

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

NÚCLEO DE FISCALIZAÇÃO DA MEDIÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

SÚMULA DE AUDIÊNCIA PÚBLICA

Assunto: Relatório da Audiência Pública n.º 1/2022. Proposta de minuta para edição de resolução conjunta ANP/Inmetro. Processo de Revisão do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1, de 2013, que estabelece as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas devem observar com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição.

1. Objetivos

A Audiência Pública n.º 1/2022 foi realizada com os seguintes objetivos: (i) promover mais um evento de participação social no processo regulatório de revisão do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1, de 2013; (ii) obter contribuições sobre matéria regulatória de interesse geral de agentes econômicos, consumidores ou usuários de bens e serviços da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis; e (iii) dar publicidade, transparência e legitimidade às ações regulatórias da ANP.

2. Ato

Aviso de Consulta e Audiência Pública n.º 1/2022, publicado no Diário Oficial da União em 20 de janeiro de 2022 (SEI n.º 1909845).

3. Local, Data e Horário

A Audiência Pública n.º 1/2022 ocorreu em 5 de abril de 2022, com início às 14h15min e término às 17h12min, tendo sido realizada remotamente por meio do aplicativo Microsoft Teams e com transmissão ao vivo pelo canal da ANP no YouTube (link abaixo):

[<https://youtu.be/mEc49-QEQs>].

4. Composição da Mesa

A mesa da audiência foi composta pelos membros indicados abaixo:

- Gustavo Ribeiro de Menezes, Chefe do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural - NFP/ANP, Presidente da Audiência Pública;
- Julio Carneiro Silveira Ramos, Coordenador Administrativo do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural - NFP/ANP, Secretário da Audiência Pública;
- Henrique Oliveira Pasquinelli, Procurador Federal, representante da Procuradoria-Geral

Federal junto à ANP.

5. Participantes

A audiência pública contou com 124 participantes na plataforma Microsoft Teams com os seguintes perfis:

Perfil do participante	n.º
Agente econômico ou Associação de Empresas	76
Instituição governamental	31
Sem identificação da empresa/instituição	15
Entidade de serviço social autônomo	1
Consultor Técnico	1
total	124

Os participantes listados abaixo inscreveram-se como expositores:

Ordem	Expositor(s)	Empresa/Instituição
1	Alberto Machado Neto e Paolo Fiorletta	ABIMAQ - Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos
2	Thiago Barra Vidal de Oliveira e Augusto Proença da Silva	Petrobras e IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
3	Anabal Santos Jr.	ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás
4	Maurício Ladeira Casado	NTS Brasil
5	Júlio Cesar Palhares	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás
6	Marina Rangel Margem Santoro e Júlio Cesar Palhares	Transportadora Associada de Gás S.A

6. Fatos

A sessão foi iniciada às 14h15min pelo presidente da audiência pública, Gustavo Ribeiro de Menezes, que deu as boas vindas aos participantes e fez uma breve introdução sobre o assunto do evento, que trata da revisão do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), anexo à Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1, de 2013.

Em seguida, o presidente convidou o Diretor Substituto da ANP, Cláudio Jorge Martins de Souza, e passou-lhe a palavra.

No discurso de abertura, o Diretor agradeceu a presença das empresas, universidades, dos participantes da ANP, do Inmetro, da Procuradoria e do público em geral e iniciou pontuando que o Regulamento Técnico de Medição que acompanha a Resolução Conjunta ANP/Inmetro é um dos principais mecanismos para definição de padrão metrológico na produção e transporte de petróleo e gás natural. Expôs que as boas práticas de medição detalhadas nos requisitos objetivos aumentam a segurança jurídica para os agentes regulados e permitem resultados mais apurados para as próprias empresas, evitando prejuízos sob aspectos de segurança das operações ou aspectos contábeis.

Ressaltou que, para a União, os melhores resultados de medição de petróleo e gás natural permitem a melhor gestão do seu principal ativo, a saber as reservas de petróleo e gás natural.

Informou que, em 2021, aproximadamente 47 bilhões de reais foram pagos em participações governamentais e ressaltou a importância de não haver diferenças entre os volumes produzidos e os volumes registrados.

Destacou ainda que a revisão do Regulamento Técnico de Medição traz propostas inovadoras no sentido de adequar o nível de requisitos aos níveis de produção. Esta revisão também é feita sob a ótica da simplificação administrativa e da desburocratização, eliminando todos os requisitos que não impliquem em benefícios claros para os objetivos do regulamento em revisão. Outro objetivo muito presente é o aumento da segurança jurídica pela preocupação com a clareza e objetividade do regulamento.

Registrou o Diretor que, durante o processo de consulta, foram recebidas mais de 700 contribuições a respeito da minuta apresentada pela ANP, que serão avaliadas juntamente com as contribuições recebidas na audiência.

Por fim, agradeceu o esforço conjunto entre o Inmetro, então representado por seu Diretor Substituto de Metrologia Legal, Marcelo Luís Figueiredo Moraes, e a ANP, representada pelo Chefe do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção (NFP), Gustavo Ribeiro de Menezes, e o Superintendente de Infraestrutura e Movimentação (SIM), Helio da Cunha Bisaggio.

Após participar da abertura do evento, o Diretor retornou a palavra ao presidente da audiência pública, que apresentou as orientações gerais do evento, a composição da mesa, o cronograma previsto e o tema abordado na sessão. O presidente ainda deu continuidade à apresentação da ANP abordando as contribuições colhidas na Consulta Pública realizada no processo de revisão da Resolução de 2013, destacando as empresas e os seus perfis. Em seguida, passou a expor a estrutura da nova minuta de resolução conjunta detalhando os principais itens propostos.

Expôs que a estrutura possui o corpo da resolução com as definições gerais de escopo e vigência; o anexo I, que consiste no regulamento técnico de medição (RTM); o anexo II, que trata da matriz de atribuições; o anexo III, que trata das tabelas citadas no regulamento com prazos e limites; e o anexo IV, com as normas de referência.

Na apresentação, o presidente destacou os artigos 3º, 4º e 7º da Resolução, fazendo esclarecimentos sobre a eventual adequação dos sistemas em operação e a aplicabilidade das futuras novas regras aos sistemas que ainda vão ser construídos.

No campo de aplicação, o presidente destacou a separação dos requisitos para medição em instalações de produção dos requisitos para medição em instalações de transferência e transporte.

Destacou que, na proposta, os sistemas de medição operacional não necessitam seguir todos os requisitos estabelecidos no regulamento, salvo se houver determinação específica da ANP, conforme previsão nos itens 7.4.2 e 7.4.3. Em regra, em relação à medição operacional, precisariam atender os requisitos do regulamento as medições para gás lift, elevação artificial, injeção no reservatório e volume de gás ventilado. Ou eventualmente em outros sistemas com identificação explícita, por ponto de medição.

Em seguida, fez esclarecimentos sobre as autorizações e aprovações da ANP necessárias para os projetos de medição, o uso dos sistemas e a operação dos pontos de medição.

Destacou ainda a possibilidade de inspeção prévia dos sistemas para avaliação de aspectos construtivos em prol de maior segurança no cumprimento do cronograma dos projetos. E ainda a possibilidade de dispensa de inspeção prévia nas autorizações de uso para ponto de medição de apropriação e transferência de custódia.

Em relação às falhas de medição, expôs que a proposta sugere o enxugamento dos itens para que sejam tratados em norma específica. O presidente destacou a proposta de dois dias úteis de prazo para envio da notificação de falha de medição e as demais propostas de regras sobre falha presumida e deriva do medidor, dando ênfase à flexibilizações de limites para configuração da falha.

Em seguida, passou para a estrutura de requisitos. Abordou os tipos de medição de fluido; o petróleo em tanque; o gás natural em tanque; o petróleo em linha; o gás natural em linha; a água; a medição de fluido multifásico; a aplicabilidade do sistema de medição; a medição fiscal; a medição para apropriação; a medição de transferência de custódia; a medição operacional; a determinação das propriedades dos fluidos; os critérios gerais; as calibrações e inspeções dimensionais; a categoria de vazão; o campo de aplicação; a autorização de uso dos sistemas de medição; o gás natural liquefeito em linha; os erros e incertezas; e outros aspectos da minuta.

