

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

RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 1/2021/NFP/ANP-RJ

Rio de Janeiro, 19 de outubro de 2021.

Assunto: Relatório Final de Análise de Impacto Regulatório acerca da Proposta de Revisão da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013

I. IDENTIFICAÇÃO TEMÁTICA

Tema Principal	1. Exploração e Produção
Tema Secundário	1.11. Medição de volume de óleo, gás natural, água e resíduos produzidos
Nº e Título da Ação Regulatória	I.24 Revisão do Regulamento Técnico de Medição – Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013

II. SUMÁRIO EXECUTIVO

A medição dos volumes de produção de hidrocarbonetos é de extrema importância para a atividade de exploração de petróleo e gás natural no país, pois permite conhecer a quantidade de fluido retirado dos reservatórios dos campos produtores. De posse dessa informação é possível encontrar o ponto ótimo de produção para garantir maior fator de recuperação e, conseqüentemente, maior lucro e extensão de vida útil desses campos.

Alia-se a isso o fato de a atividade regulada pela ANP gerar mais de 40 bilhões de reais por ano para a União a título de pagamento de participações governamentais pelas empresas exploradoras de petróleo e gás natural no Brasil.

O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), anexo à Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, é a principal regulamentação vigente que serve de base para delinear, orientar e, principalmente, regular os procedimentos e as rotinas operacionais associadas à medição de petróleo e gás natural no Brasil.

A partir da experiência da ANP de mais 20 anos de fiscalização, publicação e aplicação de regulamentos técnicos de medição e da constatação da realidade e do perfil de exploração e produção de

petróleo e gás natural no país, foi possível observar contextos muito diversos em termos de tipo de produção, qualidade do fluido produzido, tamanho e localização dos reservatórios e porte das empresas exploradoras.

Não obstante dessas diferentes realidades, o regramento de medição de vazão vigente, consubstanciado no RTM, não faz significativa diferenciação entre as exigências requeridas às empresas reguladas, independente das características de produção e da realidade na qual elas estão inseridas. Dessa forma, e considerando a necessidade de aperfeiçoamento do ato normativo vigente, este relatório de impacto regulatório avaliou as possíveis ações por parte da ANP para a solução do problema regulatório definido como: **desequilíbrio da relação entre risco metrológico e custo regulatório em função do volume medido.**

Dentre as alternativas de ação estudadas por meio deste relatório para enfrentamento do problema estão:

1. Não alteração da resolução/manutenção da regulação atual (*Status quo*);
2. Alteração da resolução/regulamento atual por meio de uma nova classificação dos sistemas de medição por capacidade, associada a uma campanha de informação com a divulgação de orientações sobre temas específicos, além de campanhas educacionais buscando adequar o comportamento dos agentes à eficiência desejada;
3. Corregulação associada à publicação de ranking de qualificação das empresas do setor conforme desempenho; e
4. Revogação da atual resolução com autorregulação do mercado, tornando-o o único responsável por garantir a qualidade nos sistemas de medição, associada a uma campanha de informação com a divulgação de orientações sobre temas específicos e campanhas educacionais buscando adequar o comportamento dos agentes à eficiência desejada.

A metodologia escolhida para comparação e ranqueamento das alternativas foi a Análise Multicritério pelo método de análise hierárquica (AHP), de Thomas Saaty, e os critérios estabelecidos avaliaram:

1. **custo regulatório**, com o objetivo de reduzir os custos *capex/lopex* dos sistemas de medição de baixa vazão para aumentar a atratividade para os campos marginais e maduros;
2. **risco metrológico**, com o objetivo de reduzir as atuais incertezas de medição para melhorar a qualidade dos resultados de medição para grandes vazões medidas;
3. **frequência de demandas operacionais**, com o objetivo de reduzir o volume de demandas operacionais de flexibilizações e autorizações para a simplificação administrativa; e
4. **arrecadação de participações governamentais**, com o objetivo de diminuir o número de notificações de falhas relacionadas à disponibilidade dos sistemas de medição para minimizar as possíveis perdas de valores arrecadados em *royalties* e PE.

A ponderação dos critérios e a análise das alternativas de ação para cada um deles identificou como melhor opção de ação para enfrentamento do problema regulatório **a revisão do ato**

normativo com a criação de categorias de acordo com a vazão medida somada à campanha de informação e educação ao mercado: Regulamento prescritivo flexibilizado por volume medido.

A proposta de implementação considera a categorização dos sistemas de medição em 4 possíveis tipos: a primeira categoria (A) se aplica aos sistemas de medição para grandes vazões, com melhorias e exigências em aspectos metrológicos, dada a relevância e grandes volumes medidos, como do pré-sal brasileiro, por exemplo. A segunda categoria (B), para médias vazões, traz algumas poucas alterações quanto a novas exigências e pretende contemplar a maior parte dos sistemas atualmente produtores do pós-sal. A terceira categoria (C) se aplica à grande parte dos sistemas dos campos terrestres hoje em produção com baixas vazões de produção, trazendo flexibilizações e diminuição de exigências. E a quarta e última categoria (D), para baixíssimas vazões e casos excepcionais, com possibilidade de uso de tecnologias alternativas para medição e estimativa de volumes.

Fato importante é que a proposta possibilita a aplicação imediata para todas as novas flexibilizações previstas, a contar da data de vigência da nova Resolução. Em contrapartida, as novas exigências de requisitos construtivos, que demandem aumento de investimento por parte dos agentes regulados, seriam aplicadas apenas em novos projetos de exploração a serem aprovados após a entrada em vigor do regulamento.

A proposta de categorizar os sistemas de medição por vazão máxima de projeto aponta para um ato normativo pautado pelo princípio da equidade, com bases fundamentadas em risco metrológico *versus* custo regulatório, por relevância dos dados e resultados. Assim, será possível atingir, ao mesmo tempo, os anseios do mercado e os interesses da União e demais entes federativos que fazem jus ao recebimento de recursos derivados diretamente da produção de hidrocarbonetos no Brasil.

III. ESTUDO DO PROBLEMA

III.1. Histórico

O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), anexo à Resolução Conjunta ANP/Inmetro n° 1/2013 é a principal regulamentação vigente que serve de base para delinear, orientar e, principalmente, regular os procedimentos e as rotinas operacionais associadas à medição de petróleo e gás natural produzidos e movimentados no Brasil.

Com a publicação da Lei n° 13.726/2018, que dá diretrizes para a desburocratização e simplificação do funcionamento da administração pública, e o Decreto n° 10.139, de 28/11/2019, que, dentre outras disposições, determina a revisão de todos os atos normativos inferiores a decreto, além do conjunto de processos, consultas, pleitos e demandas dos agentes regulados, e, ainda, diante da constante evolução normativa e do próprio mercado de petróleo e gás natural no país, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) possui fundamentos mais do que evidentes para o estudo dos impactos regulatórios do atual RTM e para a análise de sua possível revisão.

O atual regulamento é fruto da revisão da Portaria Conjunta ANP/Inmetro n° 1/2000, o primeiro ato normativo criado para regulamentar os procedimentos e rotinas associadas à medição de

petróleo e gás natural, atendendo à exigência estabelecida na Lei do Petróleo (9.478/1997), de conhecer os volumes produzidos nas unidades de produção para a correta aferição dos montantes devidos em participações governamentais e royalties:

“Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP, ressalvadas as competências de outros órgãos e entidades expressamente estabelecidas em lei. [\(Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010\)](#).”

Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.”

Visando cumprir as exigências legais e garantir os interesses da União, a ANP, por meio do regulamento vigente e de ações de fiscalização para verificar o seu atendimento, vem realizando um trabalho constante e assertivo com os agentes regulados para que os resultados de medição obtidos sejam cada dia mais precisos.

Por outro lado, seguindo os princípios da boa regulação e buscando melhorar a qualidade de suas decisões regulatórias, para que as ações governamentais sejam mais justas e apropriadas ao tema, a ANP tem procurado ouvir os anseios e críticas apontadas pelos atores afetados pelo ato normativo, de forma a minimizar distorções de mercado e gerar maior segurança jurídica nas atividades de E&P de petróleo e gás natural.

Nesse sentido, desde 2014, apenas um ano após a publicação do regulamento vigente, a ANP tem recebido diversos pleitos por parte dos agentes regulados a respeito das exigências e obrigações estabelecidas no Regulamento Técnico de Medição (RTM).

Um dos anseios mais significativos trazidos à Agência refere-se ao nível de exigências e obrigações para produção de pequenos campos, explorados por empresas pequenas do setor, ao qual o regulamento atual não permite muita flexibilidade para que o órgão regulador conceda maior equidade em seus requisitos. Um ato normativo pautado na equidade permite ao órgão regulador exigir menos de quem produz volumes menores e menos relevantes frente ao todo, visando aumentar a atratividade para os campos marginais e maduros. Em contrapartida, da mesma forma, é possível exigir mais de quem produz grandes volumes, para garantir uma qualidade melhor nos resultados das medições de maior relevância e, assim, assegurar os interesses da União e seus entes federativos.

Nesse contexto, após diversas reuniões e consultas com os agentes regulados, conforme obrigação do Decreto nº 10.411/2020, que regulamenta a análise de impacto regulatório (AIR) para os órgãos da administração pública federal quando da proposição ou alteração de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos, a ANP, em conjunto com o Inmetro, decidiu colocar em pauta o estudo de impacto regulatório da revisão da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

III.2. Descrição

III.2.1. Contexto

O problema está inserido no campo das atividades de produção e movimentação de petróleo e gás natural, mais especificamente, no que diz respeito às condições e procedimentos mínimos necessários para garantir a credibilidade dos resultados de medição dos sistemas responsáveis por realizar o cômputo e a totalização dos volumes de hidrocarbonetos produzidos e movimentados. É com base nesses resultados de medição que o montante de *royalties* e participações governamentais é devidamente calculado e pago pelos agentes regulados.

III.2.1.1. Diferentes realidades do *upstream* brasileiro

O Brasil, por ser um país de dimensão continental e por possuir em seu subsolo as características favoráveis para a gênese e o acúmulo rentável de hidrocarbonetos, apresenta um enorme potencial de exploração e produção das reservas petróleo e gás identificados nas mais diversas áreas do país. Os campos até hoje explorados variam entre terrestres e marítimos, águas rasas e águas ultra profundas, rochas carbonáticas e rochas turbidíticas (arenitos), campos de gás e campos de petróleo pesado e viscoso e, ainda, reservatórios mais antigos em idade geológica, como os do pré-sal, e mais recentes, como os do pós-sal.

Dadas as diferenças de localização, de rochas geradoras, de tipo de rocha reservatório, de profundidade e idade geológica dos campos, as características dos fluidos encontrados nesses diversos campos são das mais variadas. Essas diferenças resultam em realidades de exploração e produção bem divergentes.

Em número de campos produtores, por exemplo, os dados de agosto de 2021 da ANP (Figura 1), mostram que havia um total de 273 campos produzindo hidrocarbonetos, sendo 211 em terra, 40 em produção marítima na camada do Pós-sal, e apenas 22 em produção marítima no Pré-sal.

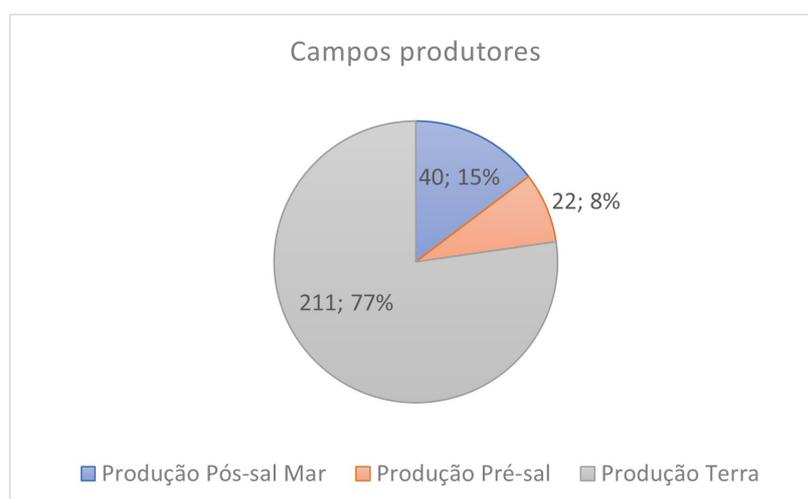


Figura 1- Quantidade de campos produtores por ambiente.

Os números variam mês a mês por diversos motivos, como, paradas de produção programadas das unidades para manutenções e inspeções, paradas não programadas em virtude de incidentes e interdições, processo de hibernação por motivos estratégicos e econômicos das empresas que exploram e, até recentemente, em virtude de surtos de casos de Coronavírus nos tripulantes das unidades de produção.

Já em número de poços produtores, a Figura 2 mostra que no mês de agosto de 2021 o país possuía em produção 6.294 poços, sendo que os localizados em campos terrestres totalizavam aproximadamente 12 vezes o número de poços localizados em campos marítimos.

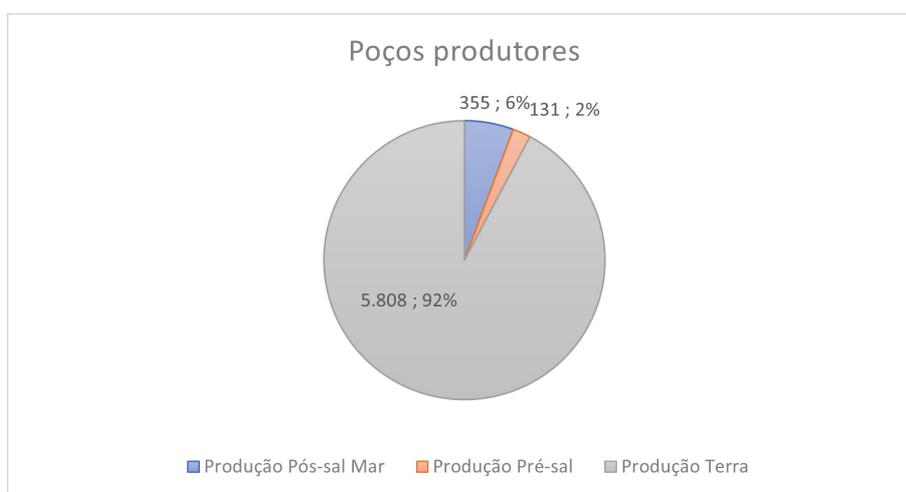


Figura 2 - Quantidade de poços produtores por ambiente de produção.

Fonte: Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural (ANP, 2021).

Essa distribuição pode levar a uma conclusão equivocada se os dados de produção desses poços e campos não forem analisados.

A título de exemplo, o próprio Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural mostra que o maior poço produtor em agosto de 2021 foi o poço do pré-sal 7-BUZ-31D-RJS, que produziu sozinho **65.184,7 BOE¹ por dia**, superando a produção conjunta dos estados do Rio Grande do Norte, Sergipe e Alagoas, que, com seus **4.203 poços** em 93 campos, produziram um total de **47.685,97 BOE por dia**.

Nota 1: Barril Equivalente de Petróleo: unidade de medida de forma a converter em equivalência energética volume de gás natural e petróleo em barril de petróleo cru, onde aproximadamente 1.000 m³ de gás natural são equivalentes a 1 m³ de petróleo (em energia) e estes equivalentes a 6,29 barris.

Essa grande diferença pode ser mais bem observada quando se compara a produção em número de barris equivalentes de petróleo (BOE) por localização (Figura 3): em agosto de 2021, a produção marítima representou 93,75% da produção nacional, sendo a produção do pré-sal, que totalizou cerca de 2,76 milhões BOE por dia, 71,69% da produção brasileira.

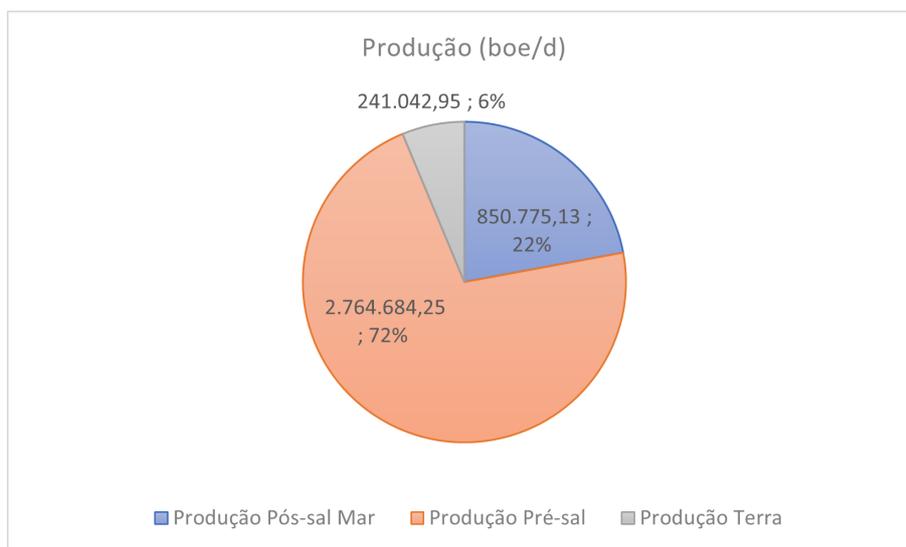


Figura 3 - Produção em agosto de 2021 nos diferentes ambientes.

Fonte: Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural (ANP, 2021).

Quando olhamos para as empresas que exploram e produzem hidrocarbonetos no país, as diferentes realidades são ainda mais explícitas. Duas únicas empresas, hoje, produzem no pré-sal brasileiro, a Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras), com aproximadamente 2,7 milhões BOE por dia no mês de agosto de 2021, e a TotalEnergies EP Brasil Ltda, com uma produção de 69 mil BOE por dia, equivalente a menos de 3% da produção do pré-sal. Importante ressaltar que a TotalEnergies produz exclusivamente no pré-sal, no campo de Lapa.

Já em campos terrestres, 29 empresas produziram em agosto de 2021, número considerável frente ao total de 37 empresas que produziram petróleo e gás natural no mesmo período no país.

Esse perfil de distribuição de produção é também observado nas instalações produtoras (Figura 4). Percebe-se que a maior parte das instalações produtoras (298 instalações) estão no ambiente terrestre, cuja produção é, em média, 808,87 BOE por dia. Já as instalações relacionadas ao Pré-Sal são em quantidade consideravelmente menor (26 instalações), mas com produção média muito superior à das instalações terrestres. Em agosto de 2021, as instalações do Pré-Sal produziram em média 106 mil BOE por dia, o que representa um valor mais de 130 vezes superior à produção média em terra por instalação.

