

RELATÓRIO DA CONSULTA PRÉVIA Nº4/2025

Publicada em 22/09/2025 e disponível para contribuição por 45 dias.

Consolidação das contribuições recebidas na consulta prévia do documento **“Estudo preliminar para regulamentação das emissões de metano”** com o objetivo de coletar subsídios para elaboração da “Análise de Impacto Regulatório” para regulamentação voltada à redução das emissões de metano na cadeia do petróleo e do gás natural.

Lista de participantes

Organização	Perfil	Nome	Cargo
Climate Bonds Initiative	Organização Não Governamental (ONG)	Leandro Alves Waquil	Transition Finance Senior Specialist
MAVIPE Sistemas Espaciais	Empresário	Marcio Perassoli	Diretor Técnico
Pedro Fialho	Consumidor ou usuário de serviços	Pedro Fialho	-
Petrobras S.A	Agente econômico	Alessandra Ribeiro Couto Plaga	Coordenador de Assuntos Regulatórios da Diretoria de Transição Energética
Eneva S.A.	Agente econômico	Lucas Silveira Antoun Netto	Coordenador de Regulação
Geogas	Agente econômico	Paula Bertholdo da Cunha	
ABPIP	Órgão de classe ou associação	Gabriel Caldas	
Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Órgão de classe ou associação	Carlos Victal	Gerente de Sustentabilidade
Abegás - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Órgão de classe ou associação	Marcos Roberto Lopomo	Diretor Econômico Regulatório
Romão Tecnologias Industriais	Agente econômico	Oscar Luiz Romão Oliveira Filho	CEO
Scink	Agente econômico	Lucas Gatti Domingues	Fundador
Scink - Carbon Management	Agente econômico	Carlos Eduardo Souto de Oliveira	Sócio-Diretor
TotalEnergies EP Brasil Ltda.	Agente econômico	Andrele Andres	Gerente de Assuntos Regulatórios

1 - Os demais segmentos da cadeia de óleo e gás, além do *upstream*, deveriam ser objeto de regulamentação? Justifique.

Climate Bonds Initiative - Sim, pois há oportunidades de redução em todos os segmentos.

MAVIPE Sistemas Espaciais - Sim. Embora o segmento upstream concentre a maior parte das emissões de metano do setor — cerca de 77%, segundo a Agência Internacional de Energia (AIE, 2025) — os demais segmentos da cadeia de óleo e gás (midstream, downstream e estruturas abandonadas) também deveriam ser objeto de regulamentação específica.

Esses segmentos, ainda que emitam menores volumes médios, são responsáveis por eventos intermitentes de alta taxa, como blowdowns, purgas, operações de compressão e transferência de gás, que frequentemente superam 100 kg CH₄/h, faixa plenamente detectável por satélites com sensores SWIR, como os utilizados pela MAVIPE Sistemas Espaciais. Tais eventos representam fontes relevantes de emissões fugitivas e, portanto, merecem atenção regulatória compatível com as metas nacionais de descarbonização.

A Resolução CNPE nº 8/2024, ao instituir diretrizes para mitigação das emissões de gases de efeito estufa nas atividades de exploração e produção, estabelece uma base de política pública que pode — e deve — ser expandida aos demais elos da cadeia, em linha com os compromissos assumidos pelo Brasil no Compromisso Global do Metano (Global Methane Pledge) e com as práticas de reporting e verificação OGMP 2.0.

Dessa forma, a regulamentação de midstream, downstream e ativos inativos permitiria uma abordagem integrada e transparente, cobrindo toda a cadeia de valor do petróleo e gás natural, com suporte em tecnologias de monitoramento orbital de alta precisão, já operacionalmente disponíveis e auditáveis.

Pedro Fialho (consumidor) – Sim.

Petrobras - Entende-se que se deve focar no "Upstream" neste momento, pois esse segmento responde pela maior parte das emissões de metano do setor de petróleo e gás, conforme dados da Agência Internacional de Energia (AIE). Além disso, a Resolução CNPE nº 8/2024 apresenta diretrizes específicas para a descarbonização das atividades de exploração e produção, onde se concentra a maior parte das emissões de metano do setor. Entendemos não ser necessária a regulamentação dos demais segmentos nesse momento. Conforme destacado no Estudo Preliminar, o segmento de Exploração e Produção é responsável por

aproximadamente 78% das emissões globais de metano do setor, configurando-se como o de maior materialidade. Dessa forma, representa também o maior potencial para a implementação de ações de mitigação de emissões de forma eficiente e impactante.

Eneva S.A - Sabidamente, a regulamentação ampla é recomendada por organismos internacionais, que destacam a importância de uma abordagem sistêmica para garantir efetividade e evitar deslocamento de emissões entre segmentos, além de consonância com compromissos internacionais, como o Compromisso Global do Metano, que exige ações em todos os elos da cadeia.

Isto posto, consideramos que todos os segmentos do óleo e gás devam ser monitorados, mas eventual conciliação periódica de obrigações preveja implementação gradual (faseada) para cada elo da cadeia. Nesse processo, aliás, será central determinar com clareza e em detalhes as atividades ou instalações que compõem upstream, midstream e downstream.

Rememora-se que em paralelo à presente iniciativa, o Governo Federal tem empenhado esforços para redução nos custos de infraestrutura de gás natural para viabilizar a expansão do mercado no país. Por isso, é fundamental que a regulamentação seja pautada em incentivos regulatórios e não incorra em sobrecustos à cadeia de valor do gás natural, especialmente para as chamadas “infraestruturas essenciais”.

Geogas - Sim. Tanto o Estudo Preliminar da ANP quanto a Nota Técnica EPE/DPG/SPG/02/2024 mostram que as emissões significativas de metano ocorrem ao longo de toda a cadeia do gás natural — não apenas na produção, mas também no transporte (gasodutos e ECOMPs) e na distribuição. Nesses elos, uma parcela relevante das emissões decorre não só de vazamentos, mas também de rotinas operacionais de despressurização e purga (blowdown) realizadas para manutenção e segurança.

O estudo da EPE demonstra que essas rotinas representam parte importante das emissões controláveis no transporte, e que existem medidas de mitigação tecnicamente viáveis e já compatíveis com o contexto operacional brasileiro.

Além disso, a EPE identifica que grande parte das soluções disponíveis apresenta custo marginal de abatimento negativo, ou seja, o gás que deixaria de ser ventilado pode ser reaproveitado, contribuindo para reduzir o impacto econômico da adequação.

No Brasil, diversos agentes já utilizam inventários estruturados no âmbito do Programa Brasileiro GHG Protocol, o que facilita a adoção de sistemas de monitoramento e reporte de forma padronizada.

Dessa forma, restringir a regulamentação apenas ao upstream deixaria de abranger uma parcela expressiva das emissões que podem ser reduzidas com segurança, previsibilidade operacional e custo-efetividade.

A inclusão de midstream e downstream desde o início: amplia o impacto positivo da política, estabelece uma abordagem coerente com evidências técnicas da EPE, e alinha o Brasil às melhores práticas internacionais, que já tratam a cadeia como sistema integrado.

ABPIP - Sim, entende-se que os demais segmentos (midstream e downstream) também devem ser objeto de regulamentação, considerando que há emissões fugitivas e difusas em toda a cadeia. Embora o downstream represente uma parcela menor da contribuição total, sua inclusão é relevante. A regulamentação deve evoluir de maneira progressiva, priorizando inicialmente os segmentos com maior representatividade e impacto e, posteriormente, expandindo para os demais.

IBP - O IBP entende que o segmento de upstream deve ser priorizado pela regulamentação, pois, conforme indicado no enunciado do Tema, esse é o segmento que “responde por cerca de 77% das emissões de metano do setor”. No entanto, é importante que os demais segmentos também sejam estimulados e gradualmente alcançados por meio de um sistema faseado, garantindo a competitividade do setor.

Abegas - O setor de energia é o terceiro em volume de emissões brutas de GEE, com cerca de 18% do total nacional, conforme dados do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG) para o ano de 2023. As emissões de exploração e produção (E&P) corresponderam a 5,5% do total do setor energético, o que representa aproximadamente 1% das emissões nacionais.

Quando se considera apenas o metano (CH₄), a participação do setor de energia cai para 2,6% do total nacional, atrás da agropecuária (75%), resíduos (15%) e mudanças no uso da terra (6%).

De acordo com o Global Methane Tracker 2025 da Agência Internacional de Energia (AIE), o segmento upstream é responsável por cerca de 77% das emissões de metano do setor de óleo e gás, enquanto o downstream responde por 13%, o midstream por 5,7%, e estruturas abandonadas por 3,8%.

Esses valores demonstram que as emissões combinadas do downstream representam apenas cerca de 0,17% das emissões nacionais, o que reforça sua baixa materialidade climática e o baixo potencial de redução adicional por via regulatória.

A Resolução CNPE nº 8/2024 já direciona a descarbonização para o segmento de exploração e produção, onde se concentram as maiores fontes de metano e as oportunidades de mitigação mais relevantes. Tal priorização é coerente com o princípio da eficiência regulatória, que recomenda a alocação de esforços e recursos em áreas de maior impacto e custo-benefício mais favorável.

Regulamentar setores de baixa materialidade e já amplamente controlados, como o downstream, tenderia a gerar custos adicionais desproporcionais aos benefícios ambientais esperados, reduzindo a efetividade global da política pública.

Importante ressaltar que as operações do downstream majoritariamente apresentam emissões inferiores a 25.000 tCO₂e/ano, portanto, não se enquadram como operadores ou instalações a conciliação de permissões de emissões, conforme estabelecido pelo Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE), instituído pela Lei nº 14.590/2024, que criou o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE). Assim, essas atividades não são obrigadas à comercialização de permissões de carbono, reforçando seu caráter de baixo impacto regulatório.

Desta forma, diante da baixa representatividade das emissões, da existência de controles técnicos e regulatórios robustos e da ineficiência custo-benefício de ampliar obrigações a setores com baixo potencial de mitigação, recomenda-se que a regulamentação da ANP sobre metano concentre-se no segmento upstream nesta etapa inicial.

O segmento downstream pode ser reavaliado futuramente, com base em dados de monitoramento aprimorados e evidências de custo-benefício positivo, assegurando efetividade climática, proporcionalidade regulatória e racionalização de esforços.

Romão Tecnologias Industriais - Sim. A confiabilidade dos dados de emissão é fundamental para a efetividade das ações de mitigação de metano. Diversos estudos indicam subnotificação significativa das emissões, o que reforça a necessidade de uma regulamentação que abranja também os segmentos midstream e downstream. Os tanques de armazenamento de petróleo, são reconhecidos como fontes relevantes de emissões fugitivas e difusas de metano e COVs, exigindo monitoramento e controle adequados.

Scink 1 – Sim. É indispensável que todos os segmentos da cadeia de óleo e gás sejam regulados, incluindo transporte, processamento, armazenamento e refinarias. Esses setores têm papel fundamental nas emissões de metano e, hoje, estão longe de ter seus impactos devidamente representados nos inventários existentes. As informações disponíveis simplesmente não traduzem a realidade das emissões.

Grande parte dos dados utilizados em relatórios e inventários nacionais e internacionais é baseada em métodos indiretos, como estimativas de fatores de emissão, observações por satélite, modelagens atmosféricas e, em alguns casos, LIDAR. Essas metodologias são úteis como ferramentas complementares, mas não são capazes de quantificar com precisão o que de fato é emitido. Elas não detectam vazamentos intermitentes, pequenas liberações contínuas, falhas operacionais e emissões difusas que ocorrem em plantas de processamento, em redes de transporte e, principalmente, em refinarias. Ou seja, os inventários atuais não representam de forma alguma o cenário real das emissões de metano no Brasil.

O Estudo Preliminar da ANP/STM (2025) reforça que a confiabilidade das estimativas e a efetividade das políticas de mitigação dependem de medições diretas e rastreáveis realizadas em campo, com equipamentos tecnicamente comprovados, calibrados continuamente e certificados. Apenas a medição direta permite identificar e quantificar emissões reais, oferecendo base sólida para ações corretivas e metas de redução.

Por isso, é essencial que a regulamentação abranja toda a cadeia de óleo e gás e estabeleça a obrigatoriedade da medição direta, com rastreabilidade metrológica, calibração reconhecida e verificação independente dos dados. Esses requisitos devem seguir padrões internacionais de qualidade, como os definidos pela World Meteorological Organization (WMO) e pela norma ISO/IEC 17025. O agente designado (Inmetro, por exemplo) deve ter papel ativo na acreditação e supervisão das entidades responsáveis pela calibração e verificação dos instrumentos de medição, garantindo confiabilidade e comparabilidade dos resultados.

Abordagens indiretas, como dados de satélite ou LIDAR, podem ser utilizadas apenas como apoio, para triagem ou validação, mas jamais devem substituir as medições em campo.

Sem esse avanço técnico, o país continuará trabalhando com números que não correspondem à realidade, o que compromete a credibilidade da regulação e impede o controle efetivo das emissões. Regulamentar transporte, processamento, armazenamento e refino com base em medições diretas é, portanto, não apenas

necessário, mas urgente para que o Brasil tenha dados verdadeiros e possa agir com eficiência e transparência na redução das emissões de metano.

Scink 2 – Sim. Embora o upstream concentre a maior parte das emissões, o próprio Global Methane Tracker 2025 da Agência Internacional de Energia (AIE, 2025) reconhece grandes incertezas nas estimativas globais, já que seus cálculos se baseiam predominantemente em observações por satélite e inventários baseados em fatores de emissão. A AIE estima que as emissões de metano do setor de energia podem ser até 80% maiores que o total reportado à UNFCCC, especialmente em países e empresas que não realizam medições diretas em campo (Estudo Preliminar ANP/STM, p. 19). Essa limitação dificulta afirmar com segurança que os demais segmentos da cadeia — midstream, downstream e estruturas abandonadas — tenham contribuição muito menor, pois emissões intermitentes e de pequena escala não são detectadas por satélite.

Dessa forma, recomenda-se que a regulamentação brasileira adote medições diretas em superfície rastreadas como eixo central da quantificação e monitoramento, em linha com as melhores práticas internacionais e com os níveis 4 e 5 do programa OGMP 2.0 (UNEP & CCAC, 2020). O Estudo Preliminar da ANP/STM (Seções 9 e 10) e experiências de países como o Reino Unido e a União Europeia reforçam a importância da reconciliação entre métodos bottom-up e top-down para reduzir incertezas e aprimorar a credibilidade dos dados. Assim, a regulação deve abranger toda a cadeia de óleo e gás, assegurando medições diretas, verificação independente e transparência, de modo a garantir estimativas reais e ações de mitigação baseadas em evidências.

TotalEnergies EP Brasil - A regulamentação das emissões de metano deve abranger todos os segmentos da cadeia de óleo e gás sob competência da ANP, não se limitando ao upstream. Essa abordagem é fundamental para garantir coerência regulatória, comparabilidade de dados e compatibilidade com exigências internacionais — especialmente diante do avanço de regulações como o Regulamento de Metano da União Europeia, que impõe requisitos de MRV, LDAR e restrições a venting/flaring para toda a cadeia, além de condicionar o acesso ao mercado europeu à robustez dos controles de metano em todas as etapas da produção, processamento, transporte e armazenamento.

2 - Em caso de resposta afirmativa no item acima, a regulamentação deveria ser única para toda a cadeia ou segmentada por tipo de atividade? Justifique sua resposta.

Climate Bonds Initiative - A regulamentação deve ser única para toda a cadeia.

MAVIPE Sistemas Espaciais - A regulamentação deveria ser segmentada por tipo de atividade, mas integrada sob uma política nacional unificada de mitigação de metano.

Cada elo da cadeia de óleo e gás apresenta características operacionais, padrões de emissão e possibilidades de mitigação distintas. Por exemplo, no upstream, predominam emissões contínuas associadas à produção e ao flaring; no midstream, as emissões são geralmente intermitentes e concentradas, decorrentes de blowdowns, purgas e operações de compressão; já no downstream, surgem emissões relacionadas ao armazenamento, refino e distribuição.

Por isso, normas específicas por segmento permitem estabelecer limiares, métricas e metodologias de monitoramento mais realistas, sem perder a coerência e rastreabilidade que um marco regulatório nacional único deve garantir.

A estrutura ideal seria uma regulamentação modular, com diretrizes gerais definidas pela ANP, em consonância com a Resolução CNPE nº 8/2024, e regras técnicas complementares por tipo de atividade, compatíveis com o framework OGMP 2.0 (ONU/UNEP). Essa abordagem assegura comparabilidade entre operadores, harmonização dos indicadores de emissões e eficiência na adoção de tecnologias de monitoramento orbital, já capazes de detectar e quantificar emissões a partir de ~100 kg CH₄/h em qualquer segmento.

Assim, a segmentação não fragmenta a política, mas a torna mais precisa e auditável, permitindo que o Brasil avance de forma consistente rumo à redução efetiva das emissões fugitivas de metano em toda a cadeia de valor do petróleo e gás natural.

Pedro Fialho (consumidor) - Segmentada por tipo de atividade.

Petrobras - Entendemos não ser necessária a regulamentação dos demais segmentos nesse momento. Porém, caso seja regulamentada toda a cadeia de óleo e gás, a regulação deveria ser segmentada e implementada em fases por tipo de atividade. Isso porque os segmentos da cadeia apresentam características distintas em termos de operação, tipos de fontes, volumes de emissões,

tecnologias de monitoramento de emissões disponíveis, ou seja, possui desafios específicos.

A regulamentação segmentada permite que as normas sejam adaptadas às particularidades técnicas, operacionais e econômicas de cada setor, promovendo maior eficácia e viabilidade na implementação das medidas de mitigação de emissões. Além disso, essa abordagem possibilita uma melhor adequação dos instrumentos regulatórios às realidades institucionais e setoriais.

Eneva S.A - Segmentada. Cada segmento possui características operacionais, riscos, oportunidades e tecnologias distintas. A segmentação permite calibrar exigências conforme a natureza dos ativos, viabilidade técnica e custo de mitigação, conforme recomendado pela OGMP 2.0 e IPCC, que propõe níveis de ambição distintos por tipo de ativo e estágio da cadeia.

Geogas - A regulamentação deve ser unificada nos princípios e objetivos, porém diferenciada na aplicação técnica por tipo de instalação.

Uma norma única estabelece coerência de diretrizes, como: eliminação progressiva do venting rotineiro, reporte padronizado de emissões, verificação independente dos dados (MRV).

Entretanto, os procedimentos e requisitos operacionais devem ser ajustados às características de cada elo da cadeia, uma vez que: as fontes de emissão diferem entre produção, processamento, transporte e distribuição; os perfis de pressão, inventário de gás e rotinas de manutenção variam entre segmentos; e, como demonstra a Nota Técnica EPE/DPG/SPG/02/2024, as oportunidades de mitigação e o custo marginal de abatimento também variam entre elos.

Esse modelo híbrido — metas comuns + aplicação segmentada — é consistente com as referências internacionais citadas pela ANP, que adotam: princípios unificados de redução e transparência, combinados a exigências técnicas moduladas por tipo de ativo.

ABPIP - Entende-se que a regulamentação deve ser única, porém com segmentação interna que considere as especificidades de cada atividade e de cada ativo. Essa abordagem garante coerência institucional, facilita o acompanhamento e evita sobreposições normativas, sem desconsiderar a diversidade operacional entre upstream, midstream e downstream.

IBP - Qualquer avanço que envolva segmentos além do upstream deve ser estruturado com uma abordagem segmentada, baseada em um núcleo de

princípios e requisitos transversais que assegurem coerência regulatória. Esse movimento precisa ocorrer por meio de um sistema faseado, garantindo que a competitividade do setor no Brasil não seja comprometida.

Abegas - Conforme justificativa apresentada no item 8 entendemos que a regulamentação deva ser referente somente ao upstream.

Romão Tecnologias Industriais - A regulamentação deve ser segmentada por tipo de atividade, mantendo, contudo, princípios e diretrizes gerais unificados para toda a cadeia. Cada etapa — upstream, midstream e downstream — apresenta características operacionais, fontes emissoras e riscos distintos, o que exige critérios específicos de monitoramento e controle. Essa abordagem permite padronização metodológica, sem comprometer a efetividade e a aplicabilidade prática das exigências

Scink 1 – A regulamentação deve ter uma base técnica única e obrigatória para toda a cadeia de óleo e gás natural. Todas as atividades, desde a exploração e produção até o transporte, o processamento, o armazenamento e o refino, precisam seguir os mesmos princípios de medição direta, rastreabilidade metrológica e verificação independente.

Hoje, os inventários disponíveis e as estimativas usadas pelo setor não representam a realidade das emissões. Grande parte dos dados é construída com base em fatores de emissão teóricos e metodologias indiretas, como observações por satélite, modelagens e cálculos aproximados. Essas abordagens têm utilidade limitada, pois não mostram o que de fato está sendo emitido. O resultado é que as emissões reais permanecem amplamente subestimadas e, em muitos casos, sequer são detectadas.

O Estudo Preliminar da ANP/STM de 2025 reconhece que as metodologias indiretas têm grandes incertezas e que somente medições diretas, realizadas em campo, com equipamentos calibrados e certificados, podem garantir dados confiáveis. Por isso, a regulamentação precisa adotar padrões uniformes para toda a cadeia, assegurando comparabilidade e credibilidade dos resultados.

As medições devem seguir normas internacionais, como a ISO/IEC 17025 e as recomendações da World Meteorological Organization (WMO), garantindo rastreabilidade metrológica e calibração. O Inmetro deve ter papel central na acreditação e supervisão das entidades responsáveis pelas medições e verificações, assegurando que os equipamentos utilizados atendam aos critérios de qualidade e rastreabilidade exigidos internacionalmente.

Embora a base técnica da regulamentação deva ser única, a sua aplicação pode considerar as especificidades operacionais de cada segmento. Isso significa que a frequência de medição, o tipo de sensor e o protocolo de operação podem ser ajustados conforme o perfil das fontes emissoras. No entanto, o princípio de que as emissões precisam ser medidas de forma direta, rastreável e verificável não pode ser flexibilizado.

Somente uma regulamentação com base técnica unificada e medições diretas em campo permitirá construir um sistema de controle de emissões real e transparente. Qualquer modelo fragmentado ou dependente de inventários estimativos continuará produzindo dados imprecisos e desconectados da realidade. O Brasil precisa avançar para uma regulação baseada em dados medidos, rastreáveis e verificados, garantindo credibilidade, comparabilidade e efetividade na redução das emissões de metano.

Scink 2 – A regulamentação deve ser única em sua base técnica, com metodologias de medição direta padronizadas e rastreáveis (em relação a padrões e escalas internacionais, definidas pela Organização Mundial de Meteorologia, WMO), monitoramento e verificação aplicáveis a toda a cadeia de óleo e gás. Essa uniformidade e atendimentos a padrões internacionais de medição de Gases de Efeito Estufa (GEE), garante a comparabilidade e a credibilidade dos dados, conforme recomenda o Estudo Preliminar da ANP/STM (2025). Essas instituições ressaltam que as estimativas atuais, baseadas majoritariamente em satélites, possuem altas incertezas.

No entanto, a aplicação prática dessas metodologias deve respeitar as especificidades operacionais de cada segmento (upstream, midstream, downstream e estruturas abandonadas) ajustando frequência, instrumentos e limites de detecção conforme o perfil das fontes emissoras. Esse modelo, já adotado em regulações como o Regulamento de Metano da União Europeia (UE 2024/1787) e o Methane Action Plan do Reino Unido, garante coerência técnica, flexibilidade operacional, assegurando que a regulamentação brasileira mantenha um padrão científico único e robusto em toda a cadeia.

TotalEnergies EP Brasil - De um modo geral, a regulamentação deve abranger toda a cadeia de óleo e gás, com uma estrutura segmentada por tipo de atividade, mas ancorada em princípios comuns, garantindo coerência, comparabilidade, alinhamento internacional e viabilidade operacional para o setor brasileiro.