Após finalizar a parte da apresentação da ANP relativa aos principais itens da minuta de resolução, o presidente apresentou os demais participantes inscritos como expositores:

Ordem	Expositor(s)	Empresa/Instituição
1	Alberto Machado Neto e Paolo Fiorletta	ABIMAQ - Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos
2	Thiago Barra Vidal de Oliveira e Augusto Proença da Silva	Petrobras e IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
3	Anabal Santos Jr.	ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás
4	Maurício Ladeira Casado	NTS Brasil
5	Júlio Cesar Palhares	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás
6	Marina Rangel Margem Santoro e Júlio Cesar Palhares	Transportadora Associada de Gás S.A

Em seguida, o presidente da mesa Gustavo Ribeiro de Menezes concedeu a palavra para manifestação oral dos expositores previamente inscritos, observando a ordem de inscrição.

Os primeiros expositores foram os Srs. Alberto Machado Neto e Paolo Fiorletta, da ABIMAQ.

O Sr. Alberto Machado iniciou ressaltando a importância da possibilidade de participação da ABIMAQ, pois esta julga da maior importância a regulação do ponto de vista da viabilização do fornecimento pela indústria nacional e geração de oportunidades às empresas brasileiras, sem perda da segurança jurídica, fiscal, operacional ou da medição. Ressaltou que a busca pela competitividade passa pela redução dos custos, sendo o custo Brasil um fator relevante, de modo que não deve haver exigências que gerem custos e não agreguem valor na qualidade do processo.

Ressaltou que as informações dos métodos de fabricação ou dos projetos da parte de quem realiza os investimentos podem trazer informações relevantes para evitar modificações no regulamento que gerem aumento de custos significativos. Ressaltou ainda a importância de seguir as normas internacionais dentro do cenário global e parabenizou o trabalho da proposta ressaltando a relevância dos pontos abordados na audiência.

Em continuidade, passou à apresentação da ABIMAQ. Abordou o item 8.2.4 da minuta expondo que nem sempre há necessidade da colocação do misturador imediatamente a montante do ponto de amostragem. Sugeriu, então, redação ao dispositivo para que haja tal exigência somente quando necessário, podendo ser inexigível, mediante justificativa.

Em relação ao item 9.2.2, sobre os desvios permitidos na calibração, citou a utilização de fluidos diferentes na análise, em determinados casos, e sugeriu se considerar apenas a similaridade de massa específica e a viscosidade do fluido na calibração dos medidores.

Em relação ao item 9.2.5, sugeriu que haja citação clara a suporte normativo internacional para utilização de metodologia alternativa para inserção da indústria nos mercados globais.

Em relação ao item 10.2.5, sugeriu a retirada da vedação do uso de sistemas de medição por diferencial de pressão para medição fiscal e transferência de custódia de gás natural previstas no item 1.2.1.1 (categoria A), por dificuldades de gestão, suprimento, aumento dos custos de projeto e operacionais, mudança na configuração da planta, impossibilidade de testes de calibração, logística, transporte e burocracia. E que seja feita análise de custo-benefício sobre os ganhos operacionais e os investimentos operacionais necessários.

Em seguida, passou a palavra para o Sr. Paolo Fiorletta abordar aspectos técnicos das sugestões. O Sr. Paolo parabenizou o trabalho e o profissionalismo da equipe que participa do processo. Ressaltou que a questão proposta do item 10.2.5 está relacionada ao fato de não haver, no Brasil, fabricante de instrumentos para o tipo de medição e sistema de calibração. E que não deveria haver vedação ou obrigatoriedade em relação ao assunto. Citou a logística e os fatores econômicos sobre o ponto abordado e a regra sugerida.

Devolvida a palavra, o presidente agradeceu a presença e solicitou esclarecimentos sobre a sugestão

do item 9.2.5; se seria permitir ou limitar a somente normas internacionais.

Em resposta, o Sr. Paolo Fiorletta afirmou que, se houver regra nacional, irá ao encontro da norma internacional e que se deve evitar uma regra nacional que não seja muito clara, e que deve haver normas homogêneas.

Após agradecimentos, a palavra foi passada para a segunda apresentação de expositores, que foi iniciada pelo Sr. Thiago Barra Vidal de Oliveira, da Petrobras, ressaltando que representa o GT do IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás.

O Sr. Thiago Barra Vidal de Oliveira fez comentários sobre a importância do GT de Medição de Vazão do IBP, que faz parte da Comissão de Tecnologia e Inovação e possui interface com outros GTs e iniciativas do IBP. Em seguida, citou exemplos de projetos e regulamentos discutidos.

Citou as dificuldades com as atividades e rotinas devido aos impactos decorrentes da pandemia.

Entende que houve propostas de modificações relevantes.

Citou que foram identificadas algumas oportunidades de melhoria pelo GT de Medição de Vazão, levando ao envio pelo IBP de 82 comentários ou sugestões para ANP no processo de Consulta Pública.

Citou a proposta de inclusão da medição de volumes de diesel no escopo do RTM, pois a injeção de diesel para serviço nos poços seria uma necessidade operacional para o processo de E&P. A impossibilidade de medição e desconto desses volumes poderia gerar um aumento irreal da produção de petróleo bem como o pagamento de participações governamentais sobre um fluido não produzido.

Quanto à medição operacional, propôs remover ou reduzir os requisitos associados à medição operacional, como classe de exatidão, necessidade de instrumentos de correção de volumes, prazos de calibração, enquadramento nas categorias de medição, pois sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção, sem impacto na apuração dos volumes totais para pagamento de participações governamentais ou sua distribuição aos campos e poços; desta forma, seus requisitos poderiam ser simplificados.

Citou propostas para medição de condensado com flexibilização de requisitos pelas dificuldades no cumprimento de todos os requisitos definidos no regulamento para medição de petróleo, como amostragem do fluido e calibração de medidores de vazão.

Quanto aos projetos dos sistemas de medição, propôs considerar que projetos de novos sistemas de medição submetidos à ANP antes da entrada em vigor da revisão do RTM deveriam ser avaliados e aprovados sob a ótica do RTM vigente para eliminar incertezas durante os processos de contratação de prestadores de serviço e elaboração dos projetos e evitar impactos significativos em prazos e custos.

Solicitou esclarecimentos sobre as auditorias internas de qualidade. Propôs remover ou esclarecer a necessidade de manter a documentação que comprove a realização de auditorias da qualidade no sistema de controle dos processos de medição. Afirmou que a ANP já realiza suas inspeções de rotina a fim de avaliar a adequação dos sistemas de medição aos regulamentos e normas. A avaliação é feita de forma prescritiva, sem aprofundar no sistema de gestão do agente regulado.

Sobre as categorias de medição, sugeriu se permitir o uso de medidor por diferencial de pressão em sistemas de medição de gás com altas vazões (categoria A) pela inexistência de laboratório de calibração de medidores de vazão de gás no Brasil capaz de atender as vazões e condições operacionais previstas para esta categoria ou, eventualmente, inexistência de laboratório de calibração no mundo, a depender das condições operacionais. A oferta de modelos de medidores de vazão lineares seria bastante limitada.

Sobre as notificação de falhas de sistemas de medição, sugeriu considerar 3 (três) dias úteis para notificação de falha após a detecção do evento, alegando a razoabilidade da sugestão deste prazo.

Em seguida, o Sr. Augusto Proença da Silva, da Petrobras, deu continuidade à apresentação do IBP.

Abordou o contorno em sistemas de medição e recomendou maior flexibilidade em projetos de sistemas de medição.

Sugeriu ser permitido o contorno de sistemas de medição que contribuam negativamente para a produção, desde que os volumes não sejam descontados do volume produzido, por ausência de risco de eventuais prejuízos ao recolhimento de participações governamentais.

Sugeriu flexibilização nas análises físico-químicas de poços em campos terrestres por dificuldades técnicas e custos elevados para análise individual.

Abordou ainda flexibilizações nos pontos como: incerteza do volume total de produção; testes de poços; amostragem de gás em sistemas de medição de queima; calibração de novos medidores de vazão; condições de calibração de medidores de vazão; e prazo de calibração e inspeção.

Sobre as auditorias internas, o presidente da mesa Gustavo Ribeiro de Menezes, esclareceu que a intenção da ANP não é receber os relatórios das auditorias internas, mas apenas uma comprovação de que estas estão sendo colocados em prática, de acordo com o seu sistema de gestão. Sobre a incerteza da produção, o presidente comentou que a ideia é de que haja uma previsão das condições normais de operação, que a condição de queima total não seria uma condição normal de operação, mas que o texto da minuta será reavaliado para eventuais esclarecimentos.

Em seguida, foi apresentado o terceiro expositor e passada a palavra ao Sr. Anabal Santos Jr., da ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás.

O Sr. Anabal parabenizou o trabalho, a apresentação da ANP e ressaltou que a essa versão da resolução é esperada há bastante tempo. Destacou que o espírito utilizado foi muito próprio para fazer o balanceio entre a acurácia da medição e a flexibilização de algumas exigências consideradas excessivas.