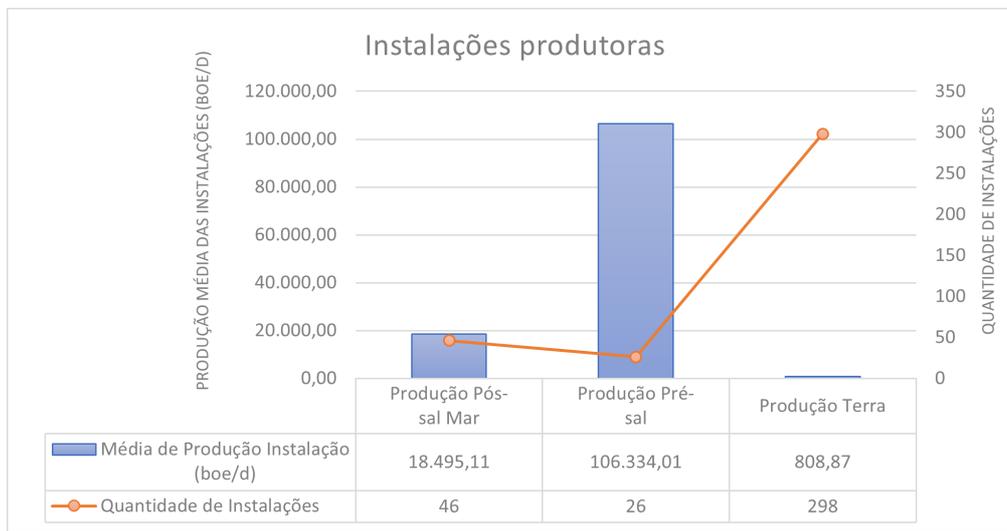


Figura 4 - Distribuição da Instalações por Ambiente.

Fonte: Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural (ANP, 2021).

Essa distribuição tem relação direta com os sistemas de medição, pois usualmente são projetados para a efetiva contabilização da produção da instalação. Desta forma, instalações de alta produção tendem a utilizar sistemas de medição de alta vazão, assim como instalações de baixa produção tendem a utilizar sistemas de medição de baixa vazão.

De forma resumida, pode-se ver que existem pelo menos 3 realidades bem diferentes na produção de petróleo e gás natural no país: a produção marítima em campos do pré-sal, a produção marítima em campos do pós-sal e a produção terrestre.

O Regulamento Técnico de Medição vigente não permite muita flexibilidade para que os diferentes cenários sejam contemplados nas exigências e requisitos estabelecidos, havendo uma única ressalva a respeito dos campos de pequena acumulação produzidos por empresas de pequeno e médio porte. Contudo, a ANP tem observado que mesmo essa ressalva acaba por não se enquadrar em muitos casos. Por exemplo, em casos de sociedades ou grupo de empresas que se associam para explorar e produzir um campo. Uma delas pode se enquadrar na categoria de grande porte ou o grupo ao qual ela pertence ser maior do que o limite para empresa de médio porte, deixando, portanto, de fazer jus à ressalva contida no regulamento.

Ademais, ainda que as 3 realidades expostas sejam, na maioria dos casos, bastante divergentes entre si, dentro de uma mesma unidade de produção, marítima ou terrestre, os sistemas de medição também podem variar quanto ao volume médio diário medido nos pontos de medição. Ao se buscar ampliar a aplicação dos requisitos e exigências do atual RTM quanto ao volume medido e quanto à relevância desse volume frente a produção nacional, uma boa alternativa é olhar para cada um dos sistemas de medição de forma isolada. Isso quer dizer que fatores como localização, ambiente de produção, porte de empresa e tipo de fluido medido são secundários quando se olha o que realmente importa para a metrologia: a qualidade dos resultados das medições quanto à relevância dos volumes medidos.

III.2.1.2. A relevância do risco metrológico

Conforme já dito anteriormente, a medição precisa dos volumes de produção de hidrocarbonetos é de extrema importância, seja para gerenciamento de reservatórios dos campos de petróleo e gás natural, maximização de lucros e extensão de vida útil dos campos, como para pagamento das obrigações relativas às participações governamentais por parte das empresas que exploram e produzem petróleo e gás natural no Brasil. Dentre os tipos de participações governamentais (PG), aquelas que estão relacionadas com o volume de produção e são importantes para o tema desta análise, são os *royalties* e a participação especial (PE).

Os *royalties* correspondem à compensação financeira devida pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no Brasil à União e aos demais entes federados beneficiários. Eles incidem sobre a produção mensal do campo produtor e o valor a ser pago é obtido multiplicando-se 3 variáveis: a alíquota de *royalties*, que pode variar de 5 a 15%, a produção mensal de petróleo e gás natural do campo, e o preço de referência dos hidrocarbonetos no mês definido pelos arts. 7º e 8º do Decreto nº 2.705/1998 (ANP, 2021).

Já a participação especial (PE) representa a compensação financeira devida pelas companhias de exploração e produção de petróleo ou gás natural para campos de grande volume de produção. Para apuração da PE, alíquotas progressivas, que variam de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada, são aplicadas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do Art. 50 da Lei nº 9.478/1997 (*royalties*, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos) (ANP, 2021).

Cabe ainda destacar que o pagamento dos *royalties* sobre a produção é obrigatório em todos os contratos de exploração e produção firmados no país, sejam de concessão, cessão onerosa ou partilha de produção. A PE, por sua vez, é paga apenas nos contratos de concessão e nos campos nos quais haja grande produção e/ou grande rentabilidade.

O montante distribuído em *royalties* entre novembro de 2019 e outubro de 2020 chegou ao valor aproximado de 22,8 bilhões de reais. Em participação especial, o valor para o ano de 2020 foi de pouco mais de 19,4 bilhões de reais (ANP, 2021). Os números nos mostram a importância da atividade de medição de vazão regulada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para que o correto cômputo dos volumes produzidos seja garantido aos entes que recebem parcela das participações governamentais devidas.

O Regulamento Técnico de Medição tem como um dos principais objetivos reduzir o risco metrológico, representado principalmente pelas incertezas associadas à medição de petróleo e gás natural. Os requisitos estabelecidos no regulamento visam atingir resultados de medição mais precisos para reduzir os riscos associados às elevadas incertezas.

A incerteza de medição representa um nível de desconhecimento sobre um resultado apresentado. Dessa forma, a incerteza difere do conceito de erro de medição, uma vez que, em resultados de medição com elevada incerteza, não é possível dizer se o valor verdadeiro é superior ou inferior ao valor medido. Assim, não é possível afirmar que elevadas incertezas levam sempre a valores subestimados de volumes de produção de petróleo e gás natural.

Contudo, altas incertezas de medição na indústria de petróleo trazem reais prejuízos para os entes governamentais e privados. Do ponto de vista de controle da operação, as altas incertezas podem levar a tomadas de decisão equivocadas, colocando em risco a vida de pessoas e o meio ambiente. Adicionalmente, resultados de produção de petróleo e gás natural de baixa qualidade, com altos níveis de incerteza, levam a prejuízos na gestão dos reservatórios com a redução do fator de recuperação e, conseqüentemente, piora no aproveitamento dos recursos naturais em favor da sociedade.

Por fim, incertezas elevadas de medição aumentam o risco tanto das empresas serem tributadas em excesso quanto da União e demais entes federativos não receberem os valores devidos em termos de participações governamentais. Tal risco, principalmente considerando os altos montantes envolvidos, deve ser sempre minimizado. Vale ressaltar que, em sistemas de medição de transferência de custódia, os agentes regulados têm especial zelo visando medições com menores incertezas, justamente pelo impacto financeiro direto que as medições de baixa qualidade podem trazer.

Há de se considerar também que é impossível eliminar completamente todas as incertezas de medição, e a redução dessas incertezas geralmente implica em custos adicionais relacionados à equipamentos e procedimentos operacionais. Portanto, deve-se sempre buscar um equilíbrio entre as incertezas permitidas em uma medição e o objetivo dessa medição.

III.2.2. Causas e conseqüências

De forma a entender melhor o problema central, foi elaborada uma árvore do problema (Figura 5), e elencadas as possíveis causas e conseqüências. Foi utilizado o método dos 5 (cinco) porquês (Figura 6) para se chegar à causa raiz e ao problema discutido.



Figura 5 - Árvore do Problema

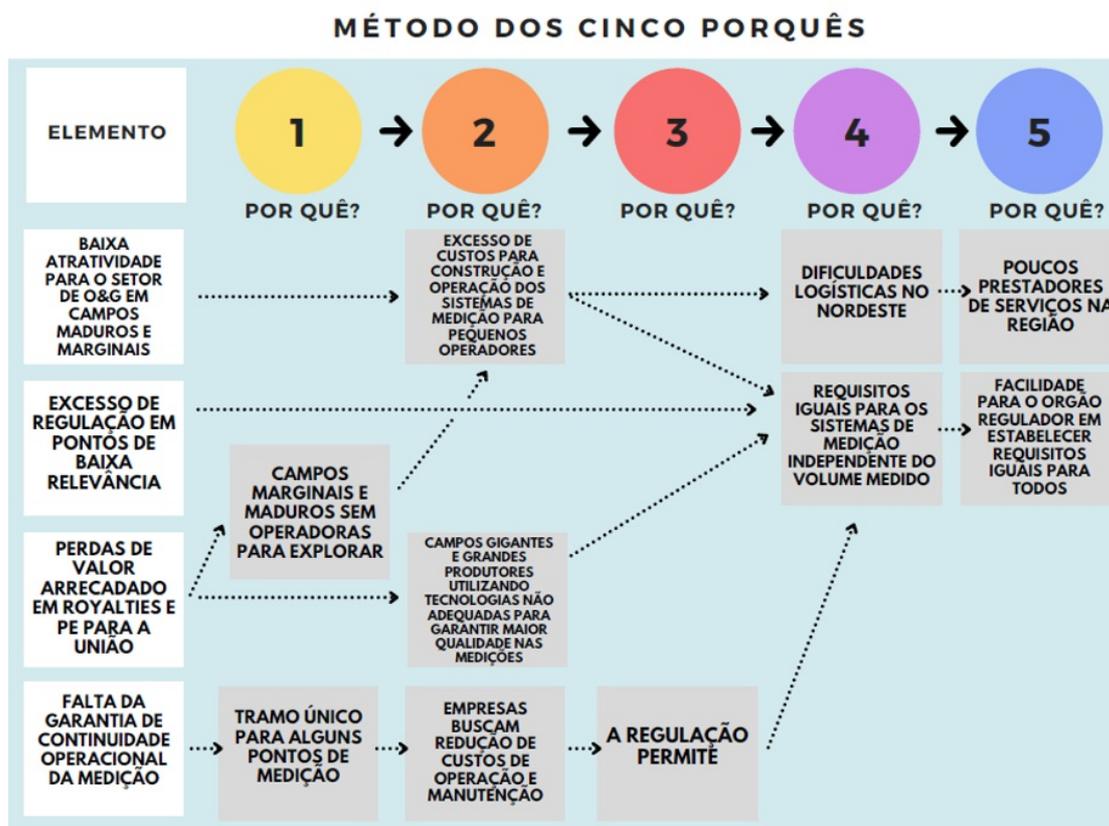


Figura 6 - Método dos cinco porquês

Fonte: Elaboração própria

III.2.2.1. Causas:

- **Requisitos iguais para todos os sistemas de medição independente do volume medido**
 - Excesso de custos para construção e operação dos sistemas de medição para baixos volumes medidos;
 - Grandes campos produtores utilizando tecnologias ultrapassadas de medição (não adequadas para garantir maior qualidade nas medições); e
 - Falta de requisitos de garantia de continuidade operacional da medição.

A causa raiz e as demais causas são decorrentes da não previsão no regulamento atual de uma distinção maior e mais justa entre pequenas e grandes vazões de produção. Praticamente todos os requisitos, exigências e obrigações constantes do ato normativo são igualmente aplicados a todos os agentes regulados.

Grande parte dos sistemas de medição operados por pequenas empresas são de baixa produção, em campos marginais ou maduros, e a qualidade dos fluidos produzidos não são tão atrativos quanto os fluidos produzidos no pré-sal, por exemplo. As tecnologias que devem ser empregadas e os esforços realizados para aumentar o fator de recuperação dos campos e aumentar o lucro do investimento

são expressivos. Essas condições resultam em custos de *capex/opex*² dos sistemas de medição excessivos frente ao volume produzido. Dessa forma, os sistemas de medição que produzem pouco, acabam incorporando exigências e requisitos excessivos dada a baixa relevância no montante total dos volumes produzidos no país.

Nota 2: *Capex* (Capital Expenditure) – despesas de capital, como investimentos em máquinas, equipamentos e outras benfeitorias nas instalações das empresas.

Opex (Operational Expenditure) – despesas operacionais, como folha de pagamento, manutenção, contratação de terceiros, contas de consumo, dentre outros.

Em contrapartida, normalmente as grandes empresas são as operadoras de unidades e sistemas de medição de alta produção e, por vezes, muitas acabam não investindo tanto quanto poderiam para obter melhores resultados e maior precisão nos volumes produzidos e declarados para a União. Melhores tecnologias e equipamentos poderiam ser utilizados de forma a diminuir as incertezas dos resultados de medição realizados frente à alta relevância e impacto no montante total dos volumes produzidos no país. A título de exemplo, alguns sistemas de medição não possuem tramo reserva de operação, ou seja, em situações de falhas de medição ficam comprometidos os corretos cálculos dos volumes produzidos e declarados enquanto os sistemas de medição não retornam à operacionalidade.

Essas causas somadas levam ao problema identificado: desequilíbrio da relação entre risco metrológico e custo regulatório em função do volume medido.

III.2.2.2. Consequências:

As consequências no caso em tela podem ser definidas como:

- **Pouca atratividade para campos marginais e maduros**

Uma das consequências do problema identificado é a atratividade reduzida para a produção de campos maduros e marginais, dado que as empresas que produzem pequenas vazões têm um grande número de obrigações e exigências para cumprir que não condizem com a relevância e o impacto gerado no montante de produção, e são expressivos frente aos investimentos e retornos esperados do negócio. Quanto maior o custo regulatório envolvido na atividade, nesse caso, menor a atratividade para o mercado.

- **Qualidade de resultados de medição insuficiente para grandes vazões medidas**

Os sistemas de medição que produzem grandes vazões não estão operando com a qualidade de medição que poderiam empregar, possibilitando altas incerteza relativas à essa medição, dada a imprecisão das tecnologias utilizadas.

- **Possíveis perdas de valor arrecadado em *royalties* e participação especial para a União**

O problema regulatório tem também como consequência possíveis perdas em valor arrecadado pela União, seja diante de blocos e campos não arrematados em leilões devido à sua baixa

atratividade, ou em virtude da falta de garantia de disponibilidade dos sistemas medição, que podem levar à interrupção da produção ou atraso na sua retomada.

- **Maiores demandas por flexibilizações por parte dos agentes regulados**

As demandas são consequências diretas de uma regulação defasada e com custo regulatório excessivo. As obrigações normativas complexas e difíceis de serem cumpridas obrigam os agentes regulados a continuamente solicitar exceções e flexibilizações aos requisitos e exigências estabelecidos para continuidade de produção e operação dos sistemas de medição. Ademais, a obrigatoriedade de adequação de sistemas de medição de menor criticidade pode levar a uma complexidade desnecessária que implica em custos adicionais não justificáveis tanto para as empresas quanto para a União.

- **Aumento do número de falhas de medição reportadas**

Essa consequência está diretamente relacionada ao fato de que alguns sistemas de medição empregados pelos agentes regulados não possuem um tramo reserva para a operação. Em situações de falha dos medidores principais ou associados, o resultado fica comprometido até que a falha seja resolvida, pois não existe a flexibilidade de desvio da produção para o tramo reserva nessas situações. Então o agente regulado deve reportar a falha ocorrida e usar uma metodologia de estimativa do valor medido enquanto a situação não retorna à normalidade e estes eventos devem ser analisados e validados pela ANP, o que onera a administração em quantidade de recursos direcionados a essas atividades.

III.2.3. Extensão

O problema ocorre em todas as áreas do país onde a exploração, a produção de petróleo e gás natural e o transporte de gás natural são feitos, porém, com impacto mais significativo em campos marginais e de pequenas acumulações no Nordeste e em campos com exploração do pré-sal no Sudeste do país.

III.2.4. Evolução esperada

Caso nenhuma ação seja tomada por parte da ANP para sanar o problema, algumas consequências podem ocorrer:

- I - Possíveis perdas de valor arrecadado em *royalties* e participações especiais para a União;
- II - Diminuição da atratividade para o mercado de produção de petróleo e gás natural em áreas de pequenas acumulações e campos marginais;
- III - Maiores demandas por flexibilizações dos agentes regulados e maior complexidade administrativa;

- IV - Qualidade de resultados de medição insuficiente para grandes vazões medidas;
e
- V - Aumento do número de falhas de medição reportadas.

III.3. Identificação dos atores ou grupos afetados pelo problema

Os atores afetados pelo problema “**Desequilíbrio da relação entre risco metrológico e custo regulatório em função do volume medido**”, um problema ligado diretamente à confiabilidade nas medições de petróleo e gás natural, deverão ser todos aqueles indivíduos, grupos ou organizações que desempenham um papel na política pública relacionada ao petróleo e gás; sendo os atores relevantes aqueles que possuem capacidade de influenciar, direta ou indiretamente, o conteúdo e os resultados do problema em questão.

Para melhor análise dos atores do problema, optou-se por dividi-los em duas categorias, a dos atores governamentais e dos atores não governamentais, e buscou-se analisar como esse problema afeta direta ou indiretamente cada um deles.

Os **atores governamentais** envolvidos direta e indiretamente na esfera da União e suas distintas organizações governamentais são:

- **Ministério de Minas e Energia** – órgão da administração pública federal direta, que tem como área de competência assuntos referentes às políticas nacionais de geologia, de exploração e de produção de recursos minerais e energéticos; é afetado diretamente por reger a política pública a qual a ANP e o Inmetro possuem competência para legislar.
 - **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis** – órgão federal responsável pela regulação das indústrias de petróleo e gás natural e de biocombustíveis no Brasil. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, é uma autarquia federal especial que executa a política nacional para o setor, com foco na garantia do abastecimento de combustíveis e na defesa dos interesses dos consumidores. **É afetada diretamente**, tendo em vista que a ela cabe, em conjunto com o Inmetro, regulamentar a questão e estar sempre revisando e atualizando as Resoluções que envolvem o tema. Detém ampla competência sobre as atividades de regulação das indústrias de petróleo e gás.
- **Ministério da Economia** – órgão da administração pública federal direta que tem como competência, dentre outras, definir a política econômica, a administração, a fiscalização e a arrecadação tributária e aduaneira, as negociações econômicas e financeiras com governos, organismos multilaterais e agências governamentais e a definição dos preços em geral e tarifas públicas e administradas. **É afetado diretamente** por reger a política pública a qual a ANP e o Inmetro estão, por meio de resolução conjunta, regulamentando.
 - **Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro)** – autarquia federal, vinculada à Secretaria Especial de Produtividade, Emprego e Competitividade,

do Ministério da Economia. O Instituto atua como Secretaria Executiva do Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Conmetro), colegiado interministerial, que é o órgão normativo do Sistema Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Sinmetro). **É afetado diretamente**, tendo em vista que a ele cabe em conjunto com a ANP regulamentar a questão e estar sempre revisando e atualizando as Resoluções que envolvem o tema. Detém ampla competência sobre as atividades de metrologia legal.