No contexto brasileiro, a cadeia de valor do óleo e gás apresenta fontes emissoras prioritárias distintas em cada segmento. No upstream offshore, embora existam controladores pneumáticos, estes normalmente utilizam ar comprimido, reduzindo

emissões dessa fonte; as prioridades recaem sobre flares (eficiência e operabilidade), válvulas de alívio, discos de ruptura, selos de compressores, blowdowns e unloading. No onshore, especialmente em campos maduros, destacam-se os controladores pneumáticos a gás natural (com potencial de substituição por zero-bleed/elétrico), tanques com VRU, compressores e vedações, além de purgas e blowdowns. Já no midstream e downstream sob regulação da ANP, as principais fontes são as perdas difusas em tanques e manifolds, estações de compressão e terminais, além de pontos críticos de venting operacional, todos exigindo programas dedicados de LDAR e MRV.

A experiência internacional e a literatura técnica mostram que emissões relevantes de metano ocorrem ao longo de toda a cadeia, e que opções de abatimento custo-efetivas estão disponíveis para cada elo, desde que haja padronização de métodos, reporte e verificação.

Sendo assim, a melhor prática seria adotar uma estrutura segmentada por tipo de atividade, mas ancorada em um núcleo comum de princípios e requisitos transversais.

Esse modelo segmentado, mas integrado, evita lacunas de controle, permite o faseamento inteligente (começando pelos segmentos e ativos de maior materialidade e avançando progressivamente), e assegura que o Brasil esteja alinhado aos requisitos internacionais de MRV e transparência, como os aplicáveis a importadores no âmbito da UE.

Também é importante ressaltar que a escassez de provedores de serviços e soluções de MMRV no Brasil reforça a necessidade de um faseamento progressivo e de flexibilidade regulatória, permitindo a formação de capacidade técnica e a padronização de verificação antes da exigência plena em toda a cadeia. Iniciativas como a campanha GFMR/Banco Mundial-ANP para detecção e diagnóstico ilustram o movimento de fortalecimento institucional necessário para sustentar uma regulação abrangente e eficaz.

3 - Qual combinação de instrumentos regulatórios (prescritivos, de desempenho, econômicos e informativos) você considera mais adequada para promover a redução das emissões de metano em cada segmento da cadeia de óleo e gás? Justifique sua proposta, considerando fatores como efetividade, viabilidade técnica e custos envolvidos.

Climate Bonds Initiative - A combinação ideal deve considerar medidas prescritivas, de desempenho e econômicas. É preciso que a regulamentação determine um nível mínimo operacional e que seja avaliado através de acompanhamento do desempenho dos emissores. Neste sentido, medidas econômicas podem auxiliar com os incentivos necessários ao cumprimento dos níveis prescritivos e de desempenho.

Pedro Fialho (consumidor) - Todas as medidas e instrumentos citados deveriam ser usados para promover a redução das emissões de metano.

Petrobras - Para a fase inicial da regulamentação, os instrumentos regulatórios informativos são os mais adequados, pois oferecem maior flexibilidade e causam menor impacto na rotina operacional. Ao focar na mensuração, reporte e divulgação das emissões, esses instrumentos promovem transparência e fornecem suporte eficaz à gestão ambiental, sem impor procedimentos rígidos. Isso permite que as normas sejam ajustadas conforme a evolução tecnológica e operacional.

Caso sejam adotadas medidas baseadas em desempenho, é fundamental que elas considerem o portfólio completo da empresa, e não apenas o nível de unidade operacional, possibilitando que as empresas escolham as soluções tecnológicas e operacionais mais adequadas para cumprir as metas de acordo com a realidade de cada ativo. Essa abordagem proporciona maior adaptabilidade às especificidades de cada ativo, minimizando a adoção de medidas com relação custo efetividade não favorável para a redução das emissões.

No caso de medidas prescritivas, é importante ressaltar a incerteza sobre a resposta da indústria e a grande variabilidade entre os ativos — sejam "onshore" ou "offshore", novos ou maduros. Deste modo, considerando a fase inicial da regulamentação, entende-se ser necessário uma grande quantidade de dados, obtidos ao longo de um período mínimo, para serem estabelecidas medidas prescritivas aderentes à viabilidade técnica e que preserve a viabilidade econômica dos diversos tipos de campos de produção (campos de baixa/média/grande produção, campos de acumulação marginal, campos maduros, por exemplo).

Eneva S.A - A combinação mais adequada para promover a redução das emissões de metano na cadeia de óleo e gás é aquela que articula instrumentos de desempenho com instrumentos informativos e de desempenho, respeitando as especificidades técnicas e operacionais de cada segmento. Medidas prescritivas ou medidas econômicas devem ser evitadas, especialmente quando seu impacto financeiro possa incorrer em novos custos às infraestruturas setoriais em um cenário que o Governo Federal trabalha, desde 2016, para sua redução.

Por isso é importante que o novo ato normativo foque em reconhecer – por meio de incentivos regulatórios – as boas práticas, o desempenho ambiental geral e a evolução na implementação nos planos de redução de emissões. Nos termos do referido Estudo Preliminar, consideramos que a ANP deva priorizar medidas de desempenho (associadas a incentivos, e não a penalidades) ou medidas informativas.

Medidas de desempenho devem estabelecer metas progressivas claras e mensuráveis de redução de emissões, ajustadas à realidade de cada ativo, com base em benchmarks setoriais, quando aplicável. Essa abordagem estimula a inovação e permite que os agentes escolham as soluções mais eficientes e viáveis para atingir os objetivos, sem impor tecnologias específicas. Este ponto é especialmente relevante em um setor com grande diversidade de ativos e condições operacionais.

Instrumentos informativos devem ser introduzidos progressivamente, à medida que os agentes desenvolvam capacidade de mensuração mais precisa (Tier 3 do IPCC). A ANP pode exercer papel estratégico como agregadora e divulgadora de dados, promovendo transparência e comparabilidade entre operadores, com base em padrões reconhecidos internacionalmente, como o OGMP 2.0 e o GHG Protocol. Ideal haver requisitos de medição, reporte e verificação (MRV) robustos, com transparência e padronização.

Geogas - A combinação mais adequada é um modelo integrado, que una: Metas de desempenho, Requisitos mínimos para operações críticas, e Transparência e reporte padronizado, complementados por mecanismos econômicos moderados.

1. Metas de desempenho: Metas de redução de venting intencional e de intensidade de metano por volume movimentado permitem que cada agente selecione a solução técnica mais adequada às suas condições operacionais. Isso desestimula o venting rotineiro, sem impor uma tecnologia específica.

2. Requisito técnico mínimo para operações de maior impacto: em operações planejadas de despressurização, purga ou blowdown, quando o inventário

estimado exceder um limiar técnico objetivo (por exemplo: 1.000 Nm³ por trecho ou vaso), deve-se priorizar a recuperação ou transferência do gás, salvo situações emergências justificadas por segurança. Esse critério é alinhado ao estudo da EPE, que demonstra que boa parte das emissões no transporte é controlável justamente nessas rotinas, e que há medidas de mitigação tecnicamente viáveis com custo marginal de abatimento negativo.

3. **Reporte padronizado e verificável:** utilizar sistemas de mensuração e reporte compatíveis com o Programa Brasileiro GHG Protocol, já adotado no mercado, reduz custos e dificuldades de adaptação. Isso evita criar um novo sistema e promove comparabilidade entre agentes.

4. **Instrumentos econômicos moderados:** em vez de penalização ampla, recomenda-se sinalização econômica direcionada ao venting evitável, acompanhada de reconhecimento regulatório (ex.: elegibilidade em programas de eficiência, transparência pública de desempenho, incentivos financeiros, prioridade em análises ou certificações). O objetivo é corrigir assimetria de custo, não onerar a prática.

ABPIP - Entende-se que, caso haja implementação de uma nova regulação, há a necessidade de adotar o princípio da irretroatividade, que visa à proteção de direitos e obrigações já consolidados pelo tempo e por alterações legislativas ou regulatórias, impedindo que o regulador alcance fatos pretéritos à criação das normas.

A adoção de medidas econômicas que ofereçam incentivos financeiros, como a redução da alíquota de royalties sobre o gás produzido, seria positiva para estimular a monetização do gás e contribuir para a redução das emissões. No entanto, é necessário cautela ao propor alterações que impactem diretamente o retorno esperado dos empreendimentos, uma vez que as empresas contratadas basearam seus projetos nas regras econômicas vigentes à época.

Opõe-se à adoção de medidas de caráter prescritivo, dessa forma além de manter a coerência com a prática já adotada pela Agência nos contratos de concessão, em que se privilegia a adoção das melhores práticas da indústria, reforça a segurança jurídica e a estabilidade regulatória de toda a cadeia produtiva.

Diante do exposto, apresentamos a seguir nossos comentários sobre as medidas propostas:

- **Medidas prescritivas:**

Dada a diversidade do cenário brasileiro, entende-se que a proibição total de determinadas medidas específicas, como ventilação, queima em flare ou ainda a restrição ao uso de certos equipamentos (com exigência de substituição), pode gerar impactos significativos às operações de ativos concebidos sob outro contexto regulatório além de sujeitos a direitos e obrigações já firmadas em contratos de E&P, que não impõem esse tipo de restrição.

Sugere-se, portanto, que a Agência evite impor medidas restritivas específicas, a fim de não comprometer a viabilidade ou a atratividade econômica de projetos em contextos de baixa rentabilidade, como os campos maduros e marginais. Como alternativa, recomenda-se fomentar a adoção de programas e planos estruturados pelos próprios contratados, permitindo que cada empresa desenvolva soluções alinhadas ao seu contexto operacional e às tecnologias mais adequadas, além de fortalecer a gestão interna sobre o tema.

- Medidas de desempenho:

Em primeiro lugar, é importante destacar que o setor de óleo e gás, em âmbito global, enfrenta dificuldades em estabelecer metas de redução de emissões que sejam adequadas e comparáveis. Um exemplo claro é o da Iniciativa de Metas Baseadas na Ciência (SBTi), que vem postergando desde 2019 a publicação de uma metodologia específica para o setor de óleo e gás, justamente pela complexidade técnica e setorial envolvida.

Diante desse exemplo, entende-se que a definição de uma meta de redução setorial única, seja em termos absolutos ou percentuais, pode não ser a abordagem mais efetiva. Considerando que ativos recém-comissionados já operam com baixas taxas de emissão, e reduzir ainda mais esses indicadores, mesmo que percentualmente, não seria tecnicamente efetivo, devido ao limiar tecnológico atual;

Ativos maduros, por sua vez, demandam manutenção intensiva e já apresentam custos operacionais elevados, de modo que a adoção de novas tecnologias de redução pode representar barreiras econômicas ou competitivas para operadores com portfólios desse perfil.

Considerando essas particularidades, recomenda-se que os indicadores de desempenho e metas de redução, caso sejam implementados, sejam definidos individualmente por cada companhia, em alinhamento com planos próprios de redução de emissões. Esses planos devem funcionar como compromissos corporativos, voltados à avaliação contínua de tecnologias e à implementação de

medidas de redução que garantam custo-eficiência e aderência à realidade operacional de cada ativo.

Reforça-se a necessidade de evitar imposições retroativas que comprometam contratos ou decisões de investimento baseadas nas regulações vigentes à época.

IBP - No estágio atual, não é viável avançar com instrumentos prescritivos; entretanto, reconhecemos a importância de requisitos mínimos e flexíveis como ponto de partida, especialmente em relação ao LDAR, cuja eficácia é comprovada internacionalmente. Porém, é fundamental que esse requisitos considerem as diferentes realidades nacionais (offshore, onshore, campos maduros).

Por fim, temas relacionados a desempenho e metas devem ser tratados em fase posterior, considerando a maturidade tecnológica e a infraestrutura das unidades existentes, para não comprometer competitividade e segurança operacional. Garantia de que qualquer meta ou obrigação futura seja precedida de ampla consulta pública e análise de impacto regulatório, assegurando a competitividade e a segurança operacional das empresas.

Abegas - Downstream – medidas informativas – devido à baixa materialidade das emissões importante monitorar, medir e incentivar a redução voluntária das emissões.

Midstream - Medidas informativas – devido à baixa materialidade das emissões importante monitorar, medir e incentivar a redução voluntária das emissões.

Romão Tecnologias Industriais - A combinação mais adequada envolve medidas prescritivas, de desempenho e informativas, aplicadas de forma integrada. No upstream, recomenda-se a adoção obrigatória de programas de detecção e reparo de vazamentos (LDAR) baseados em métodos instrumentais de alta sensibilidade e resposta imediata, capazes de identificar emissões fugitivas com precisão e eficiência. Nos segmentos midstream e downstream, devem ser priorizadas metas de desempenho aliadas a monitoramento sistemático e reporte padronizado, incluindo inspeções periódicas em tanques de armazenamento e sistemas de transporte. A combinação com instrumentos econômicos e informativos favorece a disseminação de tecnologias avançadas, assegurando efetividade, rastreabilidade e redução consistente das emissões de metano.

Scink 1 – A combinação mais eficaz é aquela que une instrumentos prescritivos, de desempenho e informativos, com foco em medições diretas e rastreáveis. As medidas prescritivas devem estabelecer a obrigatoriedade de programas de detecção e reparo de vazamentos (LDAR) e de sistemas de medição,

monitoramento, reporte e verificação (MMRV), baseados em medições em campo realizadas com equipamentos calibrados e certificados.

Esses instrumentos garantem a efetividade das ações, pois permitem identificar e corrigir emissões de forma precisa e rápida. A viabilidade técnica já está plenamente consolidada no país. Hoje existem empresas brasileiras capacitadas e equipadas para realizar medições diretas com alta precisão, utilizando tecnologias de ponta reconhecidas internacionalmente. Essa estrutura técnica nacional permite implantar programas robustos de monitoramento sem depender de soluções externas.

Quanto aos custos, é importante destacar que os investimentos necessários são baixos quando comparados aos danos ambientais e econômicos decorrentes das emissões de metano. Uma instalação que apresenta altas emissões de metano está operando de forma ineficiente, o que indica falhas de processo e possíveis desperdícios de recursos.

As medidas de desempenho devem definir metas progressivas de redução, sempre comprovadas por medições diretas e verificadas de forma independente. Os instrumentos informativos devem assegurar transparência e comparabilidade, com relatórios públicos e auditáveis.

As abordagens indiretas, como estimativas ou dados de satélite, podem ser usadas como apoio, mas não substituem a medição direta em campo. Somente dados rastreáveis, auditáveis e obtidos com precisão garantem resultados efetivos, credibilidade regulatória e melhoria contínua da eficiência produtiva no setor de óleo e gás.

Scink 2 – A combinação mais que pode ser eficaz para reduzir as emissões de metano no setor de óleo e gás é aquela que integra medidas prescritivas, com destaque para programas obrigatórios de LDAR, e medidas informativas e de desempenho. O LDAR é essencial para identificar e reparar vazamentos com rapidez e precisão, constituindo a base técnica para ações de mitigação e monitoramento eficazes.

Com relação à viabilidade técnica e os custos envolvidos em relação as medições diretas, cabe destacar o grande custo/benefício dessa abordagem, que permite as empresas evitarem perdas financeiras com emissão fugitiva evitáveis, que quando corrigidas adequadamente e monitoradas garantem retorno rápido e diminuição significativas das emissões de metano, tendo duplo ganho. Além disso, a ampla disponibilidade e avanços das tecnologias empregadas para a quantificação de metano, acompanhadas por regulação internacional pela Organização Mundial de

Meteorologia (WMO, ONU) e por outras Instituições internacionais de referência na área de emissões de GEE como NOAA, NASA, dão base para a viabilidade técnica baseada nas melhores práticas. Adicionalmente, a presença de corpo técnico especializado no Brasil é um fator que vem avançando com profissionais qualificados disponíveis no mercado para atender com plenitude tal demanda.

TotalEnergies EP Brasil - A TotalEnergies sugere um modelo híbrido, com predominância inicial de medidas informativas e instrumentos prescritivos mínimos, deixando uma possível regulação por instrumentos de desempenho para uma fase posterior, de modo a respeitar a maturidade tecnológica e a infraestrutura das unidades já em operação, sem comprometer a competitividade e a segurança operacional.

No pilar prescritivo mínimo, entendemos que o foco pode estar ligado ao LDAR e protocolos claros para detecção e reparo; restrições à ventilação rotineira com limites e controles de venting, em lógica análoga à já aplicada no país para redução e controle de perdas pela Resolução ANP nº 806/2020 (agora com foco explícito no metano); limites e controle de queima (flaring), com requisitos de eficiência e monitoramento operacional; prazos de reparo proporcionais à magnitude do vazamento e ao risco, conferindo previsibilidade e segurança. Quanto à verificação por terceira parte, entendemos que não deve ser exigida na fase inicial: o Brasil ainda não dispõe de um ecossistema robusto de entidades verificadoras, e a imposição imediata criaria gargalos, atrasos e custos desnecessários.

No pilar de desempenho, não recomendamos metas imediatas (intensidade/absolutas) para o parque existente. A infraestrutura atual, especialmente nas unidades maduras do upstream, terá dificuldade de se adequar rapidamente a objetivos de desempenho sem retrofits relevantes e sem uma base de medição e reconciliação (OGMP L4/L5) consolidada. Acreditamos que fasear a adoção de metas de desempenho pode ser um caminho viável para a realidade nacional: primeiro em novos projetos — concebidos já “methane-ready” — e, depois, em unidades existentes, à medida que o ecossistema de medição e a capacidade de implantação evoluam. Esse caminho protege a competitividade do parque instalado ao mesmo tempo em que ancora a ambição regulatória nos ativos de entrada futura.

No pilar econômico, consideramos essenciais mecanismos de incentivo e subsídios para acelerar a adequação do setor. Em muitas unidades em operação, as iniciativas de mitigação não apresentam VPL positivo e, portanto, incentivos financeiros (linhas de fomento, créditos regulatórios, deduções fiscais ou instrumentos correlatos) são fundamentais para viabilizar MMRV e ações de mitigação.

Por fim, no pilar informativo, apoiamos a padronização do inventário setorial, com metodologias interoperáveis com a OGMP 2.0, publicação de indicadores agregados (para benchmarking e credibilidade pública) e integração progressiva a sistemas internacionais de transparência, preservando o sigilo industrial. A ANP já vem evoluindo nessa direção; institucionalizar essas práticas na norma consolidará a qualidade dos dados e a confiança dos mercados consumidores.

Em síntese, o modelo sugerido pela TotalEnergies consiste em: (i) iniciar com prescritivo mínimo + informativo + incentivos econômicos; (ii) introduzir desempenho de forma faseada, começando por novos projetos e estendendo-o, depois, às unidades existentes, conforme amadureçam o ecossistema de medição/asseguração e as soluções tecnológicas disponíveis no país. Esse desenho equilibra ambição climática, viabilidade técnica e competitividade do parque instalado.

4 - O normativo a ser publicado deve estabelecer diretrizes para a implementação de sistemas de gestão de emissões de metano? Justifique.

Climate Bonds Initiative - Sim, e tais diretrizes podem ser acompanhadas das medidas econômicas de incentivo.

Pedro Fialho (consumidor) - Sim. Caso não haja diretrizes, não será eficiente.

Petrobras - O normativo a ser publicado deve contemplar diretrizes para a implementação de sistemas de gestão de emissões de metano, entretanto, tais diretrizes devem evitar um caráter prescritivo.

É imprescindível assegurar flexibilidade suficiente para que cada operadora possa adaptar seu sistema de gestão às especificidades de seus ativos, considerando aspectos como porte (grandes ou pequenos), idade (novos ou maduros), localização (onshore ou offshore) e segmento da cadeia produtiva (caso o normativo não fique restrito ao Upstream).

Essa flexibilidade normativa permitirá a adoção de soluções técnicas e operacionais adequadas às distintas realidades operacionais, promovendo a eficácia e eficiência na mitigação das emissões, ao mesmo tempo em que garante o cumprimento das exigências regulatórias e o alinhamento com os objetivos ambientais estabelecidos.

Essas diretrizes devem estar preferencialmente alinhadas às diretrizes de iniciativas existentes, em especial a OGMP 2.0.

Eneva S.A - O normativo deve estabelecer diretrizes claras que garantam que todas as empresas adotem práticas homogêneas de medição, reporte e mitigação, evitando lacunas regulatórias. Contudo, diretrizes devem permitir flexibilidade para respeitar as especificidades dos ativos e modelos de negócio. O normativo pode definir princípios e requisitos mínimos, permitindo que cada empresa escolha soluções adequadas à sua realidade operacional.

Geogas - Sim, recomenda-se que o normativo estabeleça diretrizes gerais, voltadas principalmente ao planejamento e ao registro das operações que possam gerar ventilação (despressurização, purga/blowdown).

Essas diretrizes devem ser compatíveis com sistemas já existentes nas empresas, como ISO 14001 e inventários no âmbito do Programa Brasileiro GHG Protocol, evitando a criação de estruturas paralelas ou burocráticas. Ou seja, a

regulamentação deve definir princípios e requisitos mínimos, assegurando transparência e comparabilidade, mas sem impor um modelo único.

ABPIP - Sim. Devem ser previstas diretrizes gerais, amplas e não impositivas, permitindo que cada empresa adote um modelo de gestão compatível com sua realidade operacional. Tais sistemas devem apoiar a verificação de metas, padronizar critérios de quantificação e aprimorar a consistência dos dados já reportados anualmente à ANP. Recomenda-se, ainda, que a certificação e a melhoria desses sistemas possam, futuramente, ser reconhecidas por meio de verificação interna ou externa.

IBP - Sim. Essa medida é importante para garantir consistência regulatória, comparabilidade de dados e efetividade das ações de mitigação. Sem diretrizes claras, há risco de abordagens fragmentadas, dificultando a fiscalização e a harmonização com padrões internacionais, como o OGMP 2.0 e o Regulamento Europeu de Metano. A criação de um sistema estruturado assegura que práticas de monitoramento, reporte e mitigação sejam integradas ao ciclo de vida dos ativos, permitindo decisões operacionais alinhadas às metas climáticas e investimentos planejados com base em requisitos regulatórios, garantindo governança e rastreabilidade ao processo.

Contudo, considerando a atual ausência de robustez normativa no Brasil, especialmente em um contexto de evolução do Plano Clima e do SBCE, recomenda-se que o sistema regulatório priorize aspectos básicos, como a normatização do MRV e mantenha flexibilidade para diferentes níveis de projetos no upstream, especialmente em campos maduros. Nesse cenário, sugerimos a adoção de uma abordagem de regulação experimental, permitindo que diretrizes sejam testadas e aprimoradas em paralelo à consolidação das políticas climáticas nacionais, garantindo coerência regulatória e sinergia entre políticas públicas. Essa estratégia possibilita o desenvolvimento de sistemas adaptados às diferentes realidades operacionais, evitando imposições desproporcionais e promovendo aprendizado regulatório contínuo.

É fundamental que as normas brasileiras sejam alinhadas aos guidelines europeus, facilitando a implementação por empresas que já seguem essas diretrizes, mas com prazos adequados para adaptação das empresas nacionais, considerando especificidades como operações onshore e em campos maduros.

Ademais, é fundamental assegurar a integração e a interlocução entre os diferentes entes reguladores responsáveis pela implementação das diretrizes nacionais para mitigação das emissões de gases de efeito estufa e metano, de modo a promover

esforços coordenados em prol das metas climáticas e garantir convergência institucional entre os diversos atores do Estado.

Romão Tecnologias Industriais - Sim. A implementação de sistemas de gestão de emissões de metano é essencial para garantir padronização, rastreabilidade e melhoria contínua das ações de controle. Esses sistemas integram monitoramento, reporte e verificação, assegurando dados confiáveis e auditáveis. Também permitem avaliação de desempenho e priorização de medidas corretivas, aumentando a efetividade regulatória. As diretrizes devem definir escopo mínimo, periodicidade e critérios de verificação, promovendo governança e resultados mensuráveis.