Ressaltou que as sugestões da ABPIP têm princípios baseados no tripé simplificação, celeridade e competitividade, pilares que a associação incorpora nas audiências públicas realizadas pela ANP.

Ressaltou a pertinência das apresentações anteriores. Informou que, na consulta pública, a ABPIP apresentou cerca de 20 (vinte) contribuições sobre os artigos 3º, 4º, 5º, 6º, 7º, 9º e 10 do texto da minuta, mas na apresentação o foco seria em três artigos para tratar de princípios norteadores centrais, para que a resolução atinja seus objetivos (arts. 6º, 7º e 10).

A contribuição considera que, no início dos estudos, ainda não havia a conceituação de campos maduros, e hoje já houve um avanço no conceito, ainda que não tenha sido oficialmente divulgado, mas está na agenda regulatória da ANP.

Sobre a medição de água e o item 6.6.2, propôs que possa ser feita uma estimativa autorizada pela ANP para evitar o custo com a aquisição de equipamentos, de modo a contribuir para a competitividade e a sobrevivência dos campos maduros.

Sobre o item 7.1.4., sugeriu ampliar o limite de águas e sedimentos em campos maduros (sugestão: 7.1.4. §1º O petróleo medido pelo sistema de medição fiscal em campos maduros não deve conter mais de 6% de água e sedimentos).

Sobre o item 7.2.3, sugeriu a inclusão da possibilidade de realização testes de poço de forma agrupada para campos de pequena produção, com o agrupamento de poços do mesmo reservatório e mesmo superficial para não haver impactos monetários nas participações governamentais, o que aumentaria a competitividade dos campos maduros.

Sobre o item 7.2.4.8, sugeriu a alteração para descolar a periodicidade do item 7.2.4.7. e incluir a periodicidade de 1 ano em relação às coletas de amostra e que seja do reservatório e não do poço, para

campos maduros. Dada a quantidade de poços em campos maduros, não haveria diferença significativa na composição do fluido entre poços de um mesmo reservatório, bem como essa mudança não seria observada por longos períodos de tempos. Esta medida contribuiria para reduzir custos com coleta e análise em campos maduros localizados nos ambientes onshore e offshore.

Sobre o item 10.1.2, sugeri que os sistemas de medição de petróleo sejam classificados com limites maiores: • categoria A – vazão igual ou maior que 5.000 m³/d; • categoria B – vazão igual ou maior que 2.500 m³/d e menor que 5.000 m³/d; • categoria C – vazão igual ou maior que 50 m³/d e menor que 2.500 m³/d; • categoria D - vazão menor que 50 m³/d, pois muitas instalações estão operando a vazões muito menores que aquelas para as quais foram projetadas, o que poderá fazer com que esta se enquadre numa categoria não mais condizente com a situação atual.

Na mesma linha, sobre o item 10.1.3, sugeri alteração para que os sistemas de medição de gás natural sejam classificados de acordo com os seguintes limites: • categoria A – vazão igual ou maior que a 1.000.000 m³/d; • categoria B – vazão igual ou maior que 500.000 m³/d e menor que 1.000.000 m³/d; • categoria C – vazão igual ou maior que 50.000 m³/d e menor que 500.000 m³/d; • categoria D – vazão menor que 50.000 m³/d.

A quarta exposição foi iniciada pelo Sr. Maurício Ladeira Casado, da NTS Brasil.

Abordou o item 5.2.4.1 da minuta, sugerindo explicitar as alterações que podem prescindir de aprovação prévia e autorização de uso, similar à nota de esclarecimento referente ao Ofício-circular n.º 1/2020/NFP/ANP-RJ de 26 de maio de 2020: • substituição medidores de vazão, computadores de vazão; cromatógrafos com portaria de aprovação de modelo; • substituição de placa de orifício por outra de mesmo diâmetro; • substituição de transmissores; • substituição ou inclusão de trechos retos, válvulas porta-placa e condicionadores/retificadores de fluxo sem alteração das dimensões nominais de projeto; • alteração de firmware do computador de vazão para outro autorizado em sua portaria de aprovação de modelo; • maior celeridade na implantação de melhorias operacionais; • maior celeridade na substituição de equipamentos obsoletos; • aumento da intercambialidade de equipamentos entre os sistemas de medição; • redução de direcionamento técnico a equipamentos específicos; • redução de carga de processos administrativos internos.

Passando à quinta exposição, o presidente chamou o Sr. Júlio Cesar Palhares, consultor da TBG e representante da Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás.

O Sr. Júlio iniciou dizendo que a ATGás apresentou 37 (trinta e sete) contribuições na consulta pública.

Informou que daria ênfase à questão da incerteza de medição.

Sobre o item 9.9.1, que trata de erros e incertezas de medição, a ATGÁS entende que ajustes sucessivos, mesmo que eletrônicos, não trazem benefícios porque a gestão de medição já prevê práticas como: substituição do equipamento após necessidade de ajustes consecutivos em calibrações, realização de ajustes preventivos a partir de critérios pré-definidos e checagens intermediárias e monitoramento de deriva do sistema de medição. Citou exemplos práticos de comparação intralaboratorial.

Sobre as incertezas máximas admissíveis, quanto ao item 9.9.1.1. da minuta, afirmou que o item seria um complicador para os objetivos da tabela 5: “Quando não for possível a compensação total ou parcial dos erros sistemáticos, devem ser incorporados os erros residuais à incerteza do sistema de medição.” Relacionou os itens 9.9.2. e 9.9.3.

Informou que o sistema de medição é composto por outros equipamentos, além do medidor primário, que contribuem para a incerteza do sistema com seus erros e incertezas associados, tal como estabelecido no item 9.9.1.1. A norma construtiva para medidores de vazão tipo turbina, AGA 7:2006, recomenda que o limite de erro máximo seja inferior a 1,0% para vazões superiores a Qt e 1,5% para vazões inferiores a Qt, a fim de garantir uma performance aceitável. A norma construtiva para medidores

de vazão tipo ultrassônico, AGA 9:2017, recomenda que o limite de erro máximo seja de 0,7% para medidores de diâmetro de 12" ou superiores, 1,0% para medidores de 10" a 4" e 2,0% para medidores inferiores a 4". A ATGÁS entende que os limites apresentados nas Tabelas 5 e 6 do Anexo III devem respeitar os limites recomendados pelas respectivas normas construtivas, não considerando ainda análise das influências de pressão e temperatura e respectivas incertezas associadas. Os cromatógrafos não determinam fator de compressibilidade, mas sim a concentração de cada um dos componentes da mistura. Sendo assim, a incerteza do cromatógrafo deve estar associada à concentração molar de cada componente, e não ao fator de compressibilidade. A ATGÁS sugeriu que a estimativa da incerteza seja sobre um percentual da Massa Molar - 0,4% da MM (dados históricos). Apresentou uma demonstração prática: contribuições de Incerteza de medição, levando-se em consideração um medidor tipo Turbina (dados históricos).

Expôs que, quando se manda um sistema de medição para calibrar em um laboratório da RBC, o laboratório é responsável pelas informações de certificado. Sua responsabilidade cessa com a entrega de informações sob as condições de influência especificadas.

Informou a percepção do avaliador da Cgcre: em oposição ao exposto, a transportadora é responsável pela medição. Afirmou o fato de que a transportadora é responsável pelas medições de transferência de custódia. Expôs que a transportadora é responsável pelas informações do relatório de calibração e avaliação de conformidade da medição frente às condições contratuais. Faculta intervenção em caso de desvio e refaturamento. Como as condições ambientais a que o medidor está submetido interferem no desempenho do sistema de medição de acordo com seu grau de sensibilidade, a medição e respectiva incerteza será afetada por essas condições. A influência da temperatura ambiente no processo de medição de pressão ocorre sobre o sensor mecânico do padrão metrológico e do sistema de medição. Citou exemplos de influência nas medições: (1) limitação da variação de temperatura durante a coleta de leituras; (2) inclusão de influência da temperatura no sistema de medição (práticas introduzidas com a auditoria de avaliação).

Concluindo, sobre o item 9.9.1., afirmou que ajustes sucessivos não implicam necessariamente em uma gestão mais eficiente do sistema de medição; sobre os itens 9.9.2. e 9.9.3, afirmou que a ATGÁS entende que os limites de incerteza devem respeitar aqueles recomendados pelas respectivas normas construtivas das medições primárias e, assim sendo, as incertezas do sistema de medição propostas no item 9.9.2 não são gerenciáveis. O ganho resultante no enquadramento das incertezas de secundários nos limites propostos seria inexpressivo em relação a incerteza do sistema de medição. Seria inerente à medição de transferência de custódia os sistemas de medição estarem expostos a influências impossíveis de serem controladas, e, portanto, essa condição implicaria o aumento da incerteza de medição.