Já os atores não governamentais diretos e indiretamente envolvidos no problema são:

- **Concessionários** – Pessoas jurídicas de direito privado, também chamadas de permissionárias, e que recebem do Estado a incumbência da execução de determinados serviços públicos, através de atos e contratos administrativos. **Afetados diretamente** pelo problema, tendo em vista ter seus custos e procedimentos impactados diretamente por qualquer alteração na resolução.
- **Afretadas de plataformas** – empresas contratadas pelos concessionários para operação das unidades de produção. **Afetadas indiretamente** pelo problema comparado aos concessionários, uma vez que alguns serviços e custos podem ser impactados e podem levar à necessidade de variação de valor de contrato.
- **Transportadores** – Esse tipo de indústria é caracterizado pela presença de distintas atividades constituídas sob a forma de uma rede física, na qual a interconexão é essencial à sua operação e prestação do serviço. **Afetados diretamente** pelo problema, pelo fato de ter seus custos e procedimentos impactados diretamente por qualquer alteração sugerida no sentido de atacar o problema regulatório.
- **Fabricantes de equipamentos** – empresas que fabricam os equipamentos utilizados na indústria de petróleo, mais especificamente as que produzem equipamentos de medição. **Afetados indiretamente** pelo problema, sendo responsáveis por fabricar os equipamentos que serão vendidos às empresas para que possam cumprir as exigências da resolução.
- **Laboratórios** – são empresas acreditadas que prestam serviço de calibração de equipamentos utilizados pela indústria do petróleo e gás. São **indiretamente afetados** pelas decisões que envolvem o problema do desequilíbrio da relação risco metrológico e custo regulatório, já que são as empresas acreditadas que prestam os serviços de calibração dos medidores aos concessionários, afretadas e transportadores.
- **Empresas terceiras de manutenção e operação e formação** – empresas que prestam serviços de manutenção e operação às concessionárias, afretadas de plataforma e transportadores. São **indiretamente afetadas** em seus procedimentos com qualquer alteração feita para tratar o problema, já que prestam serviços aos concessionários, afretadas e transportadores.
- **Empresas terceiras de construção** – empresas que prestam serviços de construção às concessionárias, afretadas de plataforma e transportadores. São **indiretamente afetadas** em

seus procedimentos com qualquer alteração feita para tratar o problema, pois prestam serviços aos concessionários, afretadas e transportadores.

- **Empresas terceiras de logística** – empresas que prestam serviços de logística às concessionárias, afretadas de plataforma e transportadores. São **indiretamente afetadas** em seus procedimentos com qualquer alteração feita para tratar o problema, uma vez que prestam serviços aos concessionários, afretadas e transportadores.
- **Academia** – universidades e institutos de pesquisa que são desenvolvedores de estudos e de tecnologia. São **indiretamente afetadas**, na medida em que são desenvolvedoras de estudos e propostas de novas tecnologias e têm incentivo financeiro aumentado à medida em que se aumenta a arrecadação de *royalties*, mas dependem de contrato e interesse dos agentes regulados para desenvolvimento dos projetos.
- **Consumidores** – toda pessoa física ou jurídica que adquire algum produto ou serviço para seu consumo. São **afetados indiretamente** por qualquer ação que vier a interferir na cadeia de produção do petróleo e gás.

Tabela 1 - Tabela dos atores envolvidos

Atores Relevantes	Interesses	Poder de Influência
União	Garantir os <i>royalties</i> , dar maior competitividade ao setor, facilitar a entrada de agentes diversos no setor de petróleo e gás, otimizando as distorções, dar maior atratividade ao mercado	Ser o titular proprietário dos recursos naturais, aprovar leis, controlar a arrecadação e a distribuição das participações governamentais
Órgãos reguladores (ANP/INMETRO)	Garantir os interesses da União, diminuir assimetrias nas relações de mercado, minimizando o desequilíbrio entre os agentes regulados, garantir a aplicabilidade do regulamento por todos os agentes, dar atratividade ao mercado	Regular e fiscalizar o mercado de petróleo e gás
Concessionários	Reduzir custos e rotinas, ter o caminho facilitado para o cumprimento de exigências, disputar competitividade no setor	Como prestadores do serviço atuam junto ao congresso (bancada do petróleo), como ator da sociedade civil, realiza participação em <i>workshops</i> e audiências públicas
Afretadas de plataformas	Reduzir custos e rotinas, ter o caminho facilitado para o cumprimento de exigências, disputar competitividade no setor	Ator da sociedade civil com participação em <i>workshops</i> e audiências públicas
Transportadores	Reduzir custos e rotinas, ter o caminho facilitado para o cumprimento de exigências, disputar competitividade no setor	Como transportadores atuam junto ao congresso (bancada do petróleo), como ator da sociedade civil, participa em <i>workshops</i> e

		audiências públicas
Fabricantes de equipamentos	Vender mais equipamentos e serviços, diversificar serviços prestados, captar novos clientes	Apresentar novos serviços e tecnologias; como ator da sociedade civil, participa em <i>workshops</i> e audiências públicas
Laboratórios	Vender mais serviços, diversificar serviços prestados, captar novos clientes	Apresentar novos serviços e tecnologias; como ator da sociedade civil, participa em <i>workshops</i> e audiências públicas
Empresas terceiras de manutenção e operação e formação	Vender mais serviços, diversificar os serviços prestados, captar novos clientes	Ator da sociedade civil com participação em <i>workshops</i> e audiências públicas
Empresas terceiras de construção	Vender mais equipamentos e serviços, diversificar serviços prestados, captar novos clientes	Ator da sociedade civil com participação em <i>workshops</i> e audiências públicas
Empresas terceiras de logística	Vender mais serviços, diversificar os serviços prestados, captar novos clientes	Ator da sociedade civil com participação em <i>workshops</i> e audiências públicas
Academia	Ampliar as atuações, desenvolvimento de novas tecnologias e ampliar recebimento de recursos oriundos de parte dos royalties	Apresentar novos serviços e tecnologias; como ator da sociedade civil, participa em <i>workshops</i> e audiências públicas
Consumidores	Melhor serviço, melhores tarifas, mais informação, menor impacto ambiental	Ator da sociedade civil podendo contribuir em <i>workshops</i> e audiências públicas
Políticos	Favorecer as empresas que atuam no setor de petróleo e gás (bancada do petróleo), representar a sociedade e os consumidores	Atuam diretamente na aprovação de leis

Tendo em vista os interesses e influências apresentados na tabela acima, e pautado no fim que se pretende nesta análise de impacto regulatório para o problema a ser discutido e resolvido, considerou-se apenas os atores diretamente afetados e envolvidos, dado o forte interesse público no assunto de medição de hidrocarbonetos produzidos e movimentados no país por parte da União.

IV. IDENTIFICAÇÃO DA BASE LEGAL

A competência da ANP para legislar sobre o tema vem expressa tanto na lei que institui a sua criação, a Lei nº 9478, de 6 de agosto de 1997, quanto no decreto que cuida da sua implantação, o Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998.

Lei nº 9.478/97:

CAPÍTULO IV

DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

SEÇÃO I

Da Instituição e das Atribuições

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

(...)

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, (...).

Decreto nº 2.455/1998:

“Art. 1º Fica implantada a Agência Nacional do Petróleo - ANP, autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com prazo de duração indeterminado, como órgão regulador da indústria do petróleo, nos termos da [Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997](#).

...

ANEXO I

ESTRUTURA REGIMENTAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

CAPÍTULO I

DA NATUREZA E FINALIDADE

...

Art. 2º A ANP tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, de acordo com o estabelecido na legislação, nas diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e em conformidade com os interesses do País.”

De acordo com a Lei nº 9933, de 20 de dezembro de 1999, em seu artigo 2º, é o Inmetro órgão competente para expedir atos normativos e regulamentos técnicos nos campos da Metrologia e da Avaliação da Conformidade de produtos, de processos e de serviços, relativos às questões de segurança, prevenção de práticas enganosas de comércio, proteção da vida e saúde humana, animal e vegetal, e proteção ao meio ambiente.

Em seu artigo 3º, a lei estabelece que o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) é competente para:

“II - elaborar e expedir regulamentos técnicos que disponham sobre o controle metrológico legal, abrangendo instrumentos de medição;

III - exercer, com exclusividade, o poder de polícia administrativa na área de Metrologia

Legal”;

...

“V - executar, coordenar e supervisionar as atividades de metrologia legal e de avaliação da conformidade compulsória por ele regulamentadas ou exercidas por competência que lhe seja delegada”.

V. DEFINIÇÃO DOS OBJETIVOS

A árvore de objetivos, conforme Figura 7, abaixo, evidencia:



Figura 7 - Árvore de Objetivos

Fonte: Elaboração própria

O objetivo fundamental e os objetivos meios, alinhados às causas, ao problema regulatório, às políticas públicas do setor e ao planejamento estratégico da ANP foram assim definidos e servem para orientar a análise e a comparação das alternativas, assim como os parâmetros para as estratégias de implementação, monitoramento e avaliação da alternativa de ação escolhida.

Objetivo Fundamental:

- Balanceamento da relação entre risco metrológico e custo regulatório.

Objetivos Meios:

- Diminuição do *capex/opex* dos sistemas de medição de baixa vazão para aumentar a atratividade para os campos marginais e maduros;
- Aumento da qualidade do resultado da medição de grandes volumes;

- Simplificação administrativa; e
- Minimização de possíveis perdas de valor arrecadado em participações governamentais.

Os objetivos elencados estão diretamente relacionados ao problema e buscam equilibrar a relação entre o risco metrológico e o custo regulatório, de acordo com o volume de hidrocarboneto medido.

As demandas do mercado são captadas através da rotina de trabalho de fiscalização, em eventos específicos de debates sobre o tema e verificadas nos processos internos de órgãos de governo que atuam junto às medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia.

Como já mencionado, a solução do problema pretende atender aos anseios de diversos atores envolvidos no mercado de petróleo e gás natural, tais como:

- Um tratamento mais equitativo aos agentes, reduzindo os elevados custos operacionais aos exploradores e transportadores de hidrocarbonetos que atuam com sistemas de baixa vazão, e que atualmente são tratados de forma idêntica aos atores que atuam com sistemas de alta vazão.
- Melhoria na qualidade da medição em sistemas de alta vazão, em busca de novas tecnologias e maior precisão dos volumes medidos e declarados.
- Reduzir os custos de mão de obra junto aos órgãos de governo e agentes regulados que atualmente trabalham com uma excessiva quantidade de processos relacionados a pedidos de flexibilização de requisitos por parte dos agentes regulados.
- Possível aumento na arrecadação de *royalties* e participações especiais, atendendo aos anseios da União diante do cenário econômico atual em virtude da diminuição de falhas de medição e maior garantia de continuidade operacional.

VI. PARTICIPAÇÃO SOCIAL

Durante o desenvolvimento do processo de análise de impacto da revisão do normativo em questão fez-se necessário identificar a potencialidade da participação social, de forma a buscar melhorias na política regulatória e conduzir à adoção de um modelo regulatório que atenda aos anseios de todas as partes, agentes econômicos, consumidores, usuários e comunidade em geral.

A participação social cumpre efetivo papel democrático na qualidade deste processo de análise, oferecendo maior aderência dos agentes, facilitando a flexibilização e adaptação de seu conteúdo.

Nesse sentido, a Lei Orgânica da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP), Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, expressou a imposição de audiência pública em caso de projeto de lei ou alteração de norma que alcance direito dos interessados (agentes regulados, consumidores e usuários), devendo a ANP convocar e dirigir as audiências. Em 2019, coube a Lei Geral das Agências Reguladoras e a Lei da Liberdade Econômica dispor acerca da necessidade da realização de AIR, sempre que houver impacto sobre a esfera de interesses de agentes econômicos,

consumidores e usuários. E, ainda mais recentemente, o Decreto nº 10.411/2020 detalhou o procedimento de AIR.

Para tanto, a Agência precisa garantir publicidade aos eventos, sejam eles *workshops*, consultas ou audiências públicas, para que sejam atingidos todos os interessados, como também garantir o devido retorno de contribuições ao trabalho.

Decidiu-se por utilizar o formato de evento *workshop* para apresentar os problemas regulatórios existentes na resolução atual, e que vêm sendo identificados pela Agência conforme ampla experiência de trabalho e relacionamento com os agentes de mercado.

A consulta pública é o procedimento pelo qual são divulgadas minutas e propostas de alteração de atos normativos, almejando permitir aos interessados a indicação de críticas, sugestões e contribuições.

A audiência pública representa sessão para instrução no fluxo decisório, momento no qual os interessados podem manifestar-se, oralmente, a respeito dos problemas identificados, das soluções indicadas e dos aspectos relacionados às propostas de ato normativo.

Outros pontos importantes a serem comentados é que a participação social traz transparência ao processo, demonstra a inexistência de favorecimentos a atores específicos e gera maior aceitação pelos agentes econômicos, consumidores ou usuários para as propostas.

Cabe destacar que, apesar da participação social nos processos de criação ou revisão de normas regulatórias, permanecem os órgãos com competência para decisão da matéria. Aos casos em que ocorrem a desconsideração de contribuições externas, cabe ao agente regulador apresentar argumentação clara da motivação.

Seguindo a agenda regulatória estabelecida pela ANP, foi realizado em 23/02/2021 o *workshop* com o objetivo de obter contribuições e subsídios para a elaboração da análise de impacto regulatório (AIR) dos principais pontos que se pretende revisar da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

Tal atividade foi conduzida pela ANP através do Núcleo de Fiscalização de Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural – NFP, com a participação da Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM e da Diretoria de Metrologia Legal – Inmetro.

O evento foi aberto a toda a sociedade, buscando assim obter uma participação ampla com diferentes pontos de vista. Estiveram presentes representantes de empresas de produção de petróleo e gás natural, órgãos de classe, associações, órgãos governamentais, transportadores e distribuidores de gás natural, transportadores de petróleo, prestadores de serviços, empresas de consultoria, fabricantes e representantes comerciais de equipamentos relacionados à atividade, empresas consumidoras de gás natural, empresas detentoras de terminais de GNL, distribuidores de GNL, comercializadoras de gás natural, importadoras de gás natural, empresas de produção de energia, empresas de afretamento e operação, instituições de ensino, laboratórios de calibração de instrumentos, laboratórios de pesquisa, institutos de pesquisa, empresas de advocacia, além da participação da sociedade em geral.

Nessa oportunidade foram apresentados os principais pontos da resolução em vigência onde foram identificadas a necessidade de melhorias (problemas regulatórios), assim como foi dada a

oportunidade de contribuição a todos os participantes através de apresentações e preenchimento de formulário eletrônico disponibilizado no site da ANP.

Durante o evento foi aberto espaço ao Inmetro, à Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás e à Modec Serviços de Petróleo do Brasil Ltda, as quais apresentaram demandas sobre o tema, assim como foi aberta uma sessão de perguntas aos demais participantes e representantes de diversas empresas que atuam na cadeia de O&G.

O Inmetro apresentou estudo sobre as condições de contorno para calibração de medidores de vazão buscando investigar a possibilidade de utilização de fluidos e condições alternativas nos procedimentos de calibração.

A ATGás apresentou uma proposta para ampliação do intervalo entre calibrações dos medidores ultrassônicos, fundamentada no histórico de calibrações sucessivas de medidores instalados e nas práticas internacionais específicas ao tema.

A Modec apresentou uma proposta para adoção de um limite de incerteza pré-definido para cada componente no cálculo de incerteza global do sistema de medição.

Por meio do preenchimento do formulário eletrônico foram contabilizadas 82 propostas de alterações à resolução vigente, as quais serviram de debates internos para o devido entendimento da visão externa a este órgão regulador.

A partir das contribuições recebidas durante o evento, a ANP se aproxima ainda mais dos problemas regulatórios para a devida elaboração da Análise de Impacto Regulatório, assim como da revisão do instrumento de regulação.

O evento foi realizado através da plataforma Team's da Microsoft e teve transmissão simultânea pelo youtube no endereço eletrônico descrito abaixo:

<https://www.youtube.com/watch?v=pLueKv6Ee3A>

Na hipótese de alteração da atual Resolução vigente, serão realizadas novas etapas de consulta e audiência públicas seguindo a programação estabelecida pela Agenda Regulatória, oportunidade em que os trabalhos em andamento serão avaliados pela sociedade, como forma de aprimorar o conteúdo do regulamento técnico de medição.

VII. IDENTIFICAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Nos Estados Unidos, a propriedade dos recursos minerais no subsolo é privada. Os direitos à exploração podem ser vendidos independentemente da propriedade das terras. Nesse caso, não existe a figura da participação governamental direta na exploração e produção de petróleo e gás. Normalmente, são celebrados contratos privados entre os detentores dos direitos minerais e empresas petrolíferas que incluem cláusulas sobre a medição da produção para pagamento de *royalties*. Dessa forma, a exploração *onshore* em acumulações privadas é extremamente desregulada, o que promove a participação de empresas de petróleo menores e viabiliza a exploração de campos com baixa produção.

Cerca de 30% das terras dos Estados Unidos são de propriedade federal. Nesse caso, a

exploração de petróleo e gás natural é regulada pelo Bureau de Gerenciamento de Terras – BLM (da sigla em inglês, Bureau of Land Management), agência vinculada ao Departamento de Interior. A exploração *offshore* segue o mesmo critério, com direitos estaduais e federais atrelados à atividade. As empresas que produzem nessas áreas devem pagamento de *royalties* e o modelo regulatório é similar ao brasileiro, com requisitos técnicos de projeto de sistemas de medição, prazos de calibração e fiscalização prescritivos e limites de incerteza definidos em norma. Em terras federais e ambiente marítimo, normalmente são as grandes empresas petrolíferas que realizam a exploração e produção, uma vez que o pagamento de *royalties* e o atendimento às regulações onera a operação.

Casos similares, com regulações semelhantes às utilizadas no Brasil, são comuns em países como no México, Reino Unido e Canadá.