Scink 1 – Sim. O normativo deve estabelecer diretrizes obrigatórias para a implementação de sistemas de gestão de emissões de metano baseados em medições diretas, rastreabilidade metrológica e verificação independente.

O Estudo Preliminar da ANP/STM de 2025 evidencia que a credibilidade das informações depende da integração entre medição, monitoramento e verificação. Inventários baseados em fatores de emissão e metodologias indiretas não refletem as emissões reais e não oferecem base técnica sólida para a gestão e a tomada de decisão.

Um sistema de gestão confiável deve ter como pilar medições diretas realizadas com instrumentos calibrados e certificados conforme padrões internacionais, como a ISO/IEC 17025 e as recomendações da World Meteorological Organization (WMO). As medições precisam apresentar rastreabilidade metrológica completa, assegurando reprodutibilidade, comparabilidade e consistência temporal dos resultados.

Deve existir uma autoridade técnica central responsável por credenciar e supervisionar as entidades encarregadas da calibração, medição e verificação. Essa autoridade garantirá que todos os dados reportados tenham validade técnica e metrológica reconhecida, assegurando integridade e auditabilidade dos resultados.

É importante destacar que já existem projetos em andamento no Brasil que buscam desenvolver e validar metodologias nacionais de medição direta e gestão de emissões de metano, compatíveis com as condições operacionais e tecnológicas do país. Essa é uma iniciativa essencial, pois a realidade brasileira do setor de óleo e gás é distinta de outros mercados, como o norte-americano. A regulamentação só será efetiva se as metodologias adotadas forem desenvolvidas, testadas e

comprovadas em campo, considerando as especificidades dos sistemas produtivos nacionais.

Portanto, o normativo deve prever a adoção de sistemas de gestão de emissões baseados em medições diretas e verificáveis, supervisionados por uma autoridade técnica nacional, e incentivar o desenvolvimento de metodologias próprias, testadas e validadas no contexto brasileiro.

Scink 2 – Sim. O normativo deve estabelecer diretrizes obrigatórias para a implementação de sistemas corporativos de gestão de emissões de metano, conforme o fluxo em oito etapas da Figura 4 do Estudo Preliminar da ANP/STM (2025) — da identificação de fontes à verificação independente. Esse sistema é fundamental para garantir rastreabilidade, precisão e melhoria contínua das ações de mitigação.

O Estudo reforça que a gestão eficaz das emissões depende da integração entre LDAR, MRV e MMRV, com medições diretas de alta precisão, conforme orientações da AIE (2025) e dos níveis 4 e 5 da OGMP 2.0. Para assegurar comparabilidade robusta entre empresas e segmentos, o normativo deve prever a necessidade padrões de referência e rastreabilidade metrológica dos resultados, vinculando-se a um sistema de qualidade analítica alinhado à Norma ISO/IEC 17025, já adotado pelo Inmetro para fins de calibração e fiscalização. É evidente que guias específicos devem ser desenvolvidos para as boas práticas de medição de metano.

Considerando o caráter transversal das medições e quantificação de metano na Figura 4, cabe destacar a necessidade de alinhamento dos protocolos para determinação das emissões às boas práticas e diretrizes internacionais estabelecidas pela Organização Mundial de Meteorologia (WMO). Além disso, a Norma ISO/IEC 17025, Requisitos gerais para a competência de laboratórios de ensaio e calibração (General requirements for the competence of testing and calibration laboratories), é a referência internacional para laboratórios de ensaio e calibração que desejam demonstrar sua capacidade e competência técnica para fornecer resultados confiáveis e válidos, promovendo, assim, a confiança dos resultados das medições. Esse alinhamento garantirá que as medições de metano sejam tecnicamente consistentes, auditáveis e internacionalmente reconhecidas, fortalecendo a credibilidade dos inventários, a equidade regulatória e a transparência das ações de redução em toda a cadeia de óleo e gás.

TotalEnergies EP Brasil - Sim, a futura norma deve estabelecer diretrizes para a implementação de sistemas de gestão de emissões de metano. Essa medida é essencial para garantir consistência regulatória, comparabilidade de dados e efetividade das ações de mitigação. Sem diretrizes claras, há risco de abordagens

fragmentadas, dificultando fiscalização e harmonização com padrões internacionais como o OGMP 2.0 e o Regulamento Europeu de Metano. Um sistema estruturado assegura que práticas de monitoramento, reporte e mitigação sejam integradas ao ciclo de vida dos ativos, permitindo decisões operacionais alinhadas às metas climáticas e investimentos planejados com base em requisitos regulatórios.

No entanto, ressaltamos que o arcabouço regulatório brasileiro ainda não apresenta robustez suficiente para a implementação de diretrizes abrangentes, especialmente em um contexto de evolução de políticas importantes como o Plano Clima e o SBCE. Por isso, recomenda-se que o normativo priorize aspectos básicos, como a normatização do MRV, e mantenha flexibilidade para diferentes perfis de projetos no upstream, com atenção especial a campos maduros e operações onshore.

Nesse cenário, sugerimos a adoção de uma abordagem de regulação experimental, permitindo que diretrizes sejam testadas e aprimoradas em paralelo à consolidação das políticas climáticas nacionais, garantindo coerência regulatória e sinergia entre políticas públicas. Essa estratégia possibilita o desenvolvimento de sistemas adaptados às diferentes realidades operacionais, evitando imposições desproporcionais e promovendo aprendizado regulatório contínuo.

Ademais, é fundamental assegurar a integração e a interlocução entre os diferentes entes reguladores responsáveis pela implementação das diretrizes nacionais para mitigação das emissões de gases de efeito estufa e metano, de modo a promover esforços coordenados em prol das metas climáticas e garantir convergência institucional entre os diversos atores do Estado.

5 - Quais os indicadores de desempenho que devem ser acompanhados para certificar a efetividade do sistema de gestão de emissões de metano?

Pedro Fialho (consumidor) - Indicadores de eficiência de cada empresa e coligado do setor, permitindo que compensações possam ser feitas.

Petrobras - Considerando a fase inicial da regulamentação, entende-se ser necessário maior quantidade de dados obtidos ao longo de um período mínimo para serem estabelecidos indicadores de desempenho aderentes à viabilidade técnica e que preserve a viabilidade econômica dos diversos tipos de campos de produção (campos de baixa/média/grande produção, campos de acumulação marginal, campos maduros, por exemplo).

Eneva S.A - Sugerimos que os seguintes indicadores de desempenho sejam considerados:

- Confiabilidade das linhas de base, com critérios padronizados entre os agentes;
- Volume total das emissões de metano por segmento;
- Cobertura do inventário de emissões baseada em percentual de fontes mapeadas e quantificadas;
- Taxa de detecção e reparo de vazamentos;
- Redução percentual de emissões por unidade de produção;
- Abertura dos sistemas de monitoramento e reporte.

Geogas - Recomenda-se priorizar indicadores simples, comparáveis e verificáveis, com foco na redução de venting intencional e na eficiência operacional:

1. Venting absoluto

Unidade: t CH₄/ano

2. Venting evitado / gás recuperado

Unidade: t CH₄/ano ou Nm³/ano

3. Intensidade de metano

Unidade: kg CH₄ / MMm³ movimentado

4. % de despressurizações realizadas sem ventilação direta

Unidade: % das operações de manutenção/intervenção

Foca onde há maior potencial de abatimento, conforme a Nota Técnica EPE/DPG/SPG/02/2024.

Esses indicadores: são aderentes ao Programa Brasileiro GHG Protocol (facilitando reporte), não criam carga adicional desnecessária, e permitem monitorar progresso real na redução de emissões controláveis.

ABPIP - O principal indicador sugerido é a intensidade de emissões de metano (CH₄) por boe produzido. Contudo, deve haver cautela com indicadores que possam distorcer resultados em campos de baixa produção (campos marginais), os quais podem parecer menos eficientes devido à sua escala reduzida. Recomenda-se, portanto, a adoção de métricas que combinem indicadores de intensidade e volume absoluto de emissões, além de um processo de validação periódica (interna ou, por exemplo, a cada cinco anos por terceiros).

IBP - Considerando a fase inicial da regulamentação, entende-se ser necessário maior quantidade de dados obtidos ao longo de um período mínimo para serem estabelecidos indicadores de desempenho aderentes à viabilidade técnica e que preserve a viabilidade econômica dos diversos tipos de campos de produção (campos de baixa/média/grande produção, campos de acumulação marginal, campos maduros, por exemplo).

Romão Tecnologias Industriais - Acredito que os programas existentes como o OGPM 2.0 direcionam para os indicadores de desempenho a serem acompanhados.

Scink 1 – Os indicadores de desempenho devem refletir a precisão, a rastreabilidade e a qualidade técnica das medições realizadas no âmbito do sistema de gestão de emissões. Esses indicadores precisam ser quantitativos, verificáveis e baseados exclusivamente em medições diretas e auditáveis.

O Estudo Preliminar da ANP/STM de 2025 reforça que somente medições diretas e rastreáveis garantem resultados confiáveis e comparáveis entre operadores. Indicadores construídos com base em estimativas ou fatores de emissão não representam a realidade e não permitem avaliar a efetividade dos controles implementados.

Os principais indicadores de desempenho devem incluir:

1. Taxa de cobertura de medições diretas, que demonstra a proporção das fontes emissoras monitoradas por medições realizadas em campo.
2. Rastreabilidade metrológica das medições, que avalia o percentual de equipamentos calibrados e certificados conforme normas internacionais, como a ISO/IEC 17025 e as recomendações da World Meteorological Organization (WMO).
3. Calibração e verificação contínua dos sensores, que asseguram a manutenção da precisão e da confiabilidade das medições ao longo do tempo, evitando deriva de sinal e perda de rastreabilidade.
4. Incerteza e precisão dos resultados, que avaliam a qualidade analítica dos dados e o controle metrológico das medições.
5. Verificação independente dos dados reportados, com auditorias realizadas por entidades reconhecidas pela autoridade técnica central.
6. Periodicidade e integridade dos reportes, que asseguram regularidade, transparência e consistência nas informações comunicadas.

Esses indicadores devem servir não apenas para avaliar o desempenho das empresas, mas também para garantir a qualidade e a rastreabilidade das medições realizadas.

A regulamentação deve incentivar a calibração contínua dos sensores, a verificação permanente dos equipamentos e a validação das metodologias de medição, de modo que os indicadores reflitam com precisão a efetividade do sistema de gestão de emissões de metano no Brasil.

Scink 2 – Os indicadores de desempenho devem refletir tanto a eficiência das ações e continuidade de mitigação quanto a qualidade, completude e rastreabilidade das medições, assegurando a efetividade técnica e regulatória do sistema de gestão de emissões. De acordo com o Estudo Preliminar da ANP/STM (2025) e os níveis 4 e 5 do OGMP 2.0, devem ser priorizados indicadores que permitam avaliação quantitativa, verificável e comparável entre empresas e segmentos. É importante frisar a relevância das medições diretas confiáveis e rastreadas para garantia efetiva das ações de mitigação e a verificação da eficiência das mesmas, visto que, apenas com tais medições pode ser mapeado e quantificado com precisão as emissões reais de metano, além da certificação que as emissões evitáveis foram efetivamente corrigidas.

Entre os principais indicadores recomendados estão:

- Taxa de detecção e reparo de vazamentos (LDAR) – Grau de eficiência (abrangência) da detecção de vazamentos, quantificação das emissões e garantia da efetividade dos reparos ao longo do tempo;
- Taxa de cobertura de medições diretas – proporção das emissões medidas diretamente (bottom-up) versus estimadas por fatores de emissão;
- Precisão e incerteza das medições – controle metrológico alinhado à ISO/IEC 17025, garantindo rastreabilidade dos resultados e comparabilidade entre empresas;
- Indicadores de transparência e reporte – frequência e completude dos relatórios públicos de MRV.

TotalEnergies EP Brasil - Quanto aos indicadores de desempenho, sugerimos que o segmento de upstream, reunido no IBP, apoie a ANP na definição dos indicadores de desempenho, recomendando métricas alinhadas às melhores práticas globais e ao framework OGMP 2.0, incluindo:

- Taxa de detecção e reparo de vazamentos: percentual de vazamentos identificados e reparados dentro do prazo definido, refletindo a eficácia do programa LDAR.
- Frequência e cobertura de LDAR: número de inspeções realizadas por período e proporção de equipamentos cobertos, garantindo monitoramento das fontes críticas.
- Volume total de emissões de metano reportadas (em toneladas), segregado por fonte e por tipo de atividade, permitindo análise de materialidade e priorização de ações.

6 - Em que medidas as ações indicadas na Figura 4 estão implementadas na rotina da sua empresa?

Petrobras - Estão implementadas as ações de 1 a 7.

Eneva S.A - 1. Mapeamento de fontes potenciais de emissão: a Eneva realiza mapeamento de fontes de emissão na integralidade dos seus ativos, estando cobertos e descritos nos respectivos inventários de emissões de GEE;

2. Identificação de emissões: realizada com base nas estruturas do ativo, compreendendo equipamentos e processos.

3. Quantificação de emissões: Para as emissões de metano fugitivas e de processos, a quantificação é realizada com base em balanços de massa e metodologias da American Petroleum Institute. Para as demais emissões, é utilizada a metodologia do GHG Protocol.

4. Classificação e priorização: Todas as emissões são reportadas. Não há priorização.

5. Implementação de Medidas de Mitigação: Em 2024 foi iniciado um programa para monitoramento, mensuração e mitigação das emissões de metano na unidade de liquefação do Azulão (AM). O programa conta com uma câmera termográfica, que possibilita identificar pontos de vazamento de gás natural – portanto, de metano –, medir e tornar mais assertiva a manutenção dos equipamentos, com o objetivo de reduzir emissões fugitivas e perdas de gás;

6. Monitoramento: A Eneva realiza monitoramento mensal das emissões de combustão estacionária e emissões fugitivas de todos os ativos da Companhia, incluindo E&P. As emissões relativas à combustão estacionária são calculadas com base no consumo de combustíveis e aplicados seus respectivos fatores de emissão (calculados especificamente considerando propriedades físico-químicas das cromatografias do gás natural da Eneva). Já as emissões fugitivas e de processos são calculadas por balanço de massa e por metodologias API.

7. Reporte: O reporte das emissões da Companhia são feitos em Inventários de Emissões de GEE de cada um dos seus ativos, assim como no Registro Público do Programa Brasileiro GHG Protocol.

8. Verificação: Os inventários de Emissões de GEE dos ativos da Eneva passam na íntegra por auditoria realizada por terceira parte.

Geogas - A empresa que atua já realiza o inventário anual de emissões de GEE no âmbito do Programa Brasileiro GHG Protocol, com verificação independente, o que garante mensuração, registro e rastreabilidade das emissões. Alguns dos clientes já utilizam tecnologias para evitar o venting durante a manutenção de seus gasodutos.

ABPIP - As empresas já realizam ações de mapeamento, identificação e quantificação das fontes de emissão, bem como monitoramento via inventários do GHG Protocol. Adicionalmente, já há integração de parte dos processos à rede elétrica, reduzindo o uso de geradores a diesel. Sugere-se a consolidação dessas iniciativas em um programa estruturado único, tomando por base a sequência de ações indicada na Figura 4 apresentada pela ANP.

IBP - Quanto à questão 6, embora algumas empresas já tenham ações indicadas na Figura 4 implementadas conforme o OGMP 2.0, outras apresentam diferentes níveis de maturidade, o que representa um desafio para o setor. A solicitação de informações pela ANP foi um avanço importante, pois estimulou o setor a aprimorar seus processos de reporte e monitoramento de emissões, mas ainda há dificuldades no reporte devido à heterogeneidade das operações. Nesse sentido, sugerimos a criação de um programa de capacitação setorial, coordenado pelo IBP, para nivelar conhecimento, apoiar a definição de KPIs e viabilizar a implementação de um sistema mínimo de gestão de emissões, garantindo consistência e evolução gradual.

Romão Tecnologias Industriais - Realizamos somente as inspeções LDAR.

Scink 1 – A Figura 4 apresentada no Estudo Preliminar da ANP/STM de 2025 é tecnicamente precisa e deve servir como base para o sistema de gestão de emissões de metano a ser regulamentado. Ela descreve de forma completa o ciclo ideal de controle, que envolve o mapeamento das fontes emissoras, a identificação e a quantificação das emissões, a definição de prioridades de mitigação, a implementação das ações corretivas, o monitoramento contínuo dos resultados, a verificação da efetividade das medidas, o reporte e a reavaliação constante do processo.

Esse modelo representa o caminho correto para um sistema robusto e rastreável de controle de emissões. A sua eficiência depende da aplicação de medições diretas realizadas com equipamentos de alta precisão, calibrados e certificados, em conformidade com as normas da World Meteorological Organization (WMO) e da ISO/IEC 17025. A calibração contínua dos sensores e a verificação independente dos resultados são condições indispensáveis para a credibilidade e a comparabilidade dos dados obtidos.

É importante destacar que a Figura 4 somente alcança o seu pleno potencial quando aplicada com base em medições diretas e rastreáveis. Caso sejam utilizadas metodologias indiretas, modelos teóricos ou cálculos estimativos, o processo perde grande parte de sua eficiência e confiabilidade, comprometendo o valor técnico dos resultados.

A estrutura proposta pela Figura 4 resume de forma exemplar a abordagem que deve orientar toda a regulamentação: um sistema contínuo, cíclico e tecnicamente verificável, fundamentado em medições diretas, calibração constante e rastreabilidade metrológica.

TotalEnergies EP Brasil - De forma geral, as ações indicadas na Figura 4 já estão implementadas na rotina da TotalEnergies, seguindo as melhores práticas da indústria e em conformidade com o framework OGMP 2.0. No entanto, a realidade do segmento de upstream brasileiro apresenta diferentes níveis de maturidade, o que representa um desafio para o setor. A recente solicitação de informações pela ANP representou um avanço importante, pois estimulou o setor a aprimorar seus processos de reporte e monitoramento de emissões. No entanto, ainda existem dificuldades significativas na consolidação e na qualidade dos dados, reflexo do estágio de desenvolvimento do tema nas diferentes empresas e atividades.

Para superar essas barreiras e promover maior alinhamento setorial, sugerimos a estruturação de um programa de treinamento e capacitação, coordenado pelo IBP, voltado para nivelar o conhecimento técnico e regulatório entre os agentes. Esse programa pode servir como base para a definição de metas progressivas de implementação de sistemas mínimos de gestão de emissões, respeitando as especificidades de cada operação e promovendo o desenvolvimento de competências essenciais para o avanço da agenda de descarbonização.

7 - Qual deve ser o escopo e quais os requisitos mínimos de um programa regulado (ou obrigatório) de LDAR, como frequência das inspeções, tecnologias aceitas (ex.: OGI, detectores portáteis, ou métodos alternativos validados), prazos máximos de reparo conforme dimensão do vazamento etc. Justifique.

MAVIPE Sistemas Espaciais - O programa LDAR deve cobrir todas as fontes fugitivas de metano onshore e offshore. Recomenda-se frequência mensal em unidades críticas e trimestral nas demais. Tecnologias aceitas incluem OGI, detectores portáteis e monitoramento remoto por satélites ópticos de alta resolução. Vazamentos críticos devem ser reparados em até 5 dias, moderados em 15 e leves em 30. Registros devem ser rastreáveis e auditáveis, em alinhamento ao OGMP 2.0 e à Resolução CNPE nº 8/2024.

Pedro Fialho (consumidor) - Em primeiro momento, seria importante que as empresas pudessem apresentar anualmente o que fazem, mas podem ser usados como base os requisitos do OGMP.

Petrobras - O escopo de um programa regulado (ou obrigatório) de Detecção e Reparo de Vazamentos (LDAR) deve abranger as fontes potenciais de emissões fugitivas de metano em instalações do setor de óleo e gás, incluindo por exemplo válvulas, conexões, selos de bombas e compressores e flanges.

Os requisitos mínimos devem incluir:

Frequência das inspeções:

As primeiras inspeções (Upstream) podem ser realizadas de acordo com o roadmap de implementação da OGMP 2.0 e as inspeções posteriores podem ser programadas baseadas na criticidade e especificidade de cada ativo, a ser definida em padrões das operadoras.

É imprescindível assegurar flexibilidade suficiente para que cada operadora possa adaptar seu sistema de gestão às especificidades de seus ativos, considerando aspectos como: porte (grandes ou pequenos), idade (novos ou maduros), localização (onshore ou offshore), riscos, segmento da cadeia produtiva (Upstream ou Downstream de gás - UPGNs).

Tecnologias aceitas:

Uso de tecnologias validadas internacionalmente e amplamente utilizadas no Upstream, considerando as particularidades técnicas e econômicas de cada

campo de produção e de maneira alinhada aos preceitos da OGMP 2.0, além de inclusão de novas tecnologias que forem surgindo.

Prazos máximos para reparo:

A definição dos prazos deve considerar criticidade, a complexidade técnica e as dificuldades logísticas inerentes às atividades (principalmente quando o ativo é offshore), permitindo flexibilidade alinhada a critérios técnicos que assegurem a segurança operacional e a viabilidade dos reparos, sem comprometer o compromisso com a mitigação eficaz das emissões, devendo ser atrelados ao sistema de gestão da operadora.

Deve-se lembrar que o reparo pode exigir despressurização de sistemas e aumento de queima (envio para tocha), então o prazo de reparo deve ser definido de forma a minimizar esse impacto.

Eneva S.A - O programa regulado de LDAR deve ter um escopo abrangente, cobrindo todas as fontes potenciais de vazamento, incluindo componentes críticos como: válvulas, flanges, conexões, bombas, compressores, selos, drenos, pontos de amostragem e linhas abertas. Como requisitos mínimos, propomos:

- Frequência de inspeções baseada em risco e criticidade dos ativos, com periodicidade não inferior a trimestral, de modo a garantir a efetividade do programa sem impor sobrecarga operacional.
- Critérios de criticidade definidos por padrões técnicos unificados, aplicáveis a todos os operadores, garantindo equidade regulatória e foco nos ativos com maior potencial de emissão.
- Tecnologias aceitas devem incluir métodos consolidados como OGI (Optical Gas Imaging), detectores portáteis de gás, além de métodos alternativos validados, desde que comprovadamente eficazes e auditáveis.
- Prazos máximos de reparo proporcionais à magnitude do vazamento, com prioridade para reparos imediatos em fontes de maior emissão, e prazos escalonados para vazamentos de menor impacto.

Geogas - Recomenda-se que o programa de LDAR seja estruturado com base em risco, priorizando instalações e equipamentos com maior potencial de emissão.

Entendo que a regulamentação deve: definir frequências mínimas proporcionais ao perfil de risco da instalação; aceitar diferentes tecnologias validadas (como OGI, detectores portáteis, sensores fixos e métodos alternativos comprovados), sem

impor uma única solução; estabelecer prazos de reparo proporcionais à criticidade do vazamento e às condições de segurança; garantir rastreabilidade das inspeções, por meio de registro padronizado (ex.: inventário GHG Protocol e auditoria).

ABPIP - O programa deve priorizar a segurança operacional e a proporcionalidade de custos, especialmente para ativos maduros e marginais. A frequência de inspeções deve ser baseada em risco e criticidade dos ativos, com periodicidade não inferior a trimestral, de modo a garantir a efetividade do programa sem impor sobrecarga operacional. A metodologia adotada deve ser comprovadamente eficaz e auditáveis e devem respeitar os sistemas internos de gestão de cada empresa, sem restrições a tecnologias específicas, admitindo o uso de detectores portáteis, drones ou métodos alternativos tecnicamente justificados. Prazos máximos de reparo proporcionais à magnitude do vazamento, com prioridade para reparos imediatos em fontes de maior emissão, e prazos escalonados para vazamentos de menor impacto.

