

Estudo preliminar para a regulamentação das emissões de metano

Superintendência de Tecnologia e Meio
Ambiente - STM



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

ESTUDO SOBRE A REGULAMENTAÇÃO DAS EMISSÕES DE METANO

Superintendência de Tecnologia e Meio Ambiente
STM



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Artur Watt

Diretores

Daniel Maia Vieira

Fernando Moura

Pietro Mendes

Symone Araújo

Superintendente de Tecnologia e Meio Ambiente

Raphael Neves Moura

Superintendente Adjunta de Tecnologia e Meio Ambiente

Mariana Rodrigues França

Equipe Técnica da Superintendência de Tecnologia e Meio Ambiente

Daniela Godoy Martins Corrêa

Karine Alves de Siqueira

Luciana Tavares dos Santos de Almeida

Luciano de Gusmão Veloso

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS, GRÁFICOS E FIGURAS	6
SUMÁRIO EXECUTIVO	7
1. INTRODUÇÃO	9
2. IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO	12
3. ALTERNATIVAS REGULATÓRIAS.....	13
4. IDENTIFICAÇÃO DOS ATORES OU GRUPOS AFETADOS PELO PROBLEMA.....	15
5. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL.....	16
6. CRONOGRAMA	18
7. PANORAMA INTERNACIONAL E NACIONAL DAS EMISSÕES DE METANO.....	18
8. COMPROMISSOS GLOBAIS PARA REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE METANO	22
9. METODOLOGIAS DE QUANTIFICAÇÃO E ESTRUTURAS DE REPORTE DE EMISSÕES DE METANO NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	25
9.1 Diretrizes do IPCC para inventários nacionais de GEE	26
9.2 Greenhouse Gas (GHG) Protocol.....	27
9.3 Parceria de Metano de Petróleo e Gás 2.0 (OGMP 2.0).....	28
9.4 Comparação entre as estruturas de relatórios de emissões: Diretivas do IPCC vs. GHG Protocol vs. OGMP 2.0	30
10. ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS E TÉCNICAS PARA A REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE METANO	31
10.1 Etapas para a redução eficaz de emissões	32
10.2 Integração com Programas e Protocolos	38
10.3 Emissões de metano na queima (flaring).....	39
11. ESTABELECIMENTO DE PADRÕES E DE METAS RELATIVOS A EMISSÕES	41
12. DESENVOLVIMENTO DE MECANISMOS DE MERCADO E INCENTIVOS FINANCEIROS.....	43
13. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL SOBRE AS REGULAÇÕES DAS EMISSÕES DE METANO NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL.....	44
13.1 Reino Unido.....	45
13.2 União Europeia.....	50
13.3 Província de Alberta, Canadá	55
13.4 Estados Unidos da América (Federal).....	60
13.5 Colômbia	65
13.6 Resumo da Experiência Internacional	71
14. RECOMENDAÇÕES PARA O BRASIL COM BASE NO RELATÓRIO DO BANCO MUNDIAL	73
14.1 Linhas de base confiáveis para emissões	74
14.2 Regulamentações Prescritivas vs. Baseadas em Desempenho	74
14.3 Envolvimento do Setor Privado e das Empresas Estatais de Petróleo	75

14.4 Sanções.....	75
14.5 Recursos Financeiros e Humanos dos Reguladores	76
15. PARTICIPAÇÃO SOCIAL E QUESTÕES PARA COMPOR A CONSULTA PRÉVIA DA AIR	76
16. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	81
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82

LISTA DE TABELAS, GRÁFICOS E FIGURAS

Tabela 1 – Proposta de Cronograma.....	18
Tabela 2 - Resumo Comparativo das Diretivas do IPCC, GHG Protocol e OGMP 2.0.....	30
Tabela 3 – Comparativo entre os métodos de quantificação	35
Tabela 4 – Comparativo dos Principais Instrumentos Regulatórios e Órgãos Chave	72
Tabela 5 – Comparativo dos Requisitos-Chave de Mitigação de Metano	73
Gráfico 1 – Fontes de emissões de metano (Mt) – 2023	19
Gráfico 2 – Estimativas de emissões de metano provenientes de petróleo e gás e disponibilidade de dados relacionados	20
Gráfico 3 – Oportunidades para reduzir as emissões de metano no setor de energia, 2024	20
Gráfico 4 – Emissões de metano do Brasil por setor	21
Gráfico 5 – Emissões de metano e nível de desenvolvimento regulatório sobre controle de metano nas operações de petróleo e gás natural – até 2030	45
Figura 1 – Linha do tempo das iniciativas de redução de metano.....	22
Figura 2 – Países signatários das principais iniciativas globais	24
Figura 3 – Empresas signatárias das principais iniciativas globais	24
Figura 4 – Etapas de implementação de estratégias de mitigação de emissões de metano	32

SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente Estudo Preliminar tem por finalidade coletar subsídios para a elaboração da Análise de Impacto Regulatório (AIR) e da futura proposta de resolução voltada à redução das emissões de metano na cadeia produtiva do petróleo e do gás natural. Trata-se de iniciativa alinhada à Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 8/2024, que atribui à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a adoção de medidas que contribuam para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) das atividades de exploração e produção, incluindo as emissões fugitivas de metano.

O metano (CH₄), segundo maior GEE em termos de impacto climático, possui um potencial de aquecimento cerca de 80 vezes superior ao do dióxido de carbono (CO₂) no horizonte de 20 anos. Por esse motivo, seu controle é considerado uma forma eficaz de mitigar o aquecimento global no curto prazo, conforme reconhecido em diversos fóruns internacionais, incluindo o Compromisso Global do Metano, do qual o Brasil é signatário.

As emissões de metano podem ocorrer ao longo de toda a cadeia de valor da indústria de petróleo e gás natural (*upstream, midstream e downstream*), sendo que o segmento de exploração e produção responde por cerca de 78% do total das emissões globais do setor, conforme estimativas da Agência Internacional de Energia (AIE, 2025). As principais fontes de emissão incluem vazamentos não intencionais em equipamentos (emissões fugitivas); liberações intencionais de gás em operações rotineiras, de manutenção ou de emergência (ventilação); e emissões decorrentes de combustão incompleta, tanto em fontes móveis quanto estacionárias, incluindo *flares* com baixa eficiência.

No Brasil, embora o setor de energia não seja o principal emissor de metano em volume absoluto (posição ocupada pelo setor agropecuário), o controle de suas emissões é estratégico. Além da disponibilidade tecnológica, as soluções para mitigação de emissões de metano são, em muitos casos, custo-efetivas, podendo inclusive gerar retorno econômico por meio da monetização do gás recuperado. Soma-se a isso a crescente exigência de investidores, mercados consumidores e sociedade por práticas sustentáveis nas cadeias de suprimento globais de energia, o que tem ampliado a pressão por controle efetivo dessas emissões. A manutenção da Licença Social para Operar de empreendimentos da indústria de óleo e gás passa, cada vez mais, pela capacidade dos operadores de demonstrar o uso responsável e ambientalmente consciente dos recursos energéticos.

Nesse cenário, o problema regulatório a ser enfrentado é a permanência de emissões evitáveis de metano nas atividades da cadeia de produção de petróleo e gás natural, que contribuem para o aquecimento global, mesmo diante da disponibilidade de soluções técnicas e operacionais para sua mitigação. A aplicação restrita dessas soluções decorre, em grande parte, da inexistência de diretrizes normativas que estimulem a adoção sistemática de práticas de monitoramento, quantificação, mitigação e aproveitamento do gás.

A regulamentação das emissões de metano integra a Agenda Regulatória 2025-2026 da ANP (ação 1.17). Este Estudo Preliminar é a primeira etapa mapeada no processo de regulamentação do tema, e busca sistematizar o conhecimento técnico e institucional necessário à formulação de uma norma eficaz, promovendo o nivelamento de informações entre os agentes envolvidos e antecipando a coleta de subsídios. A definição do modelo regulatório a ser adotado requer a análise de diferentes estratégias normativas disponíveis, cujas combinações devem ser ajustadas à realidade institucional e setorial brasileira. De acordo com tipologia proposta pela AIE (2021), as abordagens regulatórias voltadas à redução de emissões de metano no setor de petróleo e gás podem ser classificadas em quatro categorias principais: (i) prescritivas; (ii) baseadas em desempenho; (iii) econômicas; e (iv) informativas. Essas abordagens não são excludentes entre si, sendo comum a adoção de arranjos híbridos que combinem diferentes instrumentos. A escolha das

ferramentas regulatórias mais adequadas deve considerar critérios como a facilidade de implementação, a efetividade esperada, a disponibilidade de dados confiáveis, a flexibilidade para acomodar inovações tecnológicas e a capacidade institucional do órgão regulador.

O Estudo Preliminar analisa as abordagens regulatórias consolidadas de jurisdições como a União Europeia, Reino Unido, Alberta (Canadá), Estados Unidos e Colômbia. A análise revela convergência em torno de pilares fundamentais que combinam requisitos prescritivos e metas baseadas em desempenho. Entre os elementos centrais desses marcos estão a proibição ou restrição da ventilação e da queima rotineira; a exigência de medição direta das emissões; a adoção obrigatória de programas de Detecção e Reparo de Vazamento (LDAR); e a verificação independente por entidades acreditadas dos dados reportados. A experiência internacional demonstra que é possível criar uma regulamentação eficaz e faseada, que impulse a performance ambiental sem comprometer a viabilidade econômica do setor.

O Estudo também apresenta um ciclo de oito etapas interdependentes para a gestão das emissões de metano, que garantem uma abordagem sistemática e baseada em dados. São elas: mapeamento de fontes potenciais; identificação; quantificação; classificação e priorização das emissões; implementação de medidas de mitigação; monitoramento; reporte e verificação. Tais etapas são integradas por meio de programas e protocolos reconhecidos internacionalmente, incluindo o LDAR e o sistema de medição, reporte e verificação (MRV) ou sua versão ampliada que inclui o monitoramento contínuo (MMRV).

A queima ineficiente de gás (*flaring*) é destacada como fonte relevante de emissões, demandando ações voltadas à eliminação de práticas rotineiras e à adoção de *flares* com alta eficiência de destruição. O documento também aponta a necessidade de articulação da futura norma com a revisão da Resolução ANP nº 806/2020, que trata da queima e das perdas de petróleo e gás natural.

No âmbito da cooperação técnica entre a ANP e a iniciativa *Global Flaring and Methane Reduction Partnership* (GFMR), do Banco Mundial, foram estabelecidas recomendações específicas para o contexto brasileiro, incluindo o estabelecimento de linhas de base confiáveis para emissões; a promoção de modelos regulatórios flexíveis e compatíveis com a incorporação de inovação tecnológica; a adoção de regime de sanções progressivo e eficaz; a criação de instrumentos de governança colaborativa e a garantia de recursos humanos e financeiros adequados para a atuação da ANP.

Com o objetivo de orientar a participação social e coletar subsídios para a elaboração do relatório de AIR, o Estudo apresenta um conjunto de questões dirigidas aos agentes econômicos e à sociedade civil, organizadas por nove temas estratégicos: (i) escopo e abrangência da norma; (ii) tipos de abordagens regulatórias; (iii) definição das estratégias para mitigação das emissões; (iv) atividades de detecção e reparo de vazamentos; (v) sistemas de medição, monitoramento, reporte e verificação; (vi) controle de queima e ventilação; (vii) critérios para planos de desenvolvimento; (viii) gestão de poços abandonados; e (ix) penalidades.

O cronograma de trabalho prevê a conclusão do Relatório de AIR até dezembro de 2025, e a elaboração da minuta de resolução até março de 2026. Consulta e audiência públicas devem ser realizadas no segundo trimestre de 2026, e a publicação da norma, até dezembro de 2026. A construção desse marco regulatório representa uma oportunidade estratégica para consolidar o papel do Brasil como produtor de energia de baixo carbono, em sintonia com os compromissos climáticos nacionais e internacionais.

A versão ora apresentada já considera as contribuições encaminhadas pelas Superintendências de Desenvolvimento e Produção (SDP), de Exploração (SEP), de Infraestrutura e Movimentação (SIM), de Produção de Combustíveis (SPC) e do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção (NFP).

1. INTRODUÇÃO

Este documento tem a finalidade de coletar subsídios e contribuições junto às áreas técnicas da ANP e à sociedade, de forma a 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.

O metano (CH₄) é um dos principais gases de efeito estufa (GEE), destacando-se como o segundo maior contribuinte para as mudanças climáticas, superado apenas pelo dióxido de carbono (CO₂). De acordo com o Programa das Nações Unidas para o Ambiente (PNUMA ou UNEP, do inglês *United Nations Environment Programme*)¹, o metano é responsável por cerca de um terço do aquecimento global atual. Segundo estimativas recentes do PNUMA e da *Climate and Clean Air Coalition* (CCAC)², uma redução de 45% das emissões de metano até 2030 – com base em medidas específicas já disponíveis e ações complementares, alinhadas aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU – permitiria evitar 0,3º C de aquecimento global até 2045.

O Sexto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima³ (IPCC, do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*) aponta que são necessárias reduções acentuadas das emissões antropogênicas de metano até 2030 para limitar o aquecimento global a 1,5 °C, meta apontada no Acordo de Paris⁴. Segundo o documento do IPCC, embora tenha um período médio de permanência na atmosfera mais curto do que o CO₂ – 10 a 12 anos, em comparação com centenas de anos –, seu potencial de aquecimento em um período de 20 anos é cerca de 80 vezes mais significativo do que o do CO₂⁵.

A possibilidade de respostas mais rápidas ao aquecimento global pelo controle das emissões de metano é reconhecida desde o Protocolo de Quioto (1997)⁶, o que promoveu a mobilização de diversos países. Em 2004, os Estados Unidos criaram a iniciativa *Methane to Markets Partnership*⁷. Em 2012, a UNEP, em associação com diversos governos nacionais, criou a Coligação do Clima e do Ar Limpo (CCAC)⁸. Em 2021, no contexto da 26ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 26), mais de cento e cinquenta países, incluindo o Brasil, aderiram ao Compromisso Global do Metano⁹ (*Global Methane Pledge*), comprometendo-se a reduzir as emissões globais de metano em até 30% até 2030, frente aos níveis de 2020.

Já na 28ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 28),

¹ Disponível em: <https://www.unep.org/topics/energy/methane/international-methane-emissions-observatory>. Acesso em: 12 dez. 2024.

² Disponível em: <https://www.unep.org/resources/report/global-methane-assessment-benefits-and-costs-mitigating-methane-emissions>. Acesso em: 12 dez. 2024.

³ Disponível em: [IPCC AR6 SYR Longer Report PO.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/longer-report/po/). Acesso em: 10 dez. 2024.

⁴ O Acordo de Paris tem como objetivo limitar o aquecimento global "bem abaixo de 2°C", com esforços para não ultrapassar 1,5°C, reconhecendo que isso reduziria significativamente os riscos e impactos das mudanças climáticas.

⁵ Ainda de acordo com o IPCC, para o período de 100 anos, o potencial de aquecimento global é 29,8 vezes superior ao do CO₂.

⁶ Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-kyoto-protocol/what-is-the-kyoto-protocol/kyoto-protocol-targets-for-the-first-commitment-period>. Acesso em: 10 dez. 2024.

⁷ Disponível em: https://unfccc.int/files/meetings/seminar/application/pdf/sem_sup2_usa.pdf. Acesso em: 10 dez. 2024.

⁸ Disponível em: <https://www.unep.org/topics/energy/methane/climate-and-clean-air-coalition-ccac> e <https://www.ccacoalition.org/content/our-history>. Acesso em: 12 dez. 2024.

⁹ Disponível em: <https://www.globalmethanepledge.org/>. Acesso em: 12 dez. 2024.

realizada no final de 2023, o Brasil anunciou a meta de ter uma regulamentação das emissões de metano até o final de 2025¹⁰. No mesmo evento, o Banco Mundial lançou a Parceria *Global Flaring and Methane Reduction* (GFMR), fundo de múltiplos doadores centrado em ajudar os países em desenvolvimento a reduzir as emissões de metano e dióxido de carbono geradas pela indústria de petróleo e gás natural.

No caso do setor de óleo e gás, a promoção da descarbonização das atividades da cadeia de produção representa uma oportunidade de firmar o país como um produtor de combustíveis fósseis de baixa emissão. Além disso, como será explorado neste documento, boa parte das tecnologias para a redução das emissões de metano já está disponível, e poderia ser empregada a baixo custo ou até com retorno positivo (AIE, 2025)¹¹.

Em 26 de agosto de 2024, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução CNPE nº 8, que indicou ser de interesse da Política Energética Nacional promover a descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. O § 2º, art. 2º, dessa Resolução determina que a ANP adote 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.

Destaca-se que a ANP já vinha se preparando para a promoção de ações com vistas à mitigação de emissões, na linha sinalizada pela Resolução CNPE nº 8/2024, desde 2022, como evidenciado pela elaboração do “Relatório Resolução CNPE nº 5/2022” (ANP, 2022 – Sei 2879630), pela antiga Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM). Entre as recomendações do Relatório estava a sugestão de aprimoramento das Resoluções ANP nº 806/2020 (Queimas e Perdas) e nº 17/2015 (Plano de Desenvolvimento), e a inclusão de práticas de Detecção e Reparo de Vazamentos (LDAR) e de Medição, Reporte e Verificação (MRV) como ferramentas para a gestão das emissões de metano.

Além disso, desde meados de 2023 a ANP participa do *GHG Supply Chain Emissions MMRV Framework Technical Group*. Formado por especialistas indicados pelos governos participantes¹², o grupo de trabalho tem o objetivo de desenvolver um arcabouço técnico voluntário internacional para medição, monitoramento, relato e verificação (MMRV) das emissões de gases de efeito estufa ao longo da cadeia de suprimento do gás natural, como foco inicial em metano e em dióxido de carbono¹³.

Ainda no contexto de promoção de medidas para a redução das emissões de metano, a ANP – por meio da Superintendência de Tecnologia e Meio Ambiente (STM) – e o Banco Mundial formalizaram uma cooperação técnica em junho de 2024. Até o momento, resultaram dessa parceria a elaboração de estudos de *benchmarking*, pelo Banco Mundial, de ambientes regulatórios já estabelecidos (Reino Unido, União Europeia e Província de

¹⁰ Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/alexandre-silveira-se-reune-com-john-kerry-e-assume-compromisso-para-regulamentacao-das-emissoes-de-metano-na-industria-de-petroleo-e-gas-natural> - Acesso em: 13 jun. 2025.

¹¹ Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025> . Acesso em: 13 jun. 2025.

¹² Participam do grupo especialistas políticos e técnicos dos governos da Argentina, Austrália, Brasil, Canadá, Colômbia, Egito, França, Alemanha, Índia, Itália, Japão, Malásia, Moçambique, Nigéria, Noruega, República da Coreia, Reino Unido, Emirados Árabes Unidos e Estados Unidos, assim como da Comissão Europeia e do Fórum de Gás do Mediterrâneo Oriental, fornecem orientação geral e contribuições técnicas para o Grupo de Trabalho Internacional sobre MMRV. O grupo também recebe contribuições de especialistas da indústria, de organizações não governamentais e da academia, tanto de entidades globais quanto nacionais. Disponível em: https://www.energy.gov/fecm/articles/international-mmrv-working-group-reaches-milestone-developing-credible-framework?utm_source=chatgpt.com. Acesso em: 02 jul. 2025.

¹³ Espera-se que o grupo de trabalho alcance consenso, por exemplo, nos seguintes pontos: (i) definição de critérios mínimos que devem ser atendidos por todas as plataformas de certificação de gás natural, incluindo a verificação independente por terceira parte; (ii) desenvolvimento de um sistema comum de acreditação com supervisão independente; (iii) adoção de uma metodologia uniforme de análise de ciclo de vida para garantir transparência e disseminação de dados sobre emissões ao longo da cadeia de suprimento.

Alberta, no Canadá) e uma missão internacional ¹⁴, que promoveu o intercâmbio de servidores da Agência com reguladores do Reino Unido e da Comissão Europeia, e com representante do Parlamento Europeu.

Também antes da publicação da Resolução CNPE nº 8/2024, a STM propôs inclusão da ação regulatória “medidas de mitigação de emissões de metano no E&P” na Consulta Prévia nº 2/2024, referente à Agenda Regulatória da ANP para o biênio 2025-2026. Na ocasião, foram registradas apenas quatro contribuições, todas provenientes de agentes econômicos do setor de petróleo e gás (associações de classe e uma empresa operadora). Embora reconhecessem a relevância da pauta climática, os respondentes atribuíram baixa prioridade à ação regulatória, classificando-a entre 1 (“Nada importante”) e 2 (“Pouco importante”). A análise das justificativas indicou que essa percepção não decorreu da negação da importância do tema, mas de uma avaliação sobre a urgência de outras matérias regulatórias e de questionamentos quanto ao amparo legal da ANP nessa frente.

Apesar das manifestações, a STM posicionou-se favoravelmente à manutenção da ação regulatória. Em maio de 2025, a Diretoria Colegiada da ANP aprovou definitivamente a inclusão do tema na Agenda Regulatória 2025-2026¹⁵. A decisão da Agência fundamentou-se em dois pilares principais: (i) a importância estratégica do tema para manutenção da licença social do setor de óleo e gás para operar no contexto de crescentes preocupações climáticas globais; (ii) e o alinhamento com diretrizes explícitas da política energética nacional, que vieram a ser estabelecidas na Resolução CNPE nº 8/2024, e que determinaram expressamente que a ANP deveria implementar medidas que contribuam para a redução das emissões de gases de efeito estufa, incluindo especificamente o controle das emissões fugitivas de metano nas atividades de exploração e produção.

Entre as iniciativas da ANP para aprofundamento no tema, destaca-se também a realização, em fevereiro de 2025, do “ANP Net Zero, 1ª edição: Workshop Metano”, uma iniciativa para demonstrar o compromisso da ANP com a agenda climática e discutir ações para a transição energética. O evento foi promovido em parceria com o Consulado Geral da Noruega no Rio de Janeiro, e contou com a participação de representantes do PNUMA, do Banco Mundial e da Agência Internacional de Energia (AIE), entre outros especialistas.

Além do estabelecimento de parcerias, promoção de eventos, e da participação em grupos de trabalho relativos ao tema, uma das ações preparatórias que merece destaque foi a reformulação do painel de emissões de GEE da ANP, iniciada no segundo semestre de 2024. Desenvolvido no *Power BI*, o painel permite monitorar e analisar as emissões de GEE, integrando dados declarados à ANP com os dados oficiais de produção. Ainda neste ano de 2025, o painel divulgará os dados de emissões dos blocos exploratórios, atendendo integralmente o §1º, do Art. 2º, da Resolução CNPE nº 8/2024, que visa garantir ampla transparência nos indicadores de emissões de gases de efeito estufa dos projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural. Adicionalmente, as emissões de CO₂ e CH₄ serão classificadas conforme sua origem, diferenciando as principais fontes emissoras. Essa segmentação proporcionará maior suporte à ANP no cumprimento do § 2º, do Art. 2º, da Resolução CNPE nº 8/2024, fortalecendo a capacidade de gestão e regulação das emissões no setor.

¹⁴ A missão teve como principal objetivo proporcionar um entendimento aprofundado sobre as melhores práticas regulatórias e sobre como os reguladores do Reino Unido e da Comissão Europeia desenvolveram e vêm desenvolvendo suas normas para a promoção da descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, com foco no metano. A programação incluiu reuniões com órgãos reguladores como o *North Sea Transition Authority* (NSTA) e o *Offshore Petroleum Regulator for Environment & Decommissioning* (OPRED). O Relatório de Viagem a Serviço Missão UK e EC está disponível para consulta interna no SEI 4789074.

¹⁵ Disponível em: [HYPERLINK "https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/ar/agendaregulatoria20252026.pdf"](https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/ar/agendaregulatoria20252026.pdf) ["https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/ar/agendaregulatoria20252026.pdf"](https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/ar/agendaregulatoria20252026.pdf). A proposta de regulamentação das emissões de metano (Ação consta da p. 15 do documento). Acesso em: 25 jul. 2025. consta da p. 15 do documento. Acesso em: 25 jul. 2025.

O processo de elaboração da futura regulamentação para a redução das emissões de metano no setor de óleo e gás deve seguir o rito previsto na Lei nº 13.848/2019 (art. 6º), que prevê a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) para a adoção de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados.

Este Estudo Preliminar, por sua vez, visa otimizar as etapas de elaboração de AIR e da realização da consulta e da audiência públicas recolhendo, antecipadamente, as contribuições internas e externas em relação ao tema. Para tanto, além do sumário executivo e desta introdução, este documento está estruturado conforme abaixo.

Na Seção 2, é apresentado o problema regulatório identificado e, na Seção 3, as alternativas regulatórias. A Seção 4 mapeia os atores ou grupos afetados pelo problema. A fundamentação legal é exposta na Seção 5. A Seção 6 traz uma proposta de cronograma. O panorama internacional e nacional das emissões de metano é apresentado na Seção 7. A Seção 8 discorre sobre os compromissos globais para redução das emissões de metano. A Seção 9 trata das metodologias de quantificação e estrutura de reporte de emissões de metano na indústria de petróleo e gás natural. A Seção 10 aborda as estratégias operacionais e técnicas para a redução das emissões de metano. O estabelecimento de padrões e de metas relativos a emissões é retratado na Seção 11, enquanto o desenvolvimento de mecanismos de mercado e incentivos financeiros é tratado na Seção 12. A experiência internacional sobre regulação das emissões de metano na indústria de petróleo e gás natural é apresentada na Seção 13. Com base no relatório do Banco Mundial, a Seção 14 expõe as recomendações para o Brasil referentes à redução das emissões de metano. A Seção 15 trata do processo de participação social e traz as questões para compor a Consulta Prévia à Análise de Impacto Regulatório (AIR). Por fim, são trazidas as considerações finais do trabalho na Seção 16.

2. IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO

A manutenção da Licença Social para Operar de empreendimentos da cadeia de óleo e gás natural depende, entre outros fatores, do correto gerenciamento de emissões por parte dos agentes regulados pela ANP. Nesse sentido, a criação de meios de controle das emissões relacionadas à atividade se consolida como importante instrumento regulatório. Além disso, a Resolução CNPE nº 8/2024 destacou o interesse da Política Energética Nacional em “reduzir as emissões de metano e dióxido de carbono, observados os compromissos assumidos na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima e no Compromisso Global para o Metano, relacionados às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural”. Essa sinalização coroou iniciativas já em curso na ANP, reforçando a fundamentação legal para o desenvolvimento de uma regulamentação voltada ao tema.

Pode haver emissão de metano em toda a cadeia de valor de petróleo e gás natural, usualmente dividida nos segmentos de *upstream* (exploração e produção), *midstream* (transporte e armazenamento), e *downstream* (refino e distribuição). De acordo com a AIE (2025), as emissões totais de metano no setor de óleo e gás foram de cerca de 80 milhões de toneladas em 2024. O *upstream* responde por cerca de 78% desse total, e o *downstream*, aproximadamente 13%. Incluídos pela primeira vez na série histórica, os poços e instalações abandonados responderam por quase 4% das emissões setoriais.

A maior parte das emissões de metano provenientes das operações de petróleo e gás natural se enquadra em uma das três categorias abaixo indicadas.

- **Fugitivas:** resultam da liberação não intencional de CH₄, a partir de vazamentos em

componentes dos equipamentos e tubulações, incluindo válvulas, conectores, vedações de bomba, vedações de compressor, PRVs (válvula de alívio de pressão) etc.