A sexta exposição teve a introdução da Sra. Marina Rangel Margem Santoro, coordenadora de medição e qualidade da Transportadora Associada de Gás S/A.

A Sra. Marina ressaltou a importância da resolução para o segmento. Informou que as sugestões têm ênfase na qualidade do gás na transferência de custódia.

Em seguida, foi continuada pelo Sr. Júlio Cesar Palhares, da Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás, que abordou o item 6.4.1. c): "Os sistemas de medição de gás natural devem ser constituídos dos seguintes equipamentos: c) um sistema de amostragem manual, de forma a manter a representatividade da amostra no período de medição e atendendo aos requisitos do capítulo 8 deste Regulamento, conforme a aplicação".

Abordou o item 8.1.6: "Todos os sistemas de medição devem possuir sistema de amostragem manual."

Abordou o item 10.1.3.: "Os sistemas de medição de gás natural serão classificados de acordo com os seguintes limites:

- a) categoria A – vazão igual ou maior que a 1.000.000 m³/d;
- b) categoria B – vazão igual ou maior que 50.000 m³/d e menor que 1.000.000 m³/d;
- c) categoria C – vazão igual ou maior que 5.000 m³/d e menor que 50.000 m³/d;
- d) categoria D – vazão menor que 5.000 m³/d”.

Abordou ainda: o item 10.2.4. a), Categoria A: “Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural devem possuir: a) cromatógrafo em linha;”; os itens 10.3.3. a), Categoria B: “Os sistemas de medição de transferência de custódia de gás natural do item 1.2.1.2 devem possuir: a) cromatógrafo em linha”.

Citou a Resolução ANP n.º 16, de 17 de junho de 2008: “Art. 6º. O transportador fica obrigado a realizar a análise do produto e a emitir o Boletim de Conformidade com os resultados da análise e os limites da especificação das seguintes características: poder calorífico superior; índice de Wobbe; teores de metano, etano, propano, butano e mais pesados; inertes (N₂+CO₂); dióxido de carbono e oxigênio; nos seguintes pontos:

I – em todos os pontos de recepção após a homogeneização da mistura entre o gás entrante e o gás passante no intervalo máximo de 24 horas a partir do primeiro recebimento;

II – em todos os pontos de entrega com incidência de inversão de fluxo no duto de transporte e vazão superior a 400 mil m³/d no intervalo máximo de 24 horas a partir da primeira entrega.

Abordou a tabela abaixo:

RANP 16 (2008)	Minuta Resolução Conjunta
Pontos de recepção de gás	Pontos de recepção de gás
Para pontos de entrega ≥ 400 Mm ³ /d e inversão de fluxo	Para pontos de entrega ≥ 50 Mm ³ /d

A Sra. Marina Rangel Margem Santoro citou as seguintes práticas internacionais quanto à qualidade do gás na transferência de custódia: os regulamentos europeus não definem quais sistemas de medição devem possuir análise cromatográfica ou sistemas de amostragem manual; a presença de cromatógrafo só ocorre em pontos de entradas de gás de mudança de fronteiras políticas e em ponto de entrega de grande porte com vazões de operação superiores a 80.000 Nm³/h (~ 2MMm³/d); utilização de metodologia de cálculo para determinação da composição do gás para pontos de entrega sem cromatógrafo; utilização facultativa de sistemas de amostragem manual em pontos de entrada, quando análises cromatográficas encontrarem-se indisponíveis.

Em considerações finais, citou a ausência de processos capazes de alterar a composição do gás durante o transporte; a utilização de escrita remota mediante a realização da associação de cromatografia, de modo a manter a representatividade da amostra; a presença de cromatógrafo somente em pontos de recepção de gás, mudança de fronteiras políticas e pontos de entrega de grande porte com vazões de operação superiores a 80.000 Nm³/h (~ 2MMm³/d), conforme experiência internacional; o aumento do investimento inicial (ponto de entrega em cerca de 10-15%); o aumento de custos de O&M (aumento de efetivo, custos com consumíveis, contratos com fabricantes para manutenção/calibração, entre outros).

Por fim, a TAG solicitou, com o de acordo das demais transportadoras, que: (i) seja mantida a obrigatoriedade de realização de análises do produto conforme disposto no Artigo 6º da Resolução ANP n.º16/2008, itens I e II, sendo dispensada a necessidade de instalação de sistemas de amostragem manual em todos os sistemas de medição, bem como, cromatógrafos em instalações de saída com vazões inferiores a 400.000 m³/d e possibilidade de inversão de fluxo nos gasodutos; e (ii) seja analisada pela ANP a prática internacional apresentada anteriormente no que tange a realização de análises do gás natural nos sistema de medição de transferência de custódia.

Finalizadas as exposições, o presidente informou que seria aberto espaço para as colocações e perguntas

individuais, com 2 (dois) minutos para os participantes.

O Sr. Alberto Shiromo Oka Filho, da Equinor, indagou sobre quando a nova Resolução estará disponível e quando o regulamento será publicado. Afirmou que haverá incertezas nos projetos que ainda serão autorizados. Indagou qual seria a recomendação, de seguir a atual resolução ou a futura resolução.

O presidente da mesa informou o cronograma previsto com os prazos para publicação do Relatório da Audiência Pública e das contribuições recebidas. A previsão inicial da publicação da resolução seria para junho de 2022 com noventa dias para entrar em vigor. Esclareceu que os novos projetos serão aprovados no âmbito da legislação vigente à época da autorização.

O Sr. Marcílio de Melo Bayer, do SENAI-RN, que trabalha com cromatografia, afirmou que, na tabela 6, concorda com a opinião do Sr. Júlio Palhares sobre o critério de incerteza ser o fator de compressibilidade para ser alterado pela massa molar. Mas a contribuição que queria deixar seria sobre o critério de repetibilidade colocado na minuta, que seria muito mais rígido do que a norma de referência NBR14903 (de cromatografia). A minuta teria ficado muito restrita e seria difícil atender o critério.

O presidente agradeceu e respondeu que serão analisadas as sugestões.

O Sr. Jorge Gomez Sanchez, consultor técnico que atua em suporte ao Inmetro e outras empresas, recomendou que a ANP pense a respeito das diferenças entre as práticas de transporte e produção, especialmente na cromatografia, que foi tratada pelo Inmetro para a área do transporte com limites que não seriam convenientes para a produção. Deveria haver diferença no tratamento do gás produzido e do gás tratado, para, por exemplo, evitar de se colocar cromatógrafo ineficiente na fase de produção, e hoje a proposta de regulamentação estaria uniforme.

Não houve mais contribuições.

Em cada exposição e participação, o presidente agradeceu e respondeu que todas as sugestões e todos os comentários serão avaliados para eventuais ajustes na minuta de resolução.

Após as apresentações dos expositores e os debates, o presidente destacou os procedimentos pós audiência pública. O relatório da audiência pública deverá ser publicado na página de consultas e audiências públicas no site da ANP na internet, em até trinta dias após a data da realização da audiência pública. O relatório contendo o posicionamento da ANP em relação às contribuições recebidas deverá ser publicada na página de consultas e audiências públicas no site da ANP na internet, em até trinta dias úteis após a data da reunião de Diretoria Colegiada que tenha aprovado o relatório.

Ao final, o presidente ressaltou que os trâmites processuais devem seguir para avaliação e aprovação tanto da ANP quanto do Inmetro, incluindo análise das respectivas Procuradorias, e agradeceu a todas as pessoas e empresas que participaram da audiência e que contribuíram para o processo de evolução da legislação, em especial à equipe técnica da ANP e do Inmetro.

Declarou, por fim, encerrada a Audiência Pública n.º 1/2022 às 17h12min.

Rio de Janeiro, 3 de maio de 2022.