Ressalta-se que requisitos como a frequência de detecção de vazamentos já integram o escopo da SGIP. Portanto, um novo programa regulado não deve estabelecer padrões que entrem em conflito com os sistemas de gestão atualmente adotados pela ANP.

Portanto, qualquer requisito mínimo regulado (ou obrigatório) deve ser racional, escalonado e ter como premissa a plena operacionalidade da indústria brasileira.

IBP - Sugerimos retirar a indicação de periodicidade de inspeção do programa LDAR, reforçando que as primeiras inspeções (Upstream) podem ser realizadas de acordo com o roadmap de implementação da OGMP 2.0 (caso seja uma empresa membro) e que as inspeções posteriores possam ser programadas baseadas na criticidade e especificidade de cada ativo, a ser definida nos padrões internos das operadoras. É imprescindível assegurar flexibilidade suficiente para que cada operadora possa adaptar seu sistema de gestão às especificidades de seus ativos.

Quanto aos prazos de reparo, sugerimos que sejam proporcionais à magnitude do vazamento e alinhados às práticas internas de cada empresa, evitando impactos no planejamento das paradas programadas, que são amplamente utilizadas para execução desses reparos.

Romão Tecnologias Industriais - O programa regulado de LDAR (Leak Detection and Repair) deve possuir escopo abrangente e requisitos mínimos padronizados, alinhados às melhores práticas internacionais (EPA, OGMP 2.0).

O escopo deve incluir todas as instalações com potencial de emissão fugitiva, abrangendo válvulas, conexões, flanges, selos de tanques, compressores e sistemas de transferência, em todos os segmentos da cadeia.

A frequência mínima das inspeções deve ser trimestral, podendo ser ajustada conforme o histórico de emissões ou risco operacional. As inspeções devem empregar métodos instrumentais de alta sensibilidade, capazes de detectar vazamentos em tempo real e quantificar a magnitude das emissões, admitindo o uso de tecnologias ópticas, detectores portáteis ou métodos equivalentes validados.

Os prazos máximos de reparo devem ser proporcionais à intensidade do vazamento:

Vazamentos críticos: reparo imediato (até 5 dias úteis);

Vazamentos moderados: até 15 dias úteis;

Vazamentos leves: até 30 dias úteis, mediante registro e justificativa técnica.

Adicionalmente, o programa deve exigir registro sistemático das inspeções, rastreabilidade das correções e verificação independente periódica, assegurando confiabilidade dos dados e melhoria contínua do desempenho ambiental.

Scink 1 – Um programa regulado de detecção e reparo de vazamentos (LDAR) deve ter escopo abrangente, cobrindo todas as etapas da cadeia de óleo e gás, incluindo produção, transporte, processamento, armazenamento e refino. O objetivo é identificar, quantificar e corrigir emissões fugitivas de metano de forma sistemática, rastreável e auditável.

O Estudo Preliminar da ANP/STM de 2025 indica que a efetividade de um programa de LDAR depende da realização de medições diretas em campo, com equipamentos calibrados e rastreáveis a padrões internacionais. Métodos indiretos, como dados de satélite, LIDAR ou modelagens, podem ser utilizados apenas de forma complementar e jamais devem substituir medições diretas.

Os requisitos mínimos recomendados para o programa são:

1. Levantamento inicial e definição da frequência de inspeções: antes de estabelecer a periodicidade das medições, deve ser realizado um levantamento técnico completo de todos os ativos da empresa, identificando os pontos de maior risco e criticidade. Com base nesse diagnóstico, define-se a frequência das

inspeções, que deve garantir cobertura adequada e permanente das fontes emissoras.

2. Calibração e verificação contínua dos sensores: todos os sensores e instrumentos de medição direta devem possuir calibração rastreável e controle metrológico ativo. A calibração deve ocorrer de forma automática, preferencialmente mensal, ou sob verificação contínua de um agente técnico responsável. Essa calibração contínua é essencial para evitar deriva de sinal e assegurar a precisão e a confiabilidade dos resultados.

3. Tecnologias aceitas: devem incluir câmeras ópticas de imageamento (OGI), detectores portáteis de alta precisão, sensores fixos ou móveis calibrados e homologados, bem como tecnologias validadas nos projetos e testes nacionais em desenvolvimento. As tecnologias utilizadas devem estar em conformidade com as normas ISO/IEC 17025 e com as recomendações da World Meteorological Organization (WMO).

4. Critérios de reparo: os vazamentos identificados devem ser classificados conforme a taxa de emissão e reparados em prazos definidos por norma. Após o reparo, uma nova medição direta deve confirmar a eliminação da emissão.

5. Verificação e validação: os dados e relatórios do programa devem ser auditáveis e verificados por entidades reconhecidas pela autoridade técnica central, garantindo integridade e rastreabilidade das informações.

Dessa forma, será possível construir um programa de LDAR tecnicamente sólido, com medições contínuas, calibrações verificáveis e tecnologias validadas, assegurando dados precisos e auditáveis sobre as emissões de metano no setor de óleo e gás.

Scink 2 – O programa de LDAR deve ter escopo abrangente em todos os segmentos da cadeia de óleo e gás (upstream, midstream, downstream e instalações desativada) com foco na identificação, quantificação rastreável e reparo sistemático de emissões fugitivas. Segundo o Estudo Preliminar da ANP/STM (2025), o LDAR constitui o instrumento prescritivo central para controle de metano e deve estar integrado ao sistema de MMRV, garantindo rastreabilidade e precisão dos resultados.

Os requisitos mínimos recomendados incluem:

- Frequência das inspeções: Dentro do possível deve se dar preferência para Redes de Monitoramento contínuo para quantificação e/ou detecção de vazamentos de metano, de forma a garantir a cobertura integral (24/7), seguido por confirmação, reparo rápido e confirmação da correção. Alternativamente, deve ser realizado estudo inicial representativo que permita definir com segurança uma frequência mínima das inspeções de ativos críticos e para demais instalações, podendo ser ajustada conforme desempenho histórico;
- Tecnologias aceitas: câmeras ópticas de imageamento óptico de metano (OGI), detectores portáteis de alta precisão (tipo Cavity Ring-Down Spectroscopy, CDRS), sensores fixos de médio/baixo custo, drones equipados com analisadores espectrais de alta precisão e traçadores específicos de fonte (Trace Release Method), desde que validados e calibrados sob padrões de referência rastreáveis à ISO/IEC 17025;
- Critérios de reparo: vazamentos classificados por taxa de emissão com definição do tempo mínimo de reparos, dentro de prazos factíveis. No caso de sistema que estejam contemplados redes de monitoramento contínuo, as emissões de tais vazamentos devem ser quantificadas continuamente de forma a reportar com exatidão a quantidade total de metano emitida para a atmosfera;
- Registro e verificação: banco de dados validado, rastreável, georreferenciado e auditável, com registro contínuo das medições, segurança dos dados e verificação independente anual.

TotalEnergies EP Brasil - A TotalEnergies entende que o escopo de um programa regulado de LDAR deve abranger as instalações e equipamentos críticos da cadeia sob competência da ANP, incluindo válvulas, conexões, compressores, tanques, sistemas de purga e pontos de ventilação. O objetivo é garantir que as principais fontes potenciais de emissão sejam monitoradas de forma sistemática, padronizada e transparente. Essa abordagem é consistente com o corpo normativo internacional (EPA Method 21, EN 15446, OGMP 2.0 e o Regulamento de Metano da UE 2024/1787), que estrutura LDAR como um ciclo contínuo: detectar → classificar → reparar → checar → aprender. Ao fazê-lo, assegura-se comparabilidade de dados, priorização objetiva e mensurável, e governança auditável do desempenho ambiental.

A frequência sugerida para as inspeções pode ser anual ou bianual, conciliando efetividade ambiental com a exequibilidade operacional (disponibilidade de pessoal, janelas de operação, logística e custos), sobretudo em ativos com maior complexidade e maturidade. Frequências mais curtas (i.e., trimestral) têm sido

adotadas por alguns marcos estrangeiros, mas não são hoje factíveis no contexto brasileiro sem comprometer a implementação do programa.

Quanto às tecnologias aceitas, a sugestão seria o reconhecimento do programa OGI (Optical Gas Imaging) e detectores portáteis como métodos tradicionais e consolidados, mas também permitir o uso de métodos alternativos validados, desde que comprovem equivalência ou superioridade em sensibilidade e confiabilidade.

Sobre os prazos máximos de reparo, entendemos que é muito relevante que haja uma definição clara por parte da ANP quanto à priorização desses prazos, de modo que haja consonância com outras diretrizes técnicas e regulatórias já existentes, como a Nota Técnica SSM-CSO 4/2022. É fundamental que os prazos de reparo sejam definidos levando em consideração a dimensão do vazamento, o risco operacional e a integração com os planos de manutenção e integridade dos ativos. Propõe-se que a ANP defina diretrizes claras para os prazos de reparo, de modo a garantir que a continuidade operacional das unidades não seja prejudicada. Recomenda-se, ainda, que os planos de reparo estejam plenamente integrados à gestão de manutenção e integridade, em alinhamento com o que já é preconizado em outras normativas da Agência. Um programa regulado de LDAR deve ser abrangente, tecnicamente robusto e exequível, combinando inspeções anuais ou bianuais com tecnologias tradicionais e complementares, prazos proporcionais para reparo e mecanismos para lidar com incertezas de medição, sempre em alinhamento com as melhores práticas globais e com as diretrizes técnicas já estabelecidas pela ANP.

8 - Deve haver condições diferenciadas conforme capacidade de produção, local de operação e idade dos ativos?

MAVIPE Sistemas Espaciais - Sim. Devem existir condições diferenciadas conforme a capacidade de produção, local de operação e idade dos ativos, de modo a tornar o programa regulado de gestão e mitigação de emissões de metano proporcional, tecnicamente viável e economicamente eficiente.

Capacidade de produção: unidades de maior porte ou com alto potencial emissor (FPSOs, plantas de processamento, gasodutos principais) devem possuir maior frequência de inspeções e níveis mais rigorosos de controle e reporte. Pequenas instalações ou unidades de apoio podem seguir cronogramas simplificados, desde que mantenham o monitoramento remoto contínuo.

Local de operação: ambientes offshore e remotos requerem abordagens diferenciadas, privilegiando monitoramento remoto via satélite ou sensores embarcados, reduzindo riscos e custos logísticos.

Idade dos ativos: ativos mais antigos ou com histórico de falhas devem ter maior frequência de inspeção e prazos menores de reparo, devido à maior probabilidade de vazamentos fugitivos.

Essa diferenciação é fundamental para equilibrar rigor ambiental e eficiência operacional, priorizando o controle de fontes mais relevantes sem impor ônus desproporcional a instalações de menor risco. O modelo é compatível com as práticas internacionais (OGMP 2.0, EPA, AIE) e contribui para a implementação progressiva e escalonada das diretrizes da Resolução CNPE nº 8/2024.

Pedro Fialho (consumidor) – Sim.

Petrobras - Sim, deve haver condições diferenciadas para programas LDAR conforme a capacidade de produção, local de operação e maturidade dos ativos pois influenciam diretamente a complexidade, o risco e o custo das operações, assim como o potencial de emissões de metano. De modo geral, deve-se levar em consideração os tipos de campos de produção (campos de baixa/média/grande produção, campos de acumulação marginal, campos maduros, por exemplo).

Em ambientes offshore, as dificuldades logísticas são mais acentuadas, devido ao acesso restrito, condições climáticas adversas e maior restrição operacional, o que torna necessária a adaptação dos programas LDAR para garantir a eficácia das inspeções e reparos, considerando essas limitações.

A diferenciação permite adequar os programas LDAR às particularidades operacionais, promovendo eficiência, viabilidade técnica e econômica, sem comprometer a efetividade na detecção e reparo de emissões.

Eneva S.A - Sim, em especial a capacidade de produção, que tende a indicar o maior emissor potencial. Importante também observar que a idade dos ativos pode impactar a viabilidade técnico-econômica das medidas a serem potencialmente adotadas. Além da capacidade de produção, é importante levar em conta áreas distantes e remotas que apresentam desafios logísticos e altos custos.

Geogas - Sim. A regulamentação deve ser proporcional ao porte, ao risco e à maturidade do ativo. Instalações com maior potencial de emissão, como ECOMPs e gasodutos, devem ter requisitos mais robustos, enquanto ativos menores ou antigos podem adotar implementação faseada, garantindo segurança e viabilidade operacional.

Essa abordagem é coerente com a Nota Técnica EPE/DPG/SPG/02/2024, que mostra que o potencial de mitigação e os custos variam entre os elos da cadeia, reforçando a necessidade de dosimetria regulatória.

ABPIP - Sim, em relação à diferenciação conforme a capacidade de produção, o local de operação e a idade dos ativos, entendemos que ela é extremamente válida para não onerar os operadores diante das dificuldades e especificidades de cada empreendimento. Campos maduros e marginais, que apresentam custos operacionais mais elevados e desafios tecnológicos adicionais, requerem tratamento regulatório diferenciado.

Ativos que incorporam estratégias de mitigação de emissões de gases de efeito estufa - como os projetos do tipo tie-back - devem ser levados em consideração. Isso porque, em comparação a estratégias tradicionais de monetização dos hidrocarbonetos, o tie-back reduz custos de operação ao eliminar a necessidade de construção de uma nova UEP e, ao mesmo tempo, contribui para a redução de emissões. Assim, ele se consolida como um vetor importante de descarbonização, aliando eficiência operacional e sustentabilidade.

Além disso, o volume efetivo de emissões pode ser adotado como parâmetro de diferenciação, permitindo ajustar prazos, metas e incentivos de acordo com o porte emissor de cada ativo.

IBP - Sim. A construção de um marco regulatório eficaz para metano exige combinar um padrão técnico uniforme por tipo de atividade e materialidade das fontes, com ajustes operacionais que considerem diferenças de capacidade produtiva,

localização e idade dos ativos, com guias de melhores práticas que recomendem programas baseados em risco, adaptáveis ao contexto, mas preservando padronização de métodos e reporte.

Romão Tecnologias Industriais – Não.

Scink 1 – A regulamentação pode considerar ajustes operacionais conforme o porte, a localização e a idade dos ativos, mas os princípios técnicos de medição direta, calibração contínua e rastreabilidade metrológica devem ser obrigatórios e aplicáveis a todas as instalações.

O Estudo Preliminar da ANP/STM de 2025 reconhece que instalações mais antigas ou localizadas em áreas remotas podem apresentar desafios operacionais específicos, mas isso não justifica a adoção de metodologias indiretas ou menos precisas. A credibilidade e a comparabilidade dos dados dependem de medições diretas realizadas com equipamentos calibrados e certificados segundo padrões internacionais, como a ISO/IEC 17025 e as recomendações da World Meteorological Organization (WMO).

O que pode variar é a forma de aplicação dos programas de monitoramento. Instalações de grande porte, com alta complexidade operacional, devem priorizar sistemas de monitoramento contínuo, com sensores fixos calibrados automaticamente e verificados com frequência. Já unidades menores podem adotar planos de inspeção periódica definidos com base em um levantamento técnico inicial, desde que utilizem medições diretas e calibração rastreável.

Todos os equipamentos empregados devem passar por calibração e verificação contínua, seja automática ou sob supervisão técnica, para garantir a precisão e a confiabilidade dos resultados. A frequência dessas calibrações deve ser definida de modo a evitar qualquer perda de rastreabilidade metrológica ou deriva nos sensores.

Além disso, deve existir uma autoridade técnica central responsável por validar e supervisionar os processos de medição, calibração e verificação, assegurando que todas as empresas cumpram os mesmos padrões de qualidade e rastreabilidade dos dados.

Em síntese, a regulamentação pode prever abordagens operacionais diferenciadas conforme a realidade de cada ativo, mas os princípios técnicos de medição direta, calibração contínua e rastreabilidade metrológica devem ser universais e obrigatórios, de modo a garantir precisão e comparabilidade entre todas as medições realizadas no país.

Scink 2 – Sim. O sistema de MMRV deve adotar um nível mínimo comum de qualidade técnica e rastreabilidade baseado em normativas de qualidade metrológica como a Norma ISO/IEC 17025, porém com flexibilidade relacionadas a exigências conforme a capacidade de produção, localização e idade dos ativos, de forma a equilibrar a viabilidade de atendimento e custos de implementação.

Sugere-se que instalações novas e de grande porte devem adotar MMRV completo com medição direta contínua, enquanto ativos antigos ou de pequeno porte podem iniciar com inventários baseados em medições periódicas, evoluindo gradualmente para a medição contínua, como compromisso à melhoria contínua relacionada a abrangência integral do sistema LDAR. Essa diferenciação mantém a equidade regulatória e o ajuste gradual das plantas a um sistema de monitoramento contínuo das emissões de metano.

TotalEnergies EP Brasil - A construção de um marco regulatório eficaz para metano exige combinar um piso técnico uniforme por tipo de atividade e por materialidade das fontes com modulação operacional que reconheça diferenças de capacidade de produção, local de operação e idade/maturidade dos ativos. Em termos práticos, defendemos que os requisitos mínimos de LDAR/MRV e de mitigação sejam definidos primordialmente por atividade da cadeia e fonte emissora (produção; coleta/“gathering”; compressão; processamento; transporte/armazenamento sob competência da ANP; e fontes como flares, selos de compressores, tanques/VRU, válvulas de alívio, purgas e blowdowns). Uma vez estabelecido esse piso, elementos como escala do ativo, logística e acessibilidade do local (e.g., ativos remotos ou com limitações de mobilização) e maturidade da instalação devem operar como moduladores de faseamento, janelas de manutenção e prazos operacionais, sem relativizar o “o quê” deve ser feito. Essa hierarquia é coerente com o Regulamento de Metano da União Europeia (2024/1787), que estrutura obrigações por segmento e detalha frequências e “gatilhos” em atos de implementação, e com guias de melhores práticas que recomendam programas risco-baseados ajustáveis ao contexto, preservando padronização de método e reporte. Assim, evita-se criar “vazios” ao longo da cadeia, preservando comparabilidade e foco nos maiores potenciais de abatimento.

9 - Em quais situações deverá ser exigida ou seria necessária uma medição direta das emissões de metano?

Climate Bonds Initiative - Empresas do setor devem ser incentivadas a medir diretamente as suas emissões.

MAVIPE Sistemas Espaciais - A medição direta deve ser exigida em casos de grandes emissões, verificação de vazamentos detectados remotamente, validação de modelos, auditorias regulatórias e calibrações OGMP 2.0. É essencial em fontes contínuas (tochas, compressores, tanques) e em anomalias operacionais. Garante rastreabilidade, precisão e comparabilidade dos dados, conforme Resolução CNPE nº 8/2024.

Pedro Fialho (consumidor) - Todas em que uma análise por estimativa demonstrassem materialidade.

Petrobras - A medição direta das emissões de metano deve ser exigida ou considerada necessária prioritariamente em situações específicas nas quais métodos indiretos, como simulações, cálculos de engenharia ou fatores de emissão bem fundamentados, não forneçam estimativas confiáveis. Respeitando a razoabilidade da relação entre o esforço requerido para aumentar a qualidade da medição e o ganho.

Deve-se priorizar a utilização de métodos indiretos para otimizar recursos e facilitar a operacionalidade, reservando a medição direta para casos específicos.

Além disso, em ambientes offshore, as dificuldades logísticas e a limitação de recursos tornam a realização de medições diretas ainda mais desafiadoras, reforçando a necessidade de utilizar técnicas indiretas sempre que possível.

Eneva S.A - Medição direta ou por balanço de material deve ser exigida em ativos com alto potencial emissor, ativos com histórico de emissões elevadas ou quando houver incerteza elevada nos fatores de emissão. A medição direta reduz incertezas associadas a fatores de emissão genéricos e é considerada padrão ouro por OGMP 2.0. Outra situação pode ser considerada para medição direta são instalações com histórico comprovados de vazamentos ou falhas recorrentes em sistemas e dispositivos de contenção.

Geogas - A medição direta deve ser exigida principalmente em situações onde o inventário de gás a ser liberado é significativo e a operação é planejada, como em rotinas de despressurização, purga ou blowdown de gasodutos, ECOMPs e câmaras de pig.

A Nota Técnica EPE/DPG/SPG/02/2024 indica que essas operações representam uma parcela importante das emissões controláveis no transporte, e que há alternativas de mitigação viáveis nessas situações.

Já em situações emergências ou de risco à segurança, a medição pode ser substituída por registo operacional justificado.

ABPIP - A medição direta deve ocorrer em fontes reconhecidamente significativas e de maior volume (“hard to abate”), além de instalações com histórico comprovados de vazamentos ou falhas recorrentes em sistemas e dispositivos de contenção. A medição pode ser realizada pelo próprio operador, em condições normais de operação, servindo para validar dados históricos e calibrar os cálculos indiretos de emissões.

IBP - A medição direta das emissões de metano deve ser exigida ou considerada necessária prioritariamente em situações específicas nas quais métodos indiretos, como simulações, cálculos de engenharia ou fatores de emissão bem fundamentados, não forneçam estimativas confiáveis. Respeitando a razoabilidade da relação entre o esforço requerido para aumentar a qualidade da medição e o ganho.

Deve-se priorizar a utilização de métodos indiretos para otimizar recursos e facilitar a operacionalidade, reservando a medição direta para casos específicos.

Além disso, em ambientes offshore, as dificuldades logísticas e a limitação de recursos tornam a realização de medições diretas ainda mais desafiadoras, reforçando a necessidade de utilizar técnicas indiretas sempre que possível.

Romão Tecnologias Industriais - A medição direta das emissões de metano deve ser exigida em situações que demandem maior precisão, rastreabilidade e validação dos dados estimados. Recomenda-se sua aplicação nos seguintes casos:

Verificação de inventários corporativos e calibração de fatores de emissão utilizados em estimativas indiretas;

Confirmação de emissões fugitivas relevantes identificadas em programas LDAR;

Monitoramento de instalações com alto potencial emissivo, como tanques de armazenamento, unidades de compressão e sistemas de flare;

Auditorias de conformidade regulatória ou certificações de desempenho ambiental;

Validação de novas tecnologias ou métodos de detecção empregados pelas empresas;

Situações de incerteza elevada nos dados reportados no nível da fonte e do site, que comprometam a integridade do inventário nacional de emissões.

Scink 1 – A medição direta deve ser exigida em todas as instalações e atividades da cadeia de óleo e gás, independentemente do porte ou do tipo de operação. Esse deve ser o padrão mínimo obrigatório para qualquer quantificação de emissões de metano.

As exigências de frequência e abrangência podem variar conforme a capacidade de produção, o nível de risco e a complexidade do ativo. Instalações maiores ou com maior potencial emissor devem possuir monitoramento contínuo, enquanto unidades menores podem seguir planos de inspeção periódica definidos com base em um levantamento técnico inicial.

A regulamentação deve prever um modelo gradual e adaptativo. Quando identificados vazamentos ou aumentos anormais nas emissões, a frequência das medições deve ser imediatamente ampliada até a confirmação da estabilidade do sistema.

Todas as medições devem ser realizadas com instrumentos calibrados e verificados continuamente, com rastreabilidade metrológica conforme normas internacionais. A calibração deve ocorrer de forma automática ou sob supervisão técnica regular, assegurando precisão e confiabilidade dos resultados.

Essa abordagem garante a universalização da medição direta, mantendo a flexibilidade necessária para adaptação às características de cada operação e assegurando controle técnico permanente da qualidade dos dados.

Scink 2 – Considerando o alto grau de incerteza das estimativas atuais de emissão de metano, baseadas em inventários, fatores de emissão e satélites, deve-se considerar o emprego de medições diretas no nível mais amplo possível das instalações para todos os segmentos da cadeia de óleo e gás, de forma a garantir o mapeamento de um cenário de emissões mais realista e preciso que permita traçar as prioridades para um plano de mitigação mais confiável.