A regulação norueguesa, referência mundial na área de petróleo e gás, é significativamente diferente da brasileira. A filosofia de projeto de sistemas de medição, norteada pelas diretrizes do NPD (Norwegian Petroleum Directorate) e pelo desenvolvimento dos padrões NORSOK, prioriza um investimento *capex* mais elevado, com a utilização de tecnologias mais recentes, sistemas de calibração *in situ*, redundância de medidores de vazão e de instrumentos secundários, contrabalanceando com um *opex* menor, com exigências de calibração menos frequente e a utilização de diagnósticos e estudos metrológicos para controlar os erros e incertezas de medição. A fiscalização e monitoramento da medição é menos prescritiva e baseada em gestão e comunicação direta entre representantes da empresa e o NPD. Deve-se levar em conta que, no caso da Noruega, a totalidade da produção é *offshore*, com poucos e grandes atores e altos investimentos.

A diversidade de realidades e atores envolvidos na indústria de petróleo e gás no Brasil, com exploração *offshore* de grande escala no pré-sal, campos maduros no pós-sal, produção *onshore* que envolve diversos atores com variadas produções e baixo incentivo econômico, além da baixa exploração das bacias sedimentares terrestres e da implementação da política de desinvestimento da Petrobras, tem apontado para a necessidade de construção de um modelo regulatório próprio. Um modelo que combine características da regulação norueguesa para os sistemas de medição de alta produção e ao mesmo tempo flexibilize requisitos para campos de menor produtividade com o objetivo de incentivar o aproveitamento dos recursos por empresas menores, como a legislação estadunidense.

Para tanto, foram elencadas 4 possíveis alternativas de ação:

VII.1. Não alteração da resolução/manter regulação atual (*Status quo*)

Vantagens:

- Mercado já conhece a resolução atual e os agentes envolvidos já estão operando segundo seus critérios;
- Não despender esforços para mudanças; e
- Não despender custos ao governo e aos agentes regulados a depender das alterações.

Desvantagens:

- Problemas identificados na atual resolução permanecem sem solução, como custos desproporcionais de acordo com a vazão de medição e ausência de requisitos mais equitativos entre os produtores e transportadores;
- Permanência da baixa atratividade para o mercado de produção de petróleo e gás natural em áreas de pequenas acumulações e campos marginais;
- Não obtenção de melhores resultados de medição (erros e incertezas) em pontos de medição com altas vazões de produção;
- Estagnação das arrecadações em *royalties* e participações especiais para a União;
- Maiores demandas por flexibilizações e reclamações dos agentes regulados; e
- Aumento do número de falhas de medição reportadas.

VII.2. Alteração da resolução/regulamento atual associada a uma campanha de informação com a divulgação de orientações sobre temas específicos, além de campanhas educacionais buscando adequar o comportamento dos agentes à eficiência desejada

Vantagens:

- Custos regulatórios mais equitativos;
- Alterações pontuais em requisitos e obrigações que, de fato, apresentam problemas, sem alterar as características gerais da regulação e, dessa maneira, demandando menos esforços por parte do órgão regulador e passível de maior compreensão dos atores envolvidos;
- Diminuição de custos com a implementação de ato normativo e fiscalização por parte do órgão regulador; e
- Menor possibilidade de aplicação de sanções e punições aos agentes regulados.

Desvantagens:

- Dificuldades atreladas ao processo de regulamentação e a complexidade para tentar atender aos atores como um todo de forma satisfatória; e
- Oposição por parte dos atores que serão impactados negativamente pelas alterações propostas.

VII.3. Corregulação associada a publicação de ranking de qualificação das empresas do setor conforme desempenho

Vantagens:

- Agentes regulados terão mais liberdade de ação, exercendo sua atividade de forma mais autônoma para, por exemplo, escolha de equipamentos e métodos de avaliação;
- União teria menos custos em monitoramento, reduzindo os custos regulatórios;
- Diminuição de custos com a implementação de ato normativo e fiscalização por parte do órgão regulador; e
- Menor possibilidade de aplicação de sanções e punições aos agentes regulados.

Desvantagens:

- Aumento nos conflitos de interesse entre os agentes;
- Incertezas no montante das arrecadações de *royalties*; e
- Possível demora na mudança de postura por parte dos agentes regulados, ocasionando numa lentidão maior na implantação da metodologia ou padrões para a execução das atividades;

VII.4. Revogação da atual resolução com autorregulação do mercado, tornando-o o único responsável por garantir a qualidade nos sistemas de medição, associada a uma campanha de informação com a divulgação de informações sobre temas específicos e campanhas educacionais buscando adequar o comportamento dos agentes à eficiência desejada

Vantagens:

- Diminuir custos aos atores diretos que operam no mercado;
- Desmobilização da força de trabalho nas atividades de fiscalização de medição;
- Diminuição de custos com a implementação de ato normativo e fiscalização por parte do órgão regulador; e
- Menor possibilidade de aplicação de sanções e punições aos agentes regulados.

Desvantagens:

- Forte interesse público desprotegido, envolvendo também risco de perda de arrecadação de *royalties* e participações especiais;
- Impactos na rotina de calibrações e inspeções realizadas por prestadores de serviço externos;
- Aumento nos conflitos de interesse entre os agentes;
- Possível demora na mudança de postura por parte dos agentes regulados, ocasionando numa lentidão maior na implantação da metodologia ou padrões para a execução das atividades;
- Maior insegurança jurídica em virtude das relações e acordos não estarem pautadas em atos normativos.

VIII. AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

A metodologia escolhida foi a Análise Multicritério pelo método de análise hierárquica (AHP), de Thomas Saaty. Sua escolha se deu em virtude de sua flexibilidade e possibilidade de comparar as alternativas ampliando os critérios relevantes para atingir os objetivos propostos, e não apenas ancorando-se em custos e benefícios. Critérios cuja relevância se dá principalmente sob aspectos qualitativos e de abrangência em relação aos principais atores envolvidos diretamente. Alcança-se, ainda, uma maior transparência na definição de critérios e ponderações para criar um *ranking* de alternativas.

Para análise dos impactos de cada uma das alternativas apontadas pela metodologia multicritério, foram estabelecidos quatro critérios que objetivam mensurar de forma qualitativa e quantitativa os objetivos pretendidos. Os critérios selecionados são:

I - **Custo regulatório (Redução de *loper* dos sistemas de medição de baixa vazão)** – diminuição de exigências para reduzir custos de investimento e operação dos sistemas de medição de baixa vazão visando aumentar a atratividade dos campos maduros e marginais;

II - **Risco metrológico (Aumento da qualidade dos resultados de medição de altas vazões)** – aumento de exigências para que os operadores dos sistemas de medição de alta vazão invistam em melhores tecnologias e equipamentos de forma a atingir o objetivo de melhoria da qualidade dos resultados de medição para grandes vazões medidas, dada a grande relevância do volume produzido para a União, reduzindo o risco de perdas de participações governamentais;

III - **Frequência de demandas operacionais (Redução do volume de demandas operacionais levadas à Agência e pleitos para flexibilizações)** – diminuição do número de pleitos e processos relacionados às dificuldades e impossibilidades de cumprimento do ato normativo, bem como a diminuição de necessidade de autorizações, de forma a alcançar uma simplificação administrativa que reduza as demandas por flexibilizações dos agentes regulados;

IV - **Arrecadação de participações governamentais (Minimização das possíveis perdas de arrecadação de *royalties*)** – promover melhorias nos sistemas de medição para garantia de continuidade operacional e para diminuição do número de falhas, minimizando possíveis perdas de valor arrecadado em *royalties* e participações especiais para a União.

A Figura 8, que traz a definição dos níveis de referência, sintetiza as informações acima detalhadas e apresenta metas e atributos quantitativos dos critérios estabelecidos nas bases neutra (N) e positiva (P). Essas metas foram definidas com base na experiência da ANP em regulamentar e fiscalizar as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e com a projeção de onde se quer chegar para atingir o objetivo principal de otimização da relação custo regulatório e risco metrológico na medição

de hidrocarbonetos.

A avaliação de quanto a opção escolhida para solução do problema regulatório atingiu, de fato, a proposta e metas estabelecidas será feita em oportunidade futura quando da avaliação da estratégia de monitoramento da alternativa escolhida e seus desdobramentos.

DEFINIÇÃO DOS NÍVEIS DE REFERÊNCIA				
Objetivo	Aumentar a atratividade para os campos marginais e maduros	Melhoria da qualidade de resultados de medição para grandes vazões medidas	Simplificação administrativa	Minimizar possíveis perdas de valor arrecadado em participações governamentais
Como medir?	Redução do Capex/Opex do sistema de medição	Redução das atuais incertezas	Redução da frequência de demandas operacionais	Diminuição de NFMs relacionadas à disponibilidade dos sistemas de medição
Menor Valor	N1 0%	N2 0%	N3 0%	N4 0%
Maior Valor	P1 20%	P2 20%	P3 15%	P4 10%

Figura 8 - Níveis de Referência

Fonte: Elaboração própria

Para continuidade da análise foram ponderados os critérios comparando-se dois a dois, conforme os impactos para cada um dos atores envolvidos no problema regulatório.

Com a finalidade de estruturar melhor o raciocínio para as ponderações e abranger os atores diretamente afetados de forma mais objetiva e racional, optou-se por considerar a ANP e o Inmetro como “União” dado que são os responsáveis, com atribuição direta dos Ministérios respectivos, por regular, regulamentar e fiscalizar as atividades da indústria do petróleo e gás natural e metrológicas e de avaliação da conformidade de produtos, processos e serviços, respectivamente.

Da mesma forma, optou-se por considerar concessionários e transportadores como “agentes regulados”. Mesmo sendo as finalidades dos sistemas de medição desses agentes diferentes, pois os transportadores operam basicamente sistemas de transferência de custódia, enquanto os concessionários operam tanto sistemas fiscais, como de apropriação e de transferência de custódia, não será invalidada a análise e os resultados comparativos realizados caso não seja possível aplicar algum critério específico.

A primeira comparação realizada (Figura 9) elegeu como critério 1 a redução de *capex/opex* dos sistemas de medição de baixa vazão e como critério 2, a redução das atuais incertezas. Ficou estabelecido o **critério 2 como fracamente preferível ao critério 1**.

Para a União, a diminuição do risco metrológico é fortemente preferível à redução de *capex/opex* dos sistemas de medição de baixa vazão. Dado que pode ser comprovado pela importância e

relevância com que o acompanhamento dos volumes medidos e das incertezas relacionadas é tratado pelo sistema de fiscalização estatal. Seu objetivo é tornar a qualidade dos resultados de medição cada vez melhor, com dados mais precisos e confiáveis. Certo que também existe um interesse da União em trazer maior atratividade para os campos maduros e marginais, o que atenua o deslocamento do pêndulo de preferência da União em direção ao nível extremo do critério 2.



Figura 9 - Comparação critérios 1 x 2

Fonte: Elaboração própria

Já para os agentes regulados, a redução de *capex/opex* é fortemente preferível à diminuição do risco metrológico, dadas as condições financeiras e operacionais de muitos agentes e a busca constante em reduzir custos e aumentar lucros. Mas é preciso ponderar a importância do risco metrológico também para os agentes regulados, pois a qualidade dos resultados de medição é ponto relevante e importante para todo aquele que se propõe a medir, seja para pagamento de participações governamentais devidas, seja para comercialização do hidrocarboneto produzido e transportado.

Por fim, para concluir a ponderação como um todo, o critério 2 foi estabelecido como **fracamente** preferível, por se tratar de medição de petróleo e gás natural produzidos, que gera receita (*royalties* e PE) para a União e assim, para a sociedade como um todo, inclusive para os agentes regulados. Ademais, o interesse público sempre se sobrepõe ao interesse privado.

A segunda comparação (Figura 10) traz novamente o critério 1, redução de *capex/opex* dos sistemas de medição de baixa vazão, e introduz o critério 3, simplificação administrativa. Ficou estabelecido o **critério 1 como moderadamente preferível ao critério 3**.

Para a União, ambos os critérios são benéficos. A redução de *capex/opex*, de forma indireta, com a possibilidade de aumentar a atratividade para os campos maduros, e a simplificação

administrativa, tendo como benefício principal a redução de custos homem-hora (HH) de servidores da Agência nas análises e ações de fiscalização. Como o critério 1 tem possibilidade direta de impacto em arrecadação, o pêndulo para a União foi estabelecido como fracamente preferível o critério 1.

Para os agentes regulados, da mesma forma, ambos os critérios também são benéficos. A redução de *capex/opex*, de forma direta, em custos e lucros, e a simplificação administrativa, com a redução de custos HH de funcionários e colaboradores para propor e pleitear flexibilizações relacionadas às dificuldades de cumprimento do ato normativo. Como o critério 1 tem maior impacto para os agentes regulados, este foi estabelecido como fortemente preferível.

Portanto, a ponderação de preferência como um todo foi definida como **moderadamente** preferível o critério 1 ao critério 3 por ser uma boa relação ganha-ganha para os atores envolvidos.



Figura 10 - Comparação critérios 1 x 3

Fonte: Elaboração própria

A terceira comparação (Figura 11) traz o critério 1, redução de *capex/opex* dos sistemas de medição de baixa vazão, e introduz o critério 4, diminuição do número de notificações de falhas dos sistemas de medição (NFSM). Ficou estabelecido que o **critério 4 é fracamente preferível ao critério 1**.

Para a União, o critério 4 é fortemente preferível ao critério 1. A diminuição de NFSMs relacionadas aos eventos de indisponibilidade dos sistemas é de extrema importância para o correto cômputo dos volumes medidos. A preferência não foi estabelecida como extrema, pois a atuação dos órgãos reguladores deve ser de forma razoável e responsável para não gerar grandes fardos e distorções na atividade de E&P de petróleo e gás natural e de metrologia. Também se considerou que a redução de *capex/opex* pode gerar maior atratividade para os campos maduros e marginais e, assim, ser favorável para a União.

Para os agentes regulados, o critério 1 ainda se mantém como fortemente preferível ao critério 4. A preferência não foi estabelecida como extrema pois as atividades de reporte de NFSM, estimativa de volumes e a própria indisponibilidade dos sistemas de medição não são favoráveis para os agentes. As atividades de envio e gerenciamento de falhas devem ser realizadas em curto período. As estimativas devem garantir aos interesses da União e podem ser acima do volume efetivamente produzido. A indisponibilidade dos sistemas é tão ruim para os agentes quanto para a União.

Por fim, para concluir a ponderação como um todo, o critério 4 foi estabelecido como **fracamente** preferível, pois mais uma vez o interesse público, no caso, se sobrepõe ao interesse privado.

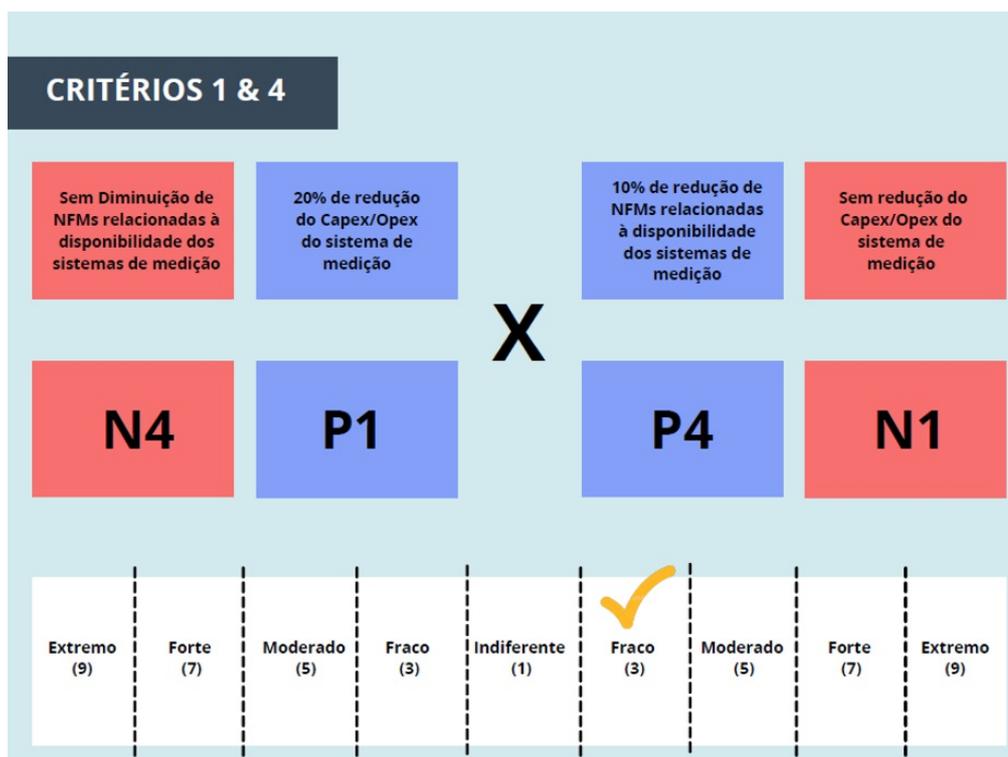


Figura 11 - Comparação critérios 1 x 4

Fonte: Elaboração própria

A quarta comparação (Figura 12) foi realizada entre o critério 2, redução das atuais incertezas, e o critério 3, simplificação administrativa. Ficou estabelecido que o **critério 2 é moderadamente preferível ao critério 3**.

Para a União, o critério 2 é fortemente preferível pois a redução das incertezas de medição melhora a qualidade dos resultados medidos, acurácia e confiabilidade dos sistemas, diminuindo o risco metrológico, enquanto a redução da frequência das demandas operacionais tem como benefício principal a redução de custos de HH de servidores da Agência nas análises.

Já para os agentes regulados, a redução da frequência das demandas operacionais é moderadamente mais interessante do que a melhoria nos sistemas de medição para redução de incertezas. Entretanto, considerando que a diminuição do risco metrológico traz benefícios aos agentes regulados, dado que existe uma preocupação considerável por parte dos agentes para correto cômputo dos volumes de hidrocarbonetos comercializados, foi estabelecida a ponderação moderada.

Para a conclusão da ponderação como um todo, ainda foi levado em conta o volume medido pelos sistemas de alta vazão e o forte interesse público em garantir os melhores resultados quanto possível para as arrecadações. Portanto, o critério 2 foi classificado como **moderadamente** preferível ao critério 3.



Figura 12 - Comparação critérios 2 x 3

Fonte: Elaboração própria

A quinta comparação (Figura 13) trouxe o critério 2, redução das atuais incertezas, frente ao critério 4, diminuição de NFSMs. Ficou estabelecido que **o critério 4 é fracamente preferível ao critério 2**.