Gustavo Ribeiro de Menezes

Chefe do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural - ANP

Presidente da Audiência Pública

Julio Carneiro Silveira Ramos

Coordenador Administrativo do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural

- ANP

Secretário da Audiência Pública

ANEXO I

Lista de Participantes da Audiência Pública n.º 1/2022

A Tabela 1 abaixo apresenta a lista de participantes identificados na Audiência Pública nº 1/2022, conforme registro extraído da plataforma Microsoft Teams (relatório completo anexo):

	NOME	EMPRESA/INSTITUIÇÃO	Função
1	Alberto Machado Neto	ABIMAQ.	Apresentador
2	Alberto Medeiros		Participante
3	Alberto Shiromo Oka Filho	Equinor	Apresentador
4	Alex Delgado	SBM Offshore	Participante
5	Alexandre Sobral	IPEM/SP	Participante
6	Aline Weiler Thibes	Equinor	Participante
7	Allan Lima	Conaut Controles Automáticos	Participante
8	Amilton Machado Costa	Machado Consulting Assessoria Empresarial LTDA	Participante
9	Ana Paula da Silva Fabri	SBM Offshore	Participante
10	Anabal Santos Jr.	ABPIP	Apresentador
11	Andre Gustavo Farias Americo		Participante
12	Andressa Franca	Petrobras	Participante
13	Angelo		Participante
14	Ariella Pinto		Participante
15	Augusto Proença da Silva	Petrobras	Apresentador
16	Bárbara Carlão Bassane	TBG	Participante
17	Bruno Del Corral Turrini	ANP	Organizador
18	Carlos Armando Moreira Grillo	Petrobras	Participante
19	Celia de Azevedo Mocho	TBG	Participante
20	Celso Fraga da Silva	NFP/ANP	Participante
21	Cesar Roberto Rodrigues de Lima		Participante
22	Claudia Brito Leão	Petrobras	Participante
23	Claudio Jorge Martins de Souza	Diretoria da ANP	Apresentador
24	Daniel Lucio de Souza Borba	Petrobras	Participante
25	Daniel Vieira Way	MDC Energia	Participante
26	Delio (Convidado)		Participante
27	Diones Machado Barcelos		Participante
28	Dunham (Convidado)		Participante
29	Edisio Alves de Aguiar Junior	Inmetro	Apresentador
30	Edson José Rodrigues de Souza	Petrobras	Participante
31	Eduarda Ximenes Mendes	ANP/NFP	Participante
32	Eduardo Jose Rodrigues Lopes		Participante
33	Eduardo Mamede Cardoso da Silva	ATGás	Participante
34	Eduardo Moura		Participante
35	Elcio Cruz de Oliveira	LOG / PETROBRAS	Participante
36	Eliana de Mello Oliveira	Petrobras	Participante
37	Elisa Rocha	MODEC	Participante
38	Fabio Barbosa Pires	ANP	Participante
39	Fabio Cavalcante Moraes	ANP	Apresentador
40	Fabio da Silva Dutra	Petrobras	Participante
41	Filipe Careli de Almeida	Petrobras	Participante
42	Flavio Barroso Neves	ANP/NFP	Apresentador
43	Flavio Ferreira		Participante
44	Flávio Luiz de Oliveira	MODEC	Participante
45	Francisco Batista dos Santos	ENEVA	Participante
46	Gabriel Apolinário Alexandre Ferreira	Trident Energy do Brasil	Participante
47	Gabriel Caldas	ABPIP	Participante
48	Gabrielle Alves	NTAG	Participante
49	Giovanni do Espirito Santo	Petrobras	Participante
50	Guilherme Bersot	Eneva	Participante

51	Guilherme Quevedo Sette	Conaut Controles Automáticos	Participante
52	Gustavo Ribeiro de Menezes	NFP/ANP	Apresentador
53	Helio da Cunha Bisaggio	SIM/ANP	Apresentador
54	Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Participante
55	Henrique Pasquinelli Castelo de A. Oliveira	Procuradoria Federal/ANP	Apresentador
56	Heraldo Batinga (Convidado)		Participante
57	Higor Marendino	3R Petroleum	Participante
58	Igor Fonseca Albuquerque	Petrobras	Participante
59	Iris Trindade Chacon	Inmetro	Apresentador
60	Janaína Brescansin	MODEC	Participante
61	Jeferson Chedid	Solana	Apresentador
62	Joana Luize Augustin	ANP	Participante
63	Jorge Gomez Sanchez	SAMANA	Apresentador
64	Jorge Venancio (Convidado)		Participante
65	Jose Alberto Pinheiro da Silva Filho	Consultor independente	Participante
66	Jose Angelo Ohno	Itaguaje Serviços de Engenharia LTDA	Participante
67	Juliana Haruko Chel Matsuda	Altera&Ocyan	Participante
68	Julio Carneiro Silveira Ramos	NFP/ANP	Apresentador
69	Julio Cesar Costa de Mello Palhares	TBG	Apresentador
70	Kerick Robery Leite de Sousa	NFP/ANP	Participante
71	Leandro de Mello Silva	ANP	Participante
72	Leonardo Galdino Alves Silva	Radix/PetroRio	Participante
73	Leonardo Pinto de Souza	NFP/ANP	Participante
74	Leonardo Scapini Escobar	SIM/ANP	Apresentador
75	Luciana Rocha de Moura Estevão	SIM/ANP	Apresentador
76	Luis Wolmer Diniz Mariani	ANP	Participante
77	Luiz Adriano Fracalossi Tolo	Petrobras	Participante
78	Luiz Filipe Ribeiro	3R PETROLEUM	Participante
79	Luiz Guilherme França de Oliveira Figueiredo	TBG	Participante
80	Marcelo Bortolan	MODEC	Participante
81	Marcelo Moraes	Inmetro	Apresentador
82	Marcelo Roberto Monteiro Bortolan	MODEC	Participante
83	Marcelo Toshiaki Yamashita	Petrobras	Participante
84	Marcílio de Melo Bayer	SENAI/RN - CTGAS-ER	Apresentador
85	Marco Aurélio Nunes de Faria	TAG	Participante
86	Marco Faria	NTAG	Participante
87	Marcus Rinaldi	Modoc	Participante
88	Marcus Vinicius Favi Baptistella	Transpetro	Participante
89	Marcus Vinicius Quintanilha Werner	NFP/ANP	Participante
90	Maria Eduarda Duncan	TAG	Participante
91	Maria Estefani Karolayne Borges de Barros	ANP	Participante
92	Marina Santoro	TAG	Participante
93	Mário Jorge Figueira Confort	SIM/ANP	Apresentador
94	Marta Veronica Ferreira Lima	NFP/ANP	Participante
95	Matheus Jose Pinheiro Guerra	Petrobras	Participante
96	Mauricio Casado	Nova Transportadora do Sudeste	Apresentador
97	Melina Prado de Oliveira	Great Energy	Participante
98	Mônica F. Nunes da Conceição	TAG	Participante
99	Muriel Cortez Guerrero	NFP/ANP	Apresentador
100	Nadim Ali Saadi	SBM Offshore	Participante
101	Nancy Flora Alves Pinto	TBG	Participante
102	Paolo Fiorletta	Metroval	Apresentador
103	Paula Mariz da Silva	NFP/ANP	Apresentador
104	Priscila Raquel Kazmierczak	ANP/SIM	Apresentador
105	Rafael Alves Rodrigues	Petrobras	Participante
106	Rafael Brito Sampaio	Petrobras	Participante
107	Rafael Ongaratto da Costa	CONAUT	Participante
108	Regina Cássia Mattos		Participante
109	Regina Lira Peixoto	Petrobras	Participante
110	Rodrigo Ramos	Petrobras	Participante
111	Rodrigo Soares		Participante
112	Rogério Manso	ATGás	Participante
113	Rogério Marques Vasques	Chevron Brasil	Participante
114	Sergio Pires de Carvalho	Petrobras	Participante
115	Stella de Araujo Hasselmann	TBG	Participante
116	Thais	Inmetro	Participante
117	Thatiane Sgambato Roberto	TAG	Participante
118	Thiago Barra Vidal de Oliveira	Petrobras	Apresentador

119	Thomaz Sulocki de Carvalho	Transpetro	Participante
120	Tiago Rodrigues de Castro	NFP/ANP	Participante
121	Ueide Souza	3RPetroleum	Participante
122	Vanessa Vieira de Castro	Trident Energy	Participante
123	Victor Roberto Gomes da Cunha	Petrobras	Participante
124	Yure Menezes	ENEVA S.A	Participante

ANEXO II

Contribuições recebidas na Audiência Pública n.º 1/2022

No total foram recebidas 30 contribuições, sendo 4 da ABIMAQ, 16 do IBP, 6 da ABPIP, 1 da NTS, 2 da ATGás e 1 da TAG. A relação das contribuições recebidas é exibida na Tabela 2 abaixo, com a respectiva identificação do interessado e a justificativa apresentada.

Tabela 2: Contribuições recebidas na Audiência Pública n.º 1/2022.