TotalEnergies EP Brasil - A medição direta pode ser definida como obrigatória sempre que for determinante para credibilidade do inventário e decisão de mitigação, alinhando-se ao avanço para Nível 4 (inventário por fonte com medição) e Nível 5 (medições em nível de sítio com reconciliação) da OGMP 2.0, tais como:

(i) estabelecer ou atualizar linhas de base em ativos/fontes de alta materialidade; (ii) reconciliar estimativas por fator quando houver discrepâncias relevantes com observações de campo; (iii) confirmar e quantificar super emissores; (iv) validar reparos ou retrofits, etc.

10 - Deverá ser exigida verificação por terceira parte dos reportes? Justifique.

Climate Bonds Initiative - Sim, esta prática é essencial para garantia da credibilidade da informação.

MAVIPE Sistemas Espaciais - Sim. A verificação por terceira parte deve ser obrigatória para garantir a credibilidade dos reportes. No entanto, empresas como a MAVIPE atuam como fornecedoras de dados e análises técnicas que subsidiam o processo de verificação realizado por entidades acreditadas. Assim, a exigência recai sobre o reporte final, enquanto os provedores asseguram rastreabilidade e precisão dos dados.

Pedro Fialho (consumidor) - Importantíssimo para que haja uma equalização e rastreabilidade das informações.

Petrobras - Entendemos que o sistema de gestão tem como objetivo garantir a qualidade dos dados reportados, assim como ocorre em outros processos regulados pela Agência, não havendo, portanto, necessidade de verificação por terceira parte. Adicionalmente, entendemos que os monitoramentos em site-level e reconciliações (Level 5) realizadas no âmbito do plano de implementação da OGMP 2.0 sejam suficientes para garantir a qualidade dos dados reportados.

Eneva S.A - A verificação independente garante credibilidade e alinhamento com padrões internacionais. No entanto, empresas que já apresentem Inventários de Emissões anuais verificados podem ser dispensadas da exigência adicional, evitando duplicidade. A verificação por terceira parte deveria ser exigida seguindo o GHG Protocol para quantificar as emissões de GEE e os créditos de avoidance.

Geogas - Sim. A verificação por terceira parte contribui para credibilidade, comparabilidade e transparência dos dados reportados, além de reduzir assimetrias entre agentes.

A verificação pode ser realizada por organismos independentes acreditados aproveitando estruturas já existentes, como o processo de verificação aplicado aos inventários no Programa Brasileiro GHG Protocol.

Esse modelo fortalece a confiança regulatória sem criar sistemas paralelos ou custos administrativos desnecessários.

ABPIP - Recomenda-se que a verificação por terceira parte seja opcional em um primeiro momento, ou que sua obrigatoriedade seja postergada para após um período de transição, permitindo que os operadores estruturem seus sistemas de

monitoramento, controle e reporte com consistência. Isso porque, os processos de verificação independente costumam ser onerosos e demorados para as companhias, especialmente nas fases iniciais de implementação de novas exigências regulatórias.

Durante esse período, a verificação interna pode ser considerada suficiente, garantindo a confiabilidade das informações reportadas sem comprometer a sustentabilidade técnica e econômica dos empreendimentos, especialmente em contextos de menor escala ou maturidade. Além disso, empresas que já apresentem Inventários de Emissões anuais verificados podem ser dispensadas da exigência adicional, evitando duplicidade. A verificação por terceira parte deveria ser exigida seguindo o GHG Protocol para quantificar as emissões de GEE.

IBP - Não é recomendável torná-la universalmente obrigatória, pois o Brasil ainda não dispõe de um ecossistema de verificadoras e laboratórios acreditados com capilaridade e padronização suficientes para atender à demanda sem gargalos, atrasos ou sobre custos.

Romão Tecnologias Industriais - Sim. A verificação por terceira parte independente é essencial para assegurar a confiabilidade, rastreabilidade e integridade dos dados reportados sobre emissões de metano. A verificação externa permite reduzir incertezas, identificar inconsistências metodológicas e harmonizar critérios de avaliação entre diferentes operadores.

Além disso, confere transparência e credibilidade pública ao sistema regulatório, fortalecendo a confiança entre órgãos fiscalizadores, sociedade e setor produtivo. A exigência deve contemplar entidades acreditadas e procedimentos de auditoria baseados em normas reconhecidas internacionalmente, garantindo imparcialidade e comparabilidade.

Scink 1 – Sim. A verificação por terceira parte deve ser obrigatória e supervisionada por uma autoridade técnica central. Esse processo é essencial para garantir a rastreabilidade, a consistência e a credibilidade dos dados de emissões reportados.

A entidade responsável pela verificação deve possuir conhecimento técnico comprovado em medições diretas, calibração de equipamentos e aplicação das normas internacionais de referência, como a ISO/IEC 17025 e as recomendações da World Meteorological Organization (WMO). A verificação de emissões é uma atividade técnica e metrológica, que exige domínio sobre os instrumentos, os métodos de medição e os processos de calibração e validação.

O modelo de verificação não pode ser genérico nem automatizado. Cada instalação deve ser analisada individualmente, considerando suas características operacionais, os tipos de equipamentos utilizados e as metodologias de medição aplicadas. A simples utilização de sistemas padronizados ou planilhas automáticas não garante a avaliação técnica necessária para assegurar a rastreabilidade e a confiabilidade dos dados.

A verificação independente deve incluir a análise dos instrumentos utilizados, das frequências de calibração, das incertezas associadas e dos procedimentos de amostragem. Somente entidades com competência técnica comprovada e reconhecimento formal pela autoridade responsável poderão realizar esse tipo de auditoria.

Esse modelo assegura que a verificação dos reportes seja conduzida como um processo técnico de alta confiabilidade, baseado em medições auditáveis e rastreáveis, e não como uma validação administrativa de informações.

Scink 2 – A grande vantagem em se basear no sistema de medição de gases de efeito estufa definido pela entidade líder na área, Organização Mundial de Meteorologia (WMO), conferida pelo Instituto Internacional de Pesos e Medidas (BIPM), com guias, procedimentos e padrões de rastreabilidade para a escala internacional do gás metano, consolidados em conjunto com a comunidade científica internacional, é garantir as melhores práticas a serem adotadas e adaptadas para a realidade nacional.

Nesse conteúdo, a participação do INMETRO para certificação com guias específicos para medição de metano no setor de óleo e gás, atrelados a certificação na Norma ISO/IEC 1702, permite uma regulamentação pautada em um sistema de verificação ancorado nas principais Normas e entidades de referência em metrologia e qualidade de dados analíticos, trazendo, portanto, transparência e credibilidade a verificação.

TotalEnergies EP Brasil - Recomendamos uma trajetória faseada. No curto prazo, não é aconselhável torná-la obrigatória, pois ainda não existe, no Brasil, um ecossistema de verificadoras e laboratórios acreditados com capilaridade e padronização suficientes para absorver a demanda sem gargalos, atrasos e sobrecustos. Nesta etapa inicial, a ANP poderia combinar auditoria regulatória por amostragem, programas-piloto com verificação independente em materialidades críticas e capacitação de mercado, alavancando iniciativas já em curso como a parceria GFMR/Banco Mundial-ANP para campanhas de detecção/diagnóstico e fortalecimento institucional. No médio prazo, conforme amadureçam os critérios de acreditação e guias de verificação nacionais (amostragem, tolerâncias de

incerteza, trilhas de auditoria), a Agência poderia expandir gradualmente a exigência de verificação independente — priorizando operadores com exposição a cadeias internacionais (e.g., exportações sujeitas a requisitos europeus) e fontes/ativos de maior materialidade — até alcançar um escopo ampliado quando houver massa crítica. Esse caminho é consistente com o desenho europeu (que prevê MRV robusto e papel de verificadores independentes) e com a governança de revisão/“assurance” da OGMP 2.0, frequentemente utilizada como ponte para verificação externa plena.

11 - Sua empresa utiliza atualmente metodologias como IPCC, GHG Protocol ou OGMP 2.0 para mensuração e reporte de emissões? Qual(is) considera mais adequada(s)? Justifique.

MAVIPE Sistemas Espaciais - A atuação da MAVIPE Sistemas Espaciais se dá como fornecedora de dados orbitais e análises geoespaciais que subsidiem as operadoras e instituições públicas na mensuração, reporte e verificação (MRV) de emissões de metano.

Para garantir compatibilidade metodológica e rastreabilidade internacional, a MAVIPE adota como referência principal o framework do OGMP 2.0 (Oil and Gas Methane Partnership), iniciativa coordenada pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (UNEP), reconhecida como o padrão mais avançado e específico para o setor de óleo e gás.

As análises realizadas pela MAVIPE baseiam-se em imagens de satélites equipados com sensores SWIR (Short-Wave Infrared) e em algoritmos proprietários de detecção e quantificação de plumas de metano, seguindo as boas práticas do OGMP 2.0 para o nível “Site Level” (Nível 5).

Esses produtos técnicos são utilizados por operadoras e órgãos reguladores para corroborar inventários de emissões, direcionar inspeções e apoiar processos de verificação independente.

Assim, a MAVIPE considera o OGMP 2.0 como o padrão mais adequado para o setor, por oferecer granularidade, verificabilidade e comparabilidade, enquanto o GHG Protocol e o IPCC fornecem a base científica e estrutural que garante consistência e harmonização internacional.

Cabe ressaltar que a MAVIPE não é responsável pelo reporte ou verificação final, mas assegura a precisão, rastreabilidade e transparência dos dados orbitais que servem de insumo técnico para esses processos.

Petrobras - O inventário de emissões da Petrobras adota diversas referências metodológicas reconhecidas nacional e internacionalmente, como o Programa Brasileiro GHG Protocol, API, EPA e OGMP 2.0, entre outras. No caso específico da mensuração e reporte das emissões de metano, considera-se que a metodologia OGMP 2.0 é a mais adequada, em razão de sua especialização no tema e ampla adoção pela indústria de óleo e gás.

Eneva S.A - A companhia utiliza metodologias do American Petroleum Institute Compendium (API) of Greenhouse Gas para consolidar emissões fugitivas e de

processos industriais de segmentos E&P. O Programa Brasileiro GHG Protocol é utilizado para consolidação de demais emissões, além de reporte de dados de emissões de GEE, incluindo emissões de metano. Consideramos que um compilado de metodologias é a abordagem mais adequada, pois elas são complementares e atendem diferentes objetivos:

- **API Compendium of GHG Emissions:** Fornece fatores de emissão específicos para operações de óleo e gás, garantindo maior precisão na estimativa de emissões fugitivas.
- **GHG Protocol:** É o padrão global para inventários corporativos, permitindo consistência e comparabilidade nos relatórios ESG. O GHG Protocol Brasileiro possui especificidades da matriz energética brasileira e é indispensável neste processo.
- **OGMP 2.0:** É considerado o padrão de referência para gestão de metano no setor, pois exige melhoria contínua na qualidade dos dados e incentiva medições diretas.

Geogas - Sim. A empresa utiliza o Programa Brasileiro GHG Protocol para mensuração e reporte de emissões de GEE, com verificação por terceira parte, o que assegura rastreabilidade, padronização e comparabilidade setorial.

Consideramos essa metodologia adequada porque: é amplamente adotada no setor de energia e gás no Brasil; possui alinhamento com as diretrizes do IPCC; e permite integração direta com sistemas de gestão ambiental já existentes.

ABPIP - O GHG Protocol é o método mais amplamente utilizado e adequado ao contexto brasileiro, podendo ser complementado pelas diretrizes do IPCC e API, se for o caso, por ferramentas como o OGMP 2.0. Entretanto, a adoção compulsória do OGMP 2.0 não é recomendável, pois envolve governança estrangeira e poderia gerar insegurança jurídica para as empresas brasileiras.

IBP - Embora as metodologias sejam complementares, apresentam alta variabilidade entre empresas, sendo uma questão específica de cada organização. Por isso, entendemos que não faz sentido uma manifestação conjunta do IBP sobre esse ponto.

Abegas - IPCC e GHG Protocol para mapeamento, mensuração, gestão e reporte das emissões de GEE (incluindo CH₄). Informações públicas disponíveis no website do Registro público de emissões e na base de dados do CDP.

Romão Tecnologias Industriais – Não.

Scink 1 – As metodologias baseadas em estimativas, como as diretrizes do IPCC e outras estruturas genéricas de inventário, são importantes como referências globais, mas não atendem ao nível de precisão e rastreabilidade exigido para o controle das emissões de metano no setor de óleo e gás. Essas abordagens utilizam fatores de emissão e cálculos indiretos, o que resulta em dados que não refletem com exatidão as emissões reais observadas em campo.

O modelo mais adequado é o OGMP 2.0 (Oil & Gas Methane Partnership), pois estabelece padrões técnicos que priorizam medições diretas, rastreabilidade metrológica e verificação independente. Essa estrutura define níveis de reporte que evoluem até a quantificação direta em nível de fonte emissora, garantindo comparabilidade entre operadores e transparência nos resultados.

O OGMP 2.0 está alinhado às normas ISO/IEC 17025 e às recomendações da World Meteorological Organization (WMO), incorporando práticas de calibração, rastreabilidade e controle de qualidade metrológico. Além disso, suas diretrizes preveem reconciliação entre medições em campo e dados atmosféricos, assegurando maior consistência e confiabilidade nos inventários.

É importante que a regulamentação brasileira adote uma abordagem compatível com esse padrão técnico, mas adaptada à realidade operacional do país. Já existem iniciativas e projetos em andamento no Brasil que buscam desenvolver e validar metodologias nacionais de medição direta e rastreável, compatíveis com as características da produção e do transporte de gás natural. Essas metodologias precisam ser testadas e comprovadas antes de sua adoção regulatória, garantindo que o sistema brasileiro seja tecnicamente sólido e aplicável às condições locais.

Em resumo, o OGMP 2.0 é o modelo de referência mais adequado para servir de base à regulamentação nacional, pois exige medições diretas, rastreabilidade e verificação independente, assegurando dados consistentes e auditáveis. As metodologias genéricas baseadas apenas em estimativas não possuem o rigor técnico necessário para suportar uma regulação precisa e confiável.

TotalEnergies EP Brasil - A TotalEnergies utiliza e considera mais adequadas, de forma complementar, as três referências consagradas no setor: OGMP 2.0, GHG Protocol – Corporate Standard (revised) e Diretrizes do IPCC (2006 + Refinamento 2019). Em nível de ativo/fonte de metano, adotamos o OGMP 2.0 como padrão técnico de MRV, abrangendo ativos operados e não-operados (NOJVs), com Níveis 1–5 que induzem a progressão de estimativas por fator para medições e reconciliação, além de planos de implementação e gestão de incerteza; este referencial é também o núcleo em que se apoiou a legislação europeia de metano, o que favorece interoperabilidade com mercados importadores e alinhamento

regulatório futuro no Brasil. Para a consolidação corporativa do inventário de GEE (Escopos 1, 2 e 3), utilizamos o GHG Protocol – Corporate Standard (revised), amplamente aceito por reguladores, investidores e frameworks de reporte (ISSB/CSRD/CDP). E, para coerência com os inventários nacionais, referenciais de fatores de emissão e consistência metodológica de Estado, utilizamos as Diretrizes do IPCC, incluindo o Refinamento 2019, em consonância com a prática de inventários oficiais. Em síntese, utilizamos o IPCC + GHG Protocol + OGMP 2.0 de forma combinada, mas a ênfase estratégica — desejada para toda a cadeia de valor da TotalEnergies, inclusive em regulações nacionais e em ativos não-operados — recai sobre o OGMP 2.0, por ser o padrão de referência de MRV para metano e a base metodológica já incorporada no arcabouço europeu. Tal combinação evita retrabalhos, reduz custo de transição e acelera a credibilidade dos dados perante reguladores e mercados.

12 - Em que situações técnicas e operacionais a ventilação (venting) de gás natural é inevitável ou justificável?

Pedro Fialho (consumidor) - Somente em condições emergenciais ou onde a materialidade indica poder ser desconsiderado. Mas nesse caso deve ser monitorado de forma adequada.

Petrobras - Para esse ponto podemos separar em 2 grupos de unidades: unidades novas/em fase de projeto, e, unidades que já estão em operação ou estão em construção.

Unidades novas ou em fase projeto.

Nessas unidades, recomenda-se a avaliação das melhores práticas de engenharia para recuperação de vapores, priorizando técnicas com maior potencial de redução das emissões de metano. Devem ser considerados aspectos de custo, prazo e viabilidade técnica, de modo a não comprometer a execução do projeto. Assim, entendemos como justificáveis os seguintes casos:

Ventilação necessária por razões de segurança operacional ou devido a requisitos de contrapressão nos sistemas.

Situações em que a recuperação ou a queima da corrente que seria ventilada resulte em emissões totais de CO₂ superiores às do venting.

Casos em que estudos técnicos comprovem a complexidade elevada para implantação de sistemas de recuperação, associada ao baixo impacto para redução de emissões de metano.

Unidades em operação ou em construção (especialmente offshore).

Nessas unidades, a implementação de alterações de projeto para eliminação do venting enfrenta desafios significativos, tais como restrições de peso, limitação no pessoal a bordo (POB), competição por recursos com atividades críticas de segurança e integridade, além da complexidade logística. Considerando isso, além dos critérios aplicados para unidades novas, justificam-se também:

Ventilação que não comprometa significativamente a redução global das emissões do ativo ao longo de sua vida útil, apresentando custo marginal de abatimento (CMA) elevado, o que não é estrategicamente recomendável para a companhia.

Ventilação em sistemas cuja modificação demandaria obras de engenharia de grande porte, com impactos significativos no peso, espaço disponível, aumento na complexidade das medidas de segurança e incremento das rotinas operacionais.

Ventilação em unidades com vida útil prevista até aproximadamente 2030, alinhadas à ambição “Near Zero Methane”, em que os investimentos em modificação não se justificam economicamente.

Ainda no contexto das unidades em operação, consideramos inevitável o venting em sistemas originalmente projetados sem tocha, visto que a ausência desse equipamento inviabiliza a manutenção da operação, tornando impraticável a alteração do projeto sem comprometer a continuidade da produção.

Eneva S.A - Em situações associadas à indispensabilidade de manutenção ou à garantia da segurança operacional dos ativos, da preservação do meio ambiente e da integridade das pessoas. Exemplificadamente:

- durante emergências para evitar pressões elevadas ou riscos de explosão;
- em caso de depressurização de equipamentos de processo, linhas para reparos ou inspeções;
- em caso de depressurização de carretas criogênicas de transporte de GNL por formação de BOG;
- em caso de depressurização de equipamentos para reparos, inspeções ou por formação de BOG.

Geogas - O venting só é justificável em situações emergenciais, quando necessário para preservar a segurança de pessoas, instalações ou da integridade do ativo, e não houver tempo hábil para alternativas devido a restrições de entrega.

Nas operações planejadas (como depressurizações e purgas), devem ser priorizadas soluções que evitem a ventilação direta, uma vez que existem alternativas tecnicamente viáveis.

ABPIP - A ventilação deve ocorrer apenas em situações emergenciais, passagem de PIG, manutenções específicas ou quando houver comprovação técnica ou econômica da inviabilidade de aproveitamento do gás, especialmente em campos maduros e marginais com baixo índice de gás em relação ao óleo (GOR reduzido). Os estudos que justificarem o venting devem ser submetidos à validação da ANP.

IBP - Para esse ponto podemos separar em 2 grupos de unidades: unidades novas/em fase de projeto e unidades que já estão em operação ou estão em construção.

Unidades novas ou em fase projeto:

Nessas unidades, recomenda-se a avaliação das melhores práticas de engenharia para recuperação de vapores, priorizando técnicas com maior potencial de redução das emissões de metano. Devem ser considerados aspectos de custo, prazo e viabilidade técnica, de modo a não comprometer a execução do projeto. Assim, entendemos como justificáveis os seguintes casos:

Ventilação necessária por razões de segurança operacional ou devido a requisitos de contrapressão nos sistemas.

Situações em que a recuperação ou a queima da corrente que seria ventilada resulte em emissões totais de CO₂ superiores às do venting.

Casos em que estudos técnicos comprovem a complexidade elevada para implantação de sistemas de recuperação, associada ao baixo impacto para redução de emissões de metano.

Unidades em operação ou em construção (especialmente offshore):

Nessas unidades, a implementação de alterações de projeto para eliminação do venting enfrenta desafios significativos, tais como restrições de peso, limitação no pessoal a bordo (POB), competição por recursos com atividades críticas de segurança e integridade, além da complexidade logística. Considerando isso, além dos critérios aplicados para unidades novas, justificam-se também:

Ventilação que não comprometa significativamente a redução global das emissões do ativo ao longo de sua vida útil, apresentando custo marginal de abatimento (CMA) elevado, o que não é estrategicamente recomendável para a companhia.

Ventilação em sistemas cuja modificação demandaria obras de engenharia de grande porte, com impactos significativos no peso, espaço disponível, aumento na complexidade das medidas de segurança e incremento das rotinas operacionais.

Ventilação em unidades com vida útil prevista até aproximadamente 2030, alinhadas à ambição “Near Zero Methane”, em que os investimentos em modificação não se justificam economicamente.

Ainda no contexto das unidades em operação, consideramos inevitável o venting em sistemas originalmente projetados sem tocha, visto que a ausência desse equipamento inviabiliza a manutenção da operação, tornando impraticável a alteração do projeto sem comprometer a continuidade da produção.

Abegas - Em situações operacionais não rotineiras ou emergenciais onde os riscos decorrentes da não ventilação podem ter consequências que gerem perda de controle. Ações planejadas ou rotineiras, devem ser executadas sem ou com a mínima (tecnicamente possível) ventilação de metano.

Romão Tecnologias Industriais - Operações de emergência, quando necessária para garantir a segurança de pessoas, instalações e processos;

Atividades de manutenção, comissionamento ou descomissionamento, quando não houver possibilidade técnica de recuperação ou queima controlada do gás;

Operações de purga e testes de integridade em sistemas pressurizados, em volumes limitados e sob procedimentos controlados;

Eventos de falha de equipamentos que impeçam o direcionamento seguro do gás para sistemas de queima ou aproveitamento.

TotalEnergies EP Brasil - No ecossistema regulatório brasileiro, a Resolução ANP nº 806/2020 já disciplina o controle e a redução de queimas e perdas (sendo “perda” a ventilação de gás não utilizado) e estabelece um regime de autorização, convalidação, limites por unidade de produção e sanções, com exigência de registro e justificativa técnica quando volumes excedem o previsto no PAP/IUGA aprovado. Esse deve ser o ponto de partida para a futura norma de metano: em vez de reabrir conceitos consolidados, cabe operacionalizar a raridade da ventilação, elevar a qualidade do MRV e conectar, de forma integrada, decisões de processo à manutenção/integridade e ao LDAR. No contexto offshore, é especialmente relevante reconhecer que, na prática operacional atual, a ventilação dos tanques de carga em FPSO’s tem figurado como a principal fonte emissora de metano no upstream em alto-mar, devido aos ciclos de carregamento/offloading que deslocam vapores hidrocarbonetos do ullage para a atmosfera quando não existem rotas de tratamento (recuperação/uso/queima) implementadas. A literatura técnica de operações de tanques e investigações de vent stacks em FPSO’s descreve a alta fração de hidrocarbonetos nesses vapores, a recorrência dos eventos de alívio e os riscos associados de dispersão/ignição — elementos que, somados, evidenciam a materialidade dessa fonte para o metano em unidades flutuantes. Nos FPSO’s já em operação, essa ventilação é operacionalmente inevitável e justificável até que soluções estruturais de captura/uso sejam implantadas.

No entanto, é importante ressaltar que diante das variáveis do segmento upstream no Brasil - como perdas ordinárias e extraordinárias, nível de maturidade do ativo e tipo de atividade - é contraproducente estabelecer em regulamento todas as situações técnicas em que a ventilação de gás natural seria inevitável. Por isso, a abordagem deve focar em reforçar que tais casos são exceções, sempre documentadas e justificadas tecnicamente.