- **Ventilação:** ocorre durante a operação normal da unidade, em eventos rotineiros ou não, em processos químicos e físicos, em manutenções, comissionamentos, perfurações, completações, testes em poços e em emergências, resultado de uma emissão intencional. As emissões ventiladas totais referem-se à soma dos três tipos de emissões: ventiladas em processo, em atividades não rotineiras e no *flare*.
- **Combustão incompleta:** ocorre devido a combustão incompleta em fontes móveis e estacionárias. No caso das fontes móveis, as emissões são geradas na queima de combustíveis em veículos de transporte, tais como: automóveis, caminhões, aeronaves, navios; equipamentos de construção, empilhadeiras etc. As emissões de fontes estacionárias são geradas na queima de combustível em equipamentos estacionários para geração de eletricidade, vapor ou calor, tais como: caldeiras, fornos, queimadores, motores, turbinas, aquecedores etc. Essas emissões incluem a queima de combustível no *flare*.

Como já mencionado, além da disponibilidade das tecnologias para a redução das emissões de metano, em boa parte dos casos elas também são custo-efetivas, podendo gerar inclusive retorno positivo (IEA, 2025)¹⁶. A possibilidade de monetização do metano que não é perdido para atmosfera pode mitigar (ou eliminar) os custos associados às medidas para a redução das emissões, além de significar maior disponibilidade de energia para o sistema, com efeitos positivos sobre a segurança energética. Além disso, em um contexto em que diversos países assumiram compromissos de redução de emissões, mas ainda dependentes do combustível fóssil, é de se esperar que as produções menos intensivas em emissões sejam as últimas a serem substituídas no mercado global.

Essa breve contextualização permite identificar o problema regulatório como a **permanência de emissões evitáveis de metano na cadeia de produção de petróleo e gás natural, que contribuem para o aquecimento global, mesmo diante da disponibilidade de soluções técnicas e operacionais para sua mitigação**. A aplicação restrita dessas soluções decorre, em grande parte, da escassez de incentivos econômicos e da inexistência de diretrizes normativas que estimulem a adoção sistemática de práticas de monitoramento, quantificação, mitigação e aproveitamento do gás.

Entre os objetivos que se pretende alcançar com a regulamentação proposta destacam-se: o fortalecimento da proteção ambiental; a otimização do aproveitamento dos recursos energéticos; a contribuição para o cumprimento das metas climáticas nacionais; e o aprimoramento dos padrões de emissão da indústria de petróleo e gás natural do país.

3. ALTERNATIVAS REGULATÓRIAS

Previamente ao estabelecimento da regulamentação com vistas à redução das emissões de metano está a etapa de avaliação dos diferentes tipos de estratégias regulatórias possíveis. A partir de um levantamento das regulamentações existentes sobre redução das emissões de metano no setor de petróleo e gás, a AIE (2021) classificou as diferentes abordagens nos seguintes grupos:

- i. **Medidas prescritivas:** exigem diretamente que os regulados realizem ações ou procedimentos específicos. Inclui requisitos para detecção e reparo de vazamentos,

¹⁶ Com base nos preços médios de energia em 2024, a Agência Internacional de Energia estima que 35 milhões de toneladas (Mt) de emissões poderiam ser evitadas sem custo líquido adicional. Esse valor representa uma leve redução em relação à estimativa de 2023, reflexo da queda nos preços do gás natural e da inclusão de instalações abandonadas nas estimativas atualizadas (AIE, 2025).

- especificações técnicas para equipamentos, proibição ou limitação de práticas emissoras (por exemplo, ventilação), entre outros.
- ii. **Medidas de desempenho:** estabelecem um padrão de desempenho obrigatório para os regulados, mas não determinam como a meta deve ser atingida. Elas podem ser estabelecidas em uma escala ampla (por exemplo, padrões de desempenho em toda a instalação) ou em uma escala mais limitada (por exemplo, padrões de desempenho para eficiência de queima).
 - iii. **Medidas econômicas:** incentivam a ação aplicando taxas ou introduzindo incentivos financeiros para determinados comportamentos. Tais incentivos variam de específicos, como taxas sobre ventilação e queima, ou subsídios diretos para ações de redução de emissões, a medidas mais amplas, que vinculam as reduções de metano a mercados de carbono multissetoriais.
 - iv. **Medidas informativas:** visam melhorar o estado das informações sobre emissões, e podem incluir requisitos para que os regulados estimem, meçam e relatem suas emissões aos órgãos competentes. Tais medidas podem variar desde a simples notificação das fontes e instalações existentes até a elaboração de relatórios detalhados. Esse sistema pode incluir a publicação da lista dos principais emissores ou dados completos de emissões disponíveis para consulta pública, impondo riscos reputacionais aos maiores emissores.

As quatro abordagens apresentadas não são mutuamente excludentes, e na maior parte dos casos, as regulamentações são constituídas de elementos mistos¹⁷.

Segundo o Departamento de Comércio dos EUA (2023), a abordagem e os elementos a serem adotados também variam com as especificidades de cada país. Destacam-se abaixo alguns critérios relevantes para a decisão:

- i. **Facilidade de implementação.** Regulamentações prescritivas bem elaboradas geralmente são mais fáceis de serem implementadas, tanto pelos órgãos reguladores quanto pelas empresas, pois são inequívocas, e a estrutura de comunicação e de conformidade pode ser simples. A maioria das regulamentações existentes sobre redução de metano é prescritiva. Por outro lado, pode ser mais difícil implementar instrumentos econômicos, principalmente se dependerem de fatores externos, como um esquema mais amplo de fixação de preços de carbono ou uma estrutura internacional para compensações.
- ii. **Eficácia.** A efetividade das abordagens varia segundo seus objetivos e desenho. Medidas informativas, embora essenciais para a construção de sistemas robustos de monitoramento e transparência, não geram reduções de emissões de forma direta, servindo como base para instrumentos mais estruturantes. Medidas prescritivas garantem ação padronizada e imediata, sendo úteis quando há clareza sobre as melhores práticas disponíveis. Medidas de desempenho incentivam a busca por soluções técnicas mais eficientes. Já as medidas econômicas, ao internalizar o custo ambiental das emissões, promovem reduções custo-efetivas quando bem calibradas.
- iii. **Necessidade de dados de alta qualidade.** A efetividade de instrumentos regulatórios depende da qualidade e confiabilidade dos dados. Por exemplo, uma taxa sobre queima só terá efeito real se as emissões forem monitoradas com precisão e os dados forem comunicados regularmente às autoridades competentes.
- iv. **Flexibilidade ou rigidez no regime regulatório.** As abordagens prescritivas tendem a ser limitadas às opções tecnológicas existentes quando a regulamentação é finalizada. Por outro lado, as abordagens econômicas e de desempenho permitem que as empresas escolham como cumprir as normas à medida que novas tecnologias são disponibilizadas. No entanto, essas abordagens também acarretam maior carga

¹⁷ Por exemplo, as medidas regulatórias podem incluir um requisito obrigatório de LDAR (uma medida prescritiva), um imposto sobre a queima (uma medida econômica) e uma norma de comunicação que exija que as empresas informem o volume de gás queimado e o resultado específico de cada campanha de LDAR (uma medida informativa).

administrativa para a agência reguladora, exigindo mais capacitação do corpo técnico e o desenvolvimento de sistemas para monitoramento e avaliação, uma vez que cada empresa poderá adotar soluções distintas.

Embora essas sejam considerações comuns na seleção de um regime regulatório, outros fatores relacionados a normas internacionais, dinâmicas de mercado e aceitabilidade das partes interessadas também devem ser levados em conta.

4. IDENTIFICAÇÃO DOS ATORES OU GRUPOS POTENCIALMENTE AFETADOS PELO PROBLEMA

Durante o estudo do problema regulatório foram, preliminarmente, identificados os seguintes atores ou instituições direta ou indiretamente envolvidos no problema:

- **Operadores de exploração e produção de O&G:** Empresas responsáveis pela operação das atividades de E&P em áreas contratadas, que deverão implementar medidas de mitigação das emissões de metano.
- **Operadores de infraestruturas de gás natural:** Empresas responsáveis pela operação de instalações de tratamento, processamento, transporte dutoviário, estocagem subterrânea de gás natural e terminais de GNL, que eventualmente podem ser incluídas nas medidas de mitigação de emissões de metano.
- **Operadores de terminais e bases de derivados de petróleo e gás natural:** Operadores de terminais terrestres ou aquaviários, bases de distribuição e instalações de armazenamento que movimentam produtos provenientes de operações reguladas, que eventualmente podem ser incluídos nas medidas de mitigação de emissões de metano.
- **Refinarias:** Instalações industriais responsáveis pelo refino de petróleo e pela produção de derivados, que podem apresentar fontes relevantes de emissões fugitivas e de processos e, portanto, ser consideradas em eventuais medidas de mitigação de emissões de metano.
- **Prestadores de serviços especializados:** Empresas que fornecem serviços de detecção e reparo de vazamentos, verificação de emissões, consultoria ambiental, projetistas e outros serviços técnicos necessários para o cumprimento dos eventuais requisitos regulatórios.
- **Fornecedores de tecnologia:** Empresas que desenvolvem e comercializam equipamentos para detecção de metano, sistemas de recuperação de vapor, dispositivos pneumáticos de baixa emissão, e outras tecnologias de mitigação.
- **ANP:** Por possuir a competência de regulação e fiscalização, do setor de óleo e gás natural.
- **Ministério de Minas e Energia (MME):** Por ser responsável pela política energética nacional e pela coordenação de ações relacionadas à descarbonização do setor energético.
- **Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA):** Por ser responsável pelas políticas nacionais de meio ambiente e de mudança do clima.
- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** Por ser responsável pela elaboração, sob demanda do MME, de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético. Também foi incumbida, pela Resolução CNPE nº 8/2024, de apresentar ao CNPE propostas de medidas de incentivo à descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

- **Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama):** Por ter competência de exercer o poder de polícia ambiental federal e executar ações de meio ambiente referentes às atribuições federais de licenciamento ambiental, controle da qualidade ambiental, autorização de uso dos recursos naturais e fiscalização, monitoramento e controle ambiental.
- **Órgãos ambientais estaduais:** Por terem competências complementares no licenciamento e fiscalização ambiental, podendo ser afetados pela necessidade de harmonização de procedimentos e requisitos.
- **Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro):** Por ter, entre outras atribuições, a função de acreditar organismos de certificação.
- **Organizações não governamentais:** Entidades da sociedade civil focadas em questões ambientais e climáticas que acompanham e podem influenciar a implementação das políticas de redução de emissões.
- **Comunidades locais:** Particularmente aquelas próximas às instalações de exploração, produção, transporte e refino, que podem ser diretamente afetadas pela melhoria da qualidade do ar e redução de impactos ambientais.
- **Sociedade em geral:** Porque a definição de restrições às emissões de metano relacionadas às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural contribui para a redução do aquecimento global e, consequentemente, melhora a proteção da saúde humana.

A identificação abrangente dos atores afetados é fundamental para orientar o processo de participação social e garantir que todas as perspectivas relevantes sejam consideradas no desenvolvimento da futura regulamentação. Esse processo de identificação, no entanto, não consigna o desenvolvimento de uma regulamentação que abranja, de uma única vez, todos os elos da cadeia de óleo e gás.

Importante registrar que a Resolução CNPE nº 8/2024 apresenta diretrizes direcionadas para a descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, sendo esse o escopo mínimo da regulamentação que se pretende desenvolver. A viabilidade de abranger os demais segmentos será fruto da ponderação dos elementos colhidos a partir da consulta prévia e dos comentários a serem recebidos durante a consulta e a audiência públicas.

5. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo), enumera no seu artigo 1º os objetivos das políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia, entre os quais destaca-se o inciso XVIII: “mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis e da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono”.

O artigo 8º, caput, do mesmo normativo dispõe que a ANP tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural, dos combustíveis sintéticos, dos biocombustíveis, do hidrogênio de baixo carbono e da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono. As atribuições definidas nos incisos I, VII, IX, X, XVII do artigo 8º, estabelecem as bases legais de atuação da ANP para a regulação do tema em análise.

O art. 44 da Lei nº 9.478/1997 e o art. 11, IV, da Lei nº 12.351/2010 (Lei da Partilha) determinam que os contratos firmados e fiscalizados pela ANP devem prever a adoção das melhores práticas da indústria do petróleo. A definição de melhores práticas, por sua vez,

tem evoluído ao longo do tempo. Nos contratos mais recentes (5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão e 3º Ciclo de Oferta Permanente de Partilha), a redução ao máximo de emissões de GEE já foi incorporada ao conceito das melhores práticas, que orienta todas as atividades a serem realizadas pelos operadores.

Por fim, a Resolução CNPE nº 8/2024, artigo 2º, estabelece que a ANP e a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. (PPSA) devem, no âmbito da gestão dos contratos de concessão e partilha de produção, dentro de suas respectivas competências, analisar as melhores opções de desenvolvimento, considerando também a redução da intensidade de carbono do ciclo de vida do ativo, bem como a adoção de medidas mitigadoras para as emissões de gases de efeito estufa.

No que se refere especificamente às emissões de metano, o parágrafo 2º, do artigo 2º, da Resolução do CNPE nº 8/2024, dispõe que:

§ 2º 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.

Quanto às normas internas, entende-se que a Resolução ANP nº 806/2020 está diretamente relacionada ao problema em análise, dado que seu objetivo é regulamentar os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural. Assim, devem ser monitoradas eventuais implicações entre a revisão da Resolução ANP 806/2020 (também prevista na Agenda Regulatória 2025-2026 da ANP) e a regulamentação voltada para a redução das emissões de metano.

A Resolução ANP nº 817/2020, que trata do descomissionamento de instalações de Exploração e de Produção, prevê em seu art. 5º, parágrafo único, que “o contratado deverá dispor de um sistema de gestão de responsabilidade social e sustentabilidade aderente às melhores práticas da indústria do petróleo”, o que contempla ações para a redução das emissões durante essa etapa do contrato.

Por seu turno, a Resolução ANP nº 17/2015, que tem por objetivo aprovar o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção, o Regulamento Técnico da Revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção e o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Pequena Produção está indiretamente relacionada ao problema em estudo. Isso porque os Planos de Desenvolvimento podem ser elementos relevantes para a promoção de projetos cada vez mais sustentáveis. Nesse sentido, a própria Resolução CNPE nº 8/2024, em seu art. 2º *caput*, destaca o papel dos planos de desenvolvimento como instrumento de mitigação de emissões de GEE¹⁸.

Assim, do ponto de vista formal e material, a ANP possui competência legal para atuar sobre o problema regulatório apresentado neste Estudo Preliminar, com base em sua atribuição de regular, contratar e fiscalizar as atividades econômicas integrantes da indústria, conforme disposto no art. 8º da Lei nº 9.478/1997. Além disso, sua atuação se alinha às diretrizes da política pública energética nacional, como definido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A Resolução CNPE nº 8/2024 reforça o papel da Agência ao estabelecer que a redução da intensidade de carbono e das emissões de gases de efeito estufa — com destaque para as emissões fugitivas de metano — deve ser considerada

¹⁸ A este respeito, o Relatório da Resolução CNPE nº 5/2022 (ANP, 2022) já havia identificado, como recomendação interna à ANP, a necessidade de aprimoramento de ambas as resoluções. Para a Resolução ANP nº 806/2020, o estudo recomendou melhorias na regulamentação para aperfeiçoar as atividades de Medição, Reporte e Verificação (MRV) na cadeia de óleo e gás. Além disso, sugeriu o aprimoramento da norma para estabelecer o gerenciamento de perdas de metano, com adoção de práticas de Detecção de Vazamento e Reparo (LDAR). Em relação à Resolução ANP nº 17/2015, o relatório propôs sua revisão para incorporar estratégias regulatórias voltadas à gestão da eficiência energética, à redução de emissões fugitivas e à diminuição da queima (*flaring*), tudo de forma custo-eficiente e com base na adoção das melhores técnicas disponíveis, em uma abordagem de ciclo de vida do ativo.

na gestão dos contratos regulados. Dessa forma, a regulamentação sobre emissões de metano insere-se em um contexto mais amplo de execução de políticas públicas voltadas à descarbonização e à mitigação de impactos ambientais, contribuindo para o alcance de compromissos climáticos nacionais e internacionais assumidos pelo Brasil.

6. CRONOGRAMA

Este Estudo consolida a primeira etapa do planejamento da STM para a regulamentação das emissões de metano. Os principais marcos do cronograma estabelecido encontram-se detalhados na Tabela 1.

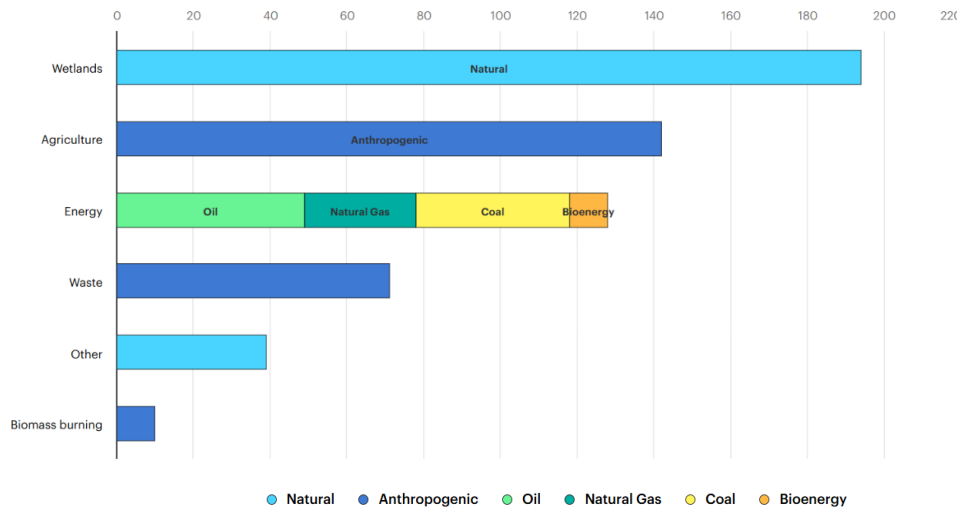
Tabela 1 – Proposta de Cronograma

Etapa	Prazo
Estudo Preliminar (etapa interna)	Agosto de 2025
Estudo Preliminar (etapa externa)	Outubro de 2025
Elaboração do Relatório de AIR	Dezembro de 2025
Elaboração da Minuta de Resolução	Março de 2026
Consulta Pública	Maio-Junho de 2026
Audiência Pública	2º Semestre de 2026
Aprovação/Publicação do Ato Normativo	Dezembro de 2026

Fonte: Elaboração própria.

7. PANORAMA INTERNACIONAL E NACIONAL DAS EMISSÕES DE METANO

De acordo com o *Global Methane Tracker* (AIE, 2024), as emissões globais de metano em 2023 foram estimadas em 580 milhões de toneladas, sendo 40% delas originadas de fontes naturais, e 60% de atividades humanas. No mundo, o setor de energia é a segunda maior fonte das emissões de metano provenientes de atividades humanas, atrás da agricultura, conforme Gráfico 1.

Gráfico 1 – Fontes de emissões de metano (Mt) – 2023

Fonte: Agência Internacional de Energia (2024). Global Methane Tracker 2024. Disponível em: Global Methane Tracker 2024 – Analysis - IEA. Acessado em 07/01/2025.

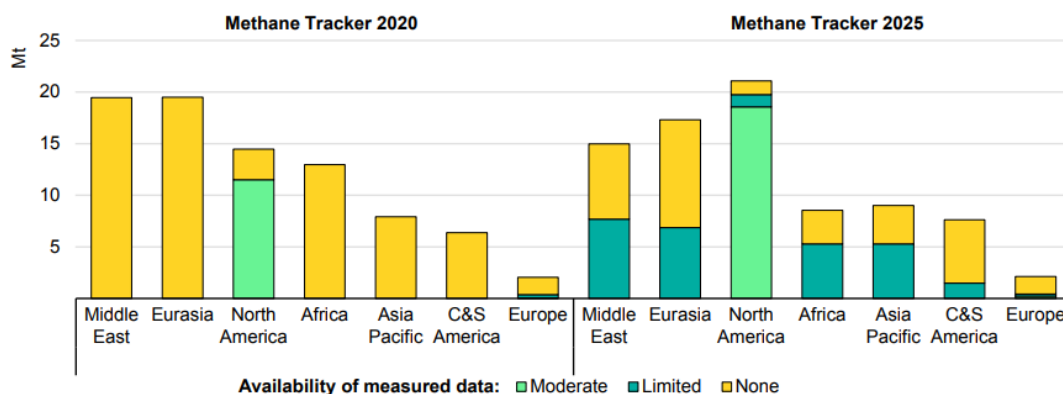
Para o ano de 2024, a Agência Internacional de Energia (AIE, 2025) estimou em cerca de 80 milhões de toneladas as emissões de metano no setor de óleo a gás, sendo a maior parte oriunda das atividades do *upstream*, com 62,5 milhões. Importante apontar que ainda há considerável incerteza quanto ao nível das emissões de metano nas operações de petróleo e gás, devido a lacunas de conhecimento¹⁹ (UNECE, 2019). A AIE (2025) estima que as emissões globais de metano relacionadas à energia podem ser até 80% maiores do que o total reportado pelos países à UNFCCC. Essa diferença é menor em países que submetem inventários regularmente, e nos quais os agentes econômicos reportam emissões com base em medições diretas.

Embora os dados e estimativas existentes possam servir como base para ações de redução das emissões de metano, a melhoria na qualidade dessas informações permitirá uma alocação mais eficiente de recursos e maior confiança nos esforços de mitigação. Por isso, muitos países e empresas estão buscando aprimorar seus relatórios de emissões de metano²⁰.

Em 2024, algumas empresas de petróleo e gás atingiram o nível mais alto de reporte estabelecido pelo Programa da Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), por meio da parceria OGMP 2.0. Atualmente, cerca de 10% das emissões reportadas à OGMP 2.0 se baseiam na categoria mais rigorosa de qualidade de dados (AIE, 2025). Além do quantitativo geral estimado de emissões do setor por região, o Gráfico 2 reflete a evolução em relação à disponibilidade de dados medidos entre os anos de 2020 e 2024.

¹⁹ *Best Practice Guidance for Effective Methane Management in the Oil and Gas Sector Monitoring, Reporting and Verification (MRV) and Mitigation.*

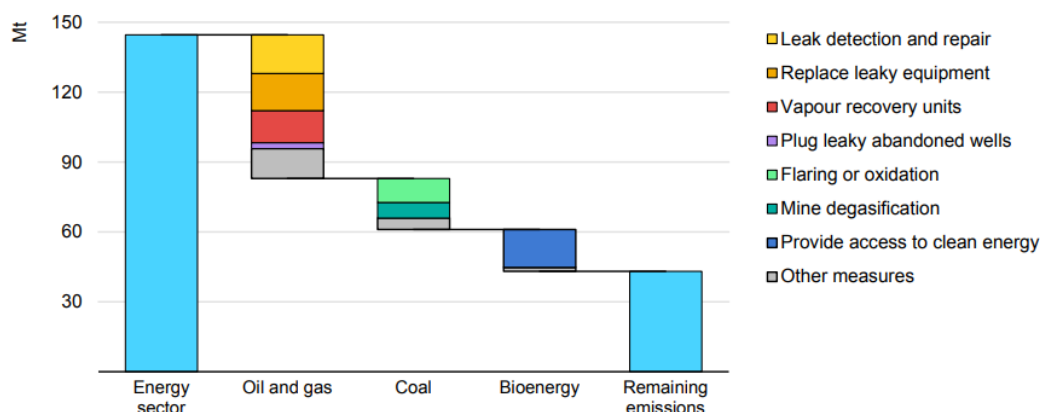
²⁰ Canadá, por exemplo, atualizou recentemente sua metodologia para refletir dados mais precisos, o que resultou em um aumento superior a 35% no volume de emissões fugitivas de petróleo e gás reportadas (AIE, 2025).

Gráfico 2 – Estimativas de emissões de metano provenientes de petróleo e gás e disponibilidade de dados relacionados

Fonte: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025/key-findings>. Acessado em 27/05/2025.

Notas: C&S America = América Central e América do Sul. As estimativas do *Methane Tracker* 2020 referem-se ao ano de 2019. As estimativas do *Methane Tracker* 2025 referem-se ao ano de 2024. A disponibilidade de dados medidos refere-se a estimativas que podem ser derivadas de campanhas de medição direta ou de dados de satélite.

Para a AIE (2025), a implementação de soluções específicas de mitigação do metano no setor de combustíveis fósseis (incluindo carvão) evitaria um aumento de aproximadamente 0,1 °C na temperatura global até 2050, assumindo que a demanda por combustíveis fósseis siga o Cenário de Políticas Declaradas²¹. Ainda de acordo com o relatório, cerca de 35 milhões de toneladas do total de emissões de metano provenientes de petróleo, gás e carvão poderiam ser evitadas sem custo líquido, com base nos preços médios de energia em 2024 (AIE, 2025)^{22,23}. O Gráfico 3 retrata as oportunidades mapeadas pela AIE para reduzir as emissões de metano no setor de energia.

Gráfico 3 – Oportunidades para reduzir as emissões de metano no setor de energia, 2024

Fonte: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025/key-findings>. Acessado em 27/05/2025.

²¹ Mais informações disponíveis em: [Stated Policies Scenario \(STEPS\) – Global Energy and Climate Model – Analysis - IEA](#). Acesso em: 27 mai. 2025.

²² Uma leve redução em relação à estimativa de 2023 da AIE, principalmente devido à queda nos preços do gás e à inclusão de instalações abandonadas nas estimativas.

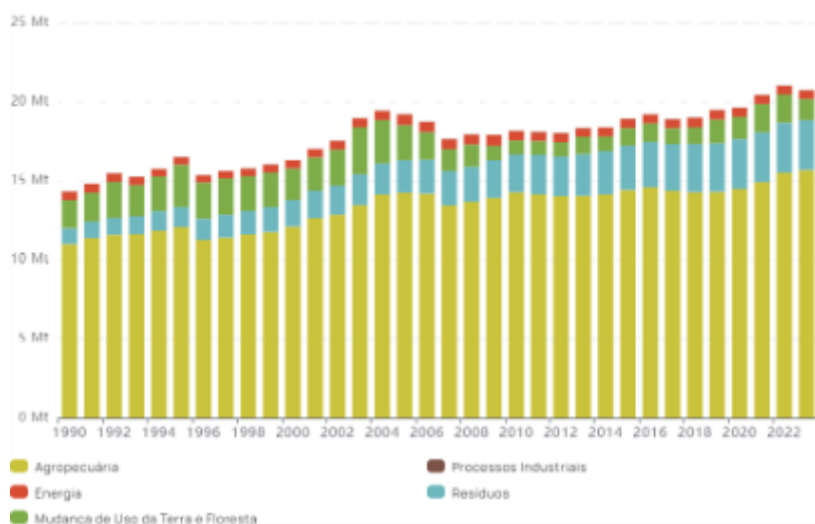
²³ Em 2024, a AIE publicou o Modelo de Mitigação de Metano da AIE, que permite aos usuários estimar o potencial de mitigação do metano no setor de petróleo e gás, bem como o custo associado a essa mitigação, por país, segmento e tecnologia de redução.

Nota: “*Other measures*” incluem melhorias de eficiência, instalação de pistões, captura de *blowdown*, instalação de catalisadores redutores de metano, complementações com emissões reduzidas e captura de emissões de metano provenientes de fluxos de resíduos.

No que se refere ao panorama nacional, o setor de energia é o terceiro em volume de emissões brutas de GEE, com cerca de 18% do total, conforme dados do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG) para o ano de 2023, atrás das mudanças no uso da terra e florestas (46%) e agropecuária (27%). As emissões de exploração e produção, por sua vez, corresponderam a 5,5% do setor energético e 1% do total nacional, naquele mesmo ano. Também é de 1%, de acordo com a EPE²⁴ (2024), a contribuição do Brasil nas emissões do setor energético mundial.

Quando se aplica o destaque para as emissões de metano, a participação do setor nacional de energia é ainda menor, cerca de 2,6%, atrás da agropecuária (75%), dos resíduos (15%) e das mudanças no uso da terra (6%). O Gráfico 4 retrata as emissões de metano do Brasil, por setor de emissão.

Gráfico 4 – Emissões de metano do Brasil por setor



Fonte: Plataforma Seeg. Acessado em 19/03/2025.