Para a União, o critério 4 é fracamente preferível, pois tem relação direta com o aumento de arrecadação em *royalties* e PE por estar relacionado à disponibilidade dos sistemas de medição. Entretanto, o aumento em arrecadação pode não ser critério absoluto em comparação com o aumento do risco metrológico, que, por sua vez, pode implicar também em perdas de arrecadação ao fim de todo processo. Para conclusão, definiu-se como sendo melhor a garantia em valores monetários de arrecadação do que a redução de incerteza de medição.

Para os agentes regulados ambos os critérios implicam em aumento de custo regulatório, porém, o aumento da disponibilidade implica também em aumento de produção. Então, entre os critérios, foi estabelecido que os agentes fracamente preferem o critério 4 ao critério 2.

Por fim, para ponderação como um todo, dado que as preferências são iguais para a União e os agentes regulados, estabeleceu-se como **fracamente** preferível o critério 4 comparado ao critério 2.

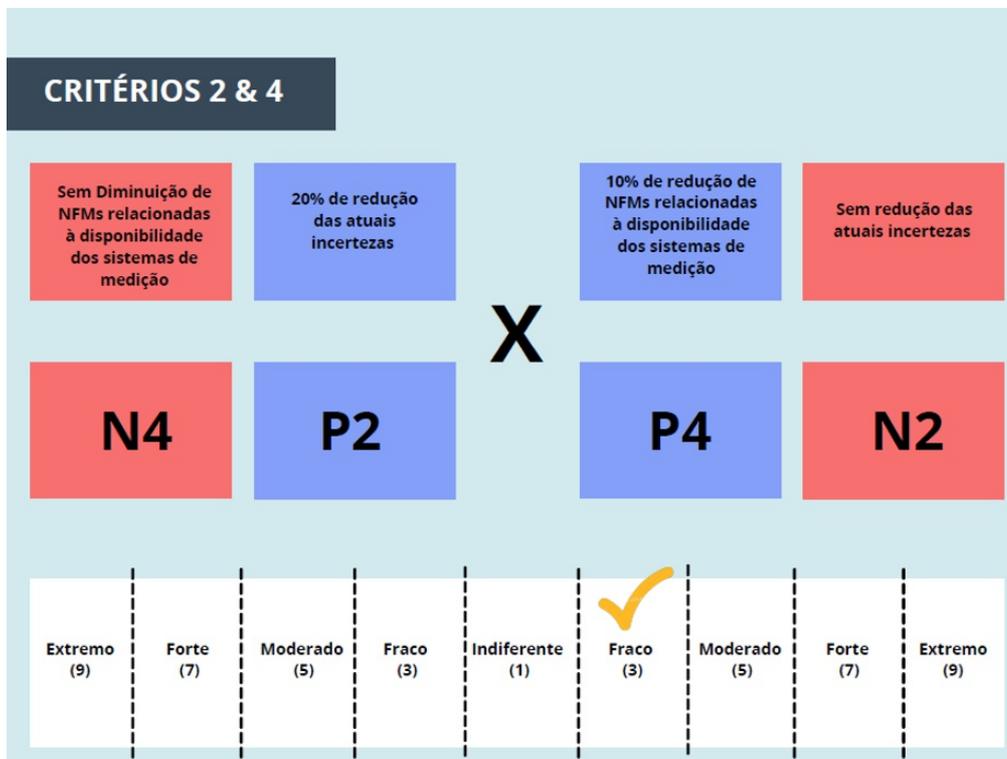


Figura 13 - Comparação critérios 2 x 4

Fonte: Elaboração própria

A sexta e última comparação (Figura 14) realizou-se entre o critério 3, simplificação administrativa, e o critério 4, diminuição de NFSMs. Ficou estabelecido que o **critério 4 é fortemente preferível ao critério 3**.

Para a União, o critério 4 é extremamente preferível, em virtude do forte interesse em aumentar a arrecadação em royalties e PE frente à redução de custos de HH de servidores da Agência nas análises dos pleitos e processos.

Para os agentes regulados, ambos os critérios são benéficos. Porém, a diminuição de NFSMs se mostra fracamente preferível pois, conforme já dito, as atividades de reporte de NFSMs, estimativa de volumes e a própria indisponibilidade dos sistemas de medição não são favoráveis para os agentes, dado que implicam em desconhecimento de volume medido e até parada de produção.

Portanto, na ponderação como um todo ficou estabelecido o critério 4 como **fortemente preferível ao critério 3**.

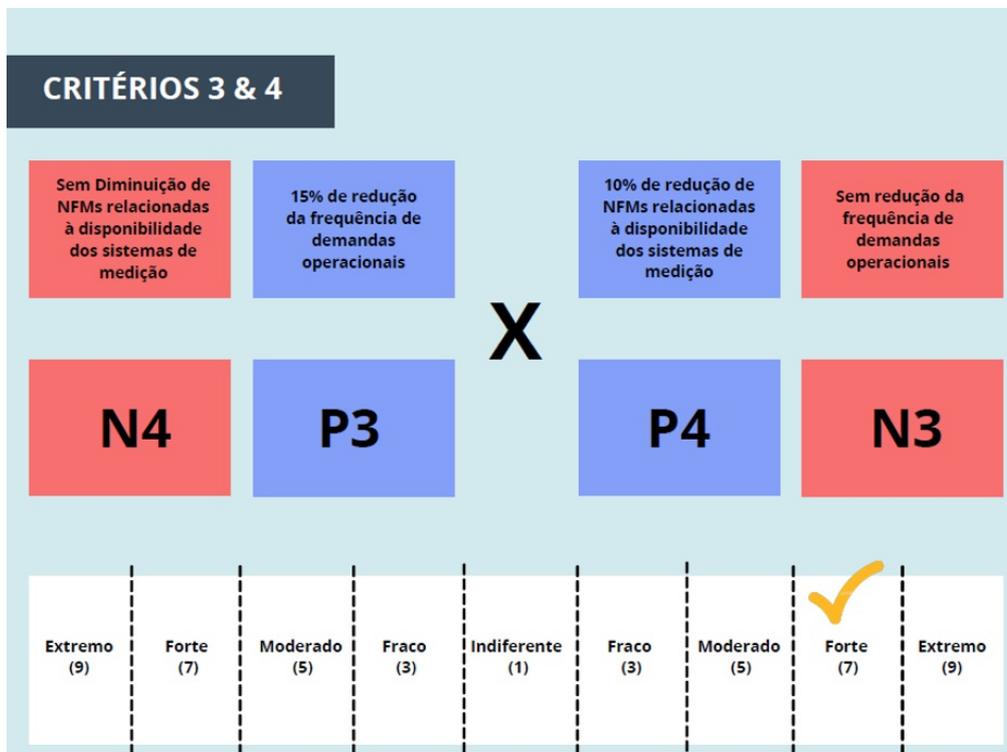


Figura 14 - Comparação critérios 3 x 4
 Fonte: Elaboração própria

Em posse desses dados, foram montadas as tabelas de pontuação das alternativas conforme cada critério. Para essa etapa, as alternativas estudadas foram quatro, conforme anteriormente definidas, a saber:

1. Não ação (manutenção do *status quo*): Regulamento prescritivo sem diferenciação de regras;
2. Revisão do ato normativo, com a criação de categorias de acordo com a vazão medida, somada à uma campanha de informação e educação ao mercado: Regulamento prescritivo flexibilizado por volume medido;
3. Corregulação somada à criação de um *ranking* de agentes regulados: Sistema de gestão e publicidade de não conformidades; e
4. Revogação do ato normativo somada à uma campanha de informação e educação ao mercado: Desregulação e definição/publicidade de boas práticas.

A pontuação das alternativas pode ser vista nas figuras abaixo:

		CRITÉRIO 1 - Redução do Capex/Opex do sistema de medição			
P1	100				✗
	90				
20% de redução do Capex/Opex do sistema de medição	80				
	70		✗		
	60				
Sem redução do Capex/Opex do sistema de medição	50				
	40				
	30			✗	
	20				
N1	10				
	0	✗			
		Regulamento prescritivo sem diferenciação de regras	Regulamento prescritivo flexibilizado por capacidades	Sistema de gestão e publicidade de não conformidades	Desregulação e definição de publicidade de boas práticas

Figura 15 - Pontuação das alternativas para o critério 1

Fonte: Elaboração própria

A Figura 15 mostra que para o critério 1, redução de *capex/opex* dos sistemas de medição de baixa vazão, temos que:

- I. a alternativa 1, de não ação, não pontua nada, uma vez seriam mantidos os atuais requisitos e, conseqüentemente os atuais níveis de *capex/opex* requeridos para os sistemas de medição;
- II. a alternativa 2, de revisão do ato normativo, pontua 70, pois visa justamente reduzir requisitos e custos associados principalmente aos sistemas de medição de menor vazão;
- III. a alternativa 3, de correção, pontua 30, pois a eliminação de requisitos mais prescritivos pode levar a insegurança por parte dos agentes regulados quanto aos requisitos exigidos, o que pode levar a menores reduções de *capex/opex* dos sistemas de medição; e
- IV. a alternativa 4, de desregulação, pontua 100, pois permite que as empresas empreguem os níveis de *capex/opex* que melhor atendem exclusivamente seus interesses.

		CRITÉRIO 2 - Redução das atuais incertezas			
P2	100				
	90		X		
20% de redução das atuais incertezas	80				
	70				
	60				
	50				
Sem redução das atuais incertezas	40				
	30				
	20				
	10			X	
N2	0	X			X
		Regulamento prescritivo sem diferenciação de regras	Regulamento prescritivo flexibilizado por capacidades	Sistema de gestão e publicidade de não conformidades	Desregulação e definição de publicidade de boas práticas

Figura 16 - Pontuação das alternativas para o critério 2

Fonte: Elaboração própria

A Figura 16 mostra que para o critério 2, redução das atuais incertezas de medição, temos o seguinte:

- I. a alternativa 1, de não ação, não pontua nada, pois mantém os atuais requisitos e, portanto, mantém as incertezas hoje permitidas para sistemas de medição de alta vazão;
- II. a alternativa 2, de revisão do ato normativo, pontua 90, pois permite alcançar requisitos apropriados de acordo com os volumes medidos e com isso reduzir as incertezas de medição em altas vazões;
- III. a alternativa 3, de correção, pontua 10, pois não haveria um estímulo explícito para melhoria dos resultados de medição em maiores vazões; e
- IV. a alternativa 4, de desregulação, não pontua nada, pois a ausência de requisitos levaria as empresas a reduzirem consideravelmente os custos operacionais degradando até mesmo os níveis atuais de incerteza alcançados.

		CRITÉRIO 3 - Redução da frequência de demandas operacionais			
P3	100				X
	90				
	80			X	
	70				
	60				
15% de redução da frequência de demandas operacionais	50		X		
	40				
	30				
Sem redução da frequência de demandas operacionais	20				
	10				
	0	X			
N3					
		Regulamento prescritivo sem diferenciação de regras	Regulamento prescritivo flexibilizado por capacidades	Sistema de gestão e publicidade de não conformidades	Desregulação e definição de publicidade de boas práticas

Figura 17 - Pontuação das alternativas para o critério 3

Fonte: Elaboração própria

A Figura 17 mostra que para o critério 3, redução da frequência de demandas operacionais, temos que:

- I. a alternativa 1, de não ação, não pontua nada, pois mantém a complexidade regulatória e necessidade de flexibilizações atuais;
- II. a alternativa 2, de revisão do ato normativo, pontua 50 por permitir que parte dos requisitos atuais sejam flexibilizados, resultando em menor quantidade de demandas por parte dos agentes regulados;
- III. a alternativa 3, de correção, pontua 80, pois permite que a empresa tenha maior autonomia na gestão dos sistemas de medição, demandando menos flexibilizações; e
- IV. a alternativa 4, de desregulação, pontua 100, pois a eliminação dos requisitos implicaria na eliminação das demandas de flexibilização.

		CRITÉRIO 4 - Diminuição de NFMs relacionadas à disponibilidade dos sistemas de medição			
P4	100				
	90				
10% de redução de NFMs relacionadas à disponibilidade dos sistemas de medição	80		X		
	70				
Sem Diminuição de NFMs relacionadas à disponibilidade dos sistemas de medição	60				
	50	X			
N4	40				
	30			X	
	20				
	10				
	0				X
		Regulamento prescritivo sem diferenciação de regras	Regulamento prescritivo flexibilizado por capacidades	Sistema de gestão e publicidade de não conformidades	Desregulação e definição de publicidade de boas práticas

Figura 18 - Pontuação das alternativas para o critério 4

Fonte: Elaboração própria

Por fim, a Figura 18 mostra que para o critério 4, diminuição de NFSMs relacionadas à disponibilidade dos sistemas de medição, temos:

- I. a alternativa 1, de não ação, pontua 50, pois manteria a situação atual, onde já existe requisitos e controle para fiscalização;
- II. a alternativa 2, de revisão do ato normativo, pontua 80, pois espera-se um aumento das participações governamentais em função da maior disponibilidade dos sistemas de medição e dos menores custos de *capex/opex* associados aos sistemas de medição de baixa vazão.
- III. a alternativa 3, de correção, pontua 30, pois a ausência explícita de alguns requisitos pode levar as empresas a projetarem sistemas de medição de baixa disponibilidade, visando a redução de custos iniciais de operação, e
- IV. a alternativa 4, de desregulação, não pontua nada, pois a ausência de requisitos, além de levar a resultados altamente imprecisos, também inviabiliza a fiscalização dos volumes de produção, colocando em risco as participações governamentais envolvidas.

Em posse de todos os dados acima, foi elaborada a matriz de critérios pelo método AHP (Tabela 2), que correlaciona os critérios entre si, conforme a preferência em função da intensidade. Foram determinadas as médias geométricas de cada linha da matriz para conhecer o peso de cada um dos critérios.

Tabela 2 - Método AHP para Análise Multicritério

Método AHP para Análise Multicritério

	CRITÉRIO 1	CRITÉRIO 2	CRITÉRIO 3	CRITÉRIO 4	MÉDIA GEOMÉTRICA	
CRITÉRIO 1	1	0,3333	5	0,3333	0,86334	15,84 %
CRITÉRIO 2	3	1	5	0,3333	1,49535	27,43 %
CRITÉRIO 3	0,2	0,2	1	0,14286	0,27494	5,04 %
CRITÉRIO 4	3	3	7	1	2,81731	51,68 %

Fonte: Elaboração própria

Por meio da multiplicação da matriz de critérios pela matriz de porcentagem das médias geométricas de cada critério, obtém-se a soma dos autovalores da matriz resultante ($\lambda_{total} = 4,22714$). Em posse do lambda total e do número de critérios ($n = 4$), obtém-se o índice de consistência (CI), conforme equação abaixo:

$$CI = \frac{\lambda_{total} - n}{n - 1}$$

$$CI = 0,07571$$

O índice de consistência aleatória (RI) para o caso em que a dimensão da matriz é 4, vale 0,9 e, portanto, a razão de consistência (CR) obtida foi de 8,41%, conforme equação de verificação da consistência dos dados da matriz inicial demonstrada abaixo. Evidencia-se a consistência da análise feita, dado que o valor ficou abaixo de 10%.

$$CR = \frac{CI}{RI}$$

$$CR = 0,08413$$

Então, como último passo, resta verificar, na matriz de decisão, qual das alternativas obteve melhor resultado pelo método multicritério adotado. A verificação consiste em somar os produtos da coluna peso (média geométrica) pelas colunas de pontuação das alternativas, conforme tabela abaixo:

Tabela 3 - Matriz de Decisão

MATRIZ DE DECISÃO					
CRITÉRIO	PESO	NÃO AÇÃO	REVISÃO DA RESOLUÇÃO	CORREGULAÇÃO	DESREGULAÇÃO
CRITÉRIO 1	15,84 %	0	70	30	100
CRITÉRIO 2	27,43 %	0	90	10	0
CRITÉRIO 3	5,04 %	0	50	80	100
CRITÉRIO 4	51,68%	50	80	30	0
RESULTADOS					
		25,84	79,65	27,04	20,88

Fonte: Elaboração própria

VIII.1. Identificação da Melhor Alternativa

A alternativa escolhida a partir do comparativo foi a alternativa 2, revisão do ato normativo com a criação de categorias de acordo com a vazão medida somada à campanha de informação e educação ao mercado: Regulamento prescritivo flexibilizado por volume medido.

Pela metodologia adotada nesta análise de impacto regulatório, o resultado obtido por esta alternativa foi muito superior às demais alternativas avaliadas. O resultado frente ao de manter o *status quo* foi maior do que o triplo e quase o quádruplo frente à alternativa de revogação do ato normativo. A segunda maior alternativa, a correção, também obteve resultado quase três vezes menor do que a alternativa escolhida, a revisão do ato normativo.

IX. CONCLUSÃO E ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, FISCALIZAÇÃO E MONITORAMENTO

A medição da produção de petróleo e gás natural é de extrema importância para o gerenciamento de reservatórios, de forma a garantir um aproveitamento não predatório e mais rentável para as empresas atuantes do setor de E&P de petróleo no país. Mas a maior importância está relacionada aos mais de 40 bilhões de reais por ano recebidos pela União e demais entes federativos em participação especial e *royalties* oriundos dessa produção.

A publicação da Lei do Petróleo (9.478/97) não somente instituiu a cobrança das participações governamentais, como criou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e

Biocombustíveis (ANP) para administrar a exploração e a produção (E&P) de hidrocarbonetos no país. A ANP, para atender as determinações da lei, elaborou e publicou a Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2000, primeiro ato normativo para regulamentar a medição de fluidos extraídos dos reservatórios até então explorados. Essa Portaria foi revisada e alterada 13 anos depois, com a publicação da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, um regramento mais claro, fundamentado em normas conhecidas e respeitadas e mais rico em termos técnicos e em confiabilidade metrológica. Esse é, até hoje, o Regulamento Técnico que norteia a atividade de medição de hidrocarbonetos no Brasil.

Nele são definidos os tipos de medição, critérios e as principais rotinas operacionais relacionadas. São eles: medição fiscal, para cômputo dos volumes produzidos para pagamento das participações governamentais; medição de apropriação, para alocar a medição fiscal aos campos e aos poços produtores; medição de transferência de custódia, para conhecer os volumes transferidos e comercializados pelos agentes; e medição operacional, para controle de processos e demais medições que não se enquadrem nas anteriores. As rotinas estabelecidas são diversas, como: frequências e parâmetros de calibração e verificação metrológica rastreáveis ao Inmetro; periodicidades de testes de poços, análises de fluidos e estanqueidade de válvulas; limites de incerteza de medição e fração de água e sedimentos contidos; proteção e lacres dos sistemas de medição, parametrizações de computadores de vazão e envio de dados de produção, parâmetros e falhas dos sistemas para a ANP.