13 - Quais critérios devem ser considerados para a definição de metas progressivas de redução de ventilação?

Pedro Fialho (consumidor) - Percentual de materialidade, sem prejuízo do monitoramento.

Petrobras - A Petrobras já possui compromissos estabelecidos para a redução da intensidade das emissões de metano para os anos de 2025 e 2030, cujos resultados são divulgados anualmente no Relatório de Sustentabilidade e no Caderno Clima da companhia. Além disso, adotamos a ambição “Near Zero Methane” até 2030, em alinhamento à iniciativa da OGCI (Oil and Gas Climate Initiative). Dessa forma, entendemos que essas metas corporativas fornecem um direcionamento sólido para a priorização das ações de mitigação relacionadas à ventilação.

Caso sejam definidas metas específicas para ventilação, sugerimos que os critérios para sua elaboração considerem as diferenças entre unidades em operação ou em construção e unidades novas ou em projeto, conforme detalhado a seguir:

Unidades novas ou em projeto

- Identificação e priorização das fontes de ventilação significativas que impactam de forma relevante o cumprimento da ambição “Near Zero Methane”.
- Avaliação da viabilidade técnica e econômica das soluções disponíveis para redução da ventilação, garantindo que as metas sejam realistas e exequíveis.

Unidades em operação ou em construção

Além dos critérios aplicáveis às unidades novas, devem ser considerados:

- Idade de operação da unidade, uma vez que quanto mais antigas, maior a complexidade em realizar mudanças de projeto.
- Localização da unidade (onshore ou offshore), levando em conta as particularidades operacionais e logísticas de cada ambiente.
- Vida útil prevista da unidade, para alinhamento com as estratégias de desinvestimento ou modernização.

Esses critérios contribuem para a definição de metas progressivas e factíveis, que estejam alinhadas com as estratégias corporativas de sustentabilidade, segurança e eficiência econômica. Além dos critérios referentes às unidades, deve-se

considerar também os tipos de campos de produção (campos de baixa/média/grande produção, campos de acumulação marginal e campos maduros).

Eneva S.A - Antecedentes: Volume histórico de emissões de metano fugitivas e de processos;

- Disponibilidade tecnológica: Capacidade de implementar sistemas de reaproveitamento ou direcionamento a flare;
- Custo-benefício: Avaliação econômica das medidas versus impacto ambiental;
- Perfil do ativo: Idade, localização e complexidade operacional.
- Segurança operacional: Garantir que metas não comprometam protocolos de segurança.

Geogas - Metas devem ser baseadas em linha de base real, potencial de mitigação e implementação faseada, priorizando soluções custo-efetivas.

ABPIP - As metas devem considerar, entre outros aspectos, o volume de produção e de emissões, a idade do ativo, o local de operação, a viabilidade técnica /econômica em relação a implementação das medidas. Tais metas podem ser apresentadas pelo operador à ANP em planos plurianuais de mitigação de emissões (por exemplo, planos quinquenais) anexos ao relatório anual de EGEE.

IBP - Caso sejam definidas metas específicas para ventilação, sugerimos que os critérios para sua elaboração considerem as diferenças entre unidades em operação ou em construção e unidades novas ou em projeto, conforme detalhado a seguir:

Unidades novas ou em projeto:

Identificação e priorização das fontes de ventilação significativas que impactam de forma relevante o cumprimento da ambição “Near Zero Methane”.

Avaliação da viabilidade técnica e econômica das soluções disponíveis para redução da ventilação, garantindo que as metas sejam realistas e exequíveis.

Unidades em operação ou em construção. Além dos critérios aplicáveis às unidades novas, devem ser considerados:

Idade de operação da unidade, uma vez que quanto mais antigas, maior a complexidade em realizar mudanças de projeto.

Localização da unidade (onshore ou offshore), levando em conta as particularidades operacionais e logísticas de cada ambiente.

Vida útil prevista da unidade, para alinhamento com as estratégias de descomissionamento ou modernização.

Esses critérios contribuem para a definição de metas progressivas e factíveis, que estejam alinhadas com as estratégias corporativas de sustentabilidade, segurança e eficiência econômica. Além dos critérios referentes às unidades, deve-se considerar também os tipos de campos de produção (campos de baixa/média/grande produção, campos de acumulação marginal e campos maduros).

TotalEnergies EP Brasil - A TotalEnergies entende que as metas devem levar em consideração as especificidades de cada ambiente de produção e de cada bacia/campo, assim como as características técnicas das instalações. Tendo como base essas especificidades, poderiam ser consideradas três dimensões principais:

(i) Materialidade técnico-econômica: priorizar fontes com maior impacto e menor custo marginal, levando em conta os esforços já realizados e a maturidade do ativo, para evitar metas que exijam soluções tecnológicas inviáveis no contexto atual.

(ii) Viabilidade operacional/infraestrutural: reconhecer que, em FPSOs em operação, a eliminação da ventilação de rotina dos tanques de carga pode demandar intervenções complexas, com impactos significativos em CAPEX/OPEX, espaço, energia e logística.

(iii) Robustez de MRV: a progressão deve seguir a OGMP 2.0 - Nível 4 (medição por fonte) e Nível 5 (medições no sítio com reconciliação), incluindo tratamento explícito de incertezas e verificação pós-reparo.

Assim, os critérios devem ser similares aos aplicados para “flare”, mas ajustados à realidade técnica e econômica dos ativos. A regulação experimental pode auxiliar o processo, incorporando aprendizados e evitando metas desproporcionais, garantindo competitividade e segurança operacional.

14 - A revisão da Resolução ANP nº 806/2020, que estabelece os procedimentos para controle e para redução de queima e perdas de petróleo e gás natural, consta da Agenda Regulatória ANP 2025-2026. Dado o vínculo entre a Resolução ANP nº 806/2020 e a futura regulamentação sobre metano, quais aspectos devem ser considerados ou harmonizados?

Pedro Fialho (consumidor) - Todos os parâmetros e metodologias para inventário, bem como precisão no monitoramento, devem ser harmonizados.

Petrobras - O processo de contabilização das emissões provenientes dos "vents" das unidades em operação tem sido continuamente aprimorado nos últimos anos, com a adoção de metodologias alinhadas à OGMP 2.0. Contudo, ainda se faz necessária a validação completa dos métodos utilizados e a reconciliação dos dados obtidos, a fim de garantir a precisão e confiabilidade das estimativas.

Considerando que algumas emissões decorrentes da ventilação das unidades em operação não eram conhecidas ou mensuráveis na época do desenvolvimento dos projetos, sua inclusão nos cálculos do IUGA pode comprometer a consistência histórica e a comparabilidade dos indicadores. Além disso, as incertezas persistentes nas estimativas atuais dessas emissões representam um risco significativo de distorção no desempenho do indicador, podendo impactar negativamente avaliações e decisões gerenciais.

Caso se opte por incorporar as emissões de vents no cálculo do IUGA, deve ser avaliada a revisão nos limites estabelecidos na Resolução ANP nº 806/2020 até o momento.

Adicionalmente, a Petrobras pretende para a agenda regulatória solicitar que a ANP realize a contabilização do IUGA conforme descrito no art. 1 da Resolução ANP nº 806/2020, que estabelece o conceito do Índice de Utilização do Gás Associado (IUGA), como o “percentual do volume de gás associado utilizado em relação ao volume total de gás associado produzido”.

Neste conceito, deveria considerar como gás associado o “gás natural produzido de jazida onde ele se encontra dissolvido no petróleo ou em contato com o petróleo saturado de gás” e a perda de gás natural a “ventilação no meio ambiente de um determinado volume de gás natural não utilizado”. Isso significa que apenas parcelas de hidrocarboneto deveriam compor a memória de cálculo.

Como exemplo, temos vents de torres de amina, que atualmente têm volumes totais contabilizados como se gás natural fossem, quando mais de 90% da composição é de contaminantes .

Tal entendimento da Petrobras está alinhado com o conceito de gás natural presente Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo), Seção II, artigo 6º, na Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás), no Art. 3º e no Regulamento técnico de medição de petróleo e gás natural – Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2013, nos itens 3.34, 3.35 e 3.37.

Eneva S.A - Devem ser integrados os sistemas de reporte e verificação e compatibilizadas as metas e prazos entre os dois normativos para evitar duplicidades.

- integrar metas de redução de venting e flaring com as metas de mitigação de metano;
- harmonizar critérios para autorização de queima extraordinária e situações justificáveis de ventilação, considerando segurança operacional e viabilidade técnica.
- harmonizar metas de redução de queima e perdas com metas de redução de emissões de metano, criando um sistema integrado de indicadores.
- prever períodos de adaptação para ativos existentes, especialmente os mais antigos, garantindo previsibilidade e viabilidade técnica e econômica.
- atentar para reflexos de eventual novo ato normativo sobre o índice de Utilização do Gás, por se tratar da eficiência global do aproveitamento do gás produzido.

Geogas - A futura regulamentação deve harmonizar a Resolução nº 806/2020 ao: a) Incluir explicitamente as operações de purga/despressurização/blowdown como fontes monitoráveis de emissões; b) Diferenciar claramente entre gás ventilado, queimado (flare) e recuperado, garantindo trilha de auditoria e transparência; c) Manter o princípio de segurança operacional como prioridade, com venting permitido apenas em situações emergenciais.

ABPIP - Deve haver harmonização entre a Resolução nº 806/2020 e a futura norma sobre metano, principalmente quanto à metodologia de medição e monitoramento das emissões e à composição do gás queimado. Nos campos terrestres, recomenda-se a reavaliação do art. 6º, que permite queima ordinária por até 21,6 h/mês, sugerindo a introdução de limites de tempo ou percentual reduzido (atualmente em 3%), respeitando sempre a segurança operacional.

IBP - O processo de contabilização das emissões provenientes dos vents das unidades em operação tem sido continuamente aprimorado nos últimos anos, com

a adoção de metodologias alinhadas à OGMP 2.0. Contudo, ainda se faz necessária a validação completa dos métodos utilizados e a reconciliação dos dados obtidos, a fim de garantir a precisão e confiabilidade das estimativas.

Considerando que algumas emissões decorrentes da ventilação das unidades em operação não eram conhecidas ou mensuráveis na época do desenvolvimento dos projetos, sua inclusão nos cálculos do IUGA pode comprometer a consistência histórica e a comparabilidade dos indicadores. Além disso, as incertezas persistentes nas estimativas atuais dessas emissões representam um risco significativo de distorção no desempenho do indicador, podendo impactar negativamente avaliações e decisões gerenciais.

Caso se opte por incorporar as emissões de vents no cálculo do IUGA, deve ser avaliada a revisão nos limites estabelecidos na Resolução ANP nº 806/2020 até o momento.

Adicionalmente, as empresas associadas ao IBP pretendem, para a agenda regulatória, solicitar que a ANP realize a contabilização do IUGA conforme descrito no art. 1 da Resolução ANP nº 806/2020, que estabelece o conceito do Índice de Utilização do Gás Associado (IUGA), como o “percentual do volume de gás associado utilizado em relação ao volume total de gás associado produzido”.

Neste conceito, deveria considerar como gás associado o “gás natural produzido de jazida onde ele se encontra dissolvido no petróleo ou em contato com o petróleo saturado de gás” e a perda de gás natural a “ventilação no meio ambiente de um determinado volume de gás natural não utilizado”. Isso significa que apenas parcelas de hidrocarboneto deveriam compor a memória de cálculo.

Como exemplo, temos vents de torres de amina, que atualmente têm volumes totais contabilizados como se gás natural fossem, quando mais de 90% da composição é de contaminantes.

Tal entendimento das empresas associadas ao IBP, está alinhado com o conceito de gás natural presente Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo), Seção II, artigo 6º, na Lei nº 14.134/2021 (lei do Gás), no Art. 3º e no Regulamento técnico de medição de petróleo e gás natural – Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2013, nos itens 3.34, 3.35 e 3.37.

Romão Tecnologias Industriais - Integração de metas e indicadores de desempenho para queima, ventilação e emissões fugitivas, evitando sobreposição ou lacunas de reporte;

Adoção de metodologias padronizadas de quantificação e reporte de emissões, compatíveis com as diretrizes do IPCC e programas internacionais de transparência (OGMP 2.0);

Estabelecimento de hierarquia de mitigação, priorizando a eliminação do venting, a redução da queima e o aproveitamento energético do gás;

Harmonização de prazos, formatos e periodicidade de envio de dados, simplificando obrigações regulatórias e ampliando a comparabilidade;

Inclusão de requisitos de monitoramento e verificação independente, fortalecendo a confiabilidade das informações e a rastreabilidade das ações;

Incorporação de critérios técnicos atualizados para inspeção e controle de perdas em tanques, linhas e válvulas, assegurando consistência entre as regulamentações.

Scink 1 – A futura regulamentação de emissões de metano deve estar alinhada não apenas à revisão da Resolução ANP nº 806/2020, mas também às novas diretrizes estabelecidas pela Lei nº 14.759/2023, conhecida como Lei do Combustível do Futuro, que propõe o uso crescente de biogás e biometano na matriz energética.

Embora o biogás seja apresentado como alternativa de descarbonização, o setor de resíduos, de onde ele se origina, é uma das principais fontes de emissões de metano no Brasil. A produção, o processamento e o transporte de biogás podem gerar vazamentos significativos se não houver controle técnico rigoroso e medições diretas em todas as etapas. Portanto, é essencial que o biogás e o biometano, quando integrados à cadeia de gás natural, estejam submetidos aos mesmos padrões de medições diretas, calibração contínua, rastreabilidade metrológica e verificação independente aplicados ao gás fóssil.

A regulamentação deve garantir que todas as rotas tecnológicas, inclusive as associadas à produção e ao uso de biocombustíveis, tenham sistemas equivalentes de medição e verificação das emissões. Qualquer política de descarbonização baseada em substituição energética só será efetiva se estiver acompanhada por metodologias de medição precisas e auditáveis, que permitam avaliar o impacto real das emissões de metano em cada processo produtivo.

Além disso, a integração entre a regulação de metano e a Lei do Combustível do Futuro deve incentivar o desenvolvimento de metodologias nacionais de monitoramento direto do biogás e das emissões fugitivas de metano no setor de resíduos que farão parte da cadeia do biocombustível, medições recorrentes,

calibradas e rastreáveis e validação de instrumentos sob padrões internacionais, como a ISO/IEC 17025 e as recomendações da World Meteorological Organization (WMO).

Em resumo, a futura regulamentação deve garantir que o uso de biogás e biometano não gere novas emissões não monitoradas. A descarbonização da cadeia energética só será efetiva se todos os combustíveis, fósseis ou renováveis, estiverem submetidos ao mesmo nível de controle técnico, rastreabilidade metrológica e verificação independente das emissões de metano.

TotalEnergies EP Brasil - A harmonização com a Resolução 806 deve priorizar integração e coerência. Pontos recomendados para harmonização, com foco em integração e coerência:

- Garantir alinhamento entre conceitos de ventilação, queima, perdas e aspectos relacionados a royalties.
- Considerar a inclusão de indicadores específicos para metano, compatíveis com padrões internacionais (ex.: OGMP 2.0), favorecendo transparência e auditorias.
- Definir diretrizes claras para autorização e registro de episódios de ventilação, incluindo justificativa técnica e análise de alternativas.
- Integrar requisitos de MRV e LDAR à norma, com parâmetros mínimos de frequência, equivalência tecnológica e prazos proporcionais.
- Reconhecer práticas que visem reduzir emissões, como o redirecionamento de vapores para flare, quando tecnicamente justificadas.
- Adotar abordagens combinadas para estimativa de ventilação (métodos diretos e indiretos), assegurando maior confiabilidade e rastreabilidade dos dados.

15 - Quais elementos relacionados à mitigação de emissões de metano deveriam ser incorporados nas análises dos Planos de Desenvolvimento (PD)?

Climate Bonds Initiative - Valor financeiro dos investimentos a serem realizados e estimativas de fontes de recurso.

Pedro Fialho (consumidor) - Materialidade das emissões dentro do setor, bem como cenários de mudanças climáticas e SBTi.

Petrobras - Entendemos que nas análises futuras dos Planos de Desenvolvimento (PD), deveriam ser incorporados os seguintes elementos relacionados à mitigação de emissões de metano:

- Identificação e mapeamento das fontes potenciais de emissões de metano no ativo, aderente à metodologia OGMP 2.0.
- Planos de monitoramento e reporte para garantir a transparência e a efetividade das ações adotadas, aderente à metodologia OGMP 2.0.

Na definição dos elementos a serem inseridos no PD, é importante considerar os tipos de campos de produção (campos de baixa/média/grande produção, campos de acumulação marginal, campos maduros).

Eneva S.A - • Consideração na definição de equipamentos de processos para prevenir o risco de emissões fugitivas (válvulas, compressores, flanges, sistemas de ventilação), captura de gases de baixa pressão, e considerações para utilização do gas de flare;

- Quantificação de volume estimado de emissão de motores e flare;
- Iniciativas para redução de venting e flaring, incluindo reaproveitamento do gás;

Para ativos novos considerar metodologias e tecnologias de identificação e alerta de emissões.

Geogas - Os Planos de Desenvolvimento (PD) devem incluir: Avaliação prévia das operações que envolvam despressurização/purga (blowdown), identificando oportunidades de redução ou reaproveitamento do gás; Estimativa do volume de gás que pode ser recuperado, evitando ventilação direta quando houver condição operacional para tal.

ABPIP - Os novos PDs podem incluir ações e metas de mitigação de emissões, estudos de viabilidade técnica e econômica das medidas propostas e estratégias

para eliminação da queima rotineira de gás. Para PDs já aprovados, sugere-se evitar aditivos complexos; o compromisso de mitigação pode constar nos relatórios anuais de EGEE, indicando metas de curto e médio prazo. As políticas públicas devem manter caráter não prescritivo, respeitando a previsibilidade e a segurança jurídica dos investimentos já realizados.

Nesse contexto, entende-se que as políticas públicas brasileiras devem continuar orientadas à promoção das melhores práticas da indústria. Todavia, tais medidas não devem assumir caráter prescritivo nem impor ônus excessivos aos operadores, sobretudo àqueles cujos projetos já se encontram em operação e foram concebidos com base nas premissas técnicas e regulatórias vigentes à época de sua aprovação.

IBP - Os PDs não precisam detalhar tecnicamente cada aspecto, mas podem demonstrar compromisso com a melhoria contínua na gestão das emissões e na definição de metas de redução. Nesse sentido, recomenda-se considerar a inclusão de elementos que possibilitem a análise adequada pela Agência caso a caso, tais como:

referência para estratégias verificáveis de mitigação;

alinhamento a boas práticas internacionais (ex.: OGMP 2.0);

critérios para lidar com incertezas, compatíveis com um MRV por medição;

respeite a vida útil, o porte e a maturidade dos ativos, permitindo análises regulatórias caso a caso e evitando metas desproporcionais ou tecnicamente inviáveis.

Romão Tecnologias Industriais - Os Planos de Desenvolvimento (PD) devem incorporar elementos de mitigação de emissões de metano desde a fase de concepção. Devem incluir: inventário estimado de fontes emissoras, plano de gerenciamento e monitoramento de emissões fugitivas, avaliação de alternativas técnicas para reduzir venting e queima, indicadores de desempenho e metas de redução, e integração com programas de LDAR e gestão de emissões. Essa abordagem permite planejamento preventivo, rastreabilidade das ações e alinhamento com metas climáticas nacionais, promovendo eficiência operacional e ambiental nos empreendimentos de exploração e produção.

Scink 1 – Os Planos de Desenvolvimento devem incluir, de forma estruturada, um plano técnico de medição e mitigação de emissões de metano, com foco na rastreabilidade, na calibração contínua dos instrumentos e na verificação

independente dos dados obtidos. A gestão das emissões precisa ser tratada como parte integrante do desempenho operacional e econômico de cada projeto.

Cada PD deve prever a implantação de sistemas de medição baseados prioritariamente em medições diretas em campo, utilizando equipamentos calibrados e certificados segundo normas internacionais, como a ISO/IEC 17025 e as recomendações da World Meteorological Organization (WMO). No entanto, metodologias indiretas, como o uso de dados satelitais e de sensoriamento remoto, podem ser utilizadas de forma complementar para identificar superemissores, validar tendências e apoiar auditorias, desde que os resultados sejam reconciliados com medições diretas e rastreáveis.

Os principais elementos que devem ser incorporados nos Planos de Desenvolvimento são:

1. Plano de medição direta e contínua das principais fontes emissoras, com sensores calibrados e controle metrológico ativo.
2. Calibração e verificação contínua dos instrumentos de medição, de forma automática ou sob supervisão técnica, para garantir a precisão e a confiabilidade dos resultados.
3. Mecanismo de reconciliação entre medições diretas e observações indiretas, permitindo consistência entre dados de campo e observações atmosféricas.
4. Definição de metas de mitigação mensuráveis, baseadas em dados verificados e em cronogramas de execução compatíveis com a realidade operacional.
5. Análise técnico-econômica dos sistemas de controle e monitoramento, considerando custos de calibração, operação e manutenção como parte da eficiência produtiva do projeto.
6. Verificação independente das medições e dos resultados, supervisionada por uma autoridade técnica central que assegure a rastreabilidade e a comparabilidade entre diferentes operadores.

Os Planos de Desenvolvimento devem ser o instrumento central de planejamento da mitigação de metano, incorporando de forma prática e mensurável os sistemas de controle e verificação. A efetividade das ações de mitigação depende da capacidade de quantificar emissões de forma rastreável e calibrada, garantindo

que os resultados sejam tecnicamente consistentes e representem fielmente o desempenho real das instalações.

TotalEnergies EP Brasil - Os PDs não precisam detalhar tecnicamente cada aspecto, mas podem demonstrar compromisso com a melhoria contínua na gestão das emissões e na definição de metas de redução. Nesse sentido, recomenda-se considerar a inclusão de um Plano de Gestão de Metano que:

- (i) funcione como referência para estratégias verificáveis de mitigação;
- (ii) esteja alinhado a boas práticas internacionais (ex.: OGMP 2.0), com evolução para níveis mais robustos de medição;
- (iii) defina critérios para lidar com incertezas, compatíveis com um MRV por medição;
- (iv) respeite a vida útil e a maturidade dos ativos, permitindo análises regulatórias caso a caso e evitando metas desproporcionais ou tecnicamente inviáveis.

16 - Que tipos de cenários técnico-econômicos, em relação às alternativas de redução de emissões, devem estar contemplados na análise de viabilidade econômica, prevista nos Planos de desenvolvimento?

Pedro Fialho (consumidor) - Mesma metodologia usada internacionalmente.

Petrobras - Nas futuras análises de viabilidade econômica prevista dos Planos de Desenvolvimento, devem ser contemplados cenários que avaliem o custo marginal de abatimento (CMA) das alternativas de redução de mitigação (MACC) de forma a avaliar as soluções com maior custo efetividade.

Eneva S.A - As emissões fugitivas são perdas de processo, que impactam a economicidade e volumes de entrega do projeto, por tanto as considerações de redução de emissões terão uma avaliação de custo benefício e redução de impacto ambiental.

Geogas - A análise deve comparar o “status quo” com alternativas de recuperação do gás, considerando segurança, ganho ambiental, viabilidade operacional, e o custo líquido após o valor do gás reaproveitado.

ABPIP - Devem ser considerados cenários distintos para projetos novos e para campos maduros e ou marginais, avaliando fatores como a distância até redes de dutos, os volumes produzidos e o custo-benefício das tecnologias de mitigação disponíveis. Cada operador deve ter liberdade para definir os cenários mais realistas ao seu contexto, desde que demonstre comprometimento com a redução de emissões.

IBP - A análise de cenários técnico-econômicos pode variar a depender do porte do projeto, metodologias e tecnologias disponíveis, podendo considerar aspectos como:

A diversidade e a maturidade dos ativos (onshore e offshore) no Brasil, bem como gargalos da cadeia de valor, aspectos regulatórios e variáveis de mercado, como o preço do barril, que podem limitar a viabilidade de alternativas de alto custo para redução de emissões.