Apesar da contribuição relativamente pequena em termos de emissões de metano do setor de energia, o esforço para a redução de emissões é um compromisso que deve engajar todos os setores econômicos e a sociedade em geral. Particularmente no caso do setor de óleo e gás, a manutenção da licença social para operar está intrinsecamente ligada às ações dessa indústria para a mitigação de seu impacto nas emissões de GEE e no aquecimento global.

Importante registrar ainda que, no final de 2024, durante a COP 29, o Brasil apresentou sua nova meta climática²⁵ para 2035. A nova NDC do Brasil indicou um compromisso de reduzir as emissões líquidas de GEE no país de 59% a 67% até 2035, em comparação aos níveis de 2005 — entre 850 milhões e 1,05 bilhão de toneladas de CO₂.

²⁴ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/o-papel-do-setor-de-petroleo-e-gas-natural-na-transicao-energetica>. Acesso em: 27 mai. 2025.

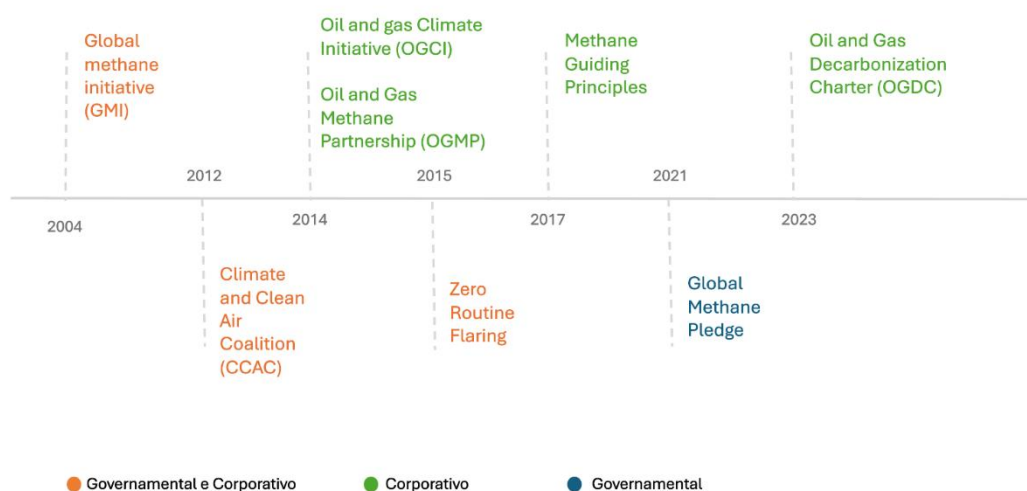
²⁵ Os compromissos climáticos dos países, refletidos em suas NDCs, surgiram a partir do Acordo de Paris, assinado na COP21, em 2015. Os países devem submeter suas NDCs a cada cinco anos, apresentando metas mais ambiciosas a cada atualização.

equivalente²⁶.

8. COMPROMISSOS GLOBAIS PARA REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE METANO

De acordo com a AIE (2025), compromissos e iniciativas sobre redução de metano abrangem aproximadamente 80% da produção global de petróleo e gás natural. A Figura 1 reproduz a linha do tempo das principais iniciativas de redução das emissões de metano, bem como seu alcance (níveis governamentais ou corporativos).

Figura 1 – Linha do tempo das iniciativas de redução de metano



Fonte: Elaboração própria.

A *Global Methane Initiative* (GMI), lançada em 2004, durante a Cúpula do G8, representa uma das primeiras articulações internacionais para enfrentar as emissões de metano. Essa iniciativa estabeleceu as bases para cooperação internacional e transferência de tecnologia, sendo fundamental na disseminação de conhecimento técnico e conscientização global sobre a importância da redução das emissões desse GEE.

Já a *Climate and Clean Air Coalition* (CCAC) representa um marco na abordagem integrada para redução de poluentes climáticos de vida curta. Sua importância transcende a questão climática, pois reconhece os benefícios conjuntos da redução desses poluentes para a qualidade do ar e saúde pública. A CCAC tem sido instrumental na mobilização de recursos financeiros e técnicos, promovendo políticas públicas e ações coordenadas.

Outras duas importantes iniciativas para endereçar os desafios climáticos no setor de petróleo e gás surgiram em 2014, através da colaboração corporativa e estabelecimento de padrões ambientais mais rigorosos. A *Oil and Gas Climate Initiative* (OGCI), composta por 12 das maiores empresas globais do setor de petróleo e gás, concentra seus esforços na melhoria da eficiência energética e no investimento em tecnologias de baixo carbono. Sua

²⁶ Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/noticias/nova-ndc-do-brasil-representa-paradigma-para-o-desenvolvimento-do-pais-diz-marina-na-cop29#:~:text=A%20NDC%20determina%20compromisso%20de,de%20toneladas%20de%20CO%E2%82%82%20equivalente>. Acesso em: 27 mai. 2025.

meta mais ambiciosa, lançada em 2022, intitulada a *Aiming for Zero Methane Emissions Initiative*, estabelece o objetivo de alcançar emissões de metano próximas a zero até 2030, indicando como a liderança corporativa pode definir padrões setoriais elevados.

Paralelamente, o *Oil and Gas Methane Partnership 2.0* (OGMP 2.0) promove a colaboração entre empresas do setor de petróleo e gás por meio do compartilhamento de melhores práticas e tecnologias. Em razão do seu foco na mitigação das emissões de metano no setor de petróleo e gás natural, a Subseção 9.3 do presente Estudo Preliminar se aprofundará na descrição desta iniciativa.

A iniciativa *Zero Routine Flaring by 2030* (ZRF), lançada pelo Banco Mundial em 2015, e administrado pelo fundo fiduciário *Global Flaring and Methane Reduction Partnership* (GFMRP), destaca-se por seu foco na eliminação da queima rotineira de gás, e na emissão evitável de CO₂ e CH₄. Seu objetivo é transformar uma prática industrial historicamente aceita em um compromisso de eliminação total, demonstrando como mudanças operacionais específicas podem gerar, ao mesmo tempo, benefícios ambientais e econômicos.

Por seu turno, a *Methane Guiding Principles*²⁷, de 2017, originalmente formada pela BP, Eni, ExxonMobil, Repsol, Shell, Statoil, Total e Wintershall, e atualmente com 46 membros, incluindo organizações internacionais, não governamentais e acadêmicas, como a Agência Internacional de Energia, OGCI e UNEP, se destacou pela criação de uma estrutura (*framework*) comum que orienta as empresas na implementação de medidas concretas, elevando padrões setoriais de gestão ambiental.

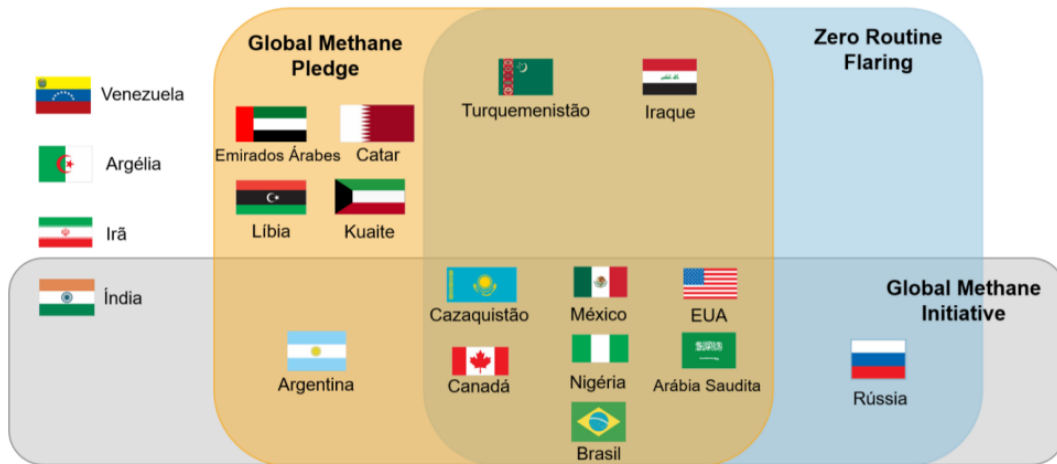
O *Global Methane Pledge*, firmado em 2021 durante a COP26, representa o reconhecimento global do metano como prioridade climática, abrangendo múltiplos setores e estabelecendo metas quantitativas que orientam políticas nacionais e investimentos em tecnologias de mitigação das emissões de metano.

Por fim, a *Oil and Gas Decarbonization Charter* (OGDC), lançada na COP28, estabelece o objetivo de alcançar emissões líquidas nulas de GEE do escopo 1 e 2 decorrentes das operações até 2050, eliminar a queima rotineira de gás até 2030, e alcançar emissões de metano próxima a zero na produção até 2030.

A maior parte dos países produtores de O&G participa de pelo menos uma dessas iniciativas de redução de emissões de metano no setor de petróleo e gás natural. A Figura 2, constante da Nota Técnica da EPE que avaliou os possíveis cenários para descarbonização nas atividades de E&P de petróleo e gás natural, mostra a adesão de alguns dos principais países produtores a essas iniciativas (EPE, 2024).

²⁷ Em 2 de julho deste ano, a iniciativa anunciou seu encerramento, considerando que suas principais atividades transferidas para outras organizações e iniciativas, aproveitando oportunidades de consolidação. Disponível em: <https://methaneguidingprinciples.org/news/announcement-methane-guiding-principles-initiative-to-retain/>. Acesso em: 04 jul. 2025.

Figura 2 – Países signatários das principais iniciativas globais

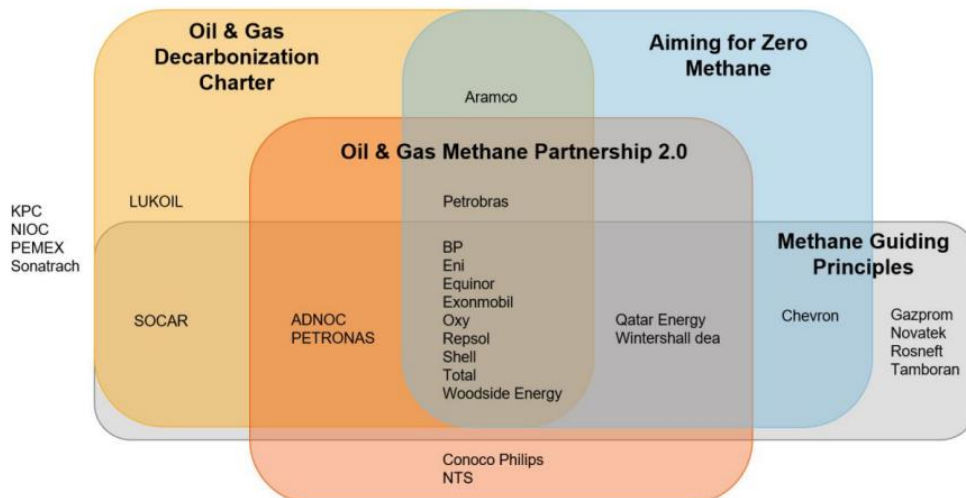


Fonte: EPE (2024).

O Brasil demonstra engajamento multilateral, sendo signatário das três principais iniciativas de nível governamental de redução das emissões de metano: *Global Methane Pledge* (desde 2021), *Global Methane Initiative* (desde 2004) – sendo um dos membros fundadores – e *Zero Routine Flaring* (adesão mais recente, em 2024). Essa participação abrangente coloca o país em uma posição de liderança regional e demonstra alinhamento com os compromissos climáticos internacionais.

A EPE (2024) também mapeou a adesão das empresas às diferentes iniciativas, Figura 3. De acordo com a EPE, o nível de engajamento das empresas nessas ações tende a variar conforme o compromisso corporativo com a sustentabilidade, a influência exercida por investidores e partes interessadas, considerações sobre a reputação e imagem institucional, capacidade técnica e recursos financeiros disponíveis, bem como o interesse em incentivos econômicos subjacentes.

Figura 3 – Empresas signatárias das principais iniciativas globais



Fonte: EPE (2024).

Nota-se, pela Figura 3, que as principais empresas produtoras de petróleo e gás natural no país participam da maioria das iniciativas corporativas. Essa adesão massiva, especialmente à OGMP 2.0, representa elemento facilitador para a implementação das estratégias operacionais e técnicas para a redução das emissões de metano apresentadas na [Seção 10](#).

Apesar do amplo engajamento das empresas que operam no país, é importante destacar que as iniciativas voluntárias da indústria, ainda que bem-vindas, não são um substituto eficaz para padrões legalmente aplicáveis. De acordo com Olczak et al (2022), as iniciativas voluntárias desempenham um papel importante, mas limitado, no enfrentamento das emissões de metano, demandando a intervenção regulatória. É a partir de sistemas mandatórios que se consegue promover (i) a padronização das abordagens, definições e metodologias de medição e quantificação; (ii) a aceitação de custos adicionais eventualmente impostos; e (iii) a integração de estruturas e modelos regulatórios existentes, como os inventários nacionais de GEE.

9. METODOLOGIAS DE QUANTIFICAÇÃO E ESTRUTURAS DE REPORTE DE EMISSÕES DE METANO NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

A quantificação das emissões de metano na indústria de óleo e gás apresenta desafios significativos, decorrentes de múltiplos fatores: o porte econômico das empresas, a complexidade das fontes emissoras (quantidade, variabilidade e intermitência), a influência de fatores ambientais (clima e acesso a áreas remotas), as variações substanciais nos níveis de controle implementados, a falta de capacitação técnica e infraestrutura local, limitações tecnológicas, entre outros.

A ausência de dados confiáveis, por sua vez, é um obstáculo à atuação eficaz dos diferentes agentes. Do lado das empresas, as lacunas informacionais dificultam uma priorização estratégica dos esforços de abatimento; já os formuladores de políticas não conseguem projetar regulamentações direcionadas e eficazes. Nesse contexto, a cadeia de fornecedores também tem poucas informações capazes de provocar uma resposta em termos de oferta de produtos e serviços voltados à contenção das emissões. Os cenários de avaliação dos riscos e efeitos climáticos também ficam prejudicados, assim como o monitoramento do progresso real das iniciativas de redução das emissões. A incerteza em relação aos dados ainda compromete os sistemas de monitoramento, e a adequada responsabilização dos maiores emissores.

A maior parte das empresas ainda utiliza metodologias indiretas para estimar as emissões, como cálculos de engenharia e fatores de emissão, publicados pelo IPCC ou por inventários nacionais. Essas estimativas não refletem a variabilidade e a natureza episódica de muitas fontes, subestimando sistematicamente as emissões reais, especialmente as fugitivas.

No contexto do fortalecimento das estruturas de reporte de emissões, três instrumentos se destacam. Os dois primeiros são padrões metodológicos internacionais amplamente reconhecidos: as Diretrizes do IPCC para Inventários Nacionais de GEE, e o Padrão Corporativo do *GHG Protocol*. O terceiro instrumento é o Programa OGMP 2.0, uma iniciativa voluntária, voltada especificamente para emissões de metano no setor de O&G, que se alinha às abordagens metodológicas anteriores, mas avança ao incentivar a adoção progressiva de medições diretas, com o objetivo de aprimorar a precisão dos dados reportados. Essas três estruturas desempenham papéis distintos e complementares,

formando um ecossistema integrado de referências para a quantificação e gestão das emissões.

As subseções abaixo têm como objetivo explorar, ainda que sem maiores aprofundamentos, as principais características desses instrumentos, destacando suas forças, limitações e aplicabilidades específicas no contexto do setor de petróleo e gás natural.

9.1 Diretrizes do IPCC para inventários nacionais de GEE

As Diretrizes do IPCC (Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima) são um conjunto de orientações técnicas para a preparação e a gestão de inventários nacionais de GEE, componentes fundamentais das obrigações de relato sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC) e o Acordo de Paris. Seu objetivo é fornecer uma metodologia padronizada para que os países possam medir suas emissões, comparar os dados, e contribuir para os esforços globais de mitigação da mudança climática.

O propósito primário das diretrizes é assegurar que os inventários nacionais de GEE possuam cinco características essenciais: consistência, transparência, comparabilidade, completude e precisão (IPCC, 2006). Essas características são essenciais para fortalecer a confiança internacional e avaliar de forma efetiva o progresso na mitigação das mudanças climáticas.

O documento apresenta uma estrutura metodológica robusta que inclui abordagens padronizadas de cálculo e fatores de emissão baseados em evidências científicas. A estrutura abrange setores emissores e sumidouros antropogênicos de GEE, organizados em quatro categorias principais: (i) Energia (incluindo as emissões do setor de petróleo e gás natural), (ii) Processos Industriais e Uso de Produtos (IPPU), Agricultura, (iii) Florestas e Outros Usos da Terra (AFOLU), e (iv) Resíduos. Cada setor possui orientações específicas que refletem suas características particulares e desafios de mensuração.

No âmbito da estrutura das Diretrizes do IPCC, as emissões de metano provenientes do setor de óleo e gás natural são categorizadas dentro do setor de Energia, mais especificamente na categoria "1.B.2 Emissões Fugitivas de Combustíveis - Óleo e Gás Natural" (IPCC, 2006; IPCC, 2019). As metodologias do IPCC abrangem toda a cadeia do petróleo e gás natural, desde a exploração e produção até a distribuição, garantindo a consideração de todas as fontes potenciais de emissão.

As Diretrizes do IPCC são periodicamente atualizadas para incorporar novos conhecimentos científicos, avanços tecnológicos e práticas aprimoradas de mensuração. A versão mais abrangente até o momento é a publicada em 2006 (IPCC, 2006). Em 2019, as diretrizes foram complementadas, atualizando setores específicos sem substituir integralmente o documento original (IPCC, 2019). Essa abordagem evolutiva permite que a metodologia permaneça relevante enquanto preserva a consistência histórica necessária para análises de tendências de longo prazo.

Uma característica fundamental das Diretrizes do IPCC é sua estruturação metodológica em níveis hierárquicos, conhecida como abordagem *Tier*. A abordagem em níveis funciona como uma escada metodológica, em que cada degrau superior representa o uso de métodos mais sofisticados, detalhados e precisos para a quantificação de emissões. Essa estrutura hierárquica não apenas acomoda a diversidade de circunstâncias nacionais, mas também estabelece um caminho claro para aprimoramento contínuo dos inventários ao longo do tempo.

O sistema *Tier* está relacionado ao grau de complexidade metodológica e ao nível de detalhamento exigido para os cálculos de emissões, conforme descrição abaixo, que já

aborda algumas atividades do setor de óleo e gás (IPCC, 2000a; 2010b):

- **Tier 1:** Este nível representa a abordagem mais simples para estimar as emissões. Utiliza dados nacionais agregados, como o volume de produção de petróleo ou gás natural, multiplicados por fatores de emissão padrão do IPCC. Esses fatores são frequentemente agregados, combinando múltiplas fontes emissoras dentro de uma mesma etapa do processo.
- **Tier 2:** Este nível exige que os países desenvolvam fatores de emissão específicos para a realidade nacional, baseados em estudos e dados que reflitam as tecnologias e práticas operacionais predominantes no país em questão. Isso implica um trabalho mais detalhado, que pode envolver a desagregação dos dados de produção *onshore* e *offshore*, por exemplo.
- **Tier 3:** Adota uma abordagem mais precisa. Envolve o uso de dados altamente desagregados, potencialmente chegando ao nível de instalações individuais ou equipamentos específicos. Pode incorporar modelos de simulação de processos ou integrar dados obtidos através de campanhas de medição direta. Por exemplo, os dados de medição de um dispositivo pneumático específico podem ser utilizados para desenvolver fatores de emissão precisos ou para estimar diretamente as emissões dessas fontes particulares.

O IPCC recomenda priorizar a utilização do nível *Tier 3*, que resulta em estimativas de emissões mais precisas. No entanto, nem sempre isso é possível, devido à indisponibilidade de estatísticas de produção detalhadas e dados de infraestrutura. A abordagem *Tier 1* é suscetível a incertezas e pode apresentar erros de uma ordem de grandeza ou mais. Dessa forma, ela só deve ser usada quando as alternativas não estão disponíveis.

9.2 Greenhouse Gas (GHG) Protocol

Outra referência importante é o *GHG Protocol*, uma metodologia estabelecida pelo *World Resources Institute* (WRI) e pelo *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD), que desenvolveu padrões, ferramentas e treinamentos para contabilização e registro de emissões de GEE para empresas e governos (WRI e WBCSD, 2024). A metodologia tem como objetivo orientar as organizações para que quantifiquem suas emissões com precisão, estabeleçam metas tangíveis de redução, e comuniquem seu desempenho ambiental de maneira transparente e consistente (WRI e WBCSD, 2004).

Diferentemente das Diretrizes do IPCC, que se concentram na elaboração de inventários nacionais, o *GHG Protocol* direciona seu foco para as emissões associadas a entidades individuais, como empresas, organizações e cidades. Essa abordagem centrada no agente emissor específico permite uma granularidade maior na análise e gestão das emissões.

Um dos conceitos fundamentais do *GHG Protocol* é a categorização das emissões em três “escopos” distintos, detalhados na sequência, que permite às organizações diferenciar fontes de emissões diretas e indiretas, e garantir um relato abrangente, evitando a dupla contagem (WRI; WBCSD, 2004):

- **Escopo 1: Emissões diretas de fontes que são de propriedade ou estão sob o controle da organização.** São as emissões provenientes de fontes diretamente pertencentes ou controladas pela empresa. Para uma empresa de óleo e gás (O&G), as emissões do Escopo 1 são as mais significativas e incluem todos os GEEs liberados diretamente em suas operações
- **Escopo 2: Emissões indiretas, que são consequência das atividades da**

empresa que reporta as emissões, mas são de propriedade ou controladas por uma terceira parte. Emissões indiretas provenientes da geração de energia comprada e consumida pela organização. Essas emissões provêm da eletricidade, vapor ou resfriamento adquiridos de fornecedores externos, mas consumidos pela empresa.

- **Escopo 3: Outras emissões indiretas que são consequência das atividades da empresa, mas ocorrem em fontes que não são de propriedade ou diretamente controladas pela empresa.** Esta é a categoria mais ampla, abrangendo todas as outras emissões indiretas que ocorrem na cadeia de valor de uma empresa, tanto a montante quanto a jusante. Inclui uma variedade de atividades, como emissões de viagens de negócios, descarte de resíduos, transporte de produtos e toda a cadeia de suprimentos (WRI e WBCSD, 2011).

Os métodos de estimativa podem ser categorizados por natureza técnica e por abordagem espacial e, apesar de diferentes, são complementares. Em relação à natureza técnica, os métodos são classificados em diretos ou indiretos. Os métodos diretos realizam medição real da emissão de metano (vazão e/ou concentração) e são aplicados ao nível da fonte; já os métodos indiretos estimam as emissões sem medi-las diretamente, a partir de fatores de emissão ou simulações.

Em relação à abordagem espacial, os métodos são classificados em *bottom-up* e *top-down*. O método *bottom-up* parte da medição ou estimativa de fontes individuais (equipamento, unidade ou componente), cujas emissões são somadas para fazer o inventário total da instalação ou da empresa. O método *top-down* baseia-se em medições atmosféricas agregadas, que captam a pluma total emitida por uma instalação ou região e utilizam modelos inversos para estimar a fonte e a taxa de emissão.

O *GHG Protocol* encoraja as empresas a usarem os métodos que melhor reflitam suas fontes específicas e realidade operacional, e a priorizar esforços nas fontes de emissão mais significativas. Também enfatiza a importância de documentar as metodologias usadas e as fontes dos fatores de emissão ou dados de medição (WRI e WBCSD, 2004).

Em suma, o *GHG Protocol* é uma ferramenta essencial para empresas e organizações que buscam entender, medir e gerenciar suas emissões de GEE. Ao fornecer uma abordagem padronizada para a contabilização das emissões, ele ajuda as organizações a avaliar seu impacto ambiental, implementar estratégias de redução de emissões e engajar-se em esforços globais para mitigar as mudanças climáticas. Seja para conformidade regulatória, metas internas de sustentabilidade ou reporte para partes interessadas, o *GHG Protocol* oferece uma abordagem relevante para uma ação climática eficaz.

9.3 Parceria de Metano de Petróleo e Gás 2.0 (OGMP 2.0)

A OGMP 2.0 é uma iniciativa internacional coordenada pela UNEP (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente) em conjunto com a CCAC (Coalização Clima e Ar Limpo). Lançada em 2020 como uma evolução da versão original de 2014, a OGMP 2.0 define uma estrutura de reporte abrangente, permitindo o acompanhamento do desempenho e progresso entre as diferentes empresas do setor de óleo e gás que participam da iniciativa.

Atualmente, a parceria conta com a adesão de mais de 150 empresas com ativos em mais de 90 países, representando mais de 42% da produção global de petróleo e gás natural²⁸. Essa ampla participação demonstra o compromisso do setor com a redução das emissões de metano e com a contribuição para os esforços globais de mitigação das

²⁸ Disponível em: <https://www.ogmpartnership.org/our-member-companies>. Acesso em: 16 mai. 2025.

mudanças climáticas.

O propósito central da OGMP 2.0 é aprimorar a precisão, completude e transparência do relato de emissões de metano na indústria de óleo e gás natural, viabilizando assim ações de mitigação direcionadas e a verificação de progresso mensurável e confiável (UNEP e CCAC, 2020).

Como parte desses esforços, a parceria desenvolveu “Documentos de Orientação Técnica (TGDs)” para cada uma das principais fontes de emissões. Esses documentos utilizam como referência metodologias consolidadas internacionalmente, como o *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry* (API/ICF), as diretrizes do IPCC, os protocolos da EPA (*Environmental Protection Agency* dos EUA), além de publicações do OGCI (*Oil and Gas Climate Initiative*) e normas da ISO aplicáveis à quantificação de emissões fugitivas e de processo, oferecendo uma fundamentação técnica para estimativas mais precisas e harmonizadas de emissões de metano, alinhadas às melhores práticas reconhecidas globalmente.

A iniciativa OGMP 2.0 representa uma mudança paradigmática fundamental na abordagem de quantificação de emissões. Atualmente, o setor opera majoritariamente com fatores de emissão genéricos e metodologias *bottom-up* convencionais. A OGMP 2.0 propõe uma transição para um sistema de quantificação fundamentado em medições diretas e análises em nível de fonte específica, contemplando ativos em operação e ativos não-operacionais, como os poços abandonados, por exemplo. A cobertura inclui os segmentos de *upstream*, *midstream* e *downstream*.

A estrutura proposta pela OGMP 2.0 permite a identificação precisa das principais fontes de emissão de metano, a implementação de tecnologias de medição apropriadas às características específicas de cada fonte, e a reconciliação criteriosa entre diferentes abordagens metodológicas, especialmente entre métodos *bottom-up* e *top-down*.

A OGMP 2.0 propõe cinco níveis de relato, que representam estágios progressivos de sofisticação metodológica e precisão na quantificação de emissões (UNEP; CCAC, 2020). Essa gradação, brevemente apresentada abaixo, permite às empresas uma evolução sistemática e planejada de suas capacidades de monitoramento.