Em virtude das diferenças relacionadas ao ambiente e localização dos campos, tipo de fluido produzido, reserva e porte da empresa, o Brasil possui 3 principais realidades de exploração e produção de hidrocarbonetos: a produção marítima do pré-sal com duas empresas atuantes e muito volume produzido, a produção marítima do pós-sal com dez empresas atuantes e volumes medianos produzidos e a produção terrestre com 29 empresas atuantes e baixo volume produzido. Considerando que o número de empresas que produziram petróleo e gás natural nos últimos meses no país somam 37, conclui-se que algumas delas, como a Petrobras, por exemplo, atuam em mais de uma realidade de E&P.

Apesar das diferentes realidades de E&P no país, o regulamento técnico de medição vigente não oferece flexibilidade para o órgão regulador tratar os desiguais de forma desigual, de forma a minimizar as desigualdades, conforme o princípio da equidade. Nem tem respondido de forma satisfatória aos anseios dos agentes regulados, ao avanço tecnológico, à promoção de incentivos para investimentos e atratividade aos campos, e à relevância dos volumes produzidos pelos sistemas conforme tipo de medição, fluido produzido e risco metrológico. Desta forma, e considerando a necessidade de aperfeiçoamento do ato normativo vigente, esta análise propôs uma nova forma de categorizar os sistemas de medição conforme vazão máxima de projeto.

IX.1. Estratégia de implementação

Políticas, instituições e instrumentos de análise de impacto de ações governamentais devem ser integrados buscando a melhoria da qualidade regulatória. Devem levar em consideração a diversidade de formatos institucionais e organizacionais das agências reguladoras, bem como a diversidade de instrumentos de produção normativa sob responsabilidade dos órgãos reguladores.

De acordo com a Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, que instituiu o

regimento interno do órgão, a ANP possui em sua tipologia organizacional a estrutura de núcleo, consistente em uma unidade técnica ou executiva responsável pelo planejamento e pela execução de processos de natureza técnica ou específicos que demandem conhecimento técnico especializado; subordina-se a uma Diretoria ou a uma Superintendência.

Nesse sentido, o Núcleo de Fiscalização da Medição de Petróleo e Gás Natural é a unidade finalística da ANP que tem a atribuição de propor a regulamentação relativa aos procedimentos e às diretrizes referentes à medição da produção de petróleo e gás natural, em conjunto com as demais instituições governamentais competentes.

Uma vez que a análise de impacto regulatório revelou como melhor alternativa a revisão do ato normativo em vigor; além da realização de campanha de informação e educação do mercado acerca do regulamento prescritivo, a estratégia de implementação pode se dar de forma imediata, no que tange às flexibilizações dos requisitos, e pode ser aplicada de acordo com o surgimento de novos projetos de estações de medição, quando se tratar dos requisitos adicionais em aspectos construtivos para os sistemas de medição de alta vazão.

A implementação da alternativa se pautará por duas ações:

1. Edição de resolução para alterar o regulamento técnico de medição em vigor; e
2. Criação de grupo de encontro permanente para discussão das questões afetas à medição de vazão com os agentes regulados.

O trâmite para edição de resolução ANP, conforme normatizado pelo Regimento Interno, consiste primeiramente na sua inclusão na Agenda Regulatória da ANP, e posteriormente, na participação social, por meio do escrutínio público, a fim de qualificar os aspectos relevantes das matérias colocadas em discussão pelos principais atores afetados. A participação social é efetivada através de consulta pública (com duração mínima de quarenta e cinco dias) e audiência pública prévias, convocadas pela Diretoria Colegiada da ANP e organizadas pela unidade organizacional competente.

A participação social produzirá um relatório em cada uma das suas etapas, que ficará disponível para o acesso da sociedade.

IX.1.1. Análise de Risco

Para a avaliação dos riscos de implantação da alternativa proposta, utilizou-se a técnica de APP - Avaliação Preliminar de Perigos. A metodologia busca a identificação indutiva de perigos potenciais, riscos associados, suas causas e consequências, além de avaliação de recomendações para o controle e mitigação destes riscos.

Cada causa associada a um perigo é avaliada conforme sua severidade e frequência de ocorrência de forma qualitativa. Utiliza-se a matriz apresentada na Tabela 4 a seguir para avaliar o risco com base nessas informações.

Tabela 4 - Matriz de riscos utilizada na APP

		Frequência				
		A	B	C	D	E
Severidade	IV	2	3	4	5	5
	III	1	2	3	4	5
	II	1	1	2	3	4
	I	1	1	1	2	3

Severidade	Frequência	Risco
I Desprezível	A Extr. Remota	1 Desprezível
II Marginal	B Remota	2 Menor
III Crítica	C Improvável	3 Moderado
IV Catastrófica	D Provável	4 Sério
	E Frequente	5 Crítico

Os riscos e recomendações avaliados estão apresentados na Tabela 5:

Tabela 5 - Planilha da APP

Perigo	Causa	Consequência	Salvaguarda	Frequência / Probabilidade	Severidade	Categoria de Risco	Recomendações
	Requisitos técnicos/ metrológicos de projeto dos sistemas de medição insuficientes	Incerteza da medição elevada	-	C	III	3	- Ajustar o ponto de corte das categorias de vazão inferiores de forma que a produção total dos pontos de medição representem um valor baixo da produção total de forma a mitigar o risco de perdas da união e ao mesmo tempo maximizando o número de pontos de medição beneficiados.
Prejuízo na arrecadação de participações governamentais da União	Defeitos ou deriva dos elementos primários ou secundários	Erros de medição elevados	Frequência de calibrações	D	III	4	- Ajustar o intervalo de calibração para realizar o acompanhamento da comprovação metrológica dos medidores conforme a necessidade da tecnologia e a relevância da categoria de vazão; - Ajustar o ponto de corte das categorias de vazão inferiores de forma que a produção total dos pontos de medição representem um valor baixo da produção total de forma a mitigar o risco de perdas da união e ao mesmo tempo maximizando o número de pontos de medição beneficiados - Ajustar o ponto de corte das categorias de vazão superiores de forma que a produção total dos pontos de medição representem correntes de alta produção, de forma a mitigar o risco de perdas da união - Utilização de tecnologias de medição de gás mais modernas para a medição, com incerteza menor.
	Utilização de placas de orifício na medição fiscal de gás natural	Incerteza de medição elevada	-	E	II	4	
	Prazos de amostragem e análise de fluidos elevados	Erros de medição	- Analisadores em linha ou maior frequência de amostragem	D	I	2	- Instalar cromatógrafos, densímetros e analisadores em linha de BSW nos sistemas de medição de maior produção; - Avaliar prazos de coleta e amostragem em função da categoria.
Custo elevado de atendimento aos requisitos metrológicos	Sistemas de medição com requisitos técnicos únicos	Alto custo de projeto e fabricação		C	II	2	- Viabilizar flexibilizações de projeto em sistemas de categorias menores. - Avaliar a criação de uma categoria de medição simplificada para vazões menores onde seja permitido o uso de medidores mais baratos ou estimativas de medição.
	Frequência de calibrações de elementos primários e secundários e amostragem de fluidos	Custo operacional elevado		E	II	4	- Aumentar o prazo de calibração e amostragem nos sistemas de medição de categoria menor

Fonte: Elaboração própria

A análise indica que a alternativa proposta para o problema regulatório deveria possuir 4 categorias de vazão. A categoria mais elevada seria de sistemas que contabilizam correntes de produção elevadas, onde o risco para a União é mais elevado. Uma segunda categoria, com vazões intermediárias, manteria os requisitos técnicos e riscos semelhantes aos atuais. Duas novas categorias para menores vazões seriam dedicadas a sistemas de menor produção e, consequentemente, riscos, sendo que a menor

permitiria estimativas e sistemas de medição simplificados e a maior utilizaria sistemas de medição convencionais com flexibilizações adicionais.

A definição dos pontos de corte entre as categorias é crítica para o balanço de riscos entre a arrecadação de participações governamentais pela União e a redução de custos regulatórios de atendimento do RTM pelos agentes regulados. Deve-se realizar estudo complementar quantitativo para definir estes parâmetros.

IX.1.2. Proposta de Revisão da Resolução

Diante da realidade exposta, e considerando a dificuldade em estabelecer critérios por tipo ou classificação de empresas, volume ou tamanho de reservatório ou ainda localização da unidade de produção, a ANP propôs de forma resumida em *workshop* realizado no final do mês de fevereiro de 2021 a classificação dos sistemas de medição aos quais o regulamento se aplica por vazão máxima de projeto estabelecida. Ou seja, o estudo e a estimativa realizados para dimensionamento dos sistemas de medição quando da fase de projeto, serão os parâmetros que servirão de base para classificação dos sistemas de medição.

Muito importante deixar claro que a ideia apresentada pela ANP é de que as propostas de flexibilizações permitidas por categoria poderão ser imediatamente aplicadas, a partir da vigência do novo ato normativo, para todos os sistemas de medição já autorizados e para os novos projetos. As novas exigências e obrigações quanto aos aspectos construtivos, que representem aumento de custo e investimentos pelos agentes regulados serão aplicáveis apenas para novos projetos de exploração apresentados após a entrada em vigor do novo regulamento. As novas exigências e obrigações quanto aos aspectos operacionais, como novos prazos de amostragem e análise, serão aplicáveis para todos os sistemas autorizados e para futuros projetos.

Os tipos possíveis sugeridos pela ANP, as principais mudanças e o campo de aplicação de cada um deles, por categoria, são explanados a seguir:

IX.1.2.1. Classificação dos Sistemas de Medição por Vazão Máxima de Projeto: 4 Categorias

1. Categoria A

A primeira categoria proposta, denominada de Categoria A, foi pensada para abranger os sistemas de medição que produzem grandes vazões. Dentro do campo de aplicação estariam inclusive grande parte dos sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia que contabilizam na totalidade do *skid* vazões como as verificadas nos painéis de produção referentes aos pontos de medição dos campos do pré-sal.

Os limites da categoria A serão obtidos por meio de análise dos campos e unidades de produção que compõem o pré-sal brasileiro, dadas as características do fluido produzido, do volume

armazenado nos reservatórios, do potencial de produção e da alta relevância da produção comparada ao volume total de hidrocarbonetos produzido e declarado no país.

Essa grande vazão medida justifica o aumento de requisitos e exigências estabelecidos, como forma de garantir uma melhor confiabilidade metrológica dos instrumentos que efetuarão medição de volume dos hidrocarbonetos produzidos. Ademais, considerando a evolução tecnológica e a necessidade de diminuir o risco de perdas na arrecadação de participações governamentais pela União, busca-se diminuir a incerteza de operação dos sistemas de medição e aumentar a confiabilidade e disponibilidade destes equipamentos.

As principais exigências e vedações dessa categoria são listadas e explanadas abaixo.

- Obrigatoriedade de tramo reserva para medição fiscal e de transferência de custódia

Alguns sistemas de medição instalados nas unidades de produção não possuem flexibilidade operacional nos casos de falhas de medição por concentrarem toda a produção em apenas um tramo de medição. Tendo conhecimento dessa fragilidade, a proposta da ANP é que os sistemas de medição fiscais e de transferência de custódia de petróleo e gás natural passem a ser projetados, instalados e operados de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.

Essa proposta traz maior confiabilidade para o sistema de medição, reduzindo o tempo de estimativa de volume em virtude de falha de medição e, conseqüentemente, um melhor resultado de medição. Também diminui a possibilidade de interrupção da produção de uma instalação ou atraso no seu retorno da produção em função da indisponibilidade de um dos tramos de medição.

- Medidor padrão obrigatório

A calibração realizada, seja em laboratório acreditado, seja pelo próprio agente regulado nas instalações de produção, possui o desafio de fazer com que os instrumentos operem dentro dos limites estabelecidos com confiabilidade metrológica e condições de contorno o mais próximo possível da realidade de operação dos sistemas de medição.

Para que os sistemas de medição operem dentro das faixas de limites estabelecidos nas calibrações e que a cada nova calibração seja utilizado o mesmo fluido medido durante a operação do sistema, a proposta da ANP para os pontos de medição que se enquadram nesta categoria é de que possuam um medidor padrão instalado na unidade de produção para a execução destas calibrações.

Ou seja, o medidor padrão nada mais é do que um medidor instalado no *skid* de medição que servirá de base de comparação para calibrar os medidores em operação³. Sendo esta atividade executada durante a operação do ponto de medição, não haverá mais necessidade de retirada do medidor e envio a laboratório externo. Além disso, há também a vantagem de a calibração ser realizada com o fluido produzido e não com fluido simulado pelo laboratório acreditado.

Nota 3: Medidor em operação é um medidor utilizado para medição fiscal, apropriação, transferência de custódia ou operacional de volumes

produzidos, movimentados, estocados e processados de petróleo e gás natural dentro do campo de aplicação do RTM.

No caso de medição fiscal de petróleo, a exigência é de um medidor padrão de referência⁴, ou seja, provador ou tanque. Para a medição de apropriação ou de transferência de custódia de petróleo, a exigência é de um medidor padrão de trabalho⁵. Já para a medição de gás natural, a exigência é de um medidor padrão de trabalho para as medições fiscais e de transferência de custódia.

Nota 4: Medidor padrão de referência é um equipamento com uma medida materializada de volume utilizado como padrão volumétrico para calibrar medidores padrões de trabalho ou medidores em operação.

Nota 5: Medidor padrão de trabalho é um medidor utilizado exclusivamente para calibrar ou controlar instrumentos ou sistemas de medição.

Essa exigência traz maior flexibilidade para os operadores, agilidade para as rotinas de calibração e menor incerteza para a medição de vazão nos instrumentos calibrados. Permite também maior garantia de continuidade operacional, pois minimiza as operações de desembarque e embarque de medidores para calibração em laboratório em terra, atividade sempre associada a riscos logísticos.

- Vedação de uso de sistema de medição por diferencial de pressão para medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural

Considerando a evolução tecnológica e o conhecimento de que os sistemas de medição de gás natural que usam medidores do tipo placa de orifício podem ter incerteza alta (até 1,5%), a proposta da ANP é vedar o uso desse tipo de medidor para as medições fiscais e de transferência de custódia de gás.

Os benefícios metrológicos dessa proposta são diversos entre os ganhos operacionais e metrológicos, quando comparados os medidores eletrônicos com os medidores por diferencial de pressão. São eles:

- Medição direta;
- Incerteza menor;
- Possibilidade de diagnóstico da medição, com acompanhamento de seu desempenho;
- Faixa de operação (range) dos medidores eletrônicos podendo chegar a ser 10 vezes maior do que dos medidores por diferencial de pressão;
- Cadeia de rastreabilidade direta nas calibrações, onde é comparada vazão contra vazão. (atualmente, no caso das placas de orifício, são realizadas inspeções dimensionais e por meio de equações e cálculos normalizados feitas as conversões para vazão); e
- Possibilidade de utilização de medidor padrão na unidade de produção para calibração durante a operação e com o fluido produzido.

- Vedação do uso de tanque para medição fiscal e de apropriação de petróleo

Ainda em consonância com a ideia proposta no item anterior, a medição em tanques

também se apresenta como um sistema de baixa confiabilidade e baixa qualidade metrológica, uma vez que o processo de medição depende de diversos fatores humanos e envolve tempos elevados de estabilização do fluido para atingir a exatidão requerida. Em decorrência desse fato e das grandes vazões medidas por essa categoria de sistema de medição, a ANP propõe vedar o uso de tanque para medição fiscal e de apropriação de petróleo.

- Uso de amostrador automático e proporcional à vazão para sistema de apropriação

O amostrador automático é um equipamento que já tem a sua exigência obrigatória para os sistemas de medição fiscal de petróleo no regulamento vigente. Esse tipo de amostrador fica inserido na linha do sistema de medição e possibilita a coleta de pequenas amostras de fluido em espaço de tempo definido. Os cilindros de amostragem vão sendo continuamente preenchidos para garantir melhor representatividade das amostras de fluidos medidos, depois retirados ao final do ciclo de enchimento e enviados a um laboratório para análise dos fluidos.

A proposta nesse caso é estender a exigência para os pontos de medição de apropriação que também se enquadrem na categoria A, dada a relevância dos volumes medidos.

- Uso obrigatório de cromatógrafo em linha para medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural

Cromatógrafo a gás em linha, segundo a Portaria Inmetro nº 188 de 27 de abril de 2021, é um equipamento que executa análise cromatográfica da composição química do gás natural proveniente do gasoduto, de forma automática e desassistida. De acordo com o RTM, é necessário conhecer a composição química do gás natural para se configurar o computador de vazão, para que as fórmulas inseridas nos *softwares* desses computadores realizem a correta contabilização do volume medido nos pontos de medição.

Com intuito de obter essa análise cromatográfica em tempo real e, simultaneamente, os computadores de vazão serem alimentados com essas informações, essa exigência se apresenta como importante avanço metrológico. Atualmente, os dados cromatográficos são obtidos por meio de uma análise mensal por coleta manual, ocasionando a implementação de apenas um resultado no período de um mês ou mais, se a amostra for invalidada.

Ainda pode ser citado como benefício o fato de que o operador do sistema de medição não dependerá mais de toda a cadeia de gestão de rotinas operacionais de coleta manual, análise, validação e implementação de resultados, que podem ser fontes de não conformidades no que diz respeito aos procedimentos e exigências regulamentares.

Portanto, a proposta é exigir o uso de cromatógrafo em linha para as medições fiscais e de transferência de custódia de gás natural que se enquadrarem nessa categoria de vazão máxima de projeto.

- Uso obrigatório de analisador de BSW em linha para medição fiscal e de transferência de custódia

O analisador de BSW em linha é um equipamento que automaticamente registra e informa o valor da fração de água e sedimentos contida no petróleo durante a medição. Mesmo sendo um equipamento que ainda não possui aprovação de modelo pelo Inmetro, a ideia de exigir o seu uso nos pontos de medição fiscal e de transferência de custódia deve-se à obtenção de um maior controle de processo, evitando a passagem de fluido não especificado pelo sistema de medição.

De posse da leitura contínua do instrumento, o operador tem a possibilidade de agir mais rapidamente em caso de desenquadramento e retornar à condição normal de operação também em tempo menor.

As análises laboratoriais de BSW deverão permanecer e servirão de método oficial para a determinação do volume líquido de petróleo nas medições fiscais e de apropriação, dada a menor incerteza e maior confiabilidade relacionada aos seus resultados.