Comparações em bases como VPL, TIR e custo marginal de abatimento, incluindo análises de sensibilidade (preço do gás, janelas de parada, riscos de atraso e incertezas de medição).

Cenários de políticas e financiamento, considerando instrumentos que possam viabilizar retrofits (subsídios, linhas verdes, mecanismos KPI-linked).

Custos de não conformidade e sinalizações regulatórias e de mercado, como requisitos europeus para importadores e aderência à OGMP 2.0, que influenciam a viabilidade relativa das alternativas.

TotalEnergies EP Brasil - A TotalEnergies entende que a análise técnico-econômica depende dos critérios da operadora e das características específicas de cada ativo, não devendo haver imposições pelo regulador quanto aos cenários. No entanto, entendemos que na análise de viabilidade econômica dos PD's, é importante comparar, em bases VPL/TIR e custo marginal de abatimento, as rotas de baixo/moderado custo (substituição de pneumáticos a gás por zero-bleed/elétricos, upgrades de selos/vedações, gestão programada de blowdowns e o roteamento de vapores de tanques ao flare como minimização de CH₄) frente às soluções estruturais (p. ex., VRU com integração a headers/linha de gás e melhorias de escoamento para evitar ventilação).. Os PD's podem incluir sensibilidades (preço do gás, janelas de parada, riscos de atraso, incerteza de medição) e cenários de políticas/financiamento (subsídios, linhas verdes, instrumentos KPI-linked) que destravem VPL positivo em retrofits. Também é recomendável considerar custos de não conformidade e sinalizações de mercado/regulação (e.g., requisitos europeus a importadores e aderência a OGMP 2.0), que pressionam a viabilidade relativa das alternativas.

17 - A futura regulamentação deve prever tratamento distinto para adequações no plano de desenvolvimento e suas revisões quando se tratar de ativos novos ou estabelecidos?

Pedro Fialho (consumidor) - Sim, ativos novos devem ser muito mais eficientes e restritos que os antigos.

Petrobras - Sim, a futura regulamentação deve prever tratamento diferenciado para adequações e novas revisões dos planos de desenvolvimento, distinguindo entre ativos novos e estabelecidos. Para ativos novos, ainda há maior flexibilidade para incorporação de algumas tecnologias.

Para ativos já estabelecidos, a regulamentação deve contemplar critérios diferenciados que considerem a viabilidade técnica e econômica de adequações e revisões nos planos, levando em conta a idade dos ativos, o potencial emissor e as limitações operacionais. Isso pode incluir avaliações periódicas para incorporar melhorias contínuas e medidas mitigadoras compatíveis com a realidade do ativo, sem comprometer sua viabilidade. Além disso, deve-se considerar os tipos de campos de produção (campos de baixa/média/grande produção, campos de acumulação marginal, campos maduros, por exemplo).

Eneva S.A - Sim. o Plano de Desenvolvimento para novos ativos deveria conter uma seção sobre redução de emissões e as ações consideradas, demonstrando indicadores e métricas de estimativa das emissões e as ações de prevenção e mitigação. É importante que eventuais exigências do novo ato normativo contemplem somente para novos PDs - prazos e metas compatíveis com suas limitações técnicas e avaliações econômicas.

Geogas - Sim. Para ativos novos, as exigências podem ser integradas desde a fase de projeto, permitindo incorporar soluções de redução de venting de forma estruturada e de baixo custo marginal. Para ativos já em operação, recomenda-se implementação faseada, considerando condições técnicas, segurança operacional e planejamento de manutenção, de modo a evitar paradas não programadas ou riscos ao sistema.

ABPIP - Conforme exposto neste formulário, entendemos que os projetos em implementação devem receber tratamento distinto daqueles já em operação. Isso porque, ao decidir realizar um investimento, o operador o faz com base nas premissas regulatórias, econômicas e tecnológicas vigentes à época. Em um setor naturalmente sujeito a fatores exógenos (como a conjuntura geopolítica internacional), a imposição de novas regras que impliquem custos adicionais pode

produzir efeitos adversos, como a redução do investimento e a migração de capitais para países com melhor relação entre risco e retorno.

Essa preocupação é especialmente relevante diante da atual reconfiguração das fronteiras exploratórias do setor de petróleo e gás, impulsionada pelas recentes descobertas em Angola, Suriname e Guiana. Nesse cenário, é fundamental que as políticas públicas brasileiras conciliem o alinhamento às melhores práticas da indústria internacional com a preservação do interesse nacional, evitando que medidas de transição energética sejam interpretadas como mecanismos de protecionismo econômico por países em que o setor energético responde por parcela mais significativa das emissões globais.

Por fim, consideramos que novos projetos poderão incorporar desde a concepção dos Planos de Desenvolvimento, diretrizes e metas ambientais compatíveis com os objetivos de descarbonização do país, desde que esta concepção não seja uma regra posterior, para que o agente possa tomar a decisão de investimento contando com a previsibilidade de seus direitos e obrigações, bem como com o respeito à legítimas expectativas geradas. Entretanto, empreendimentos já implementados não devem ser retroativamente submetidos a exigências que não existiam quando de sua aprovação, de modo a preservar a segurança jurídica e a previsibilidade regulatória essenciais à continuidade dos investimentos no setor.

IBP - Sim. Para projetos já estabelecidos, não deve haver imposição quanto à revisão dos PDs com essa perspectiva, a fim de evitar insegurança jurídica para empreendimentos em produção. É desejável, porém, manter um piso técnico comum para todos - incluindo práticas como LDAR, MRV por medição e governança de exceções -, permitindo que o detalhamento sobre “como” e “quando” seja escalonado conforme a exequibilidade técnica e operacional, em documentos específicos. Para novos projetos, recomenda-se que sejam concebidos já com diretrizes de gestão de metano (“methane-ready”), incorporando desde o início a perspectiva de descarbonização e estratégias de mitigação, evitando revisões posteriores que possam comprometer a previsibilidade e a economicidade do projeto.

Romão Tecnologias Industriais – Não.

Scink 1 – Sim. A regulamentação pode prever condições diferenciadas entre ativos novos e existentes, desde que as diferenças se limitem a prazos de implementação e estratégias operacionais, sem flexibilizar os princípios técnicos de medição direta, calibração contínua e rastreabilidade metrológica.

Ativos novos devem ser concebidos já em conformidade com os padrões mais rigorosos de controle e monitoramento de emissões, incorporando sistemas de medição direta e contínua, sensores calibrados automaticamente e verificação independente dos dados. Essas exigências devem ser parte integrante do projeto, avaliadas desde a fase de concepção no Plano de Desenvolvimento.

Ativos existentes, por sua vez, podem seguir cronogramas graduais de adaptação, priorizando fontes e instalações de maior relevância emissora. No entanto, mesmo nesses casos, as medições devem ser diretas e rastreáveis, com calibração e verificação contínua dos equipamentos utilizados. A autoridade técnica central deve supervisionar o processo de transição, definindo parâmetros mínimos de qualidade metrológica e prazos progressivos de adequação.

A diferenciação entre novos e antigos não pode significar redução de exigência técnica, mas apenas ajuste no ritmo de implantação. O objetivo é permitir que o setor avance de forma ordenada, garantindo que todas as instalações, independentemente da idade ou do porte, operem sob padrões de medição direta, rastreabilidade e verificação compatíveis com as melhores práticas internacionais.

Essa abordagem assegura equilíbrio regulatório e viabilidade técnica, promovendo a convergência gradual de todo o parque de produção, transporte e processamento de gás natural para um mesmo padrão de controle e credibilidade dos dados de emissões.

TotalEnergies EP Brasil - Sim. Para projetos já estabelecidos, não deve haver imposição quanto à revisão dos PD's com essa perspectiva, a fim de evitar insegurança jurídica para empreendimentos em produção. Para novos projetos, recomenda-se que sejam concebidos já com diretrizes de gestão de metano ("methane-ready"), incorporando desde o início a perspectiva de descarbonização e estratégias de mitigação, evitando revisões posteriores que possam comprometer a previsibilidade e a economicidade do projeto.

18 - A regulamentação deve adotar critérios diferenciados para projetos de grande porte com maior potencial emissor? Quais seriam os parâmetros mais adequados para essa diferenciação?

Pedro Fialho (consumidor) - Sim, deve ser proporcional à materialidade.

Petrobras - O potencial de emissões não apresenta uma relação diretamente proporcional ao porte do projeto. Ele está mais associado a fatores como o ambiente de operação da unidade (onshore ou offshore), o nível de maturidade operacional e o conjunto de tecnologias empregadas. Por esse motivo, entende-se que não há necessidade de adoção de critérios específicos voltados exclusivamente a projetos de grande porte. É importante que eventuais critérios adotados não inviabilizem ativos existentes e novos projetos, o que pode ocorrer tanto em projetos de grande porte quanto de pequeno porte.

Eneva S.A - Sim. Para diferenciá-los podem ser usados parâmetros como capacidade de produção, volume potencial de emissões fugitivas, tipo de emissão, complexidade operacional, tipo de reservatório, risco e sensibilidade ambiental associada, entre outros.

Geogas - Sim. A diferenciação deve ser feita pelo potencial de emissão e pela frequência de despressurizações, garantindo foco onde o impacto ambiental é mais relevante.

ABPIP - Atualmente, não existe no Brasil uma definição regulatória específica para “projetos de grande porte”. O porte de um projeto é determinado por uma combinação de fatores e pelo contexto em que está inserido. Assim, a adoção de critérios diferenciados com base exclusivamente no porte do projeto não se mostra tecnicamente fundamentada.

IBP - O potencial de emissões não apresenta uma relação diretamente proporcional ao porte do projeto. Ele está mais associado a fatores como o ambiente de operação da unidade (onshore ou offshore), o nível de maturidade operacional e o conjunto de tecnologias empregadas. Por esse motivo, entende-se que não há necessidade de adoção de critérios específicos voltados exclusivamente a projetos de grande porte. É importante que eventuais critérios adotados não inviabilizem ativos existentes e novos projetos, o que pode ocorrer tanto em projetos de grande porte quanto de pequeno porte.

Romão Tecnologias Industriais - Não

Scink 1 – Sim. A regulamentação pode adotar critérios diferenciados para projetos de grande porte, desde que essa diferenciação esteja relacionada ao nível de detalhamento e à frequência das medições, e não à redução das exigências técnicas.

Projetos com maior potencial emissor devem ser submetidos a programas de monitoramento mais abrangentes e contínuos, com medições diretas em todas as etapas do processo, calibração automática dos sensores e verificação independente dos resultados. A rastreabilidade metrológica deve ser garantida em todos os casos, assegurando comparabilidade e consistência dos dados entre diferentes operadores e instalações.

Os parâmetros mais adequados para definir essa diferenciação incluem:

1. Capacidade produtiva ou volume de processamento de gás, considerando o potencial absoluto de emissão associado à operação.
2. Complexidade operacional, avaliando o número de unidades, linhas de transferência e sistemas de compressão, que ampliam o risco de emissões fugitivas.
3. Histórico de emissões e incidência de vazamentos, permitindo classificar os empreendimentos conforme seu desempenho em medições anteriores.
4. Nível de risco ambiental e proximidade de áreas sensíveis, que podem demandar maior rigor na frequência de medições e auditorias.

Independentemente do porte, todos os projetos devem cumprir os mesmos padrões mínimos de qualidade metrológica, com medições diretas, calibração e verificação contínuas dos sensores e validação técnica supervisionada por uma autoridade central.

A diferenciação regulatória deve, portanto, funcionar de forma proporcional e técnica: grandes emissores precisam de monitoramento mais denso e frequente, enquanto operações menores podem adotar cronogramas ajustados, sem qualquer flexibilização dos critérios de rastreabilidade, calibração e precisão das medições. Esse modelo garante equilíbrio regulatório, eficiência operacional e comparabilidade dos dados de emissões em todo o setor.

TotalEnergies EP Brasil - Sim. Recomenda-se estabelecer critérios claros e auditáveis para classificação por materialidade, garantindo maior consistência e

direcionando esforços para onde possam gerar reduções verificáveis e de maior impacto. Essa diferenciação deve considerar variáveis adicionais que influenciam as decisões sobre mitigação, como o nível de maturidade do campo, a vida útil dos ativos e a existência ou não de infraestrutura e cadeia de valor na região.

19 - A regulamentação das emissões de metano deve alcançar os poços abandonados? Caso discorde, apresentar justificativa.

Climate Bonds Initiative – Sim.

Pedro Fialho (consumidor) – Sim.

Petrobras - Entendemos que não é necessário, uma vez que não se espera a ocorrência de escape a partir de poços que estejam abandonados em conformidade, uma vez que:

- Os poços em abandono temporário, quando neste estado por mais de 3 anos, têm a integridade das suas barreiras monitoradas periodicamente, conforme já previsto no Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP. No cenário atual, não se vislumbra a necessidade de se estabelecer outras medidas informativas.
- No que se refere aos poços abandonados permanentemente, destaca-se que em se adotando as melhores práticas estabelecidas na indústria do petróleo não é esperado emissões fugitivas, uma vez que o tamponamento é executado com vistas à perpetuidade.

Ressalta-se ainda que, para o caso de poços submarinos, não se conhece tecnologia homologada capaz de realizar tal monitoramento, de forma que haveria necessidade de desenvolvimento tecnológico para esta medição.

Ademais, caso seja necessário efetuar atividade de monitoramento em poço presente em área que já tenha sido objeto de devolução à União, entende-se que não haveria previsão legal para que a empresa prosseguisse realizando operações naquela área.

Eneva S.A - A regulamentação das emissões de metano deve necessariamente incluir os poços abandonados, tanto em condição temporária quanto permanente. Diversos estudos e experiências internacionais demonstram que poços abandonados podem ser fontes relevantes e persistentes de emissão de metano, especialmente quando não foram selados adequadamente ou quando há falhas na integridade das barreiras de abandono. A OGMP 2.0 inclui poços abandonados como parte das fontes de escopo completo, por exemplo.

Geogas - Sim. Poços abandonados podem ser fontes de emissões difusas de metano, como destacado pela Nota Técnica EPE/DPG/SPG/02/2024, embora exista

escassez de dados confiáveis e ausência de metodologia padronizada de quantificação no Brasil.

Por isso, recomenda-se que o escopo inclua poços abandonados, mas com abordagem proporcional ao risco, priorizando aqueles com: pressão remanescente, histórico de intervenções, ou proximidade a áreas sensíveis. Essa priorização direciona esforços onde o potencial de emissão é real, evitando ações desnecessárias em poços de risco irrelevante.

ABPIP - Não. Desde já, requer-se maior aprofundamento sobre a real influência de poços abandonados, inclusive os permanentes, nos volumes de emissão de metano, em especial na realidade brasileira. Sem isso, não é possível, a nosso ver, impor restrições ou obrigações adicionais aos contratados.

Além disso, os poços abandonados já estão abrangidos pelo Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP), conforme a Resolução ANP nº 46/2016, que assegura a integridade e a segurança ambiental desses ativos. A imposição de novas obrigações sobre poços já abandonados permanentemente constituiria afronta aos princípios da previsibilidade e da segurança jurídica, princípios balizadores não só da atuação da administração pública, como dos próprios concessionários, que têm nos contratos firmados com o poder público e as normas da regulação aplicável um guia de seus comportamentos, contando com a previsibilidade de seus direitos e obrigações, bem como com o respeito às legítimas expectativas geradas.

Adicionalmente, aplica-se também o princípio da irretroatividade, que visa a proteção de direitos e obrigações já consolidados pelo tempo de alterações legislativas ou regulatórias, impedindo que o regulador alcance fatos pretéritos à criação das normas. Ademais, não há evidências robustas de que esses poços representem fonte significativa de emissões, o que reforça a inadequação de incluí-los na nova norma.

IBP - Não. Entendemos que, nesta fase, a regulamentação brasileira sobre metano não deve abranger poços abandonados. Não recomendamos, neste momento, a criação de um módulo específico para metano em poços offshore, pois os riscos devem continuar sendo tratados sob a ótica da integridade de poços, com monitoramento técnico e reavaliação futura quando houver evidências mais consolidadas e tecnologias de MRV subaquático com melhor custo-benefício.

Caso venha a ser incluído, sugerimos que o foco inicial seja em poços terrestres, concentrando esforços regulatórios onde há maior potencial de abatimento por real investido, com dados auditáveis e ganhos climáticos mais rápidos, enquanto

os poços offshore permanecem cobertos pelos instrumentos de integridade já existentes.

Romão Tecnologias Industriais – Sim.

Scink 1 – Sim. A regulamentação das emissões de metano deve obrigatoriamente incluir os poços abandonados e desativados. Esses poços representam fontes potenciais e frequentemente subestimadas de emissões, resultantes de falhas no tamponamento, degradação de materiais de vedação e migração de gás por caminhos não previstos no reservatório.

O Estudo Preliminar da ANP/STM de 2025 reconhece que a ausência de monitoramento contínuo após o abandono pode levar à liberação de volumes significativos de metano, especialmente em regiões com alta densidade de poços antigos. A inclusão desses ativos no escopo regulatório é essencial para garantir a integridade dos dados e a rastreabilidade completa das emissões da cadeia de óleo e gás.

O monitoramento dos poços abandonados deve ser realizado por medições diretas, com sensores calibrados e rastreáveis, conforme padrões da ISO/IEC 17025 e recomendações da World Meteorological Organization (WMO). As medições precisam ser verificadas periodicamente, com calibração automática ou sob supervisão técnica contínua, assegurando precisão e comparabilidade entre diferentes locais e operadores.

A regulamentação deve exigir ainda que os operadores mantenham registros completos das condições de abandono e promovam verificações regulares de integridade dos poços, especialmente daqueles com histórico de pressões residuais, vazamentos ou exsudações.

Incluir os poços abandonados no escopo da regulação garante rastreabilidade metrológica, controle técnico e prevenção de emissões difusas não contabilizadas, assegurando a completude e a credibilidade dos inventários de metano no setor de óleo e gás.

TotalEnergies EP Brasil - Não. Entendemos que, nesta fase, a regulamentação brasileira sobre metano não deve abranger poços abandonados. Não recomendamos, neste momento, a criação de um módulo específico para metano em poços offshore, pois os riscos devem continuar sendo tratados sob a ótica da integridade de poços, com monitoramento técnico e reavaliação futura quando houver evidências mais consolidadas e tecnologias de MRV subaquático com melhor custo-benefício. Caso venha a ser incluído, sugerimos que o foco inicial seja

em poços terrestres, concentrando esforços regulatórios onde há maior potencial de abatimento por real investido, com dados auditáveis e ganhos climáticos mais rápidos, enquanto os poços offshore permanecem cobertos pelos instrumentos de integridade já existentes.

O arcabouço Regulatório brasileiro já define um regime de gestão da integridade de poços, por meio do SGIP (RANP 46/2016), que estabelece diretrizes para conjunto de barreiras e abandono de poços, e sugerimos que o tema permaneça sendo tratado sob essa ótica.

20 - Caso a regulamentação das emissões de metano alcance os poços em condição de abandono temporário ou permanente, quais critérios deveriam ser considerados para definir a prioridade de atuação?

Petrobras - Nesse caso, deve ser adotado uma abordagem gradual a fim de assegurar i) a existência de tecnologia apta a realizar tais medições e ii) a proporcionalidade e razoabilidade entre os custos e os encargos associados as medidas regulatórias e o valor que tal informação teria.

O critério técnico para definição de prioridade deve ser o risco (a probabilidade e a severidade) de fugas de metano dos poços para a superfície, considerando a sua localização e, no caso dos poços marítimos, a profundidade e distância da costa, bem como os recursos necessários (complexidade e custo) para realizar vistorias e intervenções.

A regulação deve ser restrita aos Poços inativos ou abandonados temporariamente, e deve ser implementada observando a seguinte ordem de prioridades: 1) Poços terrestres; 2) Poços marítimos em águas rasas; 3) Poços marítimos em águas profundas e 4) Poços marítimos em águas ultra profundas, considerando a dificuldade para execução do monitoramento e atendimento às medidas de controle e o maior benefício para o meio ambiente e para o clima.

Eneva S.A - Primeiramente, evoca-se que o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP), instituído pela Resolução ANP nº 46/2016, já estabelece requisitos mínimos para abandono seguro, e deve ser integrado à regulamentação de metano para garantir consistência técnica e ambiental. Nesse processo, a priorização de atuação em poços abandonados pode ser orientada por critérios técnicos e ambientais, conforme boas práticas internacionais e diretrizes brasileiras:

1. Histórico de produção e pressão residual: Poços com maior produção passada ou pressão remanescente tendem a ter maior risco de emissão.
2. Tipo de reservatório: Reservatórios com alta permeabilidade ou presença de gás livre são mais propensos a vazamentos.
3. Proximidade de áreas sensíveis: Poços próximos a comunidades, corpos hídricos ou unidades de conservação devem ter prioridade.
4. Risco estimado de emissão: Avaliações baseadas em modelagens ou medições diretas podem indicar os poços mais críticos.

5. Integridade das barreiras de abandono: Poços com falhas conhecidas ou ausência de barreiras adequadas devem ser tratados com urgência.

Geogas - Respondida no item 23, pois os critérios de priorização seguem a mesma lógica de abordagem baseada em risco.

ABPIP - A integridade de poços em condições de abandono já está disciplinada pela Resolução ANP nº 46/2016, que institui o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços e obriga os operadores a implementarem o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP).

Conforme o art. 1º, §2º, inciso I, os operadores devem dispor de um sistema de gestão que atenda ao SGIP, abrangendo todas as etapas do ciclo de vida do poço, inclusive o abandono. A norma estabelece exigências específicas no item 10.5 do Regulamento Técnico, que trata do abandono temporário e permanente de poços.

Adicionalmente, a Prática de Gestão nº 9 do mesmo regulamento determina, no item 9.2.2.2, que a falha de qualquer elemento de barreira deve ser gerida imediatamente, com plano de resposta técnica para restabelecer a integridade do poço. O art. 10 da Resolução também prevê que o descumprimento das obrigações sujeita o operador às penalidades legais e à adoção de medidas cautelares em casos de risco iminente ao meio ambiente ou à segurança operacional.

Dessa forma, entende-se que eventuais vazamentos ou riscos associados a poços abandonados já são objeto de regulação e fiscalização pela ANP, não sendo, a princípio, necessária a definição de prioridades adicionais, pois todos os poços, independentemente de sua condição, estão sujeitos a obrigações equivalentes em matéria de integridade e resposta imediata.

Contudo, na hipótese de a ANP vir a incluir os poços abandonados no escopo da regulamentação de emissões de metano, recomenda-se que a definição de prioridades observe critérios técnicos, tais como:

- Idade e histórico do poço: poços mais antigos, especialmente os perfurados antes da vigência da Resolução ANP nº 46/2016, tendem a apresentar maior incerteza quanto às condições de vedação e integridade; e
- Tipo de abandono: poços com abandono temporário devem ser priorizados frente aos permanentemente abandonados, considerando a maior probabilidade de retomada de operações ou de deterioração de selos.

Sugere-se, ainda, que qualquer obrigação normativa adicional relacionada a emissões de metano em poços abandonados seja precedida pela implementação de um programa piloto voluntário de monitoramento desses poços, com participação das operadoras, para geração de dados empíricos que subsidiem futuras decisões antes de se impor qualquer exigência mandatória.

IBP - Caso se considere, apenas para fins de debate, a inclusão de poços terrestres em condição de abandono na regulamentação, recomenda-se estabelecer uma matriz de priorização baseada em risco e materialidade. Essa matriz deve ser compatível com boas práticas internacionais, como a OGMP 2.0, e contemplar critérios como: magnitude real ou potencial das emissões; viabilidade técnica e econômica de abatimento, incluindo custo por tonelada de CH₄ evitada; riscos a receptores sensíveis; co-benefícios ambientais e sociais associados às ações de mitigação.