- **Nível 1:** Empresas possuem informações limitadas e relatam emissões baseadas em fatores de emissão genéricos consolidadas por ativo (similar ao *Tier 1* do IPCC ou nível mais básico do *GHG Protocol*). Representa o ponto de partida.
- **Nível 2:** Empresas relatam com base em fatores de emissão genéricos, mas a partir de categorias de emissão (ventilação, fugitiva ou combustão incompleta).
- **Nível 3:** Empresas começam a incorporar fatores de emissão por fonte (válvulas, bombas, etc.). Isso envolve identificar as fontes principais e potencialmente usar alguns dados limitados de medição ou cálculos de engenharia para refinar estimativas para essas fontes (movendo-se em direção ao Nível 2/3 do IPCC ou cálculos aprimorados do *GHG Protocol*). Um requisito chave no Nível 3 é relatar apenas ativos operados.
- **Nível 4:** Este é o nível alvo para ativos operados. As empresas devem relatar emissões com base em medições em nível de fonte e cálculos específicos de engenharia. Isso requer campanhas abrangentes de medição direta visando todas as fontes materiais de emissão de metano (ventiladas, fugitivas, combustão incompleta), usando tecnologias apropriadas. Emissões fugitivas devem ser quantificadas por meio de programas sistemáticos de LDAR.
- **Nível 5:** Este nível se baseia no Nível 4, exigindo reconciliação do inventário *bottom-up* em nível de fonte (do Nível 4) com medições em nível da instalação (ex: usando levantamentos por drones, medições por aeronaves ou sensores fixos). A combinação de métodos *bottom-up* e *top-down* permite reconciliar dados de

diferentes escalas, e ajuda a identificar fontes anteriormente desconhecidas, aumentando a confiabilidade das estimativas. Essa abordagem integrada valida resultados e reduz incertezas. Com isso, obtém-se uma estimativa mais precisa das emissões reais de metano. O Nível 5 também exige o relato de emissões de *joint ventures* não operadas (*Non-Operated Joint Ventures* – NOJVs), visando a cobertura completa do portfólio de ativos.

As empresas que aderem à OGMP 2.0 devem submeter um plano de implementação abrangente que inclua: (i) metas corporativas de redução de emissões, (ii) ano-base definido para comparação, (iii) cronograma para atingir os Níveis 4 e 5, (iv) compromissos específicos para ativos operados e não operados e (v) marcos intermediários e estratégias de mitigação. Também se comprometem a alcançar o relato de Nível 3/4 para todos os ativos operados em três anos e o Nível 5 (incluindo intenções de relato de NOJV) em cinco anos (UNEP; CCAC, 2020).

A OGMP 2.0 também requer o desenvolvimento de planos corporativos de mitigação, com metas mensuráveis, indicadores de desempenho e prazos definidos, que devem contemplar: (i) implementação de programas LDAR, (ii) modernização tecnológica de ativos emissores, (iii) substituição ou *retrofit* de equipamentos críticos, como válvulas e compressores e (iv) eliminação da ventilação não emergencial.

O programa exige transparência metodológica abrangente, com documentação de premissas, incertezas e limitações técnicas. Os dados reportados passam por avaliação técnica independente, conduzida por revisores qualificados e parceiros institucionais. Ao priorizar dados reais, medição direta e melhoria contínua, o programa contribui para reduzir as emissões de GEE e estabelece uma abordagem metodologicamente rigorosa e operacionalmente viável para quantificação e gestão de emissões de metano no setor de óleo e gás natural.

9.4 Comparação entre as estruturas de relatórios de emissões: Diretivas do IPCC vs. GHG Protocol vs. OGMP 2.0

Embora as três estruturas – Diretrizes do IPCC, *GHG Protocol* e OGMP 2.0 – tratem da quantificação e relato de emissões de gases de efeito estufa, elas diferem em seu propósito, escopo, granularidade, abordagem metodológica e nível de prescritividade, particularmente em relação às emissões de metano do setor de óleo e gás natural.

Enquanto a OGMP 2.0 atua diretamente no setor de petróleo e gás, com foco operacional sobre emissões de metano, as Diretrizes do IPCC têm caráter científico, voltado para a avaliação e consolidação do conhecimento global sobre as mudanças do clima. Já o *GHG Protocol* se posiciona como a metodologia corporativa mais amplamente adotada para contabilização e relato de emissões de GEE, servindo como base para inventários organizacionais de emissões nos setores público e privado (WRI; WBCSD, 2004).

A Tabela 2 traz um resumo comparativo entre as Diretivas do IPCC, o *GHG Protocol* e a OGMP 2.0.

Tabela 2 - Resumo Comparativo das Diretivas do IPCC, GHG Protocol e OGMP 2.0

Aspecto	Diretrizes do IPCC	<i>GHG Protocol</i>	OGMP 2.0
Propósito Principal	Metodologia técnica para inventários nacionais	Contabilização corporativa de emissões	Quantificação e reporte no setor de óleo e gás
Gases de Efeito Estufa (GEE)	Todos os GEE	Todos os GEE	Metano (CH ₄) especificamente

Escopo	Nacional	Corporativo e Organizacional	Setorial
Público-Alvo	Todos os setores da economia	Todos os setores empresariais e governamentais	Apenas empresas do setor de óleo e gás
Hierarquia metodológica	3 níveis (<i>Tiers</i> 1, 2 e 3)	3 escopos (1, 2 e 3)	5 níveis (1 a 5)
Referência Metodológica	<i>Publicações técnicas do IPCC</i>	Padrão corporativo do Protocolo GHG	Documentos de Orientação técnica (TGDs)
Granularidade	Agregada por setor nacional e processo (energia/produção, energia/transporte)	Agregada por escopo (emissões diretas e indiretas por atividade)	Agregada por categoria (venting, fugitivas e flaring) e por tipo de fonte.
Reconciliação	Não aplicável	Não aplicável	Obrigatória no Nível 5
Frequência de Reporte	Anual (inventários nacionais)	Definida pela empresa	Anual com planos de implementação
Verificação	Por revisores nacionais/internacionais	Opcional (terceira parte)	Avaliação técnica independente obrigatória
Requisitos de Medição	Opcional (preferível no <i>Tier</i> 3)	Incentivada mas não obrigatória	Obrigatória nos níveis superiores (4-5)
Cobertura de Ativos	Todas as fontes no território nacional	Ativos próprios, controlados e cadeia de valor	Ativos operados e não-operados (incluindo NOJVs)
Compromisso atendido	UNFCCC e Acordo de Paris	Voluntária (base para regulamentações)	Voluntária (compromisso setorial)

Fonte: Elaboração própria.

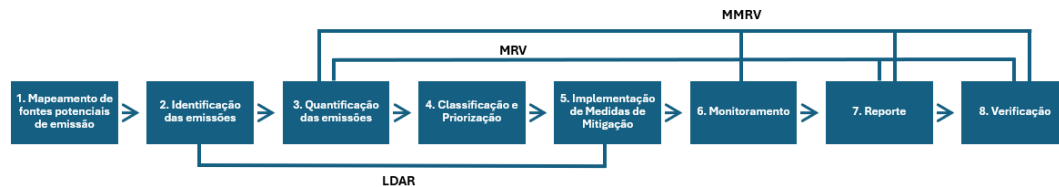
10. ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS E TÉCNICAS PARA A REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE METANO

Na Seção 9 foram apresentadas as principais estruturas e metodologias utilizadas para o reporte de emissões de gases de efeito estufa: as Diretrizes do IPCC, o *GHG Protocol* e o OGMP 2.0. Nesta seção, serão detalhadas as etapas recomendadas por boas práticas internacionais consolidadas, conforme orientações das estruturas citadas, e por normas técnicas reconhecidas, como a ISO 14064-1 (inventários de GEE) e a ISO 28461 (monitoramento e controle de vazamentos) e descritas, ainda que resumidamente, as tecnologias atualmente disponíveis para identificação, quantificação e controle das emissões. Também serão apresentadas considerações sobre quatro instrumentos complementares fundamentais para a gestão das emissões: o programa de detecção e reparo de vazamentos (LDAR), a estrutura de medição, reporte e verificação (MRV), a abordagem ampliada que incorpora o monitoramento contínuo às etapas anteriores (MMRV) e a parceria global para redução de queima e metano (GFMV).

10.1 Etapas para a redução eficaz de emissões

As etapas para a implementação de estratégias de mitigação das emissões de metano podem ser visualizadas na Figura 4 e serão detalhadas a seguir.

Figura 4 – Etapas de implementação de estratégias de mitigação de emissões de metano



Fonte: Elaboração própria

10.1.1 Mapeamento de fontes potenciais de emissões

Essa etapa tem como objetivo a identificação de fontes específicas de emissão dentro dos limites operacionais da empresa. Esse deve ser o primeiro passo para a elaboração de qualquer inventário corporativo de emissões, e se resume ao levantamento de todos os pontos possíveis de emissão que devem ser considerados (ISO 14064). Essa etapa não é somente uma boa prática, mas um requisito fundamental para garantir a completude, precisão e rastreabilidade no controle de emissões. Deve ser atualizada periodicamente, conforme cronograma definido pela empresa e seguir os seguintes passos:

- ✓ Levantamento documental e de projeto – listagem de equipamentos, diagramas de tubulação e instrumentação, relatórios operacionais anteriores e outros documentos pertinentes,
- ✓ Classificação das fontes – as fontes devem ser classificadas em fugitivas, ventilação e combustão incompleta.
- ✓ Inspeção em campo – comparação da documentação com a realidade operacional e atualização, quando necessário; listagem de componentes acessíveis e não acessíveis; devem ser usados checklists padronizados por tipo de instalação (os TGDs da OGMP especificam bem essa parte).
- ✓ Georreferenciamento – Localização física dos pontos de emissão para futuras inspeções e rastreabilidade, usando ferramentas como GIS, drones e marcações em plantas digitais.
- ✓ Criação da base de dados e fontes – cadastro de cada tipo de fonte potencial usando um identificador único (ID).

10.1.2 Identificação das emissões

Tem como objetivo confirmar a presença de emissões – sem ainda realizar sua quantificação –, a partir de uma varredura nas fontes potenciais mapeadas na etapa anterior. As principais tecnologias existentes para detecção serão descritas a seguir.

- Câmeras Infravermelhas (OGI - *Optical Gas Imaging*): Câmeras que detectam metano com base na absorção de radiação em comprimentos de onda específicos. A partir dessas câmeras é possível visualizar diretamente a pluma de gás. As câmeras permitem uma varredura de grandes áreas e se aplicam a ativos operando com grandes pressões.
- Detectores portáteis (*Sniffers*): São sensores que detectam a concentração local

de metano em parte por milhão (ppm). São aplicados diretamente, próximos aos potenciais pontos de vazamento, como válvulas, conexões, selos de bombas e flanges. Podem ser utilizados de forma complementar às câmeras OGI, pois não permitem uma detecção visual. Esses sensores podem ser do tipo Semicondutores, Catalíticos e Sensor Infravermelho Não Dispersivo (NDIR).

- Drones (UAV – *Unmanned Aerial Vehicles*): Veículos aéreos não tripulados equipados com sensores especializados, que permitem realizar varreduras aéreas em locais de difícil acesso, linhas de dutos elevadas, tanques, unidades de compressão e áreas amplas, com baixo risco operacional e alta mobilidade. As principais tecnologias de sensores são a Espectroscopia por Absorção com Laser de Diodo Sintonizável (TDLAS), Mini NDIR e Espectroscopia de Decaimento em Cavidade Óptica (CRDS). Os dados obtidos podem ser georreferenciados diretamente quando equipados com GPS, e a leitura de dados pode ser feita em tempo real, ajudando na tomada de decisão em campo. A utilização pode ser limitada por variações climáticas e limitações regulatórias do espaço aéreo.
- Veículos instrumentados (*Mobile Surveys*): Veículos equipados com sensores (CRDS, TDLAS e NDIR) de alta precisão. São indicados para detecção de superemissores em áreas amplas, como parques industriais, e para verificação em áreas remotas e ao longo de gasodutos. Podem sofrer interferência de outras fontes móveis (escapamento de outros veículos).
- Câmeras multiespectrais: Capturam imagens em múltiplas bandas espectrais utilizando Espectroscopia Infravermelha por Transformada de Fourier (FTIR), Infravermelho de Onda Média e Longa (MWIR/LWIR), e utilizam algoritmos de inteligência artificial para identificar plumas e algoritmos de processamento para diferenciar o CH₄ de vapor d'água, CO₂ e poeira. É uma tecnologia nova, com foco em automação, precisão espectral e cobertura contínua. São bastante promissoras dentro dos conceitos de LDAR 2.0 e monitoramento contínuo.
- Sensores fixos: Instalados em posições fixas e permanentes na planta industrial, geralmente em lugares estratégicos, onde há maior probabilidade de emissão, como em módulos de compressão, tanques, válvulas de segurança, *flares*, áreas confinadas etc. Utilizam técnicas espectroscópicas, como as já citadas NDIR, TDLAS, sensores eletroquímicos e semicondutores e sistemas espectroscópicos integrados. São fundamentais para um monitoramento contínuo, fornecendo dados em tempo real, permitindo a detecção rápida de anomalias, facilitando respostas imediatas a eventos de emissão (ICL,2023).
- Sensores remotos: Instalados à distância, como em torres ou estruturas elevadas, e detectam emissões baseados em imageamento ou feixes ópticos. Conseguem monitorar áreas amplas com poucos pontos de instalação. Utilizam TDLAS com feixe cruzado, FTIR remoto e Espectroscopia Óptica de Absorção Diferencial (DOAS).

10.1.3 Quantificação das emissões

Essa etapa tem como objetivo determinar quantitativamente os vazamentos ou emissões operacionais, utilizando normalmente as unidades kg/h (quilogramas por hora), m³/h (metros cúbicos por hora) ou t/ano (toneladas por ano). Abaixo, são apresentados os principais métodos utilizados:

(a) Métodos Diretos

- Amostrador de alto fluxo (*Hi-flow Sampler*): Essa técnica consiste em encapsular a fonte de vazamento e medir simultaneamente a concentração de metano e a

vazão do ar, permitindo o cálculo direto da taxa de emissão. Apresenta boa precisão, mas exige acesso físico direto ao ponto de emissão. É aplicável a componentes como válvulas, flanges e selos de bombas. Não é recomendada para grandes vazamentos devido à limitação de capacidade do equipamento.

- Câmeras infravermelho com quantificação (QOGI): São similares às câmeras OGI utilizadas para identificação visual de plumas, mas possuem módulo adicional de quantificação acoplado (como o FLIR QL320). Esse equipamento aplica algoritmos para estimar a taxa de emissão com base na densidade da pluma, velocidade do vento e distância até a fonte. Possuem uma precisão menor que o amostrador, mas permitem uma quantificação visual remota e são úteis para locais de difícil acesso.
- Métodos com volumes conhecidos (*bagging*): É uma técnica consagrada na indústria, que envolve encapsular a fonte de emissão com uma bolsa ou câmara e medir o tempo para enchimento com gás. A concentração interna é então analisada, permitindo calcular a emissão volumétrica com boa precisão. É amplamente utilizada para fontes pequenas e acessíveis.
- Sensores a laser e sensores ópticos com fluxo (TDLAS, CRDS): Realizam a leitura direta da concentração de metano e da vazão de ar simultaneamente, com elevada precisão. Alguns sistemas são integrados a anemômetros ou conectados a plataformas de modelagem. Muitos permitem monitoramento contínuo. São aplicáveis em dutos, queimadores, tanques e áreas abertas onde a pluma seja detectável.
- Mapeamento espacial de concentração: Estimam as emissões totais de metano com base em medições atmosféricas externas, capturando a concentração do gás na atmosfera ao redor da instalação. A partir desses dados são aplicados modelos físicos e estatísticos inversos para reconstruir as emissões na fonte. Pode ser realizado por meio de drones equipados com sensores de alta sensibilidade (TDLAS, NDIR e CRDS), aeronaves tripuladas (aviões pequenos ou helicópteros), que podem embarcar sistemas de detecção e medição por luz (LiDAR – *Light Detection and Ranging*), FTIR e sensores CRDS) ou satélites, que empregam imageamento hiperespectral e espectrômetros operando em SWIR (*Short-Wave Infrared*).

(b) Métodos Indiretos

- Estimativa com base em fatores de emissões: As emissões são estimadas a partir de parâmetros secundários, como atividade operacional, características dos equipamentos e dados históricos de operação. Os fatores de emissão podem ser classificados em três categorias:
 - Fatores genéricos publicados: Fatores médios obtidos a partir da literatura técnica, que estabelecem uma relação entre dados operacionais e a quantidade média de metano emitida. Exemplos incluem fatores do IPCC, EPA, OGMP TGDs e API *Compendium*.
 - Fatores específicos de fabricantes: Derivam de testes padronizados e especificações técnicas realizados pelos próprios fabricantes dos equipamentos (válvulas, compressores e controladores pneumáticos).
 - Fatores baseados em monitoramento operacional: Construídos a partir da análise de dados históricos de operação da própria instalação, refletindo perdas médias identificadas ao longo do tempo.
- Cálculos de engenharia: Utilizam equações físicas, termodinâmicas e de vazão, aplicadas às condições conhecidas do processo, como pressão, temperatura,

diâmetro de orifício e propriedades do gás. Um método muito utilizado é o balanço de massa, que estima as perdas pela diferença do que entra e sai de um sistema. São especialmente úteis para estimar emissões pontuais em sistemas pressurizados ou ventilação controlada.

- Simulação de processo e modelagem: As emissões são estimadas a partir de modelos computacionais, que simulam as condições operacionais da planta prevendo perdas e emissões com base em balanço de massa e energia. Esse modelo permite realizar a reconciliação de emissões estimadas com dados medidos. As ferramentas mais usadas são a Aspen HYSYS, Aspen Plus e API *Simulators*.
- Modelos inversos: A partir dos dados de concentração de metano obtidos a partir do mapeamento utilizando drones, pequenas aeronaves ou satélites, e da coleta de dados atmosféricos (velocidade e direção do vento, temperatura do ar, pressão atmosférica, umidade relativa, turbulência e altura da camada limite atmosférica), os modelos inversos são empregados para estimar as emissões com base na dispersão observada. Os dados atmosféricos podem ser obtidos por estações meteorológicas locais, radiossondas meteorológicas, modelos regionais e globais ou sensores meteorológicos embarcados em drones e aeronaves.

A Tabela 3 faz um comparativo entre os métodos de quantificação, classificando-os quando à natureza técnica e à abordagem espacial.

Tabela 3 – Comparativo entre os métodos de quantificação

Método	Natureza técnica	Abordagem espacial
Amostrador de alto fluxo (<i>Hi-flow Sampler</i>)	Direto	<i>Bottom-up</i>
Câmeras infravermelho com quantificação (QOGI)	Direto	<i>Bottom-up</i>
Métodos com volumes conhecidos (<i>bagging</i>)	Direto	<i>Bottom-up</i>
Sensores a laser e sensores ópticos com fluxo (TDLAS, CRDS)	Direto	<i>Bottom-up</i>
Mapeamento espacial de concentração (drones, aeronaves e satélites)	Direto	<i>Top-down</i>
Estimativa com base em fatores de emissões	Indireto	<i>Bottom-up</i>
Cálculos de engenharia	Indireto	<i>Bottom-up</i>
Simulação de processo e modelagem	Indireto	<i>Bottom-up</i>
Modelos inversos	Indireto	<i>Top-down</i>

Fonte: Elaboração própria

10.1.4 Classificação e priorização

A classificação e a priorização dos vazamentos identificados e quantificados têm como objetivo a avaliação da relevância técnica, ambiental e econômica de cada caso, permitindo a elaboração das estratégias de priorização de correção e de abordagem. Seguem abaixo alguns critérios que devem ser utilizados para realizar essa classificação e elaboração da matriz de prioridades:

- Vazão e taxa de emissão – Critério direto e objetivo; quanto maior a emissão (ex: kg/h), maior a prioridade.

- Tipo e criticidade da fonte – Fontes com histórico de recorrência ou maior risco operacional devem ter maior prioridade. Os equipamentos mais críticos, de uma forma geral são: válvulas de segurança, selos de compressores, tochas (*flares*) mal reguladas e controladores pneumáticos.
- Risco de segurança e integridade – Vazamentos próximos a fontes de ignição, equipamentos sob pressão, ou zonas confinadas elevam o risco de explosão ou contaminação.
- Custo-benefício da mitigação – Avaliar o custo do reparo ou substituição em relação à economia associada à redução da perda de gás e emissões evitadas. Inclui também ganhos reputacionais ou regulatórios.
- Viabilidade operacional – O acesso ao componente que é fonte da emissão deve ser considerado, assim como questões relacionadas à necessidade de parada de emergência, se pode ser realizada numa parada de manutenção preventiva, se é uma área classificada, se existe necessidade de içamento e se existe disponibilidade para troca de peça e mão de obra especializada disponível.

10.1.5 Implementação de medidas de mitigação

Essa etapa tem como objetivo eliminar ou reduzir as fontes de emissão de metano previamente identificadas e priorizadas, adotando soluções técnicas viáveis e custo-efetivas. A seguir, são apresentadas as principais medidas de mitigação aplicáveis ao segmento de E&P. Informações mais detalhadas podem ser consultadas no Capítulo 3 do relatório da EPE, elaborado em atendimento à Resolução CNPE nº8/2024: “[Cenários de descarbonização no E&P](#)”.

- Ações corretivas simples – são medidas de baixo custo, geralmente realizadas com a unidade em operação ou durante as paradas programadas. Incluem o aperto de conexões (flanges, roscas, uniões), a substituição de vedações, o reparo de válvulas, a substituição de selos de bombas ou compressores, a recalibração ou substituição de controladores pneumáticos com vazamento, a correção de pequenos vazamentos em linhas de purga ou dreno, o realinhamento ou ajuste de válvulas e a vedação de respiros não intencionais em tanques e tubulações.
- Modernização de equipamentos – Exigem planejamento, investimento e normalmente são realizados durante paradas de manutenção. Incluem a troca de dispositivos pneumáticos com emissão contínua por intermitentes ou com baixa emissão, como alimentação por ar comprimido ou dispositivos elétricos, a instalação de sistemas de recuperação de vapores (VRU) em tanques atmosféricos e outros equipamentos, a troca de compressores antigos por modelos com selos duplos, a substituição de válvulas de alívio convencionais por válvulas com vedação aprimorada, a instalação de tocha (*flare*) com ignição assistida e controle automático de combustão, a automatização de válvulas para evitar ventilação manual ou não controlada e a eletrificação de equipamentos que utilizam gás natural nos motores, como turbinas.
- Otimização operacional – São ações mais estruturais, voltadas à eficiência de processo e prevenção de emissões. A otimização de ciclos de regeneração de desidratadores (redução de purgas), a reconfiguração de linhas para evitar ventilação por bloqueio de pressão, reaproveitamento de gás de purga ou *flare*, reinjetando-o no processo, a instalação de sistemas de detecção e resposta rápida integrados ao controle de processo, a implementação de sequenciamento automático de *start-up/shutdown* para minimizar emissões operacionais, a modificação do sistema de drenagem para uso de drenos fechados ou

recuperação de gás e a redução de pressões operacionais em linhas com alto potencial de vazamento, quando possível.

- Boas práticas e procedimentos – Manter rotinas de detecção e reparo contínuo (LDAR) com periodicidade definida, treinamento de operadores para identificar vazamentos visual ou auditivamente, integração da mitigação de metano em programas de manutenção preditiva, implementação de sistemas MRV e MMRV.

10.1.6 Monitoramento

Essa etapa tem como objetivo verificar se a medida de mitigação foi eficaz na eliminação ou redução da emissão, garantir a manutenção do desempenho, e alimentar o ciclo de melhoria contínua. A determinação da frequência e duração do monitoramento constitui um aspecto essencial do processo. Nessa etapa de monitoramento é interessante a definição de indicadores de desempenho (KPIs), que ajudam a entender as tendências das emissões e a eficiência das estratégias de mitigação. As principais abordagens são:

- Reinspeção pontual – Deve ser realizada logo após a intervenção, utilizando com câmera ou detectores portáteis para verificação da redução.
- Monitoramento periódico – Deve ser programado considerando a prioridade das fontes, o histórico de reincidência e a acessibilidade à fonte. A frequência desse monitoramento deve considerar a criticidade das fontes, classificando-as como críticas, intermediárias ou de baixa criticidade.
- Monitoramento contínuo – O monitoramento contínuo representa uma evolução na detecção e quantificação de emissões de metano, fornecendo dados em tempo real que permitem intervenções imediatas e informam estratégias de mitigação de longo prazo (IEA, 2023). Pode ser realizado a partir de sensores fixos e remotos e câmeras instaladas permanentemente. O monitoramento contínuo por satélite e plataformas móveis, como drones programados, são particularmente úteis para identificar os denominados superemissores (*Methane Guiding Principles*, 2024a).

10.1.7 Reporte

Essa etapa tem como objetivo comunicar de forma clara, rastreável e comparável, os resultados das ações de mitigação, em conformidade com *frameworks* voluntários e regulatórios. Existem dois tipos principais de relatórios (UNECE, 2019):

- Relatórios de levantamentos de medição: detalham os resultados de campanhas de medição específicas, documentando cada ponto de emissão identificado e quantificado. São utilizados para orientar reparos, avaliar opções de redução, analisar o progresso histórico e derivar fatores de emissão.
- Relatórios de inventário de emissões: Fornecem uma visão geral das fontes de emissões e suas magnitudes em uma área geográfica ou em um conjunto de instalações.

Os relatórios devem ser adaptados para atender às necessidades informacionais de diferentes públicos-alvo. Os órgãos reguladores frequentemente requerem dados técnicos detalhados para verificar a conformidade com legislações ambientais. Investidores e acionistas buscam compreender o desempenho ambiental da empresa e os riscos associados às emissões. O público em geral e as comunidades locais valorizam informações acessíveis sobre os impactos ambientais das operações em seu entorno. Internamente, gestores e equipes técnicas necessitam de dados granulares para orientar decisões operacionais e estratégicas.

Para facilitar o processo de relato, diversas plataformas são utilizadas para

submissão e gestão de dados. Essas plataformas incluem sistemas estabelecidos por reguladores nacionais ou regionais, que padronizam o formato e conteúdo das informações reportadas, iniciativas voluntárias da indústria ou de terceiros, que promovem a transparência e boas práticas, e sistemas corporativos de gestão ambiental que integram os dados de emissões com outros aspectos do desempenho ambiental da empresa. Exemplos destes sistemas são encontrados no Reino Unido e EUA, com o *Environmental and Emissions Monitoring System* (ver Subseção 13.1) e *Greenhouse Gas Reporting Program* (ver Subseção 13.4), respectivamente.

10.1.8 Verificação

A verificação tem como objetivo avaliar as informações reportadas, assegurando a precisão, completude e conformidade dos dados com padrões técnicos e normativos estabelecidos, contribuindo para o aprimoramento do sistema de gestão e fortalecendo a credibilidade perante stakeholders (UNECE, 2019). Pode ser realizada de forma interna (por equipe independente) ou externa (por terceira parte qualificada).

Normas internacionais como a ISO 14064-3:2019 e documentos especializados como o *General Verification Protocol* v. 3.0 (The Climate Change, 2024) constituem exemplos de arcabouços que fornecem diretrizes estruturadas para a validação e verificação de declarações de emissões de GEE por terceiros independentes.

O processo de verificação não se limita à simples conferência aritmética dos números reportados. Entre os principais elementos verificados estão: a conformidade metodológica, a completude do inventário, a qualidade dos dados utilizados em medições, fatores de emissão e estimativas, a representatividade das amostras (em caso de medição parcial ou por amostragem) e a documentação e rastreabilidade dos processos adotados.

Os resultados da verificação devem ser formalmente documentados por meio de um relatório técnico detalhado e de uma declaração oficial de verificação. O relatório técnico deve apresentar, de forma sistemática, os principais achados, as oportunidades de melhoria identificadas e as eventuais não conformidades observadas durante o processo, além de fornecer recomendações específicas para o aprimoramento dos sistemas avaliados (UNECE, 2019).

10.2 Integração com Programas e Protocolos

10.2.1 Leak Detection and Repair (LDAR)

O Programa de Detecção e Reparo de Vazamentos (LDAR) tem como objetivo identificar e mitigar sistematicamente as emissões fugitivas de metano, Compostos Orgânicos Voláteis (*Volatile Organic Compounds* – VOCs) e Poluentes Atmosféricos Perigosos (*Hazardous Air Pollutants* – HAPs) provenientes de equipamentos pressurizados como válvulas, bombas, conexões, flanges, compressores e linhas abertas (*Open-Ended Lines* – OELs) (EPA, 2007; *Methane Guiding Principles*, 2024b).