- Utilização de válvulas com controle automático para medição fiscal e de transferência de custódia

As válvulas automáticas permitem atuação mais rápida para abertura e fechamento do que as válvulas manuais e possuem maior segurança quanto à garantia de fechamento completo. Elas também podem garantir que os medidores operem dentro da faixa estipulada por poderem ser programadas para que um novo tramo receba parte da produção em manobras e abertura de novos poços. Também são importantes para balanceamento da produção, podendo dividir a produção igualmente entre os medidores em operação e ainda permitir a diminuição de falhas em processos de calibração contra medidores padrões, ao garantirem os alinhamentos corretos dos fluidos.

- Medição de Gás Queimado ou Ventilado

Os sistemas de medição de gás queimado ou ventilado possuem uma faixa de operação ampla por sua característica de sistema de segurança, dado que são utilizados para depressurização de linhas e da própria planta em caso de incidentes. Mas em grande parte do tempo operam com volume baixo de medição por fazerem apenas a função de garantir que o gás natural produzido e não aproveitado seja queimado ou ventilado na atmosfera.

Para esses sistemas, a proposta da ANP é permitir que, mesmo que eles se enquadrem em termos de vazão máxima de projeto à categoria A, possam seguir os critérios da categoria B, mais flexível e mais condizente em termos de custo regulatório *versus* relevância dos volumes medidos por esses sistemas.

2. Categoria B

A segunda categoria proposta, denominada de Categoria B, foi pensada para abranger os sistemas de medição que produzem vazões medianas. Dentro do campo de aplicação estariam inclusos grande parte dos sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia, que

contabilizam na totalidade do *skid* vazões equivalentes às verificadas nos painéis de produção referentes aos pontos de medição dos campos do pós-sal e algumas unidades de produção terrestres com maior produção.

Os limites da categoria B serão obtidos por meio de análise dos campos e unidades de produção que compõem o pós-sal brasileiro, dadas as características do fluido produzido, do volume armazenado nos reservatórios, do potencial de produção e da relevância da produção comparado ao volume total de hidrocarbonetos produzido e declarado no país.

Esse volume mediano de vazão medida justifica o aumento de poucos requisitos e exigências estabelecidos, e a manutenção de grande parte do que hoje já está estabelecido no regulamento técnico, de forma que uma boa confiabilidade metrológica dos instrumentos que efetuam medição de volume dos hidrocarbonetos produzidos seja garantida.

As principais novas exigências e mudanças para essa categoria são listadas e explanadas a seguir.

- Obrigatoriedade de tramo reserva para medição fiscal

Assim como na categoria A, os sistemas de medição fiscal que se enquadrem na categoria B deverão ter um tramo reserva de operação para trazer maior confiabilidade para o sistema de medição, reduzindo o tempo de estimativa de volume em virtude de falha de medição e consequente melhor resultado de medição.

- Uso obrigatório de medidor padrão de referência ou padrão de trabalho para medição fiscal

Aqui também se aplica a exigência de medidor padrão para os sistemas de medição fiscal que se enquadrarem na categoria B. Porém, os operadores poderão optar por um padrão de referência, tanque ou provador, ou apenas um padrão de trabalho para a calibração dos medidores em operação.

- Vedação do uso de tanque para medição fiscal e de apropriação de petróleo

A medição em tanques se apresenta como um sistema de baixa confiabilidade e baixa qualidade metrológica, uma vez que o processo de medição depende de diversos fatores humanos e envolve tempos elevados de estabilização do fluido para atingir a exatidão requerida. Em decorrência desse fato e das vazões medidas por essa categoria de sistema de medição, a ANP propõe vedar o uso de tanque para medição fiscal e de apropriação de petróleo.

3. **Categoria C**

A terceira categoria, denominada Categoria C, pretende abranger grande parte dos sistemas

de medição terrestres e até alguns sistemas marítimos que produzem vazões mais baixas. Os limites da categoria C serão obtidos por meio de análise dos campos e unidades de produção que compõem os campos maduros, marginais, de pequenas acumulações, de novas fronteiras e de águas rasas.

As baixas vazões justificam as flexibilizações de requisitos e obrigações estabelecidos no RTM atual, de forma que o aumento do risco quanto à qualidade da medição seja compatível com a baixa relevância da produção comparado ao volume total de hidrocarbonetos produzido e declarado no país. Essa medida também possibilita trazer mais atratividade para a exploração e produção dos campos já em estágio avançado de produção ou de baixa rentabilidade.

As principais flexibilizações para essa categoria são listadas e explanadas a seguir:

- Inmetro poderá permitir calibrações em laboratório sem acreditação, desde que os resultados sejam por ele rastreáveis;

A depender da localização do campo produtor e da infraestrutura adjacente para execução das atividades de rotina necessárias para cumprir as exigências do regulamento, somadas ao porte e capacidades logísticas das empresas que exploram nessas localidades, a atividade de calibração e inspeção dimensional dos equipamentos e sistemas se torna mais difícil.

Buscando trazer maior flexibilidade para as empresas que operam nas condições acima descritas e mediante a comprovação de inviabilidade econômica, critério esse a ser analisado pelo Inmetro, a proposta é permitir que as calibrações sejam realizadas em laboratório sem acreditação, desde que os resultados sejam rastreáveis ao Inmetro.

- Prazos de calibração e coletas dobrados, exceto arqueação de tanque;

Considerando que o volume medido pelos pontos de medição de baixa vazão são menos representativos para o todo e permitem que a União assumira um risco maior para a qualidade dessa medição, a proposta para essa categoria é permitir prazos de rotinas operacionais de calibração, inspeção dimensional, verificação de medidores e coletas de amostras dobrados quando comparados aos prazos estabelecidos para as categorias anteriores.

Essa flexibilização também visa trazer mais atratividade para a exploração e produção de hidrocarbonetos em campos maduros e marginais, diminuindo os custos regulatórios para as empresas dispostas a investir nessa atividade.

Como a atividade de arqueação de tanque é de atribuição e responsabilidade exclusiva do Inmetro e demais entidades conveniadas para a execução destes serviços, a periodicidade permanecerá como a estabelecida no regulamento vigente, cabendo ao Inmetro a análise e discussão de novas propostas para esse tema.

- Limite de BSW maior para medição fiscal e de transferência de custódia.

Boa parte da produção de petróleo terrestre encontra-se já em fase final de vida útil dos campos, o que significa que grande parcela dos poços já produz muito mais água e sedimentos do que hidrocarbonetos. Essa realidade traz um desafio extra para estabilização, separação e medição dos volumes produzidos, normalmente em tanques, para que o petróleo possa ser comercializado ou transferido após a medição fiscal.

Alguns campos marítimos também já apresentam dificuldades de produção e processamento primário de fluidos em virtude dos seus poços produtores também já estarem produzindo com BSW alto e não possuírem muita flexibilidade de tempo e manobra para tratamento dos fluidos antes da medição fiscal. A dificuldade extra também se dá, nesses casos, em virtude de uma plataforma marítima não oferecer muito espaço disponível para aumento da planta de processamento de água produzida. Em campos terrestres, normalmente falta de espaço não é um problema.

Em virtude das dificuldades apresentadas, a proposta nesse caso está relacionada ao aumento do limite de BSW para a medição fiscal, de tal forma que os operadores possam continuar produzindo os poços com BSW alto e não mais encerrar a produção porque a planta de processamento da unidade não possui capacidade para tratamento total da produção que enquadre o petróleo na exigência máxima de 1% de BSW ou 6%, no caso de campos de pequenas acumulações.

4. **Categoria D**

A quarta e última categoria proposta, categoria D, pretende abranger casos excepcionais de medição, sejam eles de baixíssimas vazões, sejam os de características operacionais e metrológicas mais complexas que não se enquadram nas categorias anteriores. As principais flexibilizações dessa categoria são listadas e explanadas a seguir:

- Utilização dos critérios definidos para a categoria C

A intenção aqui nesse caso, é permitir a aplicação de todas as flexibilizações propostas para a categoria C, em virtude de suas características excepcionais e vazões bem mais baixas.

- Utilização de sistemas de medição com requisitos simplificados ou tecnologia alternativa

Para essa categoria, a proposta da ANP é permitir, inclusive, o uso de sistemas de medição com requisitos simplificados ou tecnologia alternativa àquelas estabelecidas e utilizadas rotineiramente para as categorias anteriores.

Um dos exemplos é a permissão para a utilização de medidores sem aprovação do Inmetro. Também permitir maior flexibilidade para os operadores, com a permissão de uso de medidores de baixo custo. Possibilitar a não utilização de um computador de vazão, utilizando-se apenas um conversor PTZ por exemplo, mais simplificado e muito mais barato, mas que hoje não atende ao RTM.

- Possibilidade de medição por estimativa

Para essa categoria também será possível estimar os volumes dos sistemas de medição que nela se enquadrarem, desde que justificada a sua necessidade e aprovado pela ANP. As estimativas são feitas normalmente por cálculo, por balanço de massa, por Razão Gás Óleo (RGO), e por estimativa de teor de óleo e graxa (TOG). Os pontos que podem ser enquadrados nessa categoria seriam ponto piloto de *flare*, pontos de gás natural ventilado e os volumes drenados dos equipamentos em paradas de produção ou durante operação, ou seja, baixíssimos volumes de produção, que muitas vezes nem possuem aproveitamento econômico.

Algumas das propostas apresentadas, especialmente para as categorias A e B, são oriundas de estudos e análises de normas e regulamentação de países como a Noruega, referência mundial em exploração e produção de petróleo e gás natural. Apesar de o órgão regulador norueguês (NPD - *Norwegian Petroleum Directorate*) ter uma atuação mais voltada para a gestão dos sistemas de medição com regramentos menos prescritivos e mais flexíveis em prazos de calibração, por exemplo, as exigências em investimentos necessários para os projetos são muito maiores do que as que hoje vem sendo praticadas no Brasil.

Em contrapartida, considerando que a produção norueguesa é essencialmente em campos marítimos, a realidade brasileira para a produção terrestre se mostra bem diferente de tudo o que é praticado naquele país. Portanto, as categorias C e D foram pensadas para oferecer melhores condições, incentivos e atratividade para a exploração terrestre, e marginal.

Um outro aspecto interessante desta proposta é a possibilidade da reclassificação dos sistemas de medição conforme a evolução da curva de produção dos campos. Normalmente, a produção de hidrocarbonetos é mais elevada no início da exploração e, com o passar do tempo, a produção de água tende a aumentar e a de petróleo e gás natural associado reduzir, conforme o campo se torna mais maduro. Eventualmente, o sistema de medição poderia ser reclassificado para uma categoria com menos exigências regulatórias quando atingir a faixa de vazão requerida. Como a lucratividade do campo reduz em linha com a produção de hidrocarbonetos e, conseqüentemente, resulta em menor risco para a União, essa possibilidade traz benefícios ao operador de campos maduros.

Todas as ideias apresentadas têm a pretensão de tornar a medição de petróleo e gás natural no país mais eficiente e, ao mesmo tempo, mais equitativa aos diferentes agentes que exploram e produzem hidrocarbonetos, independente dos parâmetros de localização dos campos, tipo de fluido produzido, e até porte da empresa exploradora. A expectativa é que, caso essa proposta de classificação dos sistemas de medição seja implementada, se alcance um novo patamar em termos de medição de petróleo e gás natural no país.

IX.2. Estratégia de Fiscalização

A estratégia de fiscalização do atendimento aos requisitos metrológicos do novo

regulamento técnico de medição após sua implementação será correlata às diretrizes gerais e critérios de fiscalização constante do plano anual de fiscalização dos sistemas de medição da produção de petróleo e gás natural, de competência do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção - NFP.

Essa estratégia leva em consideração três aspectos básicos: 1) período anual para a execução do plano de fiscalização; 2) a definição de quantitativos de agentes de fiscalização envolvidos; e 3) a definição de metas quantitativas de agentes fiscalizados. Essa última deve observar o quantitativo de inspeções definidos como meta intermediária do NFP para o período respectivo, as recomendações e/ou determinação dos Órgãos de Controle do Governo Federal, além dos dados históricos obtidos através do Sistema de Fiscalização da Produção – SFP, do Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção – SIGEP, e das análises dos eventos registrados nas Notificações de Falhas de Medição encaminhadas pelos operadores.

O escopo de atuação do NFP abrange desde simples unidades de produção de petróleo e/ou gás natural, constituídas por um único ponto de medição em estações terrestres, até complexas unidades de produção marítimas compostas por diversos sistemas de medição.

A atividade de fiscalização será realizada com independência, imparcialidade, impessoalidade e legalidade, observando-se o interesse público e os direitos da operadora fiscalizada e de terceiros relacionados, por servidores efetivos lotados no NFP, com competência para exercerem as atividades de fiscalização.

As ações de fiscalização que tenham por objetivo a autorização de início de produção ou a autorização para utilização de novo ponto de medição, terão prioridade sobre as fiscalizações de rotina programadas, e devem ser realizadas tendo como data limite àquela divulgada na Carta de Serviços da ANP, ou outro documento que venha a substituí-la.

Em razão da limitação de recursos, sejam eles orçamentários ou humanos, e considerando a elevada demanda de inspeções, as ações de fiscalização serão direcionadas, levando-se em consideração as seguintes diretrizes:

- Volumes de petróleo e gás natural movimentados pelos pontos de medição da instalação;
- Tempo de permanência em situação de falhas de medição, apurados a partir das comunicações de falha encaminhadas;
- Tempo decorrido desde a última inspeção;
- Solicitação de autorização para início de produção;
- Solicitação de autorização para utilização de novos pontos de medição;
- Desativação de pontos de medição;
- Inconsistências nas informações registradas no Sistema de Fiscalização da Produção (SFP) e no Boletim Mensal de Produção (BMP);
- Aproveitamento logístico em função do deslocamento para realização de outras ações de fiscalização;
- Abrangência de situações irregulares encontradas *in loco*; e

- Denúncias de irregularidades.

A priorização para a distribuição de recursos humanos para fiscalização por área demandante considerará:

- As demandas de inspeção para autorização de início de produção de instalações;
- As demandas de inspeção para autorização de novos pontos de medição em instalações com outros pontos anteriormente autorizados e em operação; e
- As situações em que haja desativação de ponto de medição.
- Restrições orçamentárias;
- Redução ou aumento da mão de obra designada para a atividade de fiscalização;
- Demandas não programadas de autorização para início de produção ou para utilização de novo ponto de medição; e
- Demandas não programadas de ações de fiscalização decorrentes de denúncias ou determinadas por autoridade superior.

A classificação das instalações produtoras em um *ranking* de prioridade para ação de fiscalização leva em conta parâmetros objetivos, retirados das diretrizes elencadas para definição do Plano de Fiscalização, quais sejam:

- a) Volumes de petróleo e gás natural movimentados pelos pontos de medição da instalação;
- b) Tempo de permanência em situação de falhas de medição, apurados a partir das comunicações de falha encaminhadas; e
- c) Tempo decorrido desde a última inspeção.

e parâmetros subjetivos, derivados de análise estratégica do NFP. A ordem de 60% das instalações é selecionada pelo critério objetivo e 40% das instalações selecionadas a partir de parâmetros subjetivos, classificadas como demandas estratégicas.

Nesse sentido, a listagem de instalações a serem fiscalizadas de acordo com o critério objetivo seguirá a ordem pontuada através do índice de Fiscalização dos Sistemas de Medição (IFSM), que consiste no somatório de três outros índices: Índice de Notificação de Falhas do Sistema de Medição (INFSM), Índice de Volume Medido pelo sistema de medição (IVM) e Índice do Tempo (IT).

O INFSM visa a quantificar a possibilidade de um sistema de medição apresentar problemas. Considera o número de Notificações de Falha de Sistema de Medição emitidas pelas unidades produtoras e compõe-se da seguinte forma:

$$INFSM, i = \left(\frac{df}{DF} \right)$$

INFSM, i – é o Índice de Notificação de Falha do Sistema de Medição para uma dada instalação;

df – é o número de dias com volumes estimados através de Notificações de Falha do Sistema de Medição em uma dada instalação;

DF – é o maior número de dias com volumes estimados através de Notificações de Falha do Sistema de Medição dentre as instalações consideradas.

O IVM, por sua vez, consiste em parâmetro que busca inserir no cálculo a variável de volume produzido, de modo a identificar as instalações que apresentam maior representatividade de produção. É dado por:

$$IVM, i = 2 \times \left(\frac{v_o}{V_o} \right) + 1 \times \left(\frac{v_g}{V_g} \right)$$

IVM, i – é o Índice de Volume Medido para uma dada instalação;

v_o - é o volume medido de petróleo em uma dada instalação;

V_o - é o maior volume medido de petróleo dentre as instalações consideradas;

v_g - é o volume medido de gás natural em uma dada instalação; e

V_g - é o maior volume medido de gás natural dentre as instalações consideradas.

Dentro deste índice foi estabelecido peso igual a dois para óleo em virtude do seu maior valor agregado.

O IT, por fim, diz respeito ao tempo decorrido desde a última inspeção realizada. O fator tempo é essencial pela necessidade de abranger periodicamente todo o universo avaliado. O fator temporal, independente dos elementos exógenos considerados, progride gradualmente, permitindo que o índice de fiscalização não perca de vista as unidades que porventura não despontem como prioridade em um primeiro momento.

$$IT = \frac{2t}{T}$$

t – é o período em anos, transcorrido desde a última inspeção na instalação variando entre 0 e 10.

T – é o maior período em anos, das instalações consideradas, transcorrido desde a última inspeção na instalação variando entre 0 e 10.

Foi utilizado o peso igual a dois para o IT pois considera-se que a presença da ANP nas fiscalizações *in loco* gera um efeito duradouro, devendo ser minimizado o tempo decorrido entre fiscalizações realizadas em uma mesma instalação.

Adicionalmente, as modificações propostas na gestão dos sistemas de medição que diferenciarão os requisitos de acordo com as vazões de projeto demandarão a ampliação e aprimoramento

de mecanismos de banco de dados utilizados para controle dos sistemas de medição atualmente em uso no país. Este banco de dados passará a gerir mais atributos associados aos sistemas de medição, visando a aplicação efetiva das modificações propostas na revisão do RTM.

Também há de se considerar a necessidade de atualização de toda a lista de verificação utilizada tanto em processos de autorização de uso como em processos de fiscalização de rotina dos sistemas de medição. Essa lista de verificação se tornará mais complexa em função dos diversos cenários previstos para garantir a melhor relação custo regulatório e risco metrológico. Portanto, torna-se ainda mais importante que essa lista de verificação esteja integrada à base de dados central que gerencia todos os dados de medição, tais quais cadastro dos pontos de medição, dados de produção recebidos dos sistemas de medição e gestão de fiscalização e não conformidades.