Interessado	Natureza da sugestão	Dispositivo	Redação original	Redação proposta pelo interessado	Justificativa apresentada pelo interessado
ABIMAQ	Alteração	Item 8.2.4	O sistema de amostragem deve incluir um misturador imediatamente a montante do ponto de amostragem.	Quando necessário, o sistema de amostragem deve incluir um misturador imediatamente a montante do ponto de amostragem (petróleo). A não utilização do misturador deve ser justificada mediante as sistemáticas descritas nas normas de referência (ISO 3170, ISO 3171, API 8.1 e API 8.2).	Nem sempre é necessária a instalação de misturadores nos pontos de amostragem. As normas de referência (ISO 3170, ISO 3171, API 8.1 e API 8.2) estabelecem os critérios e sistemáticas a serem adotadas. Estaríamos introduzindo um custo adicional.
ABIMAQ	Alteração	Item 9.2.2	A calibração dos medidores em operação ou dos medidores padrão de trabalho deve ser feita utilizando o fluido medido nas condições de medição, ou usando fluido similar com desvios inferiores a: a) 20% na massa específica e viscosidade; b) 5°C na temperatura; c) 10% na pressão.	A calibração dos medidores em operação ou dos medidores padrão de trabalho deve ser feita utilizando o fluido medido nas condições de medição, ou usando fluido similar com desvios inferiores a: a) 20% na massa específica e viscosidade.	Nas calibrações executadas em laboratórios acreditados, por utilizar fluidos diferentes aos destinados a serem medidos, não é possível alcançar ao mesmo tempo a equivalência entre a viscosidade, massa específica, temperatura e pressão. Pela influência das grandezas envolvidas, se preza sempre por calibrar dentro dos limites de viscosidade e densidade. Esta prática é adotada internacionalmente.
ABIMAQ	Alteração	Item 9.2.5	Utilização de metodologia alternativa de calibração, como calibração em vazão mássica ou em Número de Reynolds, pode ser autorizada pela ANP e Inmetro desde que haja suporte normativo e comprovação metrológica.	Utilização de metodologia alternativa de calibração, como calibração em vazão mássica ou em Número de Reynolds, pode ser autorizada pela ANP e Inmetro desde que haja suporte normativo internacional (OIML, ISO e API) e comprovação metrológica.	Alinhar a Regulamentação brasileira à da comunidade técnica internacional. (Inserção nos mercados globais)
ABIMAQ	Exclusão	Item 10.2.5	Fica vedado o uso de sistemas de medição por diferencial de pressão para medição fiscal e transferência de custódia de gás natural previstas	Retirar esse item.	Alto impacto nos projetos novos/em desenvolvimento, com implicações em todas as suas etapas: • Fatores econômicos (CAPEX e OPEX);

			no item 1.2.1.1.		<ul style="list-style-type: none"> • Alterações na disposição e no dimensionamento dos sistemas de medição, incluindo o espaço físico para sua instalação e operação; No Brasil, existe uma lacuna de conhecimento e infraestrutura laboratorial para calibração de medidores de vazão com gás natural; • A calibração no exterior demanda logística complexa: longos períodos sem o medidor na instalação, exportação e importação temporárias, transporte de trechos retos e condicionadores, entre outros. Cabe uma criteriosa análise da relação custo/benefício.
IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Medição Operacional"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Remover/Reduzir requisitos associados à medição operacional, como classe de exatidão, necessidade de instrumentos de correção de volumes, prazos de calibração, enquadramento nas categorias de medição.	Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção, sem impacto na apuração dos volumes totais para pagamento de Participações Governamentais ou sua distribuição aos campos e poços; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados.
IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Medição de condensado"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Permitir flexibilização de requisitos para medição de vazão de condensado.	A medição de condensado pode apresentar dificuldades no cumprimento de todos os requisitos definidos no regulamento para medição de petróleo, como amostragem do fluido e calibração de medidores de vazão.
IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Projeto dos sistemas de medição"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Considerar que projetos de novos sistemas de medição submetidos à ANP antes da entrada em vigor da revisão do RTM devem ser avaliados e aprovados sob a ótica do RTM vigente.	<ul style="list-style-type: none"> - Eliminar incertezas durante os processos de contratação de prestadores de serviço e elaboração dos projetos. - Evitar impactos significativos em prazos e custos.
IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Auditorias internas de qualidade"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Remover/Esclarecer item que define a necessidade de manter a documentação que comprove a realização de auditorias da qualidade no sistema de controle dos processos de medição.	<ul style="list-style-type: none"> - A ANP já realiza suas inspeções de rotina a fim de avaliar a adequação dos sistemas de medição aos regulamentos e normas. Avaliação é feita de forma prescritiva, sem aprofundar no sistema de gestão do agente regulado. - Conceito novo que necessita ser detalhado: "auditorias da qualidade no sistema de controle dos processos de medição".
IBP	Inclusão	Não informado.	Mencionado o assunto "Medição de volumes de diesel"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Inclusão da medição de volumes de diesel no escopo do RTM.	Em alguns cenários, a injeção de diesel para serviço nos poços é uma necessidade operacional para o processo de E&P. A impossibilidade de medição e desconto desses volumes pode gerar um aumento irreal da produção de petróleo bem como o pagamento de Participações Governamentais sobre um fluido não produzido.

IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Categorias de Medição"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Definir as categorias dos sistemas de medição de acordo com a vazão média mensal ou anual esperada. Caso a operação não seja contínua, poderá ser calculada a vazão máxima real ponderando períodos esperados sem fluxo, em base mensal ou anual.	Permitir o enquadramento mais realista de sistemas de medição que podem possuir picos pontuais de vazão (ex: medição de gás de queima) ou que não operam de forma contínua, como medição de apropriação na saída de separadores de teste e medição de transferência de custódia de óleo em FPSOs. Portanto, deve-se avaliar o acúmulo de volume ao longo do tempo (avaliação mensal ou anual) e não vazões máximas pontuais.
IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Sistemas de medição com medidor por diferencial de pressão"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Permitir o uso de medidor por diferencial de pressão em sistemas de medição de gás com altas vazões (categoria A).	<ul style="list-style-type: none"> - Uso amplo na indústria e atende plenamente aos requisitos de medição fiscal. - Inexistência de laboratório de calibração de medidores de vazão de gás no Brasil capaz de atender as vazões e condições operacionais previstas para esta categoria ou, eventualmente, inexistência de laboratório de calibração no mundo, a depender das condições operacionais. - A oferta de modelos de medidores de vazão lineares é bastante limitada, especialmente se considerar medidores com aprovação de modelo pelo Inmetro.
IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Notificação de falhas de sistemas de medição"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Considerar 3 dias úteis para notificação de falha após a detecção do evento.	<ul style="list-style-type: none"> - Definir tempo suficiente para análise da falha, apuração das causas, definição de ações e fluxo das informações desde Operação até ANP. - Equalizar com o prazo para envio das informações de produção dos sistemas de medição por meio de arquivos XML.
IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Contorno em sistemas de medição"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Permitir contorno de sistemas de medição que contribuam negativamente para a produção, desde que estes volumes não sejam descontados do volume produzido.	<ul style="list-style-type: none"> - Ausência de risco de eventuais prejuízos ao recolhimento de Participações Governamentais. - Permitir maior flexibilidade em projetos de sistemas de medição.
IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Análises físico-químicas de poços"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Considerar possibilidade de simplificação de análises físico-químicas de fluidos de poços, especialmente poços testados em tanques ou conjunto de poços com características similares.	<p>Considerar simplificação de análises físico-químicas, especialmente análises de fator de encolhimento e razão de solubilidade do óleo nas seguintes situações:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Poços testados em tanques, já que as condições são atmosféricas e o impacto sobre os volumes pode ser considerado inexistente ou desprezível. - Poços com características similares que podem ser agrupados em correntes para análise das propriedades, já que pode haver dificuldades técnicas e custos elevados para análise individual, além da baixa relevância no rateio da produção.