O LDAR está alinhado às etapas 2 a 5 do fluxograma apresentado na Subseção 10.1, englobando desde a identificação até o reparo. Segundo o *Guia de Melhores Práticas da EPA* (2007), um programa eficaz deve prever prazos claros para o início e conclusão dos reparos após a detecção do vazamento, idealmente, em dias ou poucas semanas. Para garantir o acompanhamento adequado, recomenda-se implementar um sistema de rastreamento dos vazamentos detectados, dos reparos realizados e daqueles que forem postergados (*Delay of Repair* – DOR).

A eficácia de um programa LDAR depende da escolha adequada das tecnologias de detecção, da frequência das inspeções, da agilidade na correção dos vazamentos e da

manutenção de registros estruturados e auditáveis.

10.2.2 Measurement, Reporting and Verification (MRV) e Monitoring, Measurement, Reporting and Verification (MMRV)

O sistema de medição, reporte e verificação (MRV) representa mais uma estratégia fundamental para o abatimento eficaz das emissões. Cada componente desempenha um papel específico, mas é a sua integração coesa que garante a eficácia do sistema como um todo na gestão das emissões. Algumas instituições consideram que a sigla “M” se refere ao monitoramento, e que esse inclui a medição de dados de emissões a partir de métodos diretos ou indiretos, utilizando as diretrizes do IPCC ou outros protocolos regulatórios ou voluntários (UNECE, 2019). A diferença aqui está relacionada à qualidade do dado, pois o monitoramento pode em alguns casos utilizar técnicas de identificação de emissões, mas não quantificação. Esse sistema está alinhado às etapas 3, 7 e 8 do fluxograma apresentado na Subseção 10.1, de forma a garantir que as emissões de GEE, incluindo o metano, sejam quantificadas com rigor, relatadas com transparência e verificadas de forma independente.

O conceito ampliado de MMRV incorpora ao MRV o monitoramento contínuo, alinhado à etapa 6 do fluxograma. A inclusão dessa etapa permite a detecção em tempo real de variações nas emissões, fortalecendo a acurácia e a capacidade de resposta dos programas de mitigação.

Esses mecanismos têm como objetivo final garantir que as ações de mitigação sejam realizadas com um bom custo-efetividade pois conseguem identificar oportunidades específicas no processo (UNECE, 2019).

No contexto das iniciativas internacionais para padronização e harmonização dos programas, destaca-se a formação de um grupo de trabalho multinacional voltado ao desenvolvimento de um *framework* de MMRV de emissões de GEE ao longo da cadeia de suprimentos do gás natural. Essa iniciativa, anunciada em novembro de 2023, congrega treze países, a Comissão Europeia e o Fórum de Gás do Mediterrâneo Oriental, visando proporcionar informações comparáveis e confiáveis aos participantes do mercado de gás natural.

O Brasil figura como um dos participantes desta iniciativa internacional, contando com representantes da ANP. A participação brasileira neste grupo de trabalho representa um importante passo no alinhamento do país com as melhores práticas internacionais de monitoramento e verificação de emissões de metano, fortalecendo sua posição como ator relevante na transição energética global e na implementação de medidas eficazes de mitigação de gases de efeito estufa no setor de petróleo e gás natural.

10.3 Emissões de metano na queima (*flaring*)

A queima rotineira de gás natural, comumente conhecida como *flaring*, é fonte de preocupações ambientais e econômicas que justificam esforços para sua minimização²⁹. A emissão de metano no *flare* pode ser decorrente da combustão incompleta, de problemas no sistema de ignição ou até mesmo da não inflamabilidade da mistura enviada para queima. Um *flare* considerado eficiente opera com 98% de eficiência de destruição, o que significa que pelo menos 2% do metano é ventilado para a atmosfera³⁰. Se considerarmos que grande parte dos *flares* podem não operar com sua eficiência máxima, o volume de metano emitido pode ser bem maior.

²⁹ Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>. Acesso em: 28 jul. 2025.

³⁰ Disponível em: <https://www.ogmpartnership.org/sites/default/files/2025-04/Flare-efficiency-TGD-Approved-by-SG.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2025.

A eliminação da queima rotineira é tecnicamente e economicamente viável em muitos casos, através da implantação de tecnologias existentes e do desenvolvimento de mercados de gás natural. O *Methane Guiding Principles* (2024c) destaca alguns dos métodos disponíveis. A viabilidade econômica da utilização do gás de *flare* depende, no entanto, de fatores como volume de gás, composição, proximidade da infraestrutura e preços de mercado. Enquanto algumas soluções como geração de energia no local ou transporte de gás natural comprimido (GNC) podem ser viáveis para volumes menores ou locais remotos, soluções em maior escala como a reinjeção de gás não associado, o transporte de gás natural liquefeito (GNL) ou a conexão por gasoduto exigem investimentos e desenvolvimento de infraestrutura mais significativos.

Uma alternativa para reduzir as emissões na queima, é a utilização de *flares* fechados. Esses modelos queimam os gases dentro de uma câmara refratária selada, com entrada e saídas controladas. Isso permite um controle rigoroso das condições operacionais, aumentando a eficiência de destruição e combustão para acima de 99%, podendo chegar a 99,9%.

Neste contexto de busca da redução das queimas associadas à produção de petróleo e gás natural, duas iniciativas merecem destaque especial. A primeira é a "*Zero Routine Flaring by 2030*" do Banco Mundial³¹, que estabelece uma meta global ambiciosa para eliminar a prática até 2030, incentivando governos e empresas a implementarem soluções efetivas para acabar com a queima de rotina.

A segunda iniciativa relevante é o *Methane Flaring Toolkit*³², uma ferramenta abrangente desenvolvida para orientar operadores na redução das emissões de metano provenientes da queima. Essa plataforma oferece diretrizes detalhadas sobre como medir com precisão os volumes e composições dos *flares*, além de identificar problemas operacionais. O *toolkit* também fornece metodologias para avaliar a eficiência de combustão e destruição, complementadas por estudos de caso que demonstram diversas soluções tecnológicas disponíveis. Por meio de filtros especializados, a ferramenta permite que as operadoras selecionem tecnologias adequadas às suas circunstâncias específicas.

É importante destacar que a Resolução ANP nº 806/2020, que regulamenta os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural, já aborda diversas características importantes relativas à queima e às perdas. A norma estabelece controles rigorosos para queima e perda de gás natural no setor de petróleo e gás natural brasileiro, classificando as queimas em ordinárias (dispensadas de autorização) e extraordinárias (sujeitas à aprovação prévia). A Resolução nº 806/2020 também define limites específicos através do Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA), exigindo que unidades marítimas existentes mantenham no mínimo 97% de aproveitamento do gás (máximo 3% de queima), enquanto novas instalações devem atingir 98% de utilização. Campos terrestres seguem o limite de 97%, e a regulamentação proíbe completamente a queima de gás não associado e petróleo, exceto em emergências.

Ao atrelar os limites de queima ao pagamento de *royalties* e exigir documentação técnica detalhada para autorizações extraordinárias, a ANP instituiu um sistema que desincentiva o desperdício e estimula a eficiência operacional. A responsabilização direta dos operadores por perdas e queimas excessivas, aliada à exigência de planejamento técnico, reforça o compromisso com o uso racional e sustentável dos recursos energéticos nacionais, bem como a redução de impactos ambientais do setor de petróleo e gás natural brasileiro.

A Resolução ANP nº 806/2020, conforme já mencionado, entrou na Agenda Regulatória 2025-2026 da ANP, com conclusão do processo de revisão previsto para o final

³¹ Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030/about>. Acesso em: 26 mai. 2025.

³² Disponível em: <https://flaringmethanetoolkit.com/>. Acesso em: 28 jul. 2025.

do primeiro semestre de 2026. Nesse contexto, torna-se não apenas relevante, mas essencial, que a revisão da resolução de queima e a elaboração da resolução para redução das emissões de metano estejam alinhadas. É fato que a redução da queima está diretamente associada à diminuição das emissões de metano ventilado pelos sistemas de *flare*. No entanto, é importante reconhecer que, em determinadas situações, a queima pode ser a melhor alternativa disponível para mitigar emissões de metano, um gás com potencial de aquecimento global muito superior ao do dióxido de carbono no curto prazo. Isso reforça a necessidade de harmonização entre as metas de aumento do aproveitamento do gás natural e a redução efetiva das emissões de metano. Ambas as resoluções devem, portanto, convergir no sentido de evitar a ventilação direta de metano para a atmosfera.

11. ESTABELECIMENTO DE PADRÕES E DE METAS RELATIVOS A EMISSÕES

O estabelecimento de padrões de emissão e de metas de redução de emissões pelo Poder Público representam estratégias fundamentais para o controle das emissões de metano na indústria de petróleo e gás (OCDE, 2024).

Os padrões de emissão são limites regulatórios específicos que determinam a quantidade máxima de metano ou outros poluentes que pode ser liberada por uma fonte, equipamento ou processo industrial específico. Esses padrões funcionam como instrumentos diretos de "comando e controle", impondo obrigações claras e mensuráveis às instalações reguladas (UFRJ, 2017), e geralmente se dividem em duas categorias principais (CLDP, 2021; OCDE, 2024):

- Baseados em Tecnologia: Exigem a utilização de tecnologias específicas consideradas as "Melhores Técnicas Disponíveis" (*Best Available Techniques/Technologies* – BAT) ou práticas operacionais determinadas para minimizar as emissões. Esse tipo de padrão assegura a adoção de soluções comprovadamente eficazes, mesmo que possa limitar a flexibilidade operacional.
- Baseados em Desempenho: Estabelecem limites máximos de emissão por unidade de produção (como gramas de CH₄ por barril de óleo equivalente) ou por tipo de equipamento (como taxa de vazamento permitida para válvulas ou um padrão de zero emissões para controladores pneumáticos). Esses padrões permitem maior flexibilidade na escolha de tecnologias, desde que os resultados sejam alcançados.

Um exemplo de implementação de padrões de emissão são os *New Source Performance Standards* (NSPS) da Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA), que definem requisitos para fontes novas, modificadas ou reconstruídas na indústria de petróleo e gás natural (ver Subseção 13.4). Esses padrões também orientam os estados a desenvolverem planos para controlar emissões de fontes existentes com rigor pelo menos equivalente.

A eficácia dos padrões de emissão depende de sua clareza regulatória e do estabelecimento de um nível mínimo de desempenho ambiental esperado das operações industriais.

Já as metas de redução de emissões são objetivos quantitativos mais amplos, geralmente definidos em nível nacional, setorial ou corporativo, para diminuir as emissões totais de GEE (incluindo o metano) ao longo de um período determinado. Para estabelecer metas efetivas, a elaboração de inventários detalhados de emissões constitui um passo fundamental, permitindo que instituições e empresas desenvolvam planos factíveis de gestão e redução (OCDE, 2024).

As metas de redução manifestam-se em diversos formatos importantes:

- Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs): Compromissos que cada país signatário do Acordo de Paris submete, delineando seus esforços para reduzir emissões e se adaptar às mudanças climáticas. As NDCs são revisadas periodicamente para aumentar a ambição climática.
- Acordos Setoriais Internacionais: Iniciativas como o *Global Methane Pledge*, que congrega países com o objetivo coletivo de reduzir as emissões globais de metano em pelo menos 30% até 2030, em comparação com os níveis de 2020. Esses acordos estabelecem marcos importantes para esforços coordenados globalmente.
- Metas Corporativas Voluntárias: Compromissos assumidos por empresas para reduzir suas emissões operacionais, como parte de estratégias de ESG (*Environmental, Social and Governance*) e em resposta à crescente pressão de investidores e consumidores.

As metas de redução sinalizam o nível de ambição política e servem como direcionadores para esforços de mitigação em larga escala, estabelecendo horizontes temporais claros para a transformação do sistema produtivo em direção a operações de baixo carbono (IEA, 2021a).

A distinção fundamental entre padrões e metas reside no escopo e na forma de aplicação: padrões são prescrições específicas para fontes ou equipamentos individuais, enquanto metas são objetivos agregados para setores inteiros ou países (IEA, 2021a). No entanto, essas abordagens são interconectadas na prática regulatória.

Ilustra esta interconexão o caso do Canadá, onde a meta de reduzir as emissões de metano do setor de petróleo e gás em 75% até 2030 (ver Subseção 13.3) é acompanhada por regulamentações federais específicas que incluem padrões detalhados para equipamentos e práticas operacionais.

A ausência de definições universalmente padronizadas para "padrões" e "metas" em documentos governamentais pode levar a ambiguidades interpretativas e dificultar a comparação entre diferentes jurisdições. Por isso, a clareza terminológica e uma maior harmonização internacional são fundamentais para a eficácia da formulação e implementação de políticas.

Adicionalmente, metas estabelecidas em âmbito internacional, como o *Global Methane Pledge*, exercem uma pressão "de cima para baixo", incentivando os países a desenvolverem ou aprimorarem seus padrões de emissão "de baixo para cima" (IEA, 2021b). Essa dinâmica cria um ciclo virtuoso em que a adesão a uma meta internacional gera expectativa de ação doméstica; os governos desenvolvem instrumentos concretos (padrões) para cumprir seus compromissos; os padrões específicos traduzem a ambição das metas em reduções efetivas de emissões. Nesse sentido, os acordos internacionais funcionam como catalisadores importantes para o desenvolvimento de regulamentações nacionais mais rigorosas, enquanto os padrões de emissão fornecem o mecanismo prático para que as metas amplas sejam alcançadas através de ações específicas e verificáveis.

A eficácia da redução de emissões de metano depende da combinação apropriada de metas ambiciosas que estabeleçam a direção geral e padrões bem projetados que determinem as ações específicas necessárias. Esta abordagem integrada permite alinhar os esforços desde o nível global até as operações individuais no setor de petróleo e gás natural.

12. DESENVOLVIMENTO DE MECANISMOS DE MERCADO E INCENTIVOS FINANCEIROS

A adoção de mecanismos econômicos em complementariedade com requisitos regulatórios pode impulsionar a inovação no abatimento das emissões de metano, ao criar incentivos para o desenvolvimento e implantação de soluções cada vez mais eficientes e custo-efetivas. Entre esses mecanismos, destacam-se:

- Incentivos financeiros e mecanismos de mercado: desempenham um papel relevante na aceleração da adoção de medidas de abatimento de metano, tornando-as economicamente atraentes para as empresas de petróleo e gás natural.
- Subsídios: podem ajudar a superar os custos iniciais de investimento em novas tecnologias, que frequentemente representam uma barreira significativa à implementação.
- Mercados de carbono e sistemas de certificação: podem fornecer um fluxo de receita de longo prazo para projetos de redução de emissões, melhorando sua viabilidade econômica.
- Benefícios fiscais: podem incentivar ainda mais as empresas a adotarem práticas mais limpas, reduzindo o custo efetivo destas medidas (ex.: deduções aceleradas para investimentos em equipamentos de redução de emissões).

Os mercados de carbono e os sistemas de créditos relacionados representam uma abordagem particularmente promissora para incentivar a redução de emissões de metano (CLDP, 2021). O mercado voluntário de carbono tem progressivamente reconhecido o valor dos créditos de redução de metano, considerando o elevado potencial de aquecimento global deste gás em comparação com o dióxido de carbono³³.

A análise dos mercados de carbono nas jurisdições estudadas (Seção 13), revela uma tendência à incorporação das emissões de metano como instrumento de mitigação climática. A Colômbia destaca-se neste sentido, ao integrar explicitamente o metano em seu Programa Nacional de Cotas Transmissíveis de Emissões (PNCTE). O Mecanismo de Neutralidade do Imposto Nacional ao Carbono permite que empresas utilizem créditos gerados por projetos de redução de metano para compensar obrigações tributárias, criando incentivos econômicos diretos (ver Subseção 13.5).

Já a União Europeia e o Reino Unido mantêm seus sistemas de comércio de emissões (EU ETS e UK ETS) focados primariamente no CO₂, excluindo atualmente a maioria das emissões de processo de metano (ver Subseções 13.2 e 13.1, respectivamente). Contudo, ambas as jurisdições planejam expansões futuras para incluir diretamente as emissões de metano e óxido nitroso do setor *upstream*, o que criaria incentivos financeiros robustos para medidas de mitigação específicas. O planejamento dessa evolução é parte da tendência global de reconhecimento do metano como componente essencial dos mercados de carbono, e como elemento estratégico para acelerar o cumprimento de metas climáticas.

Complementando os mecanismos de mercado, incentivos financeiros diretos, subsídios e benefícios fiscais ajudam a superar barreiras econômicas à adoção de tecnologias e práticas de abatimento de metano. Um dos principais exemplos é a Lei de Redução da Inflação (IRA) dos Estados Unidos, que incluiu financiamento substancial para programas de redução de emissões de metano³⁴. Embora o imposto sobre metano inicialmente previsto tenha sido revogado (ver Subseção 13.4), bilhões de dólares foram destinados a iniciativas de redução, demonstrando o compromisso com o financiamento

³³ Disponível em: <https://www.climatewells.com/blog/methane-credits-the-unsung-hero-of-the-voluntary-carbon-market>. Acesso em: 28 jul. 2025.

³⁴ Disponível em: <https://www.epa.gov/inflation-reduction-act/methane-emissions-reduction-program>. Acesso em: 28 jul. 2025.

direto de soluções.

Outro exemplo é o Canadá, que estabeleceu o Fundo de Redução de Emissões especificamente para apoiar projetos voltados à mitigação de emissões de GEE, incluindo o metano, no setor de petróleo e gás natural (ver Subseção 13.3). O Fundo oferece suporte financeiro direcionado para empresas implementarem tecnologias e práticas de abatimento, reduzindo o risco financeiro associado a esses investimentos.

Em âmbito internacional, a *Global Flaring and Methane Reduction Partnership* (GFMR) do Banco Mundial fornece assistência técnica e financeira para países em desenvolvimento que buscam reduzir suas emissões de metano do setor de petróleo e gás. A iniciativa reconhece que muitos países necessitam não apenas de regulamentações, mas também de suporte prático para implementar programas eficazes de redução de emissões de metano. A ANP tem se beneficiado dessa iniciativa em virtude de uma parceria formalizada com o Banco Mundial em meados de 2024.

A disponibilidade de assistência financeira e técnica através de vários programas internacionais e nacionais pode ser especialmente importante para operadores menores ou em países com recursos limitados, democratizando o acesso às tecnologias e conhecimentos necessários para redução eficaz de emissões.

Em resumo, a combinação estratégica de mecanismos regulatórios, fiscais e de mercado cria um ambiente favorável para reduções substanciais e sustentáveis nas emissões de metano. Ao alinhar incentivos econômicos com objetivos ambientais, estes instrumentos podem superar a percepção de que existe um *trade-off* necessário entre lucratividade e proteção ambiental, demonstrando que práticas mais limpas podem ser também economicamente vantajosas quando devidamente apoiadas por políticas públicas e mecanismos de mercado apropriados.

13. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL SOBRE AS REGULAÇÕES DAS EMISSÕES DE METANO NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL

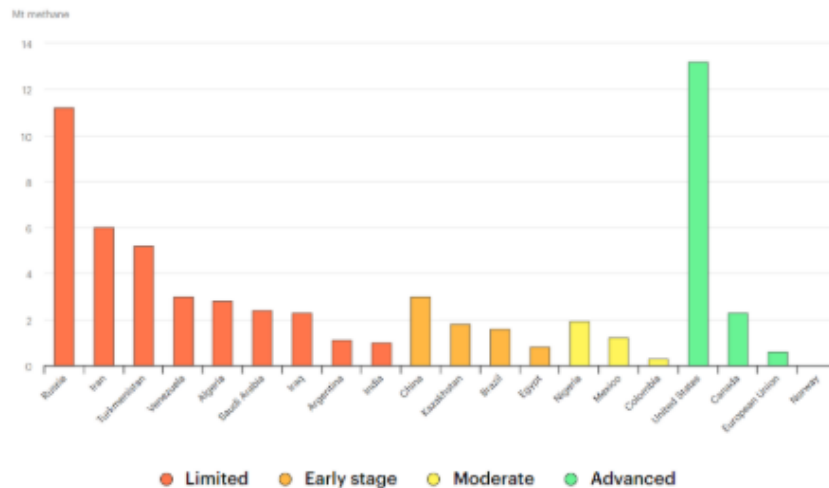
Nos últimos anos, diversos países implementaram regulamentações voltadas à redução de emissões de metano, cujas experiências podem servir de modelo para outras jurisdições. Entre os exemplos destacam-se o Reino Unido, a União Europeia, os Estados Unidos e a Colômbia. Em alguns casos, como no Canadá, jurisdições subnacionais – a exemplo de Alberta – desenvolveram normas específicas para mitigação dessas emissões. A análise dessas iniciativas é um ponto de partida importante para identificar as melhores práticas adaptáveis à realidade brasileira.

A maioria das regulamentações atuais sobre redução das emissões de metano se concentra em abordagens prescritivas ou informativas. Os modelos regulatórios existentes geralmente incluem: (i) requisitos de LDAR; (ii) restrições para ventilação e queima; e (iii) normas para equipamentos e processos específicos.

A eficácia dos modelos regulatórios é, por sua vez, apoiada por um inventário em evolução das emissões de metano (e de GEE) baseado em programas de medição, monitoramento, reporte e verificação.

O Gráfico 5, elaborado pela AIE (2024, a) retrata as emissões de metano e o nível de desenvolvimento regulatório sobre o controle desse GEE nas operações de petróleo e gás natural em países e regiões selecionados.

Gráfico 5 – Emissões de metano e nível de desenvolvimento regulatório sobre controle de metano nas operações de petróleo e gás natural – até 2030



Fonte: IEA (2024, a).

Como se vê, na maior parte dos países analisados pela AIE, o nível de maturidade do desenvolvimento regulatório ainda é baixo. Na sequência desta seção serão explorados os principais aspectos relativos à regulamentação das emissões de metano em algumas das jurisdições com maior maturidade regulatória.

13.1 Reino Unido

13.1.1 Panorama da Indústria e Contexto das Emissões de Metano

A indústria de petróleo e gás do Reino Unido é madura, com produção desde a década de 1960 e pico no final dos anos 1990, e concentrada na Plataforma Continental (UKCS). A UKCS ainda supre grande parte da demanda energética primária, com 98% da produção de gás do Reino Unido proveniente de operações offshore. A infraestrutura offshore no Mar do Norte, Oeste de Shetland e Mar da Irlanda inclui plataformas, FPSOs, sistemas submarinos, dutos e terminais terrestres.

O perfil de emissões de GEE da UKCS é dominado pelo CO₂ da combustão de gás natural (80%) e queima em flare. Emissões de metano (ventilação, queima e fontes fugitivas) representaram cerca de 6% do total de GEE da indústria *upstream* em 2023, segundo a *North Sea Transition Authority* (NSTA, 2024).

O Acordo de Transição do Mar do Norte (North Sea Transition Deal – NSTD) e o Plano de Ação para o Metano (*Methane Action Plan*) estabeleceram metas de redução de 50% nas emissões de GEE e metano até 2030, respectivamente. As emissões de metano do setor de E&P diminuíram aproximadamente 50%, entre 1990 e 2006, e cerca de 40%, entre 2018 e 2022, devido à melhor gestão de queima e ventilação, substituição de componentes e recuperação de gás de *flare*.

13.1.2 Abrangência Regulatória

O foco regulatório para emissões de metano do Reino Unido concentra-se no setor *upstream* offshore, sob supervisão dual da *North Sea Transition Authority* (NSTA) e do *Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning* (OPRED). A NSTA, anteriormente denominada *Oil and Gas Authority* (OGA), atua como principal regulador responsável pela supervisão dos recursos petrolíferos, emitindo permissões para atividades de queima e ventilação. O OPRED, vinculado ao *Department for Energy Security and Net Zero* (DESNZ), concentra-se especificamente na regulação ambiental das operações *offshore*.

As operações *onshore* de exploração e produção, embora representem parcela menor da produção nacional, estão sujeitas a requisitos ambientais implementados por agências como a *Environment Agency*, na Inglaterra, que regula queimas em instalações terrestres mediante permissões alinhadas com a *Industrial Emissions Directive* (para volumes superiores a 10 toneladas/dia) ou com a *Mining Waste Directive* [Diretiva (EU) 2006/21 do Parlamento Europeu e do Conselho]³⁵ para volumes inferiores.

Quanto às operações *midstream* e *downstream*, a NSTA mantém autoridade para emitir permissões de queima e ventilação em infraestruturas específicas (dutos, terminais, plantas de processamento e instalações de estocagem) desenvolvidas por produtores *offshore*. Contudo, a regulação ambiental dessas instalações é primariamente atribuída às agências ambientais regionais (*Environment Agency* na Inglaterra, *Scottish Environment Protection Agency* na Escócia, e entidades correspondentes no País de Gales e Irlanda do Norte), principais responsáveis pela regulação das emissões de GEE em instalações terrestres.

13.1.3 Marco Legal e Regulatório

O arcabouço jurídico-regulatório para controle de emissões de metano no Reino Unido estrutura-se em múltiplas camadas legislativas e regulamentações complementares.

A Lei de Mudanças Climáticas (*Climate Change Act*)³⁶ de 2008 estabelece a meta vinculante de Emissões Líquidas Zero até 2050, configurando-se como principal vetor para as políticas de redução de emissões. A Lei do Petróleo (*Petroleum Act*)³⁷ de 1998 fornece a base fundamental para licenciamento de atividades petrolíferas, incluindo requisitos específicos para autorizações de queima.

A Lei da Infraestrutura (*Infrastructure Act*)³⁸ de 2015 institucionalizou o objetivo de “Maximizar a Recuperação Econômica do Reino Unido” (*Maximising Economic Recovery – MER UK*) como legalmente vinculante, estabelecendo fundamento para a criação da NSTA. A Lei de Energia (*Energy Act*)³⁹ de 2016, por sua vez, representou importante inflexão ao transferir poderes específicos do Secretário de Estado para a NSTA, incluindo a autoridade para emitir permissões para queima e ventilação, além de detalhar os poderes disciplinares da agência.

O *Greenhouse Gas Trading Scheme Order* de 2020⁴⁰ instituiu o Sistema de Comércio de Emissões do Reino Unido (UK ETS), sucessor do EU ETS, que atualmente cobre emissões de CO₂ da queima, mas tem planos de expansão para inclusão de metano e óxido nitroso do setor *upstream*.

³⁵ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32006L0021>. Acesso em: 8 set. 2025.

³⁶ Disponível em: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/contents>. Acesso em: 8 set. 2025.

³⁷ Disponível em: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17/contents>. Acesso em: 8 set. 2025.

³⁸ Disponível em: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2015/7/contents>. Acesso em: 8 set. 2025.

³⁹ Disponível em: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2016/20/contents>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁴⁰ Disponível em: <https://www.legislation.gov.uk/uksi/2020/1265/contents>. Acesso em: 8 set. 2025.

No âmbito das políticas estratégicas, a Estratégia da OGA (*OGA Strategy*) de 2021⁴¹ expandiu a "Obrigação Central" da autoridade para equilibrar a maximização da recuperação econômica de hidrocarbonetos e o apoio ao Secretário de Estado no cumprimento da meta de emissões líquidas zero. A *Net Zero Stewardship Expectation*⁴², publicada pela NSTA em 2021, estabelece expectativas para operadores em todas as fases do ciclo de vida de ativos, enfatizando o aprimoramento da medição, relato e rastreamento de emissões.

Também em 2021, foram atualizadas as Diretrizes de Queima e Ventilação (*Guidance on Flaring and Venting*)⁴³ da NSTA, o que resultou em regras mais rigorosas para permissões de queima e ventilação, alinhando as categorias de emissões com a iniciativa *Zero Routine Flaring by 2030*: Categoria A (rotina), Categoria B (não rotina) e Categoria C (relacionada à segurança).

No contexto de acordos setoriais, o *North Sea Transition Deal*⁴⁴ formalizou a parceria entre governo, NSTA e indústria, estabelecendo meta de redução de 50% nas emissões de GEE até 2030 (base 2018). O *Methane Action Plan (2021)*⁴⁵ e as *Methane Action Plan Guidelines (2022)*⁴⁶ da OEUK comprometem a indústria *offshore* a alcançar redução de 50% nas emissões de metano no mesmo período, estabelecendo meta intermediária de intensidade de metano de 0,25% até 2025, com aspiração de redução para 0,20%.