Romão Tecnologias Industriais - A priorização de atuação em poços em abandono temporário ou permanente deve basear-se em critérios técnicos de risco e potencial emissivo. Devem ser considerados: histórico de integridade e vazamentos, idade e tipo de construção, condições geológicas e de pressão do reservatório, resultados de medições de metano, proximidade a áreas sensíveis e ausência de verificação recente de estanqueidade. Esses fatores permitem classificar os poços por nível de risco e direcionar esforços de monitoramento, manutenção e remediação de forma eficiente, garantindo redução efetiva de emissões fugitivas e segurança ambiental.

TotalEnergies EP Brasil - Nesse caso, sugere-se que a regulamentação seja aplicável somente para projetos futuros, de forma que seja possível considerar os requisitos técnicos e custos atrelados para sua implementação.

Caso se considere, apenas para fins de debate, a inclusão de poços terrestres em condição de abandono na regulamentação, recomenda-se estabelecer uma matriz de priorização baseada em risco e materialidade. Essa matriz deve ser compatível com boas práticas internacionais, como a OGMP 2.0, e contemplar critérios como: magnitude real ou potencial das emissões; viabilidade técnica e econômica de abatimento, incluindo custo por tonelada de CH₄ evitada; riscos a receptores sensíveis; co-benefícios ambientais e sociais associados às ações de mitigação.

21 - Em relação às possíveis penalidades, qual a abordagem mais efetiva para a promoção do engajamento dos agentes regulados com os objetivos de redução de emissões?

Climate Bonds Initiative - Escalonamento de penas previstas, considerando o tamanho das emissões das empresas.

Pedro Fialho (consumidor) - Entendi que há muita vontade das empresas em seguir esse portfólio, sendo assim, entendo que a gestão por incentivos em vez de penalidades seria muito mais eficiente nesse primeiro momento.

Petrobras - A abordagem mais efetiva para promover o engajamento dos agentes regulados com os objetivos de redução de emissões está em priorizar incentivos ao invés de punições. Medidas que reconheçam e recompensem as boas práticas, como benefícios financeiros, redução de encargos regulatórios e publicização positiva do desempenho ambiental, estimulam as empresas a adotarem proativamente ações de mitigação. Essa estratégia cria um ambiente colaborativo, motivando o setor a inovar e melhorar continuamente seus processos, ao mesmo tempo em que fortalece o compromisso voluntário com as metas de redução de emissões. Incentivos eficazes podem gerar resultados mais sustentáveis e duradouros do que regimes baseados predominantemente em penalidades.

Eneva S.A - Sabidamente, o objetivo da presente Consulta Prévia é embasar a futura Análise de Impacto Regulatório (AIR) e a proposta de minuta de resolução que estabelecerá os critérios para a adoção de medidas que contribuam para a redução das emissões de metano resultantes das atividades da cadeia de produção de petróleo e de gás natural.

Essa ação regulatória é justificada pelo Estudo Preliminar como desdobramento da Resolução CNPE nº 8/2024, que estabeleceu como “interesse da Política Energética Nacional mitigar as emissões de gases do efeito estufa dos projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural”. Sem prejuízo à relevância da redução das emissões de GEEs por parte dos agentes regulados, defendemos que a minuta de resolução não preveja qualquer tipo de penalidade em virtude de eventual descumprimento das normas a serem criadas para a redução de emissões, com base no princípio da proporcionalidade e na vedação do bis in idem, tendo em vista que o tema também é objeto da Lei Federal nº 15.042/2024 (“Marco Legal do Mercado de Carbono no Brasil”), que já prevê, em seu art. 37 e seguintes as penalidades aplicáveis ao descumprimento das regras de redução das emissões.

Além disso, nos termos do art. 8º da referida Lei, compete ao órgão gestor do SBCE, a instância executora do SBCE, de caráter normativo, regulatório, executivo, sancionatório e recursal, regular o mercado de ativos do SBCE, definir as atividades, as instalações, as fontes e os gases a serem regulados no âmbito do SBCE a cada período de compromisso; estabelecer os patamares anuais de emissão de GEE acima dos quais os operadores das respectivas instalações ou fontes passam a sujeitar-se ao dever de submeter plano de monitoramento e ao de apresentar relato de emissões e remoções de GEE ou, ainda, à conciliação periódica de obrigações.

Também compete a ele “apurar infrações e aplicar sanções decorrentes do descumprimento das regras aplicáveis ao SBCE”, bem como “julgar os recursos apresentados”. Fica claro, portanto, que, em matéria de definição de metas de redução das emissões e aplicação de sanções em função de eventual descumprimento, o legislador optou por concentrar as competências regulatórias, normativas e sancionatórias no SBCE. Em função disso, além da preocupação com uma provável caracterização de bis in idem, isto é, sancionamento do operador duas ou mais vezes em virtude da mesma infração, o que viola o princípio da proporcionalidade, eventual regulação da ANP que estabeleça outros critérios e/ou outras penalidades relacionadas ao cumprimento de metas e limites à emissão de GEE pode ser reputada ilegal, por violação à lei mencionada acima, trazendo dificuldades para a promoção dos objetivos do SBCE e gerando insegurança para o mercado. Nesse contexto, e considerando, em especial, o fato de que a regulamentação da Lei nº. 15042/2024 ainda será editada, a regulamentação do tema pela ANP deve ser pautada por cautela e pelo objetivo legal de harmonização e coordenação entre os instrumentos disponíveis para alcançar os objetivos e as metas da PNMC (art. 4º, I da Lei).

Rememoramos, neste ponto, que toda ação regulatória precisa ser precedida de clara motivação legal, e – diferentemente da supramencionada Lei Federal nº 15.042/2024 – a Resolução CNPE nº 8/2024 (naturalmente, pelo caráter mais amplo deste tipo de ato administrativo) não define o empenho de penalidades como mecanismo regulatório a ser adotado para a iniciativa. O § 2º do Art. 2º definiu, tão somente, que “A ANP deve adotar medidas que contribuam para a redução das emissões de gases de efeito estufa das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, inclusive emissões fugitivas de metano”.

Por este motivo, sendo o metano (CH₄) um dos gases de efeito estufa (GEEs) previstos no Marco Legal do Mercado de Carbono no Brasil, que também prevê sanções aos agentes infratores, sugerimos – com vistas a evitar duplicidade de penalidades entre atos normativos do Governo Federal e (...)

Geogas - Recomenda-se um modelo progressivo, que priorize orientação e melhoria contínua, reservando penalidades para casos de não conformidade recorrente e sem justificativa técnica. Penalidades devem incidir apenas quando houver reincidência ou descumprimento de planos de adequação previamente acordados.

Como incentivo positivo, podem ser considerados mecanismos de reconhecimento regulatório para agentes que apresentem redução comprovada de venting e aumento do reaproveitamento do gás.

Além disso, podem ser avaliados instrumentos de incentivo econômico ou benefícios fiscais como exemplo do programa ISS Neutro, já adotado em alguns municípios, em que o estímulo à redução de emissões ocorre sem renúncia fiscal, por meio de diferenciação baseada em desempenho ambiental comprovado.

ABPIP - As penalidades devem ser graduais e aplicadas apenas após a consolidação do sistema de controle e sua abrangência a toda a cadeia. Recomenda-se priorizar mecanismos de engajamento, como:

- Apresentação de Planos de Mitigação de Emissões junto aos relatórios anuais de EGEE, demonstrando compromissos e ações planejadas;
- Auditorias periódicas (por exemplo, a cada cinco anos) para acompanhamento dos compromissos assumidos.

Deve-se evitar sanções punitivas precoces, privilegiando a adesão voluntária e o aprendizado regulatório nas fases iniciais de implementação da norma.

IBP - A regulação deve adotar uma abordagem educativa e responsiva, estimulando o engajamento dos agentes regulados com os objetivos de redução de emissões. É importante garantir previsibilidade e proporcionalidade na regulação, valorizando o bom desempenho e reservando penalidades apenas para situações excepcionais, como casos de reincidência ou falta de cooperação. O modelo recomendado é o de “pirâmide responsiva”, começando com mecanismos de autodeclaração e correção voluntária, que incentivem transparência e melhoria contínua, e evoluindo para medidas mais rigorosas apenas quando necessário. Essa arquitetura deve ser acompanhada por ações de capacitação e desenvolvimento de competências, considerando o atual gap de conhecimento sobre mitigação de metano no Brasil.

Romão Tecnologias Industriais - O modelo da União Europeia é mais efetivo.

TotalEnergies EP Brasil - A regulação deve adotar uma abordagem educativa e responsiva, estimulando o engajamento dos agentes regulados com os objetivos de redução de emissões. É importante garantir previsibilidade e proporcionalidade na regulação, valorizando o bom desempenho e reservando penalidades apenas para situações excepcionais, como casos de reincidência ou falta de cooperação. O modelo recomendado é o de “pirâmide responsiva”, começando com mecanismos de autodeclaração e correção voluntária, que incentivem transparência e melhoria contínua, e evoluindo para medidas mais rigorosas apenas quando necessário. Essa arquitetura deve ser acompanhada por ações de capacitação e desenvolvimento de competências, considerando o atual gap de conhecimento sobre mitigação de metano no Brasil.

22 - Quais mecanismos de incentivo, além dos econômicos, poderiam ser desenvolvidos para estimular a adesão das empresas a práticas mais sustentáveis, em particular em relação à redução das emissões de metano?

Pedro Fialho (consumidor) - Transferência de tecnologia.

Promoção de encontros para troca de informações.

Apoio em divulgação de resultados positivos.

Um bom incentivo que acho importante seria a implementação de programas de incentivos usando imposto, tal qual ocorre com os programas sociais incentivados, que foram muito bem sucedidos.

Petrobras - Além dos mecanismos anteriormente citados, considera-se relevante promover o estímulo à adoção de tecnologias inovadoras voltadas à redução das emissões de metano, por meio de reconhecimento prioritário de recursos de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I), bem como o reconhecimento público de organizações que demonstrem excelência em desempenho nessa área.

Eneva S.A - Em linha com as contribuições apresentadas com relação à Questão 28, entendemos que o objetivo da norma a ser editada pela ANP deve ser o de (i) educar os agentes econômicos; e (ii) incentivar os comportamentos que tenham por objetivo a redução das emissões, de forma complementar e harmônica com as regras editadas no âmbito do SBCE. Esses incentivos podem ser (i) econômicos (e.g., áreas de concessão cujo Plano de Desenvolvimento preveja projetos com ganhos climáticos auferirem possibilidade de prorrogação automática da concessão); (ii) administrativos (e.g., o processo de autorização de instalações e/ou empreendimentos que resultem em ganhos climáticos possuam prazo diferenciado para análise da ANP ou para enquadramento no REIDI) e (iii) reputacionais (e.g., premiação ou ranking por bom desempenho – o que pode interessar, sobretudo, a companhias de capital aberto, técnica regulatória também conhecida por regulação por exposição ou Sunshine regulation) e (iv) organizacionais (e.g., apoio em planos de ação corretiva, que podem ser construídos conjuntamente com base em melhores práticas internacionais; programas de treinamento oferecidos pela ANP – e eventualmente custeados pelos agentes regulados; divulgação de boas práticas para investigação de vazamentos (emissões fugitivas), metodologias – como protocolos OGMP 2.0 – e dados de emissão).

Nessa linha, selos de desempenho, programas de certificação e rankings de transparência partem do pressuposto de que a exposição pública dos operadores

pode ser mais ou tão impactante quanto a coerção estatal, premiando o comportamento responsável e transparente. Assim, a divulgação de indicadores de emissões e o reconhecimento de boas práticas criam pressão social positiva e incentivam o cumprimento voluntário das metas.

Outro exemplo de incentivo econômico, que já tem previsão na regulamentação da ANP, sendo citado no próprio Estudo Preliminar para a regulamentação do gás metano submetido à consulta pública e já comentado acima, está previsto na Resolução ANP nº 806/2020, que regulamenta os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural. Essa norma vincula os limites de queima de gás natural (flaring) ao pagamento de royalties e exige documentação técnica detalhada para a emissão de autorizações para queimas extraordinárias, sendo um exemplo de medida que visa estimular o setor a reduzir as queimas e, conseqüentemente, os escapes de metano daí decorrentes. De acordo com a OCDE, medidas como essa foram fundamentais em países como Canadá e Estados Unidos para promover a redução de emissões de metano¹.

¹Methane Abatement in Developing Countries REGULATIONS, INCENTIVES AND FINANCE. Disponível em https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2024/11/methane-abatement-in-developing-countries_c700c885/f3618a78-en.pdf. Acesso em 31 out. 2025.

Assim, antes de que sejam criadas novas obrigações voltadas ao setor, é importante que seja realizada uma análise de resultado regulatório tendo por objeto as normas existentes, em especial a RANP 806/2020, de forma a que se possa avaliar seus resultados concretos para a redução de emissões no Brasil e o que pode ser alterado, de forma harmônica com a lei do SBCE. Vale mencionar que o mesmo estudo da OCDE aponta para a necessidade de que sejam criados instrumentos de fomento para a atração de terceiros investidores em atividades destinadas à redução da emissão de metano, incluindo-se aí justamente a criação de incentivos, via regulação, à utilização do gás associado que normalmente é queimado, transformando o gás associado em um ativo, em vez de um subproduto indesejado da produção de petróleo.

Por fim, deve ser lembrado que a sanção não é um fim em si mesmo e a tendência é que cada vez mais sejam utilizadas medidas de responsividade regulatória, que dão preferência a respostas educativas, de incentivos a comportamentos adequados e de consensualidade no lugar de medidas do tipo comando e controle, sobretudo (...).

Geogas - Incentivos reputacionais e regulatórios — como reconhecimento público, certificação voluntária, previsibilidade procedimental e fóruns técnicos — reforçam a adoção de boas práticas sem aumentar custos ou burocracia.

ABPIP - Recomenda-se a adoção de mecanismos reputacionais, regulatórios e de governança para estimular a adesão das empresas a práticas sustentáveis de redução das emissões de metano. Entre as possíveis iniciativas, destacam-se:

- Ranking público de performance por campo, utilizando, por exemplo, o Painel Dinâmico da ANP;
- Certificação de “Gás de Baixa Emissão”, conferindo reconhecimento a operações com menor intensidade de emissões;
- Regulação baseada em desempenho, que premie a eficiência e a melhoria contínua das empresas;
- Transparência regulatória proporcional ao volume de emissões, fortalecendo a credibilidade e o engajamento do setor.

IBP - Estimular a capacitação de profissionais e promover uma discussão mais ampla no setor, acelerando a curva de aprendizado e fortalecendo um ecossistema mais eficiente e colaborativo. Além disso, recomenda-se adotar incentivos não apenas econômicos, mas também regulatórios e reputacionais, que agreguem valor ao setor com baixo custo para o regulador. Entre as possibilidades, destacam-se:

Reconhecimento por desempenho (earned recognition): ativos que comprovem MRV robusto por medição e programas de LDAR com prazos cumpridos poderiam ter simplificação no reporte e menor frequência de fiscalização.

Fast-track regulatório: projetos com governança madura de metano poderiam ter prioridade na análise de PDs e revisões, garantindo agilidade sem comprometer critérios técnicos.

Sandbox regulatório: ambiente experimental para testar inovações tecnológicas, novos métodos de MRV e protocolos de resposta, permitindo aprendizado rápido e calibração da regulação com base em evidências.

TotalEnergies EP Brasil - Estimular a capacitação de profissionais e promover uma discussão mais ampla no setor, acelerando a curva de aprendizado e fortalecendo um ecossistema mais eficiente e colaborativo. Além disso, recomenda-se adotar incentivos não apenas econômicos, mas também regulatórios e reputacionais, que

agreguem valor ao setor com baixo custo para o regulador. Entre as possibilidades, destacam-se:

- Reconhecimento por desempenho (earned recognition): ativos que comprovem MRV robusto por medição e programas de LDAR com prazos cumpridos poderiam ter simplificação no reporte e menor frequência de fiscalização.
- Fast-track regulatório: projetos com governança madura de metano poderiam ter prioridade na análise de PDs e revisões, garantindo agilidade sem comprometer critérios técnicos.
- Sandbox regulatório: ambiente experimental para testar inovações tecnológicas, novos métodos de MRV e protocolos de resposta, permitindo aprendizado rápido e calibração da regulação com base em evidências.

23 - Demais contribuições:

Climate Bonds Initiative - A Climate Bonds Initiative é parte do Methane Finance Working Group e ajudou a desenvolver um guia para inclusão de investimentos em abatimento de metano em instrumentos de dívida. Este guia é uma referência que ajuda as empresas emissoras e os investidores a identificarem oportunidades de investimento e financiamento.

Este guia pode ser encontrado no website: <https://methanefinance.org/> e pode ser uma importante referência para a sessão 12. DESENVOLVIMENTO DE MECANISMOS DE MERCADO E INCENTIVOS FINANCEIROS do Estudo preliminar para a regulamentação das emissões de metano da ANP pois destaca como os instrumentos de dívida podem ajudar na mobilização de capital para os investimentos que visem ao abatimento de metano no setor. Esta visibilidade internacional pode dar maior robustez ao estudo e atrair o olhar do mercado global.

Pedro Fialho (consumidor) - Um bom incentivo que acho importante seria a implementação de programas de incentivos usando imposto, tal qual ocorre com os programas sociais incentivados, que foram muito bem sucedidos.

Petrobras - A Petrobras permanece a disposição para a colaboração nesse tema de grande importância para indústria e aprecia a abertura ao diálogo na construção do futuro arcabouço regulamentar que terá papel fundamental no incentivo a implementação das melhores práticas da indústria.

Eneva S.A - (...) continuação questão 28

possíveis discussões sobre competências normativas, em prejuízo da segurança jurídica – que a futura resolução a ser editada pela ANP sobre o tema tenha por objeto apenas criação de medidas regulatórias de educação, monitoramento do mercado e de mecanismos de incentivo aos agentes que reduzam as emissões de suas operações.

A valer, é importante que o novo ato normativo não enderece penalidades financeiras, mas reconheça – por meio de incentivos regulatórios – as boas práticas, o desempenho ambiental geral e a evolução na implementação nos planos de redução de emissões. Nos termos do referido Estudo Preliminar, consideramos que a ANP deva priorizar medidas de desempenho (associadas a incentivos, e não a penalidades) ou medidas informativas. Medidas prescritivas ou medidas econômicas devem ser evitadas, especialmente quando seu impacto financeiro possa incorrer em novos custos às infraestruturas setoriais em um cenário que o Governo Federal trabalha, desde 2016, para sua redução.

(...) continuação questão 29

em temas complexos como é o caso do controle das emissões de GEE (vide OECD Regulatory Enforcement and Inspections Toolkit. Disponível em: <<https://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/oecd-regulatory-enforcement-and-inspections-toolkit-9789264303959-en.htm>>). Medidas como as narradas acima encontram-se alinhadas com o princípio da proporcionalidade, com os ditames da Lei de Liberdade Econômica (Lei nº 13.874/2019), em especial no seu art. 5º, que prevê que os agentes reguladores devem privilegiar medidas que maximizem a eficiência sem impor ônus desnecessários à livre iniciativa; bem como com as previsões dos arts. 20, 21 e 27 da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (“LINDB”).

IBP - O IBP enaltece a robustez do estudo preliminar para a regulamentação das emissões de metano e enxerga com muito bons olhos a postura proativa e perene da agência. Entendemos que este tipo de iniciativa trará vantagens competitivas para o setor produtivo de óleo e gás do Brasil e que o Brasil pode se posicionar na vanguarda global da ação climática. No entanto, reforçamos que é necessário que a implementação do ecossistema regulatório ocorra de forma gradual e perene, de modo que haja tempo hábil para que os entes regulados possam se adequar as melhores práticas internacionais.

Scink 1 – O Estudo Preliminar representa um passo fundamental no avanço da regulação sobre as emissões de metano no setor de óleo e gás. A ANP demonstra pioneirismo ao propor uma abordagem técnica estruturada e baseada em medições rastreáveis, com potencial de colocar o Brasil entre os países de referência em controle e quantificação de emissões.

A Agência tem papel estratégico para liderar a padronização metrológica nacional e consolidar um sistema regulatório baseado em medições diretas, calibração contínua e verificação independente dos dados. Essa estrutura é essencial para garantir a comparabilidade e a credibilidade dos resultados e deve ser tratada como base de toda a futura regulamentação.

As medições devem ser realizadas com equipamentos calibrados e rastreáveis conforme normas internacionais, como a ISO/IEC 17025 e as recomendações da World Meteorological Organization (WMO), garantindo rastreabilidade metrológica, comparabilidade e consistência temporal dos dados. A calibração e a verificação contínua dos sensores são requisitos indispensáveis para a confiabilidade das medições e devem ocorrer de forma automática ou sob supervisão técnica permanente.

O processo de verificação por terceira parte deve ser conduzido por entidades com comprovada competência técnica em medições, calibração e aplicação das normas internacionais de referência. Esse processo não pode ser tratado como mera formalidade administrativa ou por meio de sistemas genéricos de reporte; ele deve ser técnico, detalhado e baseado em medições auditáveis e verificáveis.

Além disso, há uma oportunidade relevante para que a ANP amplie sua atuação, integrando o controle das emissões de metano também ao setor de resíduos, especialmente no contexto da Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 14.759/2023). O biogás e o biometano, provenientes desse setor, estão sendo incorporados à matriz energética nacional como alternativas de baixo carbono, mas suas etapas de produção e processamento continuam sendo fontes expressivas de emissões de metano. A atuação da ANP nesse campo pode garantir que esses combustíveis sejam efetivamente regulados sob os mesmos critérios técnicos aplicados ao gás natural, com medições diretas, calibração contínua e rastreabilidade metrológica.

O Brasil possui competência técnica crescente e projetos nacionais em andamento voltados ao desenvolvimento e validação de metodologias de medição direta de metano. A ANP pode consolidar-se como a autoridade técnica central na coordenação desses esforços, garantindo que as metodologias sejam adaptadas à realidade operacional brasileira e alinhadas às normas internacionais, como a ISO/IEC 17025 e as recomendações da World Meteorological Organization (WMO).

Por fim, a regulamentação deve manter caráter progressivo, permitindo a adaptação de diferentes segmentos, mas sem flexibilizar os princípios técnicos fundamentais. O fortalecimento do papel da ANP na integração entre o setor de óleo e gás, o biogás e o setor de resíduos representa uma oportunidade única para o Brasil consolidar uma política de metano com base científica, metrológica e operacionalmente verificável, com credibilidade nacional e internacional.

Scink 2 – O Estudo Preliminar da ANP/STM (2025) não faz referência direta a padrões ou guias internacionais estabelecidos pela WMO (World Meteorological Organization), que são instituições de referência na área de medições atmosféricas de metano, como ocorre em outros marcos internacionais de monitoramento climático. O documento concentra-se em metodologias setoriais específicas — como as Diretrizes do IPCC, o GHG Protocol e o OGMP 2.0 — mas não incorpora os protocolos de calibração e rastreabilidade das medidas de metano atmosférico, utilizados por redes globais de observação coordenadas pela WMO, que consiste no órgão da ONU para mudanças climáticas.

Essa lacuna é importante de ser preenchida, pois os guias da WMO (IG3IS) definem padrões metrológicos de referência, controle de qualidade e rastreabilidade global

para medições de CH₄, CO₂ e N₂O, assegurando comparabilidade internacional e validação interlaboratorial dos resultados. A incorporação desses referenciais fortaleceria a base técnica da regulação brasileira, permitindo que sistemas de MMRV e LDAR adotem medições compatíveis entre as diferentes plantas e empresas, além do rastreamento às redes de monitoramento atmosférico global. Essa convergência garantiria maior transparência, integridade científica e confiança internacional nos inventários nacionais de metano e nos dados reportados pelo setor de óleo e gás.