IBP	Exclusão	Não informado.	Mencionado o assunto "Incerteza do volume de produção"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Remover/Reavaliar critérios relacionados à incerteza do volume total de produção.	<ul style="list-style-type: none"> - Limitação das alternativas para definição dos sistemas de medição fiscal. - Impossibilidade de cumprimento dos limites em instalações que estejam queimando ou ventilando volume significativo de gás (ex: instalações com Testes de Formação, Testes de Longa Duração e Instalações em Condições Transitórias). - Impacto em instalações operando que não foram projetadas considerando este requisito.
IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Teste de Poços"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Considerar que as condições de teste de poço podem ser diferentes das condições usuais de operação; no entanto, as vazões obtidas devem ser corrigidas para as condições usuais de operação utilizando método reconhecido pela indústria do petróleo.	Em geral, especialmente no cenário offshore, as condições de teste e condições de operação podem ser diferentes, sendo aplicáveis modelos matemáticos reconhecidos pela indústria para realização desta conversão, sem qualquer prejuízo para a qualidade dos resultados obtidos. Neste sentido, entende-se que não seja necessária autorização prévia para sua utilização.
IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Amostragem de gás em sistemas de medição de queima"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Tornar não obrigatório o uso de amostrador manual em sistemas de medição de gás queimado ou ventilado, podendo considerar análises cromatográficas do gás a partir de sistemas de amostragem associados a outros pontos de medição da instalação.	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto da composição na medição ultrassônica de gás queimado ou ventilado pode ser considerado desprezível. - Pode haver dificuldades técnicas na realização de amostragem de gás nesses sistemas de medição, devido às baixas pressões.
IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Calibração de novos medidores"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Considerar que, caso um novo medidor em operação ou medidor padrão de trabalho seja calibrado na instalação pelo agente regulado, este pode entrar em operação com o prazo de calibração vencido, mas deve ser calibrado logo após sua entrada em operação	Evitar custos excessivos associados às calibrações prévias à operação sem ganho de qualidade efetivo na medição dos volumes.
IBP	Exclusão	Não informado.	Mencionado o assunto "Condições de calibração de medidores de vazão"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Simplificar condições de processo necessárias para calibração de medidores de vazão, como pressão, temperatura e viscosidade.	<ul style="list-style-type: none"> - Condições atuais bastante restritivas. - Simplificação não gera impacto nos resultados das calibrações. - Limitação dos laboratórios de calibração acreditados disponíveis.
IBP	Alteração	Não informado.	Mencionado o assunto "Prazo de calibração e inspeção"	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação do IBP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Considerar contagem de prazo de calibração e inspeção de medidores e instrumentos a partir da data de instalação desses equipamentos ou após 12 meses da realização da calibração/inspeção, o que for menor.	Diversos equipamentos tendem a preservar as características metrológicas quando não há fluxo e estejam preservados de forma adequada.
ABPIP	Alteração	Item 6.6.2	Os sistemas de medição de água devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos: a) medidor compatível	Os sistemas de medição de água devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos: a) medidor compatível com os requisitos deste Regulamento e que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos	Entender quais os cenários que devem ser instalados computadores de vazão para medição de água. Se esse item contempla a medição de água produzida, injetada e

			com os requisitos deste Regulamento e que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos pelo Inmetro; b) instrumento ou dispositivo de medição de temperatura adjunto ao medidor; c) instrumento ou dispositivo de medição de pressão adjunto ao medidor; e d) um computador de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro.	exigidos pelo Inmetro; b) instrumento ou dispositivo de medição de temperatura adjunto ao medidor; e c) instrumento ou dispositivo de medição de pressão adjunto ao medidor.	descartada, visto que no próprio regulamento informa que a ANP pode autorizar a estimativa do volume de água produzida. Essa mudança gera aumento de custos em sistemas operacionais.
ABPIP	Inclusão	Item 7.1.4	O petróleo medido pelo sistema de medição fiscal deve ser estabilizado e não conter mais de 1% de água e sedimentos.	O petróleo medido pelo sistema de medição fiscal deve ser estabilizado e não conter mais de 1% de água e sedimentos. §1º O petróleo medido pelo sistema de medição fiscal em campos maduros não deve conter mais de 6% de água e sedimentos.	O RTM autoriza que pequenas acumulações exportem óleo com até 6% de BSW. Campos maduros também poderiam ser favorecidos com uma flexibilidade semelhante sem ter que cumprir o 1% máximo de BSW no óleo exportado por eventuais falhas no processo, ou no tratamento do óleo para exportação. Portanto, sugerimos a equivalência para campos maduros do percentual de BSW no óleo de exportação de pequenas acumulações, para garantir uma flexibilidade ao operador destes ativos cujo volume de BSW é altíssimo, principalmente na Bacia de Campos/RJ.
ABPIP	Alteração	Item 7.2.3	A apropriação da produção aos poços deverá seguir uma das seguintes metodologias para alocação da produção medida nos pontos fiscais: a) testes de poços; b) medição contínua do poço; c) medição de apropriação contínua da corrente e teste de poço; e d) medição de apropriação contínua da corrente e medição contínua do poço.	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação da ABPIP, somente foi apresentada a seguinte consideração: Incluir a possibilidade de realização de testes de poço de forma agrupada para campos de pequena produção, com o agrupamento de poços do mesmo reservatório e mesmo superficário.	Conseguir realizar testes com volumes maiores e faixas de vazão onde os instrumentos conseguem realizar melhor leitura e com menor incerteza.
ABPIP	Alteração	Item 7.2.4.8	As coletas de amostra do poço para determinação das propriedades do petróleo, como razão de solubilidade e fator de encolhimento, devem seguir a periodicidade do item 7.2.4.7.	As coletas de amostra do reservatório para determinação das propriedades do petróleo, como razão de solubilidade e fator de encolhimento, devem seguir a periodicidade de 1 ano.	Dada a quantidade de poços em campos maduros, não há diferença significativa na composição do fluido entre poços de um mesmo reservatório, bem como essa mudança não é observada por longos períodos de tempos. Esta medida contribuirá para reduzir custos com coleta e análise em campos maduros localizados nos ambientes onshore e offshore.

ABPIP	Alteração	Item 10.1.2	Os sistemas de medição de petróleo serão classificados de acordo com os seguintes limites: a) categoria A – vazão igual ou maior que 5.000 m ³ /d; b) categoria B – vazão igual ou maior que 500 m ³ /d e menor que 5.000 m ³ /d; c) categoria C – vazão igual ou maior que 5 m ³ /d e menor que 500 m ³ /d; d) categoria D - vazão menor que 5 m ³ /d.	Os sistemas de medição de petróleo serão classificados de acordo com os seguintes limites: • categoria A vazão igual ou maior que 5.000 m ³ /d • categoria B vazão igual ou maior que 2.500 m ³ /d e menor que 5.000 m ³ /d • categoria C vazão igual ou maior que 50 m ³ /d e menor que 2.500 m ³ /d • categoria D vazão menor que 50 m ³ /d.	As classificações são com base na vazão projetada e, nos processos de desinvestimento da Petrobras, muitas instalações estão operando a vazões muito menores que aquelas para as quais foram projetadas o que poderá fazer com que esta se enquadre numa categoria não mais condizente com a situação atual.
ABPIP	Alteração	Item 10.1.3	Os sistemas de medição de gás natural serão classificados de acordo com os seguintes limites: a) categoria A – vazão igual ou maior que a 1.000.000 m ³ /d; b) categoria B – vazão igual ou maior que 50.000 m ³ /d e menor que 1.000.000 m ³ /d; c) categoria C – vazão igual ou maior que 5.000 m ³ /d e menor que 50.000 m ³ /d; d) categoria D – vazão menor que 5.000 m ³ /d.	Os sistemas de medição de gás natural serão classificados de acordo com os seguintes limites: • categoria A vazão igual ou maior que a 1.000.000 m ³ /d; • categoria B vazão igual ou maior que 500.000 m ³ /d e menor que 1.000.000 m ³ /d; • categoria C vazão igual ou maior que 50.000 m ³ /d e menor que 500.000 m ³ /d; • categoria D vazão menor que 50.000 m ³ /d.	As classificações são com base na vazão projetada e, nos processos de desinvestimento da Petrobras, muitas instalações estão operando a vazões muito menores que aquelas para as quais foram projetadas o que poderá fazer com que esta se enquadre numa categoria não mais condizente com a situação atual.
NTS	Alteração	Item 5.2.4.1	A critério da ANP, alterações de baixa relevância que não impliquem modificação nas características originais do projeto poderão ser previamente dispensadas do processo de aprovação e de autorização de uso.	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação da NTS, somente foram apresentadas as seguintes considerações: Neste item sugerimos explicitar as alterações que podem prescindir de aprovação prévia e autorização de uso, similar a nota de esclarecimento referente ao OFÍCIO-CIRCULARNº1/2020 /NFP/ANP-RJ de 26 de maio de 2020. - Substituição medidores de vazão, computadores de vazão; cromatógrafos com portaria de aprovação de modelo; - Substituição de placa de orifício por outra de mesmo diâmetro; - Substituição de transmissores; - Substituição ou Inclusão de trechos retos, válvulas porta-placa e condicionadores/retificadores de fluxo sem alteração das dimensões nominais de projeto; e - Alteração de firmware do computador de vazão para outro autorizado em sua portaria de aprovação de modelo.	- Maior celeridade na implantação de melhorias Operacionais; - Maior celeridade na substituição de equipamentos obsoletos; - Aumento da intercambialidade de equipamentos entre os sistemas de medição; - Redução de direcionamento técnico a equipamentos específicos; - Redução de carga de processos administrativos internos.
ATGás	Exclusão	Item 9.9.1	Sempre que possível, os medidores e instrumentos de medição devem sofrer ajustes ou correções para compensar os erros sistemáticos.	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação da ATGás, somente foi posicionado que: A ATGás entende que ajustes sucessivos não trazem benefício.	A ATGás entende que ajustes sucessivos não trazem benefício porque a gestão de medição já prevê práticas como: - Substituição do equipamento após necessidade de ajustes consecutivos em calibrações, - Realização de ajustes preventivos a partir de critérios pré-definidos, - Checagens intermediárias e, - Monitoramento de deriva do SM.
ATGás	Alteração	Itens 9.9.1.1, 9.9.2 e 9.9.3	9.9.1.1 Quando não for possível a compensação total ou parcial dos erros sistemáticos, devem ser	Não foi apresentado um texto proposto na apresentação da ATGás, somente foi posicionado que em relação ao tema "incertezas máximas admissíveis":	A ATGÁS entende que os limites apresentados nas Tabelas 5 e 6 do Anexo III devem respeitar os limites recomendados pelas