13.1.4 Principais Requisitos Regulatórios

Os requisitos centrais para controle de emissões de metano no Reino Unido incluem:

- Metas Quantitativas: Redução de 50% nas emissões totais de GEE da UKCS (NSTD) e 50% nas emissões de metano *offshore* (OEUK MAP) até 2030 (ano-base 2018), além de meta de intensidade de metano de 0,25% até 2025, alinhado ao compromisso da OGCI.
- Eliminação da Queima e Ventilação de Rotina: Estabelecimento de meta *Zero Routine Flaring and Venting by 2030*, com exigência de que novos projetos sejam concebidos para minimizar ou eliminar tais práticas.
- Planejamento Estratégico: Desenvolvimento obrigatório de Planos de Ação para Redução de Emissões (*Emissions Reduction Action Plans* – ERAPs) pelos operadores, com avaliação técnico-econômica de opções de eletrificação.
- Requisitos de Eletrificação: Novos desenvolvimentos com primeira produção posterior a 2030 devem ser eletrificados ou utilizar alternativas de baixo carbono. Projetos anteriores devem ser projetados como "prontos para eletrificação". Ativos existentes com produção projetada além de 2030 devem incluir avaliação de viabilidade de eletrificação em seus ERAPs.
- Sistema de Permissões: Exigência de consentimento formal da NSTA para todas as atividades de queima e ventilação, apoiada por regime de relatórios semanais e renovação anual das permissões para instalações produtoras. A partir de junho de 2024, todas as solicitações de permissão deverão incluir discriminação detalhada dos volumes por categoria.

⁴¹ Disponível em: <https://www.nstauthority.co.uk/regulatory-information/regulatory-framework/the-oga-strategy/>. Acesso em 8 set. 2025.

⁴² Disponível em: https://www.nstauthority.co.uk/media/7184/se11_net-zero.pdf. Acesso em: 8 set. 2025.

⁴³ Disponível em: <https://www.nstauthority.co.uk/media/7647/flaring-and-venting-guidance-june-2021-final.pdf>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁴⁴ Disponível em: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/605b148ce90e0724c7d30c2b/north-sea-transition-deal_A_FINAL.pdf. Acesso em: 8 set. 2025.

⁴⁵ Disponível em: <https://oeuk.org.uk/product/methane-action-plan-2021/>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁴⁶ Disponível em: <https://oeuk.org.uk/product/methane-action-plan-guidelines-2022/>. Acesso em: 8 set. 2025.

13.1.5 Alocação de Responsabilidades Institucionais

O DESNZ ocupa o topo da estrutura institucional, sendo responsável pela definição da política energética e climática. O Secretário de Estado deste departamento é acionista único da NSTA e nomeia inspetores do OPRED, estabelecendo relação hierárquica que vincula ações regulatórias às políticas nacionais.

A NSTA atua como principal regulador *offshore*, emitindo permissões para queima/ventilação e supervisionando tanto a obrigação da maximização da recuperação econômica dos campos produtores (MER UK) quanto a meta de emissões líquidas zero no *upstream offshore*, e possui autoridade sancionatória escalonada. O *Petroleum Production Reporting System* (PPRS)⁴⁷ é utilizado para coleta e análise de dados, que permite análises comparativas de desempenho.

O OPRED, operando sob estrutura do DESNZ, concentra-se na regulação ambiental *offshore*, gerenciando o *Environmental and Emissions Monitoring System* (EEMS)⁴⁸ e supervisionando o UK ETS para operações marítimas. Sua atuação inicia-se nas avaliações de impacto ambiental e estende-se por todo ciclo de vida das instalações.

As agências ambientais regionais regulam terminais, plantas de processamento e poços terrestres, emitindo licenças ambientais e supervisionando o UK ETS em suas respectivas jurisdições.

O *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem), como regulador econômico dos mercados de gás e eletricidade, gerencia iniciativas de descarbonização como o programa *Iron Mains Risk Reduction*, que visa substituir tubulações antigas por alternativas de polietileno, reduzindo emissões fugitivas nas redes de distribuição.

O *Health and Safety Executive* (HSE) contribui indiretamente para a redução das emissões ao exigir, por meio do *Safety Case* – conforme as *Offshore Installations (Safety Case) Regulations* (SCR 2005 e SCR 2015)⁴⁹ – a identificação e o controle rigoroso de cenários de vazamentos de hidrocarbonetos. Embora o foco dos *Safety Cases* seja a segurança operacional, sistemas de detecção e planos de manutenção preventiva reduzem a probabilidade de liberação não intencional de metano no Mar do Norte⁵⁰.

13.1.6 Mecanismos de Fiscalização e Penalidades

O sistema britânico de fiscalização para emissões no setor de petróleo e gás opera através de uma estrutura multinível, onde diferentes autoridades reguladoras possuem competências específicas e complementares. Este arranjo institucional combina abordagens preventivas e punitivas para garantir a conformidade regulatória.

A NSTA adota uma filosofia de "Escalonamento Medido" (*Measured Escalation*) para operações *offshore*. Esta estratégia reconhece que a conformidade sustentável frequentemente resulta mais do engajamento construtivo do que da punição imediata. Inicialmente, a autoridade trabalha colaborativamente com operadores em não conformidade, solicitando o desenvolvimento de planos de adequação específicos, o

⁴⁷ <https://www.data.gov.uk/dataset/fb115ba1-6ef5-4c8c-80d2-60f8a2f46fff/nsta-field-production-pprs3>.

⁴⁸ <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-eems-database>.

⁴⁹ *The Offshore Installations (Safety Case) Regulations 2005* (SCR 2005), aplicável a águas internas, e a *The Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc.) Regulations 2015* (SCR 2015). A SCR 2015 substituiu a SCR 2005 para operações em águas externas a partir de 19 de julho de 2015. Ambas exigem que os operadores submetam um *Safety Case* — um documento que identifica os principais riscos e as medidas de controle — para aceitação do HSE como condição para operar.

⁵⁰ No Brasil, uma dinâmica semelhante ocorre por meio do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO), instituído pela Resolução ANP nº 43/2007. Embora o foco principal do SGSO seja a prevenção de acidentes de grande magnitude, seus requisitos para a análise de riscos, a garantia da integridade mecânica dos equipamentos e o controle rigoroso dos procedimentos operacionais contribuem, indiretamente, para a redução de vazamentos e, consequentemente, para a mitigação de emissões fugitivas de metano e outros hidrocarbonetos.

aumento da frequência de relatórios de monitoramento ou a condução de análises detalhadas de "lições aprendidas" após infrações de consentimento para queima ou ventilação⁵¹.

Quando a abordagem colaborativa se mostra insuficiente, a NSTA dispõe de um arsenal sancionatório formal estabelecido pela *Energy Act* 2016. Este conjunto de medidas incluem Avisos de Execução (*Enforcement Notices*) que especificam instruções precisas para retomada da conformidade, Penalidades Financeiras que podem alcançar £1 milhão por infração (expansíveis para £5 milhões mediante aprovação do Secretário de Estado), e em casos graves, Avisos de Revogação de Licença ou Avisos de Remoção de Operador que efetivamente encerram o direito de operar na área licenciada.

Paralelamente, o OPRED possui autoridade específica para sanções ambientais *offshore*, com penalidades civis que variam de £500 a £50.000 dependendo da gravidade da infração. As agências ambientais regionais exercem função similar para instalações terrestres, implementando tanto sanções ambientais quanto penalidades relacionadas ao *UK Emissions Trading Scheme* (UK ETS).

13.1.7 Metodologias e Instrumentos para Mitigação

A eletrificação de plataformas configura-se como estratégia central de descarbonização das operações *offshore*, envolvendo a substituição de sistemas de geração baseados em combustíveis fósseis por conexão à rede elétrica terrestre, com crescente participação renovável, ou alimentação direta por parques eólicos *offshore* dedicados.

Para redução de emissões de queima e ventilação, empregam-se sistemas de recuperação de gás de *flare* (*Flare Gas Recovery System* – FGRS), que capturam gases destinados à queima, incorporando-os ao sistema de processamento ou utilizando-os como combustível. Paralelamente, implementa-se otimização de processos visando reduzir necessidade de queima e ventilação durante operações normais.

Os programas de LDAR ganham crescente importância, frequentemente utilizando tecnologias como câmeras de imagem óptica de gás (OGI) para detecção de emissões normalmente invisíveis. O monitoramento por satélite aparece como ferramenta complementar para detecção de grandes fontes emissoras.

A NSTA promove aprimoramento contínuo da medição e quantificação, incluindo uso de drones equipados com sensores especializados e técnicas avançadas de modelagem computacional. O Plano de Ação de Metano da OEUK estabelece meta de quantificação de 95% das emissões através de medições diretas até 2025, respeitando "a frequência apropriada à natureza da emissão".

O processo de *benchmarking* conduzido pela NSTA constitui instrumento importante para impulsionar melhorias, comparando sistematicamente emissões entre instalações e operadores para identificação de melhores práticas.

O UK ETS, por sua vez, representa incentivo econômico significativo, impondo custo sobre emissões de CO₂ da combustão, incluindo queima, uma vez que o não cumprimento

⁵¹ A NSTA publica avisos, decisões e mantém um *Case Register* (<https://www.nstauthority.co.uk/media/202logrz/case-register.pdf?v=1>) que documenta fatos e medidas corretivas adotadas. Embora a NSTA não mantenha um repositório central de lições aprendidas, outros reguladores complementam esse sistema: o OPRED publica *Environmental Alert Notices* (<https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-environmental-alert-notices>) sobre problemas ambientais no UKCS; o HSE divulga *Safety Alerts/Notices* (<https://www.hse.gov.uk/safetybulletins/index.htm>) e *Offshore Information Sheets* (<https://www.hse.gov.uk/offshore/infosheets/index.htm>); e repositórios industriais como *Step Change in Safety* (<https://www.stepchangeinsafety.net/>) e *IMCA Safety Flashes* (<https://www.imca-int.com/resources/safety/safety-flashes/>) mantêm catálogos pesquisáveis de alertas e lições aprendidas para toda a indústria.

das obrigações do esquema, particularmente a falha em entregar licenças suficientes para cobrir as emissões verificadas, resulta em penalidades financeiras significativas que se somam à obrigação de entregar as licenças faltantes no ano seguinte.

13.1.8 Obrigações de Mensuração/Monitoramento, Relato e Verificação (MRV) e Publicidade

Os operadores devem monitorar volumes de hidrocarbonetos produzidos e exportados, quantidades queimadas e ventiladas, composição do gás de *flare* e eficiência de combustão. Relatórios volumétricos mensais e semanais são submetidos ao PPRS da NSTA, enquanto dados anuais de emissões em unidades de massa (toneladas) são reportados ao EEMS do OPRED.

No âmbito do UK ETS, os operadores devem implementar planos de monitoramento aprovados e submeter relatórios anuais verificados independentemente às autoridades competentes – OPRED para instalações offshore e agências ambientais regionais para operações terrestres.

Quanto à transparência pública, a NSTA disponibiliza dados através do NSTA *Open Data Service* e publica relatórios anuais e painel interativo (dashboard) apresentando dados de intensidade de carbono, queima e ventilação, facilitando comparações entre operadores e instalações.

13.2 União Europeia

13.2.1 Panorama da Indústria e Contexto das Emissões de Metano

O panorama energético da União Europeia caracteriza-se pela dependência substancial de fornecedores externos para suprimento de suas necessidades primárias de combustíveis fósseis - historicamente excedendo 90% para petróleo bruto e flutuando acima de 80% para gás natural. Embora alguns Estados-Membros como Romênia, Polônia, Itália e Dinamarca mantenham algum nível de produção, a tendência é de declínio a longo prazo, atendendo pequena parcela do consumo agregado europeu.

A dependência de importações exige extensa infraestrutura energética, compreendendo gasodutos de transmissão transcontinentais, vastas redes de distribuição, terminais de regaseificação de GNL, capacidades significativas de estocagem subterrânea de gás natural (ESGN), oleodutos e instalações portuárias para transporte de petróleo bruto. Cada componente desta rede complexa representa potenciais pontos para vazamento de metano e emissões operacionais.

13.2.2 Abrangência Regulatória

O Regulamento de Metano da UE [Regulamento (UE) 2024/1787 do Parlamento Europeu e do Conselho]⁵² abrange ampla gama de atividades e instalações do setor de energia fóssil no território da UE, além de introduzir obrigações pertinentes à importação de vetores energéticos fósseis.

As principais atividades e categorias de infraestrutura cobertas incluem:

- Exploração e produção de petróleo e gás natural (*upstream*) [Artigo 1º(2)(a)], englobando todas as atividades desde a perfuração exploratória inicial até operações de

⁵² Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=OJ:L.202401787>. Acesso em: 8 set2025.

produção *onshore* e *offshore*, incluindo instalações de processamento associadas até os pontos de entrega nos sistemas de transporte.

- Poços de petróleo e gás natural inativos, temporariamente e permanentemente fechados, e abandonados [Artigo 1º(2)(b)].
- Atividades de coleta, escoamento, processamento, transporte, distribuição e estocagem de gás natural (*midstream*) [Artigo 1º(2)(c)], incluindo redes de gasodutos de coleta, plantas de processamento, sistemas de transporte/transmissão (incluindo gasodutos e estações de compressão), redes de distribuição que abastecem consumidores residenciais, comerciais e industriais, instalações de ESGN e terminais de GNL.

Um aspecto particularmente inovador do Regulamento são as disposições relacionadas às importações de combustíveis fósseis. Essas disposições visam expandir a aplicação dos padrões ambientais europeus para além das fronteiras da UE, utilizando estrategicamente seu poder de mercado para influenciar práticas globais de redução de emissões de metano na cadeia de fornecimento de energia.

13.2.3 Marco Legal e Regulatório

A União Europeia estabeleceu arranjo legislativo e regulatório abrangente para o enfrentamento das mudanças climáticas e proteção do meio ambiente, estruturado em camadas complementares de instrumentos políticos e legais.

O Pacto Ecológico Europeu (*European Green Deal*), introduzido pela Comunicação COM(2019) 640 final⁵³, representa o nível estratégico mais elevado da política climática europeia, estabelecendo o objetivo de neutralidade climática até 2050, e fornecendo o mandato político para ações específicas, incluindo iniciativas direcionadas à redução das emissões de metano.

A Lei Europeia do Clima (Regulamento (EU) 2021/1119 do Parlamento Europeu e do Conselho)⁵⁴ consagra juridicamente o objetivo de neutralidade climática para 2050 e estabelece meta intermediária de redução líquida de GEE de 55% até 2030, em comparação aos níveis de 1990, criando a estrutura fundamental para a governança climática na UE.

Para operacionalizar estas metas, a UE desenvolveu o pacote "Objetivo 55" (*"Fit for 55"*), conjunto interconectado de propostas legislativas que inclui:

- Revisão do Sistema de Comércio de Emissões da UE (EU ETS) [Diretiva (UE) 2023/959 do Parlamento Europeu e do Conselho]⁵⁵
- Mecanismo de Ajuste de Carbono nas Fronteiras (CBAM) [Regulamento (UE) 2023/956 do Parlamento Europeu e do Conselho]⁵⁶
- Revisão da Diretiva de Energias Renováveis [Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho]⁵⁷
- Revisão da Diretiva de Eficiência Energética [Diretiva (UE) 2023/1791 do Parlamento Europeu e do Conselho]⁵⁸

⁵³ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019DC0640>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁵⁴ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/ALL/?uri=CELEX:32021R1119>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁵⁵ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023L0959>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁵⁶ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023R0956>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁵⁷ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32023L2413>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁵⁸ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023L1791>. Acesso em: 8 set. 2025.

- Regulamentação para Veículos de Baixa Emissão [Regulamentos (UE) 2019/1242 e 2023/851 do Parlamento Europeu e do Conselho]^{59,60}
- Fundo Social para o Clima [Regulamento (UE) 2023/955 do Parlamento Europeu e do Conselho]⁶¹
- Regulamento de Uso da Terra, Mudança no Uso da Terra e Florestas (*UE Land Use, Land Use Change and Forestry Regulation – LULUCF*) [Regulamentos (UE) 2018/841 e 2023/839 do Parlamento Europeu e do Conselho]^{62,63}

Dentro deste arcabouço amplo, o Regulamento do Metano da UE estabelece requisitos específicos e diretamente aplicáveis para controlar emissões desse GEE no setor energético. Uma característica importante desse Regulamento é sua aplicabilidade direta em todos os Estados-Membros, sem necessidade de transposição para legislações nacionais, assegurando implementação harmonizada, embora os Estados-Membros precisem estabelecer mecanismos de fiscalização e designar autoridades competentes para garantir cumprimento efetivo. O sistema regulatório europeu inclui ainda outros instrumentos que, embora não focados exclusivamente no metano, contribuem para sua gestão:

- Sistema de Comércio de Emissões da UE (EU ETS) [Diretiva (UE) 2003/87 do Parlamento Europeu e do Conselho]⁶⁴
- Diretiva de Emissões Industriais (*Industrial Emissions Directive – IED*) [Diretivas (UE) 2010/75 e 2024/1785 do Parlamento Europeu e do Conselho]^{65,66}
- Registo Europeu de Emissões e Transferências de Poluentes (E-PRTR)^{67,68}
- Diretiva de Segurança *Offshore* [Diretiva (UE) 2003/87 do Parlamento Europeu e do Conselho]⁶⁹
- Estratégia da UE para o Metano [Comunicação COM(2020) 663 final]⁷⁰

13.2.4 Principais Requisitos Regulatórios

O Regulamento do Metano da UE estrutura-se em cinco pilares:

- (i) Monitoramento, Relato e Verificação (MRV): Operadores devem monitorar e relatar

⁵⁹ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R1242>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁶⁰ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023R0851>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁶¹ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023R0955>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁶² Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018R0841>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁶³ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32023R0839>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁶⁴ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:02003L0087-20240301>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁶⁵ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32010L0075>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁶⁶ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024L1785>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁶⁷ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32006R0166>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁶⁸ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024R1244>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁶⁹ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024R1244>. Acesso em: 8 set. 2025. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32013L0030>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁷⁰ Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:52020DC0663>. Acesso em: 8 set. 2025.

emissões no nível da fonte, evoluindo para medições diretas até 2028, usando padrões do OGMP 2.0 como referência. Todos os dados deverão ser verificados por terceiros.

- (ii) Detecção e Reparo de Vazamentos (LDAR): Operadores devem implementar programas para minimizar emissões fugitivas, com inspeções regulares usando tecnologias como OGI, iniciando o reparo de vazamentos em até 5 dias e concluindo em 30 dias, com prioridade para "superemissores".
- (iii) Limites de Ventilação e Queima: Proíbe ventilação e queima rotineiras, permitidas apenas em emergências ou mau funcionamento, com sistemas de recuperação de gás e eficiência mínima de combustão de 99%.
- (iv) Poços Inativos e Abandonados: Estados-Membros devem estabelecer inventários públicos até 2025 e monitorar emissões, com operadores implementando medidas de mitigação.
- (v) Padrões de Importação: Importadores devem relatar práticas de MRV e mitigação de fornecedores a partir de 2025, exportadores devem cumprir requisitos equivalentes aos produtores europeus a partir de 2028, e a Comissão poderá estabelecer limites de intensidade de emissão para importações a partir de 2030, com instrumentos de transparência complementares.

13.2.5 Metodologias e Instrumentos para Mitigação

O Regulamento de Metano da UE estabelece metodologias e instrumentos para mitigação das emissões de metano, principalmente:

- Detecção e Reparo de Vazamentos (LDAR): Metodologia e Frequência (pesquisas Tipo 1 a cada 4 meses e Tipo 2 a cada 8 meses para instalações críticas, com frequências reduzidas para offshore), Limiares de Detecção (7.000 ppmv ou 17 g/h para Tipo 1 e 500 ppmv ou 1 g/h para Tipo 2), Processo de Reparo (início em até 5 dias e conclusão em 30 dias, com verificação em 45 dias), e Relatórios e Tecnologias (relatórios anuais e uso das melhores tecnologias).
- Restrições à Ventilação e Queima: Princípio Geral (proibição de rotina, permitida em circunstâncias específicas), Hierarquia de Mitigação (prioriza captura, reinjeção ou uso comercial), Padrões Técnicos (eficiência de combustão de 99%), e Relato de Eventos (notificação em 48 horas).
- Requisitos para Equipamentos e Infraestrutura: Novas Instalações e Reformas (equipamentos "zero emissão"), Poços Inativos e Abandonados (monitoramento e mitigação), e Normas Técnicas (desenvolvimento de normas para equipamentos).
- Instrumentos Transversais: OGMP 2.0 (guia para melhores práticas) e Monitoramento Global e Alerta Rápido (ferramenta para identificar superemissores).

Essas medidas visam melhoria contínua, com medição e relato aprimorados, informando estratégias de mitigação e adoção de tecnologias e práticas mais limpas.

13.2.6 Alocação de Responsabilidades Institucionais

O Regulamento do Metano da UE estabelece arquitetura de governança complexa e multinível, na qual diversos atores desempenham papéis complementares e interdependentes.

A Comissão Europeia assume funções estratégicas centrais, sendo responsável pela proposição da legislação original, desenvolvimento e adoção de atos de execução e delegados, supervisão da implementação pelos Estados-Membros, gerenciamento do banco

de dados centralizado sobre metano, e representação da UE em iniciativas internacionais relacionadas ao metano.

O Parlamento Europeu e o Conselho da UE compartilham a função legislativa fundamental, garantindo que o Regulamento reflita tanto os interesses dos cidadãos europeus quanto as prioridades dos Estados-Membros.

A Agência Europeia do Ambiente (AEA) fornece suporte técnico-científico essencial, colaborando na análise e compilação sistemática dos dados reportados sobre emissões de metano, enquanto a Agência da União Europeia para a Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) define indicadores e valores de referência para custos de investimento relacionados à mitigação de metano.

Cada Estado-Membro designa autoridades nacionais competentes que supervisionam a implementação nacional das disposições regulatórias, recebem relatórios detalhados dos operadores, verificam a conformidade com os requisitos estabelecidos, conduzem inspeções periódicas, aplicam medidas de fiscalização e transmitem dados agregados à Comissão Europeia.

Os operadores do setor energético têm a responsabilidade primária pela conformidade operacional, devendo implementar sistemas robustos de MRV e LDAR, limitar práticas de ventilação e queima, fornecer dados precisos sobre suas emissões, e contratar verificadores independentes para certificação de seus relatórios.

Os importadores são responsáveis por coletar informações detalhadas sobre emissões de metano associadas aos combustíveis fósseis importados para o mercado europeu, assegurando que emissões geradas fora da UE sejam devidamente contabilizadas e geridas dentro do escopo regulatório.

Por sua vez, os verificadores independentes realizam auditoria rigorosa dos dados de emissões reportados pelos operadores e avaliam conformidade dos programas LDAR implementados, culminando na emissão de declarações de verificação que validam formalmente os relatórios dos operadores.

Já os prestadores de serviços terceirizados fornecem as tecnologias para detecção e redução de emissões, consultoria especializada para auxiliar na conformidade regulatória, e apoio técnico no desenvolvimento de melhores práticas da indústria.

13.2.7 Obrigações de Mensuração/Monitoramento, Relato e Verificação (MRV) e Publicidade

O Regulamento do Metano da UE estabelece obrigações detalhadas para monitoramento, relato e verificação das emissões:

- Monitoramento: Emissões de Fontes Específicas (quantificação por fonte, evoluindo para medições diretas até 2028), LDAR (pesquisas regulares), Ventilação e Queima (ocorrência, volume e duração), Poços Inativos e Abandonados, e Importações e Intensidade de Metano.
- Relato: Relatórios de Emissões (anuais até 31 de maio), Relatórios LDAR, Relatórios de Ventilação e Queima (notificação imediata de eventos), Relatórios de Poços Inativos/Abandonados (primeiros relatórios até 2026), Relatórios de Importação e Intensidade de Metano, e Formatos (modelos da Comissão).
- Verificação: Verificadores Independentes (avaliam relatórios), Declaração de Verificação, Inspeções Locais, e Equivalência para Importações.
- Publicidade: Acesso Público a Relatórios, Base de Dados de Transparência de Metano (até 2026), Perfis de Desempenho (até 2026), Ferramenta Global de Monitoramento (até 2026), e Publicação de Penalidades e Relatórios de Inspeção.

13.2.8 Mecanismos de Fiscalização e Penalidades

A responsabilidade primária pela fiscalização cabe aos Estados-Membros, que devem estabelecer regras sobre penalidades aplicáveis a infrações às disposições do Regulamento. Essas penalidades devem ser "efetivas, proporcionais e dissuasivas", um princípio padrão no direito ambiental da UE.

As penalidades devem ser proporcionais ao dano ambiental e ao impacto na segurança e saúde humanas, suficientemente elevadas para contrabalançar benefícios econômicos da infração, e aumentar gradualmente para infrações repetidas. As multas administrativas são limitadas a 20% do volume de negócios anual do infrator.

A natureza específica e o nível das penalidades serão determinados pela legislação nacional de cada Estado-Membro, mas devem ser aplicadas às falhas de conformidade listadas no Artigo 33º (3), incluindo falhas em auxiliar autoridades, cumprir relatórios de inspeção, submeter relatórios de emissões e programas LDAR, realizar pesquisas LDAR, reparar vazamentos, cumprir restrições de ventilação/queima, entre outras.

Os Estados-Membros podem prever penalidades financeiras significativas (multas), potencialmente escalonadas com base na gravidade e duração da infração ou no porte do operador, além de ordens administrativas exigindo ações corretivas, suspensão temporária de licenças, e publicação de operadores não conformes ("*name and shame*").

A Comissão Europeia tem poderes de supervisão para garantir que os Estados-Membros apliquem corretamente o direito da UE, incluindo início de procedimentos de infração quando necessário.

13.3 Província de Alberta, Canadá

13.3.1 Panorama da Indústria e Contexto das Emissões de Metano

Alberta é a principal província produtora de petróleo e gás natural do Canadá, abrigando operações convencionais de hidrocarbonetos e extensas atividades de exploração de areias betuminosas. Esse setor representa aproximadamente 50% do inventário total de emissões de gases de efeito estufa (GEE) da província.

No contexto da política climática canadense, Alberta estabeleceu uma meta de redução das emissões de metano do setor de petróleo e gás de 45% até 2025, comparativamente aos níveis de 2014. Dados divulgados pelo *Alberta Energy Regulator* (AER) indicam que essa meta foi alcançada antecipadamente, ainda em 2022. Atualmente, a província considera o alinhamento com objetivos federais mais ambiciosos, contemplando reduções na ordem de 75-80% até 2030, demonstrando compromisso crescente com a mitigação desse GEE.

13.3.2 Abrangência Regulatória

O arcabouço regulatório para controle de emissões de metano em Alberta, implementado principalmente através de diretrizes emitidas pelo AER, concentra-se no segmento *upstream* da cadeia produtiva de petróleo e gás natural. Essa estrutura normativa abrange diversas fontes de emissão, incluindo:

- Tanques de armazenamento de hidrocarbonetos, que contêm líquidos de petróleo sujeitos a requisitos para controle de emissões de vapor;
- Dispositivos pneumáticos acionados por gás natural pressurizado, incluindo controladores e bombas de injeção química;

- Unidades compressoras, tanto centrífugas quanto alternativas, com foco nos sistemas de vedação;
- Desidratadores de glicol utilizados na remoção de água das correntes de gás natural;
- Operações de completação e manutenção de poços; e
- Emissões fugitivas provenientes de diversos componentes das instalações.

Adicionalmente, a regulamentação estabelece requisitos abrangentes para programas obrigatórios de LDAR, que constituem pilar fundamental na estratégia provincial de mitigação de metano.

