à odorização do gás natural, deixando clara a regra geral, qual seja: o gás natural deverá ser odorado pela distribuidora de gás canalizados nos termos da legislação estadual, seja a entrega por meio de gasoduto ou por veículo transportador, este último geralmente na forma de GNC. Se o gás não for entregue na rede de distribuição, deverá ser odorado pelo agente vendedor/importador e, nesse caso, o teor de enxofre deverá ser analisado com a amostra de gás odorizado de forma a garantir que o limite dessa característica está atendido.

229. Incluído dispositivo indicando que a odorização não se aplica ao GNL por questões técnicas, no entanto, é de responsabilidade do agente vendedor tomar às ações preventivas cabíveis para monitorar possíveis vazamentos no transporte e armazenamento desse produto.

230. Com relação aos prazos de adequação, estão sendo dados seis meses a partir da vigência da nova resolução para implementação da análise por amostragem em linha e para a obrigatoriedade da análise diária de ponto de orvalho de hidrocarbonetos. Nesse prazo, será mantida a regra prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008.

231. Com relação ao uso das normas ISO 23874 e ABNT NBR 16338, ambas para determinação do ponto de orvalho de hidrocarbonetos, está sendo indicada, na Tabela de Especificação, que são aplicáveis somente no caso do gás natural que apresente temperaturas de ponto de orvalho de hidrocarbonetos (*cricondetherm*) entre -50°C e 0°C, conforme disposto nas citadas normas. Assim, para o gás natural comercializado nas regiões Norte e Nordeste, cujo limite do POH é de no máximo 15°C, tais normas somente poderão ser aplicadas se o gás estiver com temperatura *cricondetherm*, máxima, de 0°C.

232. Relativamente aos teores de hidrocarbonetos tratados no Relatório AIR – Especificação dos hidrocarbonetos do gás natural ^[1], cuja opção regulatória consistiu na manutenção dos limites dos teores de hidrocarbonetos e inclusão de regra regulatória para autorização nos casos de não adequação aos teores de hidrocarbonetos, estão sendo propostos os seguintes requisitos e deveres para a referida análise da autorização:

I - autorização restrita à comercialização de gás natural oriundo dos reservatórios do pré-sal e com teores de metano ou etano acima dos limites de especificação;

II - inclusão dos critérios mínimos a serem apresentados pelo carregador para solicitar a autorização, sendo fundamental que sejam comprovadas as condições técnico-operacionais que inviabilizem o ajuste dos teores desses hidrocarbonetos, mantendo-se atendidos os limites das demais características físico-químicas do gás natural, considerando-se: (i) os diversos cenários de movimentação do gás natural na malha de gasodutos de transporte; (ii) a composição do gás natural não processado e processado; (iii) concordância dos diversos transportadores que poderão receber o gás natural;

III - manutenção da autorização sujeita a avaliações quadrimestrais da ANP em que fique explicitado que perduram as condições técnicas que a ensejaram. Tal período é o mesmo aplicado no caso da Autorização ANP nº 836, de 2020;

IV - autorização somente entrará em vigor a partir da publicação no Diário Oficial da União; e

V - definição das informações mínimas a serem fornecidas para ANP para a avaliação quadrimestral da manutenção da autorização;

VI - análise e decisão da ANP, substanciada em parecer da área técnica; e

VII - cancelamento da autorização pela ANP, a qualquer tempo no caso de descumprimento das condições técnicas que ensejaram a autorização.

XI. CONSIDERAÇÕES FINAIS

233. Esta Superintendência entende que, além do complexo problema regulatório tratado no caso dos teores de hidrocarbonetos no gás natural, as alterações propostas na presente nota técnica são de fundamental importância para o aperfeiçoamento e atualização do arcabouço regulatório voltado a indústria de rede do gás natural, contribuindo com o novo mercado de gás natural.

JACKSON DA SILVA ALBUQUERQUE

Coordenador de Regulação da Qualidade de Produtos

CELMA DA SILVA ANASTACIO ROCCO

Especialista de Regulação

GILSON RODRIGO DE MIRANDA

Especialista de Regulação

CLAUDIO DOS SANTOS DUTRA

Especialista de Regulação

De acordo:

CARLOS ORLANDO ENRIQUE DA SILVA

Superintendente de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos

^[1] ANP, 2023. Relatório AIR – Especificação dos hidrocarbonetos do gás natural. Disponível no processo SEI nº 48610. 217931/2021-26, Vol. III - documento SEI 3611353.

^[2] Agente Vendedor: agente da indústria de gás natural que detém a propriedade de volume de gás natural, registrado e autorizado pela ANP para exercer a atividade de comercialização de gás natural, ressalvada a atividade de distribuição de gás natural, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal. Definição dada pela Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011.

^[3] Nota Técnica nº 14/2021/SBQ-CRP/SBQ/ANP-RJ: Revisão da Resolução ANP nº 50, de 23 de dezembro de 2013 – processo SEI nº 48610.221724/2021-76: “A análise GUT consiste em ferramenta de gestão que permite identificar, entre um conjunto de problemas apontados, aqueles que precisam de maior atenção, considerados mais críticos, e de solução mais rápida e efetiva. De forma geral, para aplicação da matriz GUT aos problemas a serem tratados, identificou-se a urgência e a gravidade de cada um e a tendência de se agravarem com o passar do tempo”.

^[4] Consultas realizadas em 2021 aos Transportadores TBG, NTS e TAG. As cartas de respostas estão disponíveis, respectivamente, nos processos: 48610.211835/2021-74; 48610.208458/2021-96; e 48610.208455/2021-52, todos anexados ao 48610.007761/2001-21.