IX.3. Estratégia de Monitoramento

A estratégia de monitoramento é relevante para a tomada de decisões ao longo da execução da ação indicada como a melhor alternativa na análise de impacto regulatório. Através do monitoramento pode-se entender se há necessidade de aprimoramento da ação e como fazê-lo, e também decidir a melhor alocação de recursos entre as diferentes possibilidades de aplicação.

Nesse sentido, a estratégia de monitoramento da aplicação do novo regulamento técnico de medição basear-se-á na criação de indicadores capazes de acompanhar o progresso da intervenção regulatória, e no estabelecimento da frequência da coleta dos dados componentes dos indicadores.

Serão utilizados como indicadores para monitoramento da eficácia do novo regulamento técnico de medição:

- I - o número de não conformidades referentes a eventos envolvendo vazão, calibração e inspeção de equipamentos registradas nos relatórios de fiscalização dos sistemas de medição, após as ações de fiscalização nas unidades de produção dos concessionários e transportadores;
- II - o número de NFSMs emitida por categoria de operador; e
- III - o quantitativo de processos de demandas operacionais e autorizações.

Os indicadores se adequam aos critérios do método SMART, segundo o qual devem apresentar características de especificidade, mensurabilidade, atribuição, relevância e regularidade. Senão vejamos: são específicos, uma vez que estão diretamente relacionados aos objetivos fundamentais que se deseja acompanhar. De fato, o acompanhamento do número de não conformidades referentes a eventos envolvendo vazão, calibração e inspeção de equipamentos permite identificar se houve melhoria na qualidade de resultados de medição para grandes vazões. Já o número de NFSM emitidas por categoria de operador permite o acompanhamento direto da redução/incremento de falhas de medição, ao passo que o acompanhamento da quantidade de processos de demandas operacionais e autorizações reflete o quanto se atingiu de simplificação administrativa.

São indicadores mensuráveis, posto que todos são quantitativos e expressos em números, além de serem facilmente coletados.

Também são indicadores atribuíveis, estando disponíveis para obtenção e sendo gerados, inclusive, pelo NFP, e, portanto, com possibilidade de monitoramento.

Os indicadores apresentam relevância, uma vez que são capazes de oferecer a formação de um juízo de valor sobre o progresso do alcance dos objetivos estabelecidos.

E, por fim, são regulares, pois é possível associar a cada indicador uma unidade de tempo, definindo periodicidade para acompanhamento.

A periodicidade de acompanhamento será de 180 dias, o que permite a composição de séries temporais adequadas para a melhor análise do progresso alcançado.

Um indicador igualmente importante e de conhecimento pontual e específico com a implementação do novo ato normativo é a redução de *capex/opex* dos sistemas de medição de baixa vazão. Para tal, a estratégia é a elaboração de pesquisa frente aos agentes regulados, fabricantes de equipamentos de medição e empresas prestadoras de serviço de calibração e análises químicas para o conhecimento do percentual de redução atingido com o vigor da nova Resolução.

Desse modo, a estratégia de monitoramento terá fulcro em modelo lógico e validado, permitindo a consideração dos efeitos colaterais da intervenção regulatória, ao mesmo tempo que oferece a possibilidade de formulação de hipóteses e seus devidos testes para uma avaliação consistente da ação do órgão regulador.

X. ALTERAÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DE RISCO DAS ATIVIDADES REGULADAS

A alternativa proposta por meio deste processo de Análise de Impacto Regulatório, **a revisão da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013 para um novo ato normativo, ainda prescritivo, porém flexibilizado por categorias de medição**, não altera a classificação de nível de risco tipo III para as atividades reguladas por meio desta Resolução. As aprovações e autorizações concedidas continuarão sendo objeto de análise detalhada por parte da ANP.

GUSTAVO RIBEIRO DE MENEZES

Chefe do Núcleo de Fiscalização da Medição de Petróleo e Gás Natural

Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural - NFP

LEONARDO SCAPINI ESCOBAR

Agente Público

LIEGE FONTENELE CRUZ

Agente Público

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação - SIM

MARTA VERÔNICA FERREIRA LIMA

Coordenadora de Validação da Produção

Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural - NFP

MURIEL CORTEZ GUERRERO

Especialista em Regulação

Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural - NFP

TIAGO RODRIGUES DE CASTRO

Estagiário

Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural - NFP

De acordo:

GUSTAVO RIBEIRO DE MENEZES

Chefe do Núcleo de Fiscalização da Medição de Petróleo e Gás Natural



Documento assinado eletronicamente por **MURIEL CORTEZ GUERRERO, Especialista em Regulação**, em 19/10/2021, às 16:29, 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 19/10/2021, às 21:33, 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 **LEONARDO SCAPINI ESCOBAR**, **Agente Público S/CCT**, em 20/10/2021, às 10:46, 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 **LIEGE FONTENELE CRUZ**, **Analista de Infraestrutura**, em 08/11/2021, às 10:06, 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?](http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0)

[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador

1701519 e o código CRC **86ACFCAC**.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP

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

OFÍCIO Nº 988/2021/NFP/ANP-RJ-e

Rio de Janeiro, 19 de outubro de 2021.

Aos Senhores:

JOSÉ GUTMAN

Superintendente de Governança e Estratégia - SGE

BRUNO CONDE CASELLI

Superintendente de Defesa da Concorrência - SDC

Com cópia para o Senhor:

HÉLIO DA CUNHA BISAGGIO

Superintendente de Infraestrutura e Movimentação - SIM

Assunto: Comunicação de Instauração de Processo Administrativo para Realização de Análise de Impacto Regulatório - AIR.

Referências: Processo ANP nº 48610.220928/2021-90;

Senhores,

1. Conforme determinação do parágrafo único do art. 24 da Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, comunico a instauração de processo administrativo com o objetivo de execução de AIR de competência deste Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural (NFP) para definir melhor solução para o problema regulatório identificado durante o processo de revisão

da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, que serve de base para delinear, orientar e, principalmente, regular os procedimentos e as rotinas operacionais associadas à medição de petróleo e gás natural no Brasil.

2. Neste sentido, anexo a este Ofício encontra-se a minuta de Relatório de Análise de Impacto Regulatório 1 (SEI nº 1701519), para avaliação e parecer destas Superintendências de forma a assegurar a uniformização dos procedimentos inerentes à AIR na ANP, observadas as diretrizes do Governo Federal e a legislação em vigor. Informo, desde já, que foram seguidos os guias e modelos disponibilizados pela SGE na *intranet*.

3. Importante esclarecer que, conforme Portaria ANP nº 29, de 26 de julho de 2021, que altera o art. 25 do Anexo I do Regimento Interno da ANP, optou-se pela não realização de consulta prévia durante o processo de elaboração da minuta de Relatório de AIR em virtude das seguintes motivações:

I - O processo de revisão da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013 está em andamento desde 2018, e durante o período de mais de três anos, foram realizadas reuniões e discussões de grupo com os agentes regulados pelo NFP, em conjunto com colaboradores do Inmetro, em algumas delas, de forma a compreender os principais anseios e expectativas dos agentes;

II - Foi realizado um evento do tipo *workshop* no final de fevereiro do ano corrente, que contou com a participação de diversos representantes dos principais atores identificados como impactados diretamente e indiretamente pelo problema regulatório abordado pela AIR. O evento ainda abriu espaço ao Inmetro, à Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás e à Modec Serviços de Petróleo do Brasil Ltda, as quais apresentaram demandas sobre o tema de medição. Durante o evento ainda foi aberta uma sessão de perguntas aos demais participantes e representantes de diversos setores que atuam na cadeia de O&G;

III - Por meio de preenchimento de formulário eletrônico de contribuições, previamente e posteriormente ao evento, foram contabilizadas 82 propostas de alterações à Resolução, as quais serviram de debates internos para o devido entendimento da visão externa a este órgão regulador e nortearam as estratégias de implementação da melhor alternativa obtida por meio da análise multicritério utilizada como ferramenta de decisão; e

IV - Por fim, considerado o forte interesse público na matéria medição da produção de petróleo e gás natural, em virtude da importância em se conhecer os corretos volumes produzidos e medidos para fins de pagamento de participações governamentais, em todas as análises devem sempre ser ponderados os interesses dos agentes regulados com cautela para que esses interesses não se sobreponham aos interesses públicos.

4. Este Núcleo encontra-se a disposição para elucidar quaisquer questionamentos.

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **GUSTAVO RIBEIRO DE MENEZES, Chefe de Núcleo**, em 19/10/2021, às 23:15, 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 **1707589** e o código CRC **E4DA5A37**.

Anexo: Relatório Análise de Impacto Regulatório 1 (SEI nº 1701519).

Avenida Rio Branco, 65 / 12º a 22º andares - Bairro Centro
CEP 20090-004 - Rio de Janeiro - RJ
Telefone: (21) 2112-8100 / www.anp.gov.br

Observação: Caso responda este ofício, indicar expressamente o processo nº 48610.220928/2021-90

SEI nº 1707589

Data de Envio:

20/10/2021 09:28:02

De:

ANP/NÚCLEO DE FISCALIZAÇÃO DA MEDIÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL
<nfp_sei@anp.gov.br>

Para:

jgutman@anp.gov.br
bcaselli@anp.gov.br
hbisaggio@anp.gov.br

Assunto:

OFÍCIO Nº 988/2021/NFP/ANP-RJ - Comunicação de Instauração de Processo Administrativo para Realização de Análise de Impacto Regulatório - AIR.

Mensagem:

Prezado(a),

Por solicitação do Chefe deste NFP, encaminho documentos anexos para conhecimento.

Quando aplicável, a resposta a este ofício deve ser feita por meio de peticionamento intercorrente no Sistema Eletrônico de Informações - SEI, disponível em <http://www.anp.gov.br/processo-eletronico-sei>, substituindo o envio de documentos em papel e promovendo maior agilidade no trâmite do processo.

Este e-mail não recebe mensagens.

Atenciosamente,

ANP/NFP

Anexos:

Oficio_1707589.html
Relatorio_de_Analise_de_Impacto_Regulatorio_1701519.html

Data de Envio:

20/10/2021 09:38:39

De:

ANP/E-mail - Superintendente Adjunto <strigo@anp.gov.br>

Para:

Patricia Mannarino Silva <pmannarino@anp.gov.br>

Assunto:

AIR - NFP - Proposta de Revisão da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013

Mensagem:

Prezada Patrícia,
para conhecimento e providências.

Atenciosamente,
Sergio Trigo

Anexos:

Oficio_1707589.html

PARECER Nº 40/2021/SGE-CQR/SGE/ANP-RJ-e

Rio de Janeiro, 29 de outubro de 2021.

Assunto: relatório final de Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre proposta de revisão da Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1, de 10 de junho de 2013.

1. Trata-se de relatório final de Análise de Impacto Regulatório – AIR, encaminhado pela NFP, acerca da proposta de Revisão da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013. A área finalística não pretende colocar o referido relatório em consulta pública, nos termos do ofício 988/2021/NFP/ANP-RJ-e, documento SEI nº 1707589 e da Proposta de Ação nº 673 de 2021.

2. O art. 6º da Lei nº 13.848/2019 (Nova Lei das Agências Reguladoras) e o art. 5º da Lei 13.874/2019 (Lei da Liberdade Econômica) preveem que as propostas de edição e de alteração de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos, consumidores ou usuários de serviços prestados devem ser precedidas da realização de AIR.

3. O Decreto nº 10.411/2020 estabelece o conteúdo, a metodologia da análise de impacto regulatório, os quesitos mínimos a serem objeto de exame, as hipóteses em que será obrigatória sua realização e as hipóteses em que poderá ser dispensada.

4. A Coordenação de Qualidade Regulatória da SGE (SGE/CQR) realizou a análise estritamente formal do relatório, levando em consideração o Roteiro para a preenchimento do modelo de relatório de AIR, disponibilizado na área de Qualidade Regulatória da Intranet. O Roteiro foi elaborado à luz do Decreto nº 10.411/2020, do Guia de AIR da Casa Civil e do Manual de Boas Práticas Regulatórias da ANP.

5. Convém salientar que a análise da SGE/CQR não contempla os aspectos legais abordados no relatório de AIR, de competência do órgão da Procuradoria-Geral Federal lotado junto à ANP, tampouco os aspectos referentes ao mérito do problema regulatório analisado, de competência da unidade autora.

6. Cumprimento aos requisitos mínimos definidos no Decreto 10.411, de 30 de junho de 2020:

Exigências do art. 6º do Decreto nº 10.411/2020	Onde encontrar no relatório
I - sumário executivo objetivo e conciso, que deverá empregar linguagem simples e acessível ao público em geral;	Capítulo II
II - identificação do problema regulatório que se pretende solucionar, com a apresentação de suas causas e sua extensão;	Capítulo III
III - identificação dos agentes econômicos, dos usuários dos serviços prestados e dos demais afetados pelo problema regulatório identificado;	Capítulo III.3
IV - identificação da fundamentação legal que ampara a ação do órgão ou da entidade quanto ao problema regulatório identificado;	Capítulo IV
V - definição dos objetivos a serem alcançados;	Capítulo V
VI - descrição das alternativas possíveis ao enfrentamento do problema regulatório identificado, consideradas as opções de não ação, de soluções normativas e de, sempre que possível, soluções não normativas;	Capítulo VII
VII - exposição dos possíveis impactos das alternativas identificadas, inclusive quanto aos seus custos regulatórios;	Capítulo VIII
VIII - considerações referentes às informações e às manifestações recebidas para a AIR em eventuais processos de participação social ou de outros processos de recebimento de subsídios de interessados na matéria em análise;	Capítulo VI
IX - mapeamento da experiência internacional quanto às medidas adotadas para a resolução do problema regulatório identificado;	Capítulo VII
X - identificação e definição dos efeitos e riscos decorrentes da edição, da alteração ou da revogação do ato normativo;	Capítulos VIII e IX
XI - comparação das alternativas consideradas para a resolução do problema regulatório identificado, acompanhada de análise fundamentada que contenha a metodologia específica escolhida para o caso concreto e a alternativa ou a combinação de alternativas sugerida, considerada mais adequada à resolução do problema regulatório e ao alcance dos objetivos pretendidos; e	Capítulo VIII
XII - descrição da estratégia para implementação da alternativa sugerida, acompanhada das formas de monitoramento e de avaliação a serem adotadas e, quando couber, avaliação quanto à necessidade de alteração ou de revogação de normas vigentes.	Capítulo IX

7. Adequação do relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) ao roteiro para preenchimento de Relatórios de AIR da ANP

8. Considera-se que o relatório em estudo seguiu, no geral, a estrutura formal e o roteiro para preenchimento de Relatório de AIR, elaborado pela ANP e disponível na área de qualidade regulatória da Intranet da ANP e na base de conhecimento do SEI.

9. A Coordenação de Qualidade Regulatória da SGE permanece ao dispor para qualquer esclarecimento necessário.

10. É o parecer.

NOME DO RESPONSÁVEL

Cargo do Responsável



Documento assinado eletronicamente por **VITOR MOREIRA MAGALHAES DE OLIVEIRA**, Assessor Técnico de Qualidade Regulatória, em 29/10/2021, às 17:48, 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?](http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0)

[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador

1736332 e o código CRC 46DFB124.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP

SUPERINTENDÊNCIA DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA

OFÍCIO Nº 305/2021/SDC/ANP-RJ-e

Rio de Janeiro, 10 de novembro de 2021.

Ao Senhor

GUSTAVO RIBEIRO DE MENEZES

Chefe de Núcleo

Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Av. Rio Branco, 65, Centro

CEP: 20090-004 – Rio de Janeiro/RJ

Assunto: Comunicação de Instauração de Processo Administrativo para Realização de Análise de Impacto Regulatório - AIR.

Referência: OFÍCIO Nº 988/2021/NFP/ANP-RJ-e (documento SEI nº 1707589).

Senhor Chefe de Núcleo,

1. Por meio do ofício em epígrafe, o Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural, em atenção ao parágrafo único do art. 24 da Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, comunicou "(...) a instauração de processo administrativo com o objetivo de execução de AIR (...) para definir melhor solução para o problema regulatório identificado durante o processo de revisão da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, que serve de base para delinear, orientar e, principalmente, regular os procedimentos e as rotinas operacionais associadas à medição de petróleo e gás natural no Brasil".

2. Registramos o recebimento da Análise de Impacto Regulatório (AIR) em epígrafe para fins de cumprimento do Art. 24, Parágrafo Único, da Portaria nº 265/2020 (Regimento Interno da ANP). Observa-se que a análise quanto ao cumprimento dos requisitos mínimos definidos pelo Decreto nº

10.411/2020 foi realizada pela SGE por meio do Parecer nº 40 (documento SEI 1736332).

3. Adicionalmente, conforme disposto no art. 123, inciso VI, do Regimento Interno da Agência, menciono que:

Art. 123. Compete à Superintendência de Defesa da Concorrência:

(...)

VI - cooperar com as diversas unidades integrantes da estrutura organizacional da ANP no que se refere às atividades que tenham relação com defesa da concorrência e regulação econômica, inclusive na elaboração de análises de impacto regulatório;

(...)

4. Diante do exposto, à luz das atribuições regimentais da SDC, não tendo sido identificadas dúvida ou consulta específicas que requeiram manifestação prévia dessa Superintendência, destaco que ficamos à disposição do NFP para cooperar na análise de eventuais questões relacionadas a defesa da concorrência e regulação econômica que possam vir a surgir ao longo do processo de revisão do Regulamento Técnico de Medição – Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013. Sob a ótica da SDC, portanto, não vislumbramos óbice ao prosseguimento da tramitação da ação regulatória.

Atenciosamente,

documento assinado eletronicamente

BRUNO CONDE CASELLI

Superintendente de Defesa da Concorrência



Documento assinado eletronicamente por **BRUNO CONDE CASELLI, Superintendente**, em 10/11/2021, às 17:57, 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 **1756457** e o código CRC **F2165574**.

Avenida Rio Branco, 65 / 12º a 22º andares - Bairro Centro
CEP 20090-004 - Rio de Janeiro - RJ
Telefone: (21) 2112-8100 / www.anp.gov.br

Data de Envio:

10/11/2021 18:22:41

De:

ANP/SDR <sdc@anp.gov.br>

Para:

gmenezes@anp.gov.br
lgeraldo.ps@anp.gov.br

Assunto:

Comunicação de Instauração de Processo Administrativo para Realização de Análise de Impacto Regulatório - AIR.

Mensagem:

Prezados,

Em atendimento ao Ofício nº 988/2021/NFP/ANP-RJ (documento SEI nº 1707589). Encaminhamos o Ofício 305/2021/SDC-e SEI 1756457.

Assunto: Comunicação de Instauração de Processo Administrativo para Realização de Análise de Impacto Regulatório - AIR.

Atenciosamente,

Patrícia Poliana
Secretária da SDC

Anexos:

Oficio_1756457.html