13.3.3 Marco Legal e Regulatório

O sistema regulatório de Alberta para controle de emissões de metano fundamenta-se em estrutura hierárquica que compreende legislação provincial, regulamentos específicos e diretrizes técnicas detalhadas. Três leis principais estabelecem a base legislativa:

- A Lei de Conservação de Petróleo e Gás (*Oil and Gas Conservation Act* - OGCA)⁷¹, que constitui o instrumento legislativo principal, conferindo ao AER autoridade abrangente para regular o desenvolvimento dos recursos petrolíferos. A Seção 39(1)(f) autoriza especificamente o regulador a estabelecer normas para prevenir o desperdício de hidrocarbonetos, incluindo a regulamentação de práticas de ventilação e queima em *flare*. As Regras de Conservação de Petróleo e Gás (*Alberta Regulation 151/71*)⁷² operacionalizam esta autoridade.
- A Lei de Proteção e Melhoria Ambiental (*Environmental Protection and Enhancement Act* - EPEA)⁷³, que estrutura as avaliações ambientais e aprovações para atividades industriais. Para instalações de maior porte, as aprovações emitidas frequentemente incorporam limites específicos de emissões atmosféricas e requisitos de relatórios.
- A Lei de Gestão de Emissões e Resiliência Climática (*Emissions Management and Climate Resilience Act* - EMCRA)⁷⁴, que estabelece a base legal para o sistema de precificação de carbono industrial da província, conhecido como regulamentação de Tecnologia, Inovação e Redução de Emissões (*Technology Innovation and Emissions Reduction – TIER Regulation*) (*Alberta Regulation 133/2019*)⁷⁵.

No nível regulamentar, a Regulamentação de Redução de Emissões de Metano (*Methane Emission Reduction Regulation* – MERR, *Alberta Regulation 244/2018*)⁷⁶ formalizou o compromisso provincial de reduzir as emissões de metano em 45% até 2025 e estabeleceu a obrigação geral para que os operadores implementem medidas específicas de redução.

A operacionalização técnica desses mandatos materializa-se através da Diretriz 060⁷⁷ do AER, instrumento regulatório central que especifica requisitos detalhados para queima e ventilação no setor *upstream*. Sua revisão abrangente, efetivada em janeiro de 2020, incorporou mandatos da MERR e estabeleceu parâmetros técnicos específicos, incluindo limites de ventilação, padrões para dispositivos pneumáticos, requisitos para programas LDAR e restrições à ventilação durante completação de poços.

⁷¹ Disponível em: <https://open.alberta.ca/publications/o06>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁷² Disponível em: https://open.alberta.ca/dataset/1971_151. Acesso em: 8 set. 2025.

⁷³ Disponível em: <https://open.alberta.ca/publications/e12>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁷⁴ Disponível em: <https://open.alberta.ca/publications/e07p8>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁷⁵ Disponível em: https://open.alberta.ca/publications/2019_133. Acesso em: 8 set. 2025.

⁷⁶ Disponível em: https://open.alberta.ca/publications/2018_244. Acesso em: 8 set. 2025.

⁷⁷ Disponível em: <https://static.aer.ca/prd/documents/directives/Directive060.pdf>. Acesso em: 8 set. 2025.

A Diretriz 017⁷⁸ do AER complementa esse arcabouço ao estabelecer padrões para medição volumétrica precisa de petróleo, gás e água, fundamental para quantificar as emissões e demonstrar conformidade com os limites estabelecidos. Adicionalmente, o AER emite manuais técnicos essenciais, como o Manual 015⁷⁹ sobre Estimativa de Emissões de Metano e o Manual 016⁸⁰ que fornece orientações para o desenvolvimento de Programas de Gestão de Emissões Fugitivas (*Fugitive Emissions Management Programs* – FEMPs).

A implementação desse arcabouço foi facilitada pelo estabelecimento de um Acordo de Equivalência entre os governos federal e provincial em dezembro de 2019. O acordo reconhece formalmente que a estrutura regulatória de Alberta alcança resultados ambientais equivalentes àqueles previstos pelos regulamentos federais de metano, permitindo que o regime provincial opere como única estrutura regulatória aplicável, evitando duplicação e otimizando a eficiência administrativa.

13.3.4 Principais Requisitos Regulatórios

A regulamentação de Alberta estrutura-se em cinco eixos:

- (i) Controle de ventilação específico por fonte: Eliminação progressiva de controladores e bombas pneumáticos de alta purga, requisitos para emissões de compressores, Unidades de Recuperação de Vapor (VRUs) para tanques de armazenamento e sistemas para desidratadores de glicol.
- (ii) Programas LDAR: Levantamentos periódicos com tecnologias como OGI, reparo de vazamentos dentro de prazos e documentação detalhada.
- (iii) Conservação de gás e limites à queima em *flare*: Priorização da conservação, limites rigorosos à queima rotineira e aprovação regulatória para excedê-los, e equipamentos de alta eficiência para minimizar emissões não queimadas.
- (iv) Medição e reporte precisos: Seguindo os padrões da Diretriz 017 do AER.
- (v) Relatórios detalhados: Relatórios anuais ao AER com volumes ventilados, volumes queimados, resultados do programa LDAR e inventários de equipamentos regulados.

13.3.5 Metodologias e Instrumentos para Mitigação

A conformidade com os regulamentos de metano em Alberta requer a implementação de diversas soluções tecnológicas, práticas operacionais refinadas e instrumentos de política econômica.

No âmbito tecnológico, os operadores devem implantar modificações em equipamentos e aprimoramentos de sistemas, incluindo a instalação de controladores pneumáticos e bombas de baixa purga ou emissão zero, Unidades de Recuperação de Vapor para tanques de armazenamento, sistemas de captura para emissões de compressores, e incineradores de alta eficiência para correntes de gás ventilado. As operações de poços beneficiam-se de tecnologias como sistemas de elevação por êmbolo e outras técnicas que minimizam a necessidade de ventilação durante o descarregamento de líquidos.

O suporte à inovação tecnológica é fortalecido por órgãos de financiamento provinciais como o *Emissions Reduction Alberta* (ERA)⁸¹, que proporciona assistência financeira para desenvolvimento, teste e implementação comercial de novas tecnologias de detecção, quantificação e redução de metano.

⁷⁸ Disponível em: <https://static.aer.ca/prd/documents/directives/Directive017.pdf>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁷⁹ Disponível em: <https://static.aer.ca/prd/documents/manuals/Manual015.pdf>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁸⁰ Disponível em: <https://static.aer.ca/prd/documents/manuals/Manual016.pdf>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁸¹ <https://www.eralberta.ca/>.

Complementarmente, metodologias operacionais desempenham papel crucial nos esforços de redução de emissões. Incluem programas sistemáticos de LDAR, regimes aprimorados de manutenção preventiva focados em componentes críticos, procedimentos operacionais otimizados para minimizar emissões durante transições e capacitação especializada da força de trabalho. A implementação eficaz dessas práticas frequentemente transcende os requisitos regulatórios mínimos, sendo impulsionada também por sistemas corporativos de gestão ambiental e de segurança operacional.

O *TIER Regulation* constitui importante instrumento econômico complementar, impondo obrigações de conformidade a grandes emissores industriais (que excedem 100.000 toneladas de CO₂e anualmente). Instalações menores de petróleo e gás convencional (acima de 2.000 t CO₂e/ano) podem optar pela participação no programa. Esse sistema estabelece preço sobre emissões de GEE, criando incentivos financeiros para redução de metano como meio potencialmente custo-efetivo de cumprimento dos limites estabelecidos. Embora o TIER atualmente contemple principalmente emissões de queima em *flare* (com metas de redução em 10% em relação à média histórica de intensidade de emissões em 2020, e acréscimo anual de 1% por ano de 2020-2022, aumentando para 2% anualmente a partir de 2023), representa uma área potencial para expansão futura da cobertura regulatória.

13.3.6 Alocação de Responsabilidades Institucionais

A estrutura regulatória de metano em Alberta tem clara delimitação de responsabilidades entre principais participantes do ecossistema regulatório.

O AER constitui a autoridade regulatória primária, responsável pelo desenvolvimento de requisitos técnicos detalhados, estabelecimento de padrões de desempenho, prescrição de protocolos de monitoramento e relatórios, revisão de submissões como planos LDAR, condução de supervisão de conformidade e aplicação de ferramentas de fiscalização. Adicionalmente, o AER agrega e analisa dados de desempenho da indústria, relatando o progresso em direção à meta provincial de redução de metano.

O Governo de Alberta, através de ministérios relevantes como Energia e Meio Ambiente e Áreas Protegidas, estabelece as diretrizes gerais, incluindo metas de redução e promulgação de legislação fundamental como MERR e EMCRA. Esses departamentos supervisionam o desempenho do AER na implementação das políticas estabelecidas.

Os operadores de petróleo e gás assumem responsabilidade direta pela conformidade operacional, desenvolvendo estratégias específicas de gestão de metano, implementando programas LDAR, mantendo registros abrangentes e submetendo relatórios ao AER. Essas obrigações estendem-se à capacitação adequada do pessoal para garantir implementação efetiva dos procedimentos requeridos.

Prestadores de serviços terceirizados, incluindo consultores ambientais, empresas especializadas em LDAR, fabricantes de equipamentos e desenvolvedores de tecnologia fornecem expertise essencial, serviços e tecnologias que apoiam os operadores no cumprimento de suas obrigações regulatórias.

13.3.7 Obrigações de Mensuração/Monitoramento, Relato e Verificação (MRV) e Publicidade

A estrutura regulatória prevê um sistema robusto de MRV, assegurando transparência e responsabilização.

O relatório anual de emissões de metano, exigido pela Diretriz 060, obriga os operadores a submeterem documentação abrangente detalhando emissões de fontes reguladas. Esses relatórios devem incluir volumes ventilados quantificados de dispositivos

pneumáticos (calculados usando contagens de inventário e fatores de emissão ou medições diretas), compressores, desidratadores e tanques, juntamente com volumes queimados de atividades de combustão controlada.

Adicionalmente, exige-se relatórios detalhados sobre programas de LDAR, incluindo métricas como número de locais inspecionados, componentes verificados, vazamentos detectados e eficácia das medidas corretivas. Inventários atualizados de equipamentos regulados, como controladores pneumáticos categorizados por tipo, também devem ser mantidos e reportados.

Complementando esses relatórios anuais, o sistema Petrinex (*Petroleum Information Network*) captura relatórios volumétricos rotineiros, incluindo volumes de produção e quantidades de gás queimado ou ventilado em instalações específicas. Eventos significativos não rotineiros que excedam limiares estabelecidos desencadeiam obrigações adicionais de notificação imediata e documentação detalhada.

Para instalações sujeitas ao *TIER Regulation*, aplicam-se obrigações separadas de relatórios anuais detalhando emissões totais de gases de efeito estufa, dados de produção e abordagem de conformidade escolhida. Dados de grandes emissores (acima de 1 Mt CO₂e) requerem verificação independente por terceiros, adicionando camada adicional de escrutínio.

Quanto à transparência pública, o AER publica dados agregados de desempenho da indústria, incluindo progresso geral em direção à meta de redução de metano e tendências em ventilação, queima e emissões fugitivas. O Painel de Conformidade do AER (AER Compliance Dashboard) complementa esta transparência, proporcionando histórico pesquisável do desempenho de conformidade das empresas desde 2014.

13.3.8 Mecanismos de Fiscalização e Penalidades

O AER implementa sistema abrangente de garantia de conformidade, fundamentado em modelo de fiscalização gradual que permite aplicação progressiva de medidas proporcionais à gravidade das não-conformidades identificadas.

As medidas iniciais focam em abordagens educativas e preventivas, fornecendo orientações técnicas para auxiliar operadores na compreensão e atendimento dos requisitos regulatórios. Para infrações menores, emitem-se cartas de advertência identificando não-conformidades e solicitando ações corretivas dentro de prazos especificados.

Em casos de violações mais significativas ou recorrentes, o AER progride para Notificações de Não Conformidade (NNCs), documentando formalmente as infrações e exigindo restabelecimento da conformidade mediante implementação de medidas específicas. Para infrações graves ou não-responsivas às ações iniciais, podem ser emitidas ordens regulatórias legalmente vinculantes compelindo ações específicas.

O regime sancionatório também prevê penalidades administrativas, aplicando sanções monetárias proporcionais ao dano ambiental e impacto na segurança. Para padrões recorrentes de não conformidade, intensifica-se a supervisão regulatória, incluindo inspeções mais frequentes. Em situações de não conformidade persistente ou risco ambiental significativo, o AER pode suspender ou revogar licenças, efetivamente interrompendo operações específicas.

A estrutura de fiscalização completa, detalhada no Manual 013 da AER (Programa de Conformidade e Fiscalização), estabelece princípios e procedimentos para implementação consistente das ações regulatórias, proporcionando transparência quanto aos processos internos do regulador e entendimento claro das consequências relacionadas à conformidade com as regulamentações de metano em Alberta.

13.4 Estados Unidos da América (Federal)

13.4.1 Panorama da Indústria e Contexto das Emissões de Metano

Os Estados Unidos abrigam uma das maiores e tecnologicamente mais avançadas indústrias de petróleo e gás natural do mundo, atualmente ocupando posição de liderança nas estatísticas globais de produção para ambos os produtos. Essa indústria estende-se geograficamente por numerosos estados, abrangendo tanto bacias terrestres quanto regiões da plataforma continental marítima. Entre os centros de produção mais proeminentes destacam-se a Bacia do Permiano (Texas/Novo México), a Bacia dos Apalaches (Pensilvânia/Ohio/Virgínia Ocidental), a Encosta Norte do Alasca e as águas federais da Plataforma Continental Externa do Golfo do México.

Nas últimas duas décadas, ocorreu uma transformação fundamental no setor, conhecida como "revolução do shale". Esse fenômeno, impulsionado pela aplicação generalizada da perfuração horizontal combinada com técnicas de fraturamento hidráulico, desbloqueou vastos recursos não convencionais anteriormente considerados antieconômicos. A exploração bem-sucedida de *shale gas* e *shale oil* resultou no aumento expressivo nos volumes de produção doméstica, reconfigurando a segurança energética nacional e a dinâmica do mercado global. Essa transformação não apenas expandiu a extensão geográfica das operações da indústria, mas também introduziu novas configurações operacionais, potencialmente alterando os perfis de emissão associados.

No contexto das emissões nacionais de GEE, a cadeia de valor do petróleo e gás constitui uma fonte significativa. Embora as emissões de dióxido de carbono da combustão de combustíveis fósseis permaneçam o principal contribuinte, as emissões de metano provenientes dos diversos segmentos da indústria – produção, coleta, processamento, transporte, armazenamento/estocagem e distribuição – representam a maior fonte industrial de emissões antropogênicas de metano nos EUA, responsáveis por aproximadamente um terço do inventário nacional de metano, segundo estimativas da Agência de Proteção Ambiental (*Environmental Protection Agency* – EPA).

13.4.2 Abrangência Regulatória

As regulamentações de metano nos EUA cobrem os setores de exploração/produção (*upstream*) e transporte/processamento (*midstream*), onde as emissões são mais elevadas. A aplicabilidade é determinada pelo segmento industrial, tipo de instalação, fontes de emissão e momento da construção.

O setor *upstream* inclui operações terrestres e marítimas de exploração, perfuração, completação de poços (especialmente fraturamento hidráulico), produção e gerenciamento de gás natural. O setor *midstream* abrange coleta e processamento de gás, gasodutos, estações de compressão, estocagem subterrânea e terminais GNL. Dutos de petróleo bruto também podem ser regulados.

As regulamentações focam em fontes significativas como completações após fraturamento, controladores e bombas pneumáticas, compressores, tanques de armazenamento e emissões fugitivas.

A aplicabilidade das regulamentações federais depende do status temporal da fonte (nova/modificada/reconstruída versus existente) e sua localização jurisdicional (terras federais/tribais versus estaduais/privadas).

13.4.3 Marco Legal e Regulatório

As emissões de metano do setor de petróleo e gás dos EUA são governadas por uma

complexa interação de estatutos federais, regulamentos de agências federais, leis estaduais e recentes promulgações legislativas. Esse arranjo reflete princípios do federalismo cooperativo americano, em que responsabilidades regulatórias são compartilhadas entre diferentes níveis de governo.

O sistema opera sob princípios de federalismo cooperativo, onde os estados são primariamente responsáveis pela implementação e fiscalização de padrões federais, desenvolvendo Planos de Implementação Estaduais (*State Implementation Plans* – SIPs) em resposta às diretrizes federais. Os estados têm a autoridade para promulgar regulamentos ambientais mais rigorosos que os padrões mínimos federais. Consequentemente, diversos estados, incluindo Califórnia, Colorado, Novo México e Pensilvânia, implementaram regulamentações específicas para metano que frequentemente excedem os requisitos federais em escopo ou rigor.

O *Clean Air Act* (CAA)⁸² é a norma fundamental para a regulamentação federal de poluentes do ar, incluindo o metano como componente dos GEE considerados perigosos para a saúde pública e bem-estar. A Seção 111 da CAA é particularmente relevante, autorizando a EPA a estabelecer Padrões de Desempenho para Novas Fontes (*New Source Performance Standards* – NSPS) para categorias de fontes estacionárias novas, modificadas ou reconstruídas, com base no melhor sistema de redução de emissões adequadamente demonstrado. A Seção 111(d) obriga a EPA a emitir Diretrizes de Emissão (*Emission Guidelines* – EG), exigindo que os estados regulem fontes existentes dentro da mesma categoria.

A EPA promulgou gerações sucessivas de regulamentos sob a Seção 111 visando o setor de petróleo e gás, evoluindo de regras iniciais focadas em Compostos Orgânicos Voláteis (*Volatile Organic Compounds* – VOCs) (NSPS 0000)⁸³ para regulamentações que abordam explicitamente o metano (NSPS 0000a)⁸⁴. Após mudanças políticas e litígios, a EPA finalizou seus padrões mais abrangentes entre o final de 2023 e o início de 2024: (i) o NSPS 0000b⁸⁵, aplicável a fontes que iniciaram construção, modificação ou reconstrução após 6 de dezembro de 2022; e (ii) o EG 0000c⁸⁶, que estabelece diretrizes para a regulamentação estadual de fontes pré-existentes. Essas regras constituem o marco federal central para o controle direto de emissões de metano em todo o setor.

Outras agências federais também desempenham papéis importantes nesse arranjo regulatório. O *Bureau of Land Management* (BLM), operando sob estatutos federais de arrendamento mineral, regula a ventilação, queima em *flare* e vazamentos em operações localizadas em terras federais e tribais por meio da Regra de Prevenção de Desperdício (*Waste Prevention Rule*)⁸⁷. A *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (PHMSA) contribui indiretamente para a mitigação de metano por meio de regulamentos de segurança que exigem detecção e reparo de vazamentos em dutos de transmissão, distribuição e coleta.

O *Inflation Reduction Act* (IRA)⁸⁸ de 2022 introduziu elementos transformadores através do Programa de Redução de Emissões de Metano (*Methane Emissions Reduction Program* – MERP). A norma determinou que a EPA aprimorasse significativamente o

⁸² Disponível em: <https://www.epa.gov/clean-air-act-overview/clean-air-act-text>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁸³ Disponível em: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2012-08-16/pdf/2012-16806.pdf>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁸⁴ Disponível em: <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-60/subpart-0000a>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁸⁵ Disponível em: <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-60/subpart-0000b>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁸⁶ Disponível em: <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-60/subpart-0000c>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁸⁷ Disponível em: <https://www.federalregister.gov/documents/2024/04/10/2024-06827/waste-prevention-production-subject-to-royalties-and-resource-conservation>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁸⁸ Disponível em: <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text>. Acesso em: 8 set. 2025.

Programa de Relatório de Gases de Efeito Estufa (*Greenhouse Gas Reporting Program – GHGRP*), Subparte W da Parte 98 do Título 40 do Código Federal de Regulações (C.F.R.)⁸⁹, que fundamenta o rastreamento geral de emissões. O IRA também estabeleceu um Encargo sobre Emissões Excedentes (*Waste Emissions Charge – WEC*), efetivamente impondo uma taxa sobre emissões de metano reportadas que excedessem limites de intensidade definidos. Entretanto, em março de 2025, o Congresso reprovou a regra final do WEC, tornando-a sem efeito.

13.4.4 Principais Requisitos Regulatórios

A combinação das recentes regras NSPS/EG da EPA e do MERP da IRA estabelece os requisitos federais predominantes para o gerenciamento de metano. Essas abordagens complementares criam uma estrutura regulatória abrangente que combina padrões técnicos prescritivos com incentivos econômicos.

As regras EPA NSPS 0000b e EG 0000c impõem padrões paralelos sobre fontes novas/modificadas e existentes, respectivamente. Um componente central desses padrões é o estabelecimento de requisitos de monitoramento de emissões fugitivas e de detecção e reparo de vazamentos, que exige levantamentos abrangentes e frequentes em diversos tipos de instalações, utilizando metodologias prescritas como imageamento óptico de gás (OGI) compatível com padrões específicos ou com o Método de Referência EPA 21 (*EPA Reference Method 21*), descrito no Apêndice A-7 da Parte 60 do Título 40 do C.F.R.⁹⁰. As frequências de levantamento são tipicamente trimestrais para muitas instalações, com prazos rigorosos de reparo impostos após a detecção de vazamentos.

Os padrões também exigem o uso de controladores pneumáticos de emissão zero em quase todas as instalações afetadas, com exceções limitadas baseadas em inviabilidade técnica. Para tanques de armazenamento atmosférico com emissões potenciais significativas, são exigidos sistemas de controle de vapor com eficiência mínima de 95%. Requisitos específicos também se aplicam a compressores centrífugos e recíprocos, visando reduzir emissões de respiros de desgaseificação e gaxetas.

Para completção de poços, particularmente aqueles submetidos a fraturamento hidráulico, as regras exigem Completções com Emissões Reduzidas (*Reduced Emissions Completions – RECs*). Esse processo envolve a captura e separação de gás e líquidos durante o período de fluxo reverso após o fraturamento, direcionando o gás para dutos ou dispositivos temporários de armazenamento/combustão.

Uma inovação relevante é o Programa de Resposta a Superemissores (*Super-Emitter Response Program*), que permite que entidades terceirizadas certificadas pela EPA utilizem sensoriamento remoto e outras tecnologias avançadas para detectar grandes eventos de emissão. Quando notificados sobre eventos que excedem 100 kg/h, os operadores são obrigados a conduzir investigações imediatas, implementar ações corretivas e apresentar relatórios detalhados à EPA.

Outro componente essencial deste sistema é o aprimoramento do relato sob o GHGRP Subparte W, conforme exigido pelo IRA. Estas revisões visam melhorar a precisão e abrangência do relato de emissões de metano, exigindo maior incorporação de dados empíricos em vez de depender exclusivamente de fatores de emissão genéricos ou estimativas de engenharia.

⁸⁹ Disponível em: <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-98/subpart-W?toc=1>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁹⁰ Disponível em: <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-60/appendix-A/appendix-A-7>. Acesso em: 8 set. 2025.

13.4.5 Metodologias e Instrumentos para Mitigação

Os EUA utilizam múltiplas estratégias complementares para a redução de emissões de metano no setor de petróleo e gás: regulamentação, tecnologia, práticas operacionais e incentivos econômicos.

As soluções tecnológicas incluem detecção avançada de vazamentos (imageamento óptico, sensoriamento remoto, monitoramento contínuo), unidades de recuperação de vapor, dispositivos de combustão fechada, atuadores de baixa emissão, válvulas aprimoradas e sistemas *plunger lift*. Sua adoção é impulsionada por requisitos regulatórios, potencial comercialização de gás recuperado e programas corporativos.

Práticas operacionais eficazes, motivadas por conformidade regulatória, sistemas de gestão ambiental e otimização de custos, englobam programas sistemáticos de detecção e reparo de vazamentos (LDAR), manutenção preventiva de componentes de alto risco, procedimentos otimizados e treinamento adequado.

Os instrumentos econômicos incluem o programa MERP do IRA, que destinou US\$1,55 bilhão para mitigação e monitoramento de metano, além de incentivos indiretos através de subvenções estaduais/federais e créditos fiscais para tecnologias de redução de emissões.

13.4.6 Alocação de Responsabilidades Institucionais

As regulamentações de metano nos Estados Unidos envolvem uma distribuição complexa de responsabilidades entre diversas entidades institucionais. Essa estrutura de governança de múltiplos níveis reflete a natureza federativa do sistema regulatório americano e a complexidade técnica das indústrias de petróleo e gás natural.

A EPA é o principal órgão federal responsável pela regulação de metano sob o CAA. Suas responsabilidades incluem o desenvolvimento e promulgação de Padrões de Desempenho para Novas Fontes (NSPS) e Diretrizes de Emissão (EG), a administração do Programa de Relatório de Gases de Efeito Estufa (GHGRP) e do Programa de Redução de Emissões de Metano (MERP) do IRA, a supervisão da adequação e implementação dos planos estaduais, a condução de fiscalização federal direta, e o estabelecimento de protocolos de certificação para monitores terceirizados no âmbito do Programa de Superemissores de Metano.

O Departamento do Interior, por intermédio do BLM, regula a otimização de recursos em operações situadas em terras federais e indígenas. Sua jurisdição foca na ventilação, queima em *flare* e vazamentos, fundamentada na autoridade de preservar recursos minerais arrendados. O Departamento de Transportes, através da PHMSA, estabelece padrões de segurança para dutos, incluindo requisitos de detecção e reparo de vazamentos para linhas de coleta (*gathering lines*), transporte e distribuição de gás natural.

As agências ambientais estaduais desempenham um papel crucial no sistema. Elas desenvolvem e submetem Planos de Implementação Estaduais para operacionalizar as Diretrizes de Emissão federais, implementam e fiscalizam padrões federais delegados, promulgam regulamentações estaduais específicas que podem exceder os requisitos federais em rigor, e emitem licenças ambientais que incorporam exigências tanto federais quanto estaduais.

Os operadores da indústria de petróleo e gás natural têm a responsabilidade primária de garantir a conformidade de suas instalações e operações com todas as regulamentações pertinentes. Isso envolve desenvolver e gerenciar programas de detecção e reparo de vazamentos, instalar e manter tecnologias de controle de emissões, monitorar suas emissões e submeter relatórios às autoridades reguladoras.

Terceiras partes também desempenham papéis importantes no ecossistema regulatório. Verificadores independentes podem ser necessários para garantir a precisão

dos dados reportados sob o quadro expandido do GHGRP após as revisões do IRA. Consultores ambientais auxiliam operadores com análise regulatória, licenciamento e estratégias de conformidade. Fornecedores de tecnologia disponibilizam instrumentação avançada de detecção e equipamentos de mitigação. Finalmente, entidades terceirizadas certificadas pela EPA emergem como componentes do inovador Programa de Superemissores de Metano, detectando e relatando eventos significativos de emissão que requerem resposta imediata.

13.4.7 Obrigações de Mensuração/Monitoramento, Relato e Verificação (MRV) e Publicidade

Sistemas robustos de MRV são fundamentais para uma supervisão regulatória eficaz, garantia de conformidade, implementação de mecanismos baseados no mercado e prestação de contas públicas. No contexto da regulação de metano no setor de petróleo e gás natural dos EUA, esses sistemas estão evoluindo para incorporar maior precisão, transparência e fundamentação empírica.

O GHGRP da EPA, particularmente a Subparte W, constitui o principal mecanismo federal para coleta sistemática de dados detalhados de emissões em nível de instalação. Operadores que excedem o limite estabelecido de 25.000 toneladas métricas de CO₂ e anualmente são obrigados a submeter relatórios utilizando metodologias específicas, fatores de emissão e dados de atividade. As revisões exigidas pelo IRA visaram aprimorar significativamente este sistema, exigindo maior incorporação de dados empíricos derivados de medições diretas e tecnologias avançadas de monitoramento, potencialmente refinando também a granularidade espacial do relato.

Complementarmente, os padrões NSPS 0000b e a EG 0000c impõem obrigações extensivas de manutenção de registros relacionados às atividades do programa LDAR, inventários de equipamentos regulados, parâmetros operacionais de dispositivos de controle, registros de manutenção e justificativas para eventos não rotineiros de ventilação ou queima em *flare*. Os operadores devem submeter relatórios periódicos de conformidade que sintetizem essas informações às autoridades reguladoras relevantes.

A transparência pública constitui um elemento crucial desse sistema. Os dados submetidos ao GHGRP, incluindo informações detalhadas sobre emissões de metano em nível de instalação, são geralmente disponibilizados através de portais online da EPA, como a Ferramenta de Informações em Nível de Instalação sobre Gases de Efeito Estufa (*Facility Level Information on GreenHouse gases Tool – FLIGHT*). Essa acessibilidade facilita análises independentes por pesquisadores, organizações não governamentais, investidores e o público em geral. Os relatórios de conformidade submetidos sob os programas NSPS/EG também podem ser acessados através de procedimentos de registros públicos.

13.4.8 Mecanismos de Fiscalização e Penalidades

A eficácia regulatória depende tanto de padrões técnicos adequados quanto de mecanismos efetivos para detectar infrações e impor consequências proporcionais. No caso dos EUA, há fortes incentivos para a conformidade com a regulação em função da fiscalização rigorosa e de penalidades substanciais.

A EPA possui ampla autoridade de fiscalização através do *Clean Air Act*, podendo emitir ordens administrativas, impor penalidades monetárias, iniciar ações civis e, em casos de violações deliberadas, encaminhar para processo criminal com possibilidade de multas e prisão.

Um aspecto distintivo é a provisão de Ação Civil Pública (Seção 304 do CAA), permitindo que cidadãos e organizações ambientais processem diretamente infratores ou a própria EPA por falha no cumprimento de deveres não discricionários, complementando a

fiscalização governamental.

As agências estaduais também possuem autoridade independente sob suas leis e programas federais delegados, com poderes similares para emitir notificações de infração, aplicar penalidades e buscar ações judiciais.

13.5 Colômbia

13.5.1 Panorama da Indústria e Contexto das Emissões de Metano

A indústria petrolífera colombiana contribui significativamente para o Produto Interno Bruto (PIB), gerando receitas de exportação e arrecadação fiscal governamental. A produção de gás natural, relativamente modesta, é prioritariamente direcionada ao atendimento da demanda energética doméstica.

O setor é marcado pela predominância da Ecopetrol S.A., empresa de economia mista com participação majoritária estatal, que exerce controle operacional sobre parcela expressiva da produção nacional, infraestrutura de transporte e capacidade de refino. Complementarmente, diversas corporações privadas nacionais e internacionais desenvolvem atividades de exploração e produção mediante contratos administrados pela Agência Nacional de Hidrocarbonetos (ANH).

A infraestrutura de hidrocarbonetos colombiana apresenta extensão considerável, concentrando-se principalmente em operações terrestres dentro de bacias sedimentares estratégicas como Llanos Orientales, Magdalena Medio, Catatumbo e Putumayo. Essa infraestrutura abrange numerosos campos de produção – alguns com desafios logísticos significativos – interligados por redes de oleodutos e gasodutos. O sistema integra ainda polos de processamento de gás natural, complexos de refino (principalmente em Barrancabermeja e Cartagena), terminais de armazenamento e instalações portuárias para exportação.

No contexto do inventário nacional de GEE, o setor energético, incluindo operações de hidrocarbonetos e mineração de carvão, é uma fonte emissora significativa. As emissões de metano provenientes do setor energético, juntamente com atividades agrícolas, formam componente crítico do perfil de GEE não-CO₂ do país.

No âmbito do Acordo de Paris, a Colômbia apresentou uma Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) atualizada em 2020, comprometendo-se com uma redução de 51% nas emissões nacionais de GEE até 2030, em comparação com o ano de 2010. Essa meta representa um aumento substancial em relação ao compromisso anterior de 20%. A NDC colombiana inclui explicitamente uma meta para redução das emissões fugitivas de metano, especialmente do setor de petróleo e gás, através da implementação de medidas regulatórias específicas. Adicionalmente, a Colômbia é signatária do Compromisso Global de Metano (*Global Methane Pledge*), comprometendo-se voluntariamente a contribuir para o objetivo coletivo de reduzir as emissões globais de metano em pelo menos 30% até 2030, em comparação com os níveis de 2020.

13.5.2 Abrangência Regulatória

A Colômbia foi pioneira na América do Sul em estabelecer regulamentação específica para emissões de metano na indústria de petróleo e gás natural. O foco regulatório concentra-se no segmento *upstream*, englobando todas as operações associadas à exploração e produção de petróleo bruto e gás natural. Isso inclui campanhas de perfuração, técnicas de completação e estimulação de poços, protocolos rotineiros de operação e manutenção, instalações de produção de superfície, tratamento primário na área do campo e gerenciamento do gás associado.

A regulamentação visa explicitamente controlar as principais vias de emissão de metano, abordando três categorias principais: ventilação (*venting*), queima em *flare* e emissões fugitivas. No contexto das fontes de ventilação, atenção específica é conferida a fluxos quantificáveis, incluindo emissões de tanques atmosféricos de armazenamento, instrumentação e dispositivos de controle pneumáticos, regeneradores de desidratadores de glicol, respiros do *casing* de poços, ventilação intermitente durante operações de elevação artificial e eventos de despressurização controlada.

Quanto às operações de queima em *flare*, os controles regulatórios abordam tanto o aspecto volumétrico, promovendo a redução da queima rotineira através de medidas aprimoradas de utilização ou conservação de gás natural, quanto o aspecto de desempenho, visando garantir alta eficiência de combustão para eventos necessários de queima.

Em relação às emissões fugitivas, a regulamentação visa a detecção e mitigação de vazamentos não intencionais da multiplicidade de componentes pressurizados integrantes das instalações e redes de dutos.

13.5.3 Marco Legal e Regulatório

A abordagem regulatória colombiana para as emissões de metano fundamenta-se em dispositivos constitucionais ambientais específicos, leis gerais de proteção ambiental, políticas nacionais com foco nas mudanças climáticas e regulamentações técnicas direcionadas para o setor energético.

A Constituição Colombiana de 1991 estabelece o direito fundamental a um meio ambiente saudável (art. 79) e o dever estatal de proteger a diversidade e integridade ambiental (art. 80), fornecendo assim base constitucional para a regulamentação nesta área. A Lei nº 99/1993⁹¹ criou o Sistema Nacional Ambiental (SINA), o Ministério do Meio Ambiente (posteriormente reestruturado como Ministério do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável – MADS) e instituiu a exigência de licenças ambientais para projetos de desenvolvimento com impacto ambiental significativo. A Lei nº 1.333/2009⁹² estabeleceu procedimentos sancionatórios ambientais, definindo tipologias de infrações e correspondentes sanções administrativas aplicáveis por não conformidade com normativas ambientais e condições de licenciamento.

A Lei nº 1.931/2018⁹³ estabeleceu as diretrizes para a gestão da mudança climática na Colômbia, instituindo uma estrutura institucional através do Sistema Nacional de Mudança Climática (SISCLIMA) e definindo instrumentos de planejamento para o enfrentamento coordenado dos desafios climáticos. Adicionalmente, criou o Sistema Nacional de Informação sobre Mudança Climática (SNICC) e definiu a necessidade de sistemas de monitoramento, reporte e verificação (MRV) para acompanhar o progresso das ações e metas.

A NDC da Colômbia, conforme antecipado, define o compromisso internacional oficial do país de redução de 51% das emissões de GEE até 2030 em comparação ao ano de 2010 e alcance da neutralidade de carbono até 2050. O documento estabelece metas específicas para reduzir as emissões da cadeia de petróleo e gás, focando particularmente no controle de emissões fugitivas de metano.

⁹¹ Disponível em: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=297>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁹² Disponível em: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=36879>. Acesso em 8 set. 2025.

⁹³ Disponível em: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=87765>. Acesso em: 8 set 2025.

A Resolução MME nº 40066/2022⁹⁴, emitida pelo Ministério de Minas e Energia, representa o instrumento regulatório principal, fornecendo requisitos técnicos específicos e mandatórios para o gerenciamento das emissões de metano no setor de petróleo e gás natural. O objetivo da resolução foi estabelecer diretrizes e requisitos técnicos para a detecção e reparo de vazamentos e o uso de gás natural para evitar queima e ventilação durante as atividades de exploração e produção. A resolução reconhece a importância das normas técnicas, referenciando a necessidade de os operadores empregarem metodologias baseadas em normas e padrões internacionalmente reconhecidos para MRV e LDAR.

Complementarmente, a Resolução MADS nº 1447/2018⁹⁵ regulamenta o Sistema Nacional de Monitoramento, Reporte e Verificação das ações de mitigação de GEE na Colômbia, incluindo a regulamentação do Registro Nacional de Redução das Emissões de GEE (RENARE), administrado pelo Instituto de Hidrologia, Meteorologia e Estudos Ambientais (IDEAM), sob diretrizes do MADS.

O processo de licenciamento ambiental, administrado primariamente pela Autoridade Nacional de Licenciamento Ambiental (ANLA) para projetos de grande escala, e pelas Corporações Autônomas Regionais (CARs) para projetos de escopo regional ou local, também representa um mecanismo regulatório importante. Os Estudos de Impacto Ambiental conduzidos previamente ao licenciamento devem avaliar potenciais impactos na qualidade atmosférica, incluindo emissões de GEE, e a licença resultante incorpora condições vinculantes, exigindo a implementação de um Plano de Manejo Ambiental que tipicamente inclui disposições para monitoramento e controle de emissões.

13.5.4 Principais Requisitos Regulatórios

A Resolução MME nº 40066/2022 é a principal norma de prevenção e controle de emissões de metano no setor. A norma aborda as emissões de *flare* e fugitivas em regulamento único, reconhecendo que a queima ineficiente e o mal funcionamento dos queimadores representam fontes significativas de emissões de metano. Para buscar alcançar seus objetivos, a norma trata dos seguintes assuntos:

- (i) Aproveitamento do gás natural: A norma proíbe o desperdício de gás natural e estabelece o aproveitamento como opção prioritária para o gás natural associado produzido. Os operadores devem realizar estudos técnico-econômicos detalhados, anualmente, para demonstrar a inviabilidade econômica de qualquer projeto de aproveitamento antes de optar pela queima.
- (ii) Queima de gás natural: A resolução permite a queima controlada (*flaring*) apenas sob condições específicas e com autorização prévia, detalhando os cálculos para volumes justificados e impondo uma redução progressiva da queima não planejada. As instalações devem realizar verificações anuais de eficiência das tochas e medição/reportagem de todo o gás queimado.
- (iii) Ventilação intencional de gás natural associado: Proíbe-se a ventilação (*venting*) intencional rotineira durante as fases de exploração e produção. Os operadores devem coletar esses gases (principalmente de tanques) para aproveitamento ou, como última opção, fazer a queima controlada com o uso de um sistema de tochas de baixa pressão. A ventilação é permitida apenas em situações emergenciais ou operacionais específicas, devidamente justificadas, quantificadas e reportadas.
- (iv) Fugas de gás natural: A norma obriga os operadores a detectarem e quantificar diretamente as fugas de gás natural (acima de 500 ppm) em equipamentos,

⁹⁴ Disponível em:

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40066_2022.htm. Acesso em: 8 set. 2025.

⁹⁵ Disponível em: <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2022/01/15.-Resolucion-1447-de-2018.pdf>. Acesso em: 8 set. 2025.

componentes e poços, utilizando métodos específicos. Deve-se estabelecer uma Linha Base (inventário inicial) das emissões totais por instalação dentro de prazos definidos, que deve ser monitorada anualmente e atualizada a cada três anos.

- (v) Programa para detecção e reparo de fugas: Foi instituída a obrigatoriedade de um Programa LDAR, exigindo que os operadores elaborem e submetam para aprovação da ANH um plano focado nos principais pontos de emissão (mínimo 95%). São exigidas inspeções periódicas (mínimo 2 ao ano) e cumprimento de prazos rigorosos para o reparo (considerado exitoso quando a fuga é < 500 ppm ou não detectável por OGI) ou substituição de componentes com vazamento, reportando anualmente o progresso e desempenho do programa.
- (vi) Ações mínimas e equipamentos para prevenção/mitigação de fugas: Estabelece ações técnicas mínimas e recomenda as melhores práticas para prevenir e mitigar fugas em equipamentos específicos (bombas e controladores pneumáticos, compressores, desidratadores) e operações (completação de poços, descarga de líquidos). A resolução diferencia requisitos para instalações novas (seleção de tecnologia de baixa emissão) e existentes (necessidade de adequação, substituição ou captura de gás).

Uma obrigação transversal é a exigência da submissão de relatórios anuais de emissão de metano por categoria de fonte (ventilação, queima em *flare* e fugitivas) e unidade operacional. Embora a implementação inicial foque no estabelecimento de sistemas confiáveis de medição e reporte, o marco regulatório antecipa a eventual integração de procedimentos de verificação independente por terceiros.

Apesar de ser uma resolução publicada pelo MME, a ANH é o ente regulador responsável pela implementação e aplicação da Resolução MME nº 40066/2022.

13.5.5 Metodologias e Instrumentos para Mitigação

A busca pela redução das emissões de metano na Colômbia combina regulamentação direta, adoção tecnológica, melhorias operacionais e instrumentos econômicos de incentivo.

O principal instrumento de mitigação é a regulamentação direta, mediante a Resolução MME nº 40066/2022. A conformidade com os requisitos previstos na norma exige a adoção de soluções tecnológicas e metodologias operacionais reconhecidas na indústria de petróleo e gás natural. Diversas soluções tecnológicas vêm sendo implementadas, incluindo unidades de recuperação de vapor (VRUs), combustores fechados, dispositivos pneumáticos de baixa ou zero emissão para instrumentação de processo, equipamentos avançados para detecção de vazamentos como câmeras de imageamento óptico de gás (OGI) e sistemas baseados em drones, *flares* de alta eficiência, unidades de recuperação de gás destinado à queima e técnicas de completção de poços com emissões reduzidas (RECs).

No âmbito das metodologias operacionais, observa-se integração crescente de práticas aprimoradas de gestão, incluindo programas LDAR sistemáticos, regimes reforçados de manutenção preventiva, otimização de processos para minimizar emissões durante transições operacionais, planejamento abrangente de conservação de gás e capacitação especializada de pessoal.

Em termos de incentivos econômicos, destaca-se a Lei nº 1.931/2018 ("Lei de Mudança Climática") que estabeleceu diretrizes para a gestão climática e criou instrumentos econômicos destinados a incentivar a redução de GEE. O Imposto Nacional ao Carbono (INC), originalmente introduzido pela Lei nº 1819/2016 ⁹⁶ e posteriormente

⁹⁶ Disponível em: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=79140>. Acesso em: 8 set. 2025.

integrado à estratégia climática da Colômbia, é calculado com base no conteúdo de carbono dos combustíveis fósseis. Embora o INC, em sua configuração atual, não taxe diretamente as emissões de metano provenientes de fontes de processo na indústria de petróleo e gás, o Decreto nº 926/2017⁹⁷ criou uma importante conexão indireta através do "Mecanismo de Não Causação" (ou Neutralidade). Esse mecanismo permite que empresas sujeitas ao pagamento do INC possam neutralizar parcial ou totalmente sua obrigação tributária se demonstrarem que as emissões associadas aos combustíveis taxados foram efetivamente reduzidas ou compensadas⁹⁸.

A Lei nº 1.931/2018 também estabeleceu as bases para o Programa Nacional de Cotas Transmissíveis de Emissões de Gases de Efeito Estufa (PNCTE), e a Resolução MADS nº 1447/2018 regulamentou o RENARE. Estes instrumentos, juntamente com o PNCTE, representam as bases para a constituição do futuro Sistema de Comércio de Emissões (ETS) da Colômbia.

Compromissos voluntários, particularmente da Ecopetrol, exercem papel suplementar significativo, frequentemente estabelecendo metas que superam os requisitos regulatórios mínimos iniciais. Complementarmente, a cooperação internacional através de iniciativas como o *Global Methane Pledge*, a *Climate and Clean Air Coalition* e o Observatório Internacional de Emissões de Metano (IMEO) proporciona suporte técnico e compartilhamento de conhecimento, reforçando o compromisso nacional com o abatimento de metano.

13.5.6 Alocação de Responsabilidades Institucionais

A governança e a implementação das regulamentações de metano na Colômbia são coordenadas entre múltiplas agências governamentais e atores do setor privado.

O Ministério de Minas e Energia (MME) desempenha função central na formulação da política energética setorial, emissão de regulamentos técnicos específicos para hidrocarbonetos como a Resolução MME nº 40066/2022, definição de padrões operacionais e supervisão da conformidade com os regulamentos técnicos sob sua autoridade.

O Ministério do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (MADS) assume responsabilidade pelo estabelecimento da política nacional ambiental e de mudanças climáticas, incluindo a coordenação da NDC colombiana, gerenciamento do SINA, desenvolvimento de padrões gerais de qualidade ambiental e supervisão do inventário nacional de GEE.

A Agência Nacional de Hidrocarbonetos (ANH) exerce papel crucial na administração de recursos petrolíferos e gasíferos nacionais e contratos associados. Apesar de a Resolução nº 40066/2022 ser emitida pelo MME, a ANH é o ente responsável por sua implementação e aplicação. Sua função inclui a supervisão de obrigações contratuais relacionadas ao gerenciamento eficiente de recursos, aspecto particularmente relevante para práticas de queima em *flare* e ventilação.

A Autoridade Nacional de Licenciamento Ambiental (ANLA) detém competência privativa para licenciar projetos considerados de interesse nacional e estratégico, ou aqueles com impactos ambientais significativos que transcendem o âmbito regional, além de deter a autoridade para fiscalizar e aplicar sanções ambientais por infrações às condições

⁹⁷ Disponível em: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=81936>. Acesso em: 8 set. 2025.

⁹⁸ Uma empresa que investe em projetos para reduzir suas próprias emissões de metano, seguindo metodologias aprovadas e registradas no RENARE, pode gerar certificados de redução de emissões (créditos de carbono) que representam as toneladas de CO₂ equivalente evitadas, levando em consideração o alto potencial de aquecimento global do metano. A empresa pode então utilizar estes créditos para abater sua obrigação de pagar o imposto de carbono.

de licenciamento.

As Corporações Autônomas Regionais (CARs) são responsáveis pelo licenciamento de projetos de escopo regional ou local, ou aqueles não explicitamente designados à ANLA. Embora a ANLA seja a principal autoridade licenciadora para os projetos centrais de petróleo e gás na Colômbia, as CARs desempenham papel importante na gestão ambiental regional, emitindo permissões para o uso de recursos naturais locais, licenciando infraestruturas menores e realizando fiscalização ambiental em seus territórios.

Os operadores do setor de petróleo e gás natural, incluindo a Ecopetrol e empresas privadas, assumem a responsabilidade primária de garantir conformidade com todas as leis pertinentes, regulamentos ministeriais, condições de licença ambiental e obrigações contratuais. Devem desenvolver e executar programas estruturados de MRV e LDAR, investir em tecnologias e sistemas adequados de mitigação, e fornecer relatos sobre emissões.

Adicionalmente, terceiros incluindo consultores especializados, fornecedores de tecnologia e potenciais entidades verificadoras desempenham papéis de apoio essenciais, fornecendo serviços técnicos, tecnologias de detecção e abatimento, e potencialmente verificação independente de dados de emissões no futuro.

13.5.7 Obrigações de Mensuração/Monitoramento, Relato e Verificação (MRV) e Publicidade

A Resolução MME nº 40066/2022 estabelece obrigação para os operadores apresentarem relatórios anuais detalhando seu desempenho em matéria de emissões de metano. Esses documentos devem conter dados quantificados mediante metodologias aprovadas, desagregados por categoria de fonte e por ativo operacional ou instalação específica. Adicionalmente, exige-se relatórios abrangentes sobre a execução e resultados dos programas de LDAR, incluindo informações sobre cobertura dos levantamentos, vazamentos identificados e eficácia das medidas corretivas implementadas. Registros detalhados de eventos de ventilação e queima em *flare*, incluindo volumes, duração e justificativa técnico-econômica, também constituem requisitos obrigatórios.

Embora o destinatário inicial especificado para esses relatórios seja tipicamente o MME, como entidade emissora da regulamentação, observa-se tendência para integração deste fluxo informacional com plataformas nacionais de informação ambiental estabelecidas, como o Registro Único de Informação Ambiental (RUIA). Tal integração visa facilitar o monitoramento ambiental consolidado e a incorporação destes dados no inventário nacional de GEE.

O arcabouço para verificação independente por terceiros dos dados de emissões de metano relatados na Colômbia encontra-se atualmente em estágio incipiente, comparativamente a sistemas regulatórios mais maduros internacionalmente. O estabelecimento de órgãos de verificação acreditados e a definição de protocolos rigorosos de verificação representarão passos essenciais para aumentar a credibilidade e confiabilidade dos dados relatados futuramente.

Quanto à transparência pública, o nível atual de divulgação relacionado às emissões de metano específicas por operador apresenta limitações. Não obstante, grandes operadores como a Ecopetrol fornecem divulgações voluntárias através de relatórios de sustentabilidade corporativa, e as demandas por maior transparência regulatória tendem a intensificar-se progressivamente.

13.5.8 Mecanismos de Fiscalização e Penalidades

O principal instrumento legislativo que rege as sanções ambientais é a Lei

nº 1.333/2009, que estabelece o arcabouço processual e a tipologia de penalidades aplicáveis por infrações às normas ambientais e descumprimento das condições estipuladas em licenças, permissões ou autorizações ambientais.

A competência fiscalizadora distribui-se entre ANLA (autoridade primária para condições de licença ambiental), MME (poderes relativos a violações de regulamentos técnicos específicos) e ANH (supervisão de conformidade com termos contratuais). Clareza jurisdicional e cooperação interinstitucional são fundamentais para fiscalização eficaz.

A Lei nº 1.333/2009 contempla gradação de sanções administrativas, aplicáveis considerando a gravidade da infração, impacto ambiental causado, circunstâncias atenuantes ou agravantes, grau de intencionalidade e histórico de reincidência. Essas sanções incluem, entre outras medidas, advertências formais, imposição de multas diárias (que podem acumular valores significativos), fechamento temporário ou definitivo de instalações ou atividades operacionais específicas, suspensão ou revogação de licenças ou permissões ambientais, e obrigações de realizar trabalho ambiental compensatório proporcional ao dano causado.

13.6 Resumo da Experiência Internacional

Nota-se, nos anos recentes, um grande avanço nas ações para a mitigação das emissões de metano no setor de petróleo e gás, com diversas jurisdições adotando abordagens regulatórias cada vez mais sofisticadas. Embora os contextos industriais e os marcos legais variem, podem ser destacados alguns temas comuns e aprendizados valiosos.

13.6.1 Convergências e Tendências Comuns

- **Metas e Compromissos:** A maioria das regiões analisadas possui metas explícitas de redução de metano ou GEE que impactam o setor, em geral alinhadas com compromissos internacionais como o Acordo de Paris (por meio de suas NDCs) e o Compromisso Global de Metano.
- **Regulamentação Direta de Fontes:** Há um foco consistente em regulamentar as principais fontes de emissão: ventilação (especialmente de tanques, dispositivos pneumáticos), queima em *flare* (buscando eliminar a rotina e garantir alta eficiência) e emissões fugitivas (através de programas LDAR).
- **Programas LDAR Mandatórios:** A implementação de programas robustos de LDAR é um pilar central, geralmente especificando tecnologias (e.g., OGI), frequências de inspeção e prazos para reparo.
- **Evolução do MRV:** Observa-se uma transição de estimativas baseadas em fatores de emissão para metodologias que exigem medições diretas e dados empíricos, aumentando a precisão. A verificação por terceiros e a transparência pública dos dados de emissões também são tendência, assim como o estabelecimento de frequências mínimas de medição e determinação de prazos para reparos de vazamentos e outras ações corretivas.
- **Transparência e Acesso Público:** observa-se uma crescente publicidade dos dados de emissões por meio de painéis interativos (Reino Unido, Alberta), portais de dados abertos (Reino Unido) e bancos de dados públicos em nível de instalação (EUA). O objetivo da divulgação é promover a responsabilização, permitir o escrutínio por terceiros e facilitar a comparação de desempenho (*benchmarking*) entre os operadores.
- **Hierarquia de Gerenciamento de Gás:** Uma abordagem comum para o gás associado

prioriza seu aproveitamento (uso, venda, reinjeção), seguido por combustão eficiente em *flare*, sendo a ventilação direta a última opção, restrita a emergências ou situações específicas justificadas.

- **Combinação de Instrumentos:** As estratégias mais eficazes combinam mandatos regulatórios prescritivos com incentivos econômicos (precificação de carbono, financiamento para inovação) e iniciativas voluntárias da indústria.

13.6.2 Diferenças e Abordagens Inovadoras

- **Escopo de Importação (UE):** A UE se destaca por sua iniciativa de estender os requisitos de metano às importações de combustíveis fósseis, buscando influenciar padrões globais e equilibrar os custos da indústria local, que precisará se adaptar às regulamentações mais restritivas em termos de emissões.
- **Modelos de Federalismo (Canadá/EUA):** Alberta (Canadá) opera sob um acordo de equivalência com o governo federal, enquanto os EUA utilizam um sistema de federalismo cooperativo, onde os estados implementam padrões federais e podem adotar regras mais rigorosas.
- **Foco em Superemissores (EUA/UE):** A criação de programas para detectar e responder rapidamente a grandes eventos de emissão (superemissores), utilizando tecnologias avançadas de sensoriamento, é uma abordagem inovadora.
- **Desafios de Bacias Maduras (Reino Unido):** O Reino Unido enfrenta desafios específicos relacionados à gestão de infraestrutura antiga e ao aumento do descomissionamento em sua bacia offshore madura, em um contexto geral de forte impulso para a eletrificação.
- **Pioneirismo Regional (Colômbia):** A Colômbia serve como um exemplo para outras nações em desenvolvimento com setores de O&G, demonstrando como integrar a mitigação de metano em suas políticas climáticas e energéticas.

13.6.3 Desafios Comuns Persistentes

- **Custos e Precisão do MRV:** Obter dados de emissões precisos e verificáveis, especialmente para fontes fugitivas, continua sendo um desafio técnico e financeiro.
- **Custos de Mitigação:** A adaptação de instalações existentes e a implementação de novas tecnologias de abatimento podem representar investimentos significativos.
- **Capacidade de Fiscalização:** Garantir a fiscalização efetiva e a conformidade em indústrias com grande número de instalações dispersas exige recursos e capacidade técnica adequados das autoridades.
- **Harmonização Internacional:** As diferenças entre os regimes regulatórios podem criar complexidade para operadores globais e dificultar a comparação dos esforços.

As Tabelas 4 e 5 apresentam os comparativos entre os principais instrumentos regulatórios e os requisitos-chave de mitigação de metano pelas diferentes jurisdições, respectivamente:

Tabela 4 – Comparativo dos Principais Instrumentos Regulatórios e Órgãos Chave

Jurisdição	Principais Instrumentos relativos ao Metano (O&G)	Órgãos Reguladores Chave
Reino Unido	NSTA <i>Guidance on Flaring and Venting</i> ; OEUK <i>Methane Action Plan</i>	NSTA, OPRED, Environment Agencies
UE	Regulamento do Metano da UE (Reg. 2024/1787/UE)	Comissão Europeia, Autoridades Competentes dos Estados-Membros

Alberta/CA	AER Directive 060; MERR	Alberta Energy Regulator (AER)
EUA	EPA NSPS 0000b / EG 0000c (sob o CAA)	EPA, BLM, PHMSA, Agências Estaduais
Colômbia	Resolução MME nº 40066/2022	MME, ANH, ANLA, MADS, CARs

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5 – Comparativo dos Requisitos-Chave de Mitigação de Metano

Jurisdição	LDAR	Ventilação/Queima	MRV e