			<p>incorporados os erros residuais à incerteza do sistema de medição.</p> <p>9.9.2 Os sistemas de medição devem operar com incerteza inferior às indicadas na Tabela 5 do Anexo III.</p> <p>9.9.3 Os componentes integrantes dos sistemas de medição devem operar com incerteza e repetibilidade inferiores às indicadas na Tabela 6 do Anexo III.</p>	<p>O Sistema de Medição é composto por outros equipamentos, além do medidor primário, que contribuem para a incerteza do sistema com seus erros e incertezas associados, tal como estabelecido no item 9.9.1.1.</p> <p>A <u>norma construtiva</u> para medidores de vazão tipo turbina, AGA 7:2006, recomenda que o limite de erro máximo seja inferior a 1,0% para vazões superiores a Qt e 1,5% para vazões inferiores a Qt, a fim de garantir uma performance aceitável.</p> <p>A <u>norma construtiva</u> para medidores de vazão tipo ultrassônico, AGA 9:2017, recomenda que o limite de erro máximo seja de 0,7% para medidores de diâmetro de 12" ou superiores, 1,0% para medidores de 10" a 4" e 2,0% para medidores inferiores a 4".</p> <p>Os cromatógrafos não determinam fator de compressibilidade, mas sim a concentração de cada um dos componentes da mistura. A ATGás sugere que a estimativa da incerteza seja sobre um percentual da Massa Molar - 0,4% da MM (dados históricos).</p> <p>Quando se manda um Sistema de Medição para calibrar em um laboratório da RBC, o laboratório é responsável pelas informações de certificado. Sua responsabilidade cessa com a entrega de informações sob as condições de influência especificadas.</p> <p>Como as condições ambientais a que o medidor está submetido interferem no desempenho do sistema de medição de acordo com seu grau de sensibilidade, a medição e respectiva incerteza, será afetada por essas condições. A influência da temperatura ambiente no processo de medição de pressão ocorre sobre o sensor mecânico do padrão metrológico e do sistema de medição.</p>	<p>respectivas normas construtivas, não considerando ainda análise das influências de pressão e temperatura e respectivas incertezas associadas.</p> <p>A incerteza do cromatógrafo deve estar associada à concentração molar de cada componente, e não ao fator de compressibilidade.</p> <p>Conclusões: Item 9.9.1. Ajustes sucessivos não implicam necessariamente em uma gestão mais eficiente do SM; Item 9.9.2. e 9.9.3 A ATGÁS entende que os limites de incerteza devem respeitar aqueles recomendados pelas respectivas normas construtivas das medições primárias e, assim sendo, as incertezas do SM propostas no item 9.9.2 não são gerenciáveis. O ganho resultante no enquadramento das incertezas de secundários nos limites propostos é inexpressivo em relação a incerteza do Sistema de Medição. É inerente à medição de transferência de custódia os Sistemas de Medição estarem expostos a influências impossíveis de serem controladas, e, portanto, essa condição implica em aumento da incerteza de medição.</p>
TAG	Alteração	Itens 6.4.1.c), 8.1.6, 10.1.3, 10.2.4.a), 10.3.3a)	<p>6.4.1 Os sistemas de medição de gás natural devem ser constituídos dos seguintes equipamentos: 6.4.1.c) um sistema de amostragem manual, de forma a manter a representatividade da amostra no período de medição e atendendo aos requisitos do capítulo 8 deste Regulamento, conforme a aplicação.</p> <p>8.1.6. Todos os sistemas de medição devem possuir sistema de amostragem manual.</p> <p>10.1.3. Os sistemas de medição de gás natural serão classificados de acordo com os seguintes limites:</p>	<p>Não foi apresentado um texto proposto na apresentação da TAG, somente foi posicionado que:</p> <p>- Existe uma divergência entre o proposto na minuta do RTM e a Resolução ANP n.16 de 17 de junho de 2008.</p> <p>A TAG solicita, com o de acordo das demais transportadoras, que:</p> <p>1) seja mantida a obrigatoriedade de realização de análises do produto conforme disposto no Artigo 6º da Resolução ANP nº16/2008, itens I e II, sendo dispensada a necessidade de instalação de sistemas de amostragem manual em todos os sistemas de medição, bem como, cromatógrafos em instalações de saída com vazões inferiores a 400.000 m³/d e possibilidade de inversão de fluxo nos gasodutos; 2) seja analisada pela ANP a prática internacional apresentada no que tange a realização de análises do gás natural nos sistemas de medição de transferência de custódia.</p>	<p>Resolução ANP n.16 de 17 de junho de 2008 Art. 6º. O transportador fica obrigado a realizar a análise do produto e a emitir o Boletim de Conformidade com os resultados da análise e os limites da especificação das seguintes características: poder calorífico superior; índice de Wobbe; teores de metano, etano, propano, butano e mais pesados; inertes (N2+CO2); dióxido de carbono e oxigênio; nos seguintes pontos: I – em todos os pontos de recepção após a homogeneização da mistura entre o gás entrante e o gás passante no intervalo máximo de 24 horas a partir do primeiro recebimento; II – em todos os pontos de entrega com incidência de inversão de fluxo no duto de transporte e vazão superior a</p>

			<p>a) categoria A – vazão igual ou maior que a 1.000.000 m³/d; b) categoria B – vazão igual ou maior que 50.000 m³/d e menor que 1.000.000 m³/d; c) categoria C – vazão igual ou maior que 5.000 m³/d e menor que 50.000 m³/d; d) categoria D – vazão menor que 5.000 m³/d.</p> <p>10.2.4. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural devem possuir: a) cromatógrafo em linha;</p> <p>10.3.3. Os sistemas de medição de transferência de custódia de gás natural do item 1.2.1.2 devem possuir: a) cromatógrafo em linha;</p>	<p>400 mil m³/d no intervalo máximo de 24 horas a partir da primeira entrega.</p> <p>Prática Internacional - Regulamentos europeus não definem quais sistemas de medição devem possuir análise cromatográfica ou sistemas de amostragem manual; - Presença de cromatógrafo só ocorre em pontos de entradas de gás, de mudança de fronteiras políticas e em ponto de entrega de grande porte com vazões de operação superiores a 80.000 Nm³/h (~2MMm³/d); - Utilização de metodologia de cálculo para determinação da composição do gás para pontos de entrega sem cromatógrafo; - Utilização facultativa de sistemas de amostragem manual em pontos de entrada, quando análises cromatográficas se encontrarem indisponíveis.</p> <p>Conclusões: - Ausência de processos capazes de alterar a composição do gás durante o transporte; - Utilização de escrita remota mediante a realização da associação de cromatografia, de modo a manter a representatividade da amostra; - Presença de cromatógrafo somente em pontos de recepção de gás, mudança de fronteiras políticas e pontos de entrega de grande porte com vazões de operação superiores a 80.000 Nm³/h (~2MMm³/d), conforme experiência internacional; - Aumento do investimento inicial (ponto de entrega em cerca de 10-15%); - Aumento de custos de O&M (aumento de efetivo, custos com consumíveis, contratos com fabricantes para manutenção / calibração, entre outros).</p>
--	--	--	---	--



Documento assinado eletronicamente por **JULIO CARNEIRO SILVEIRA RAMOS, Coordenador Administrativo e de Autuações de Medição da Produção**, em 03/05/2022, às 16:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **GUSTAVO RIBEIRO DE MENEZES, Chefe de Núcleo**, em 03/05/2022, às 19:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **2096651** e o código CRC **ADE4DEEF**.

Referência: Processo nº 48610.222186/2021-37

SEI nº 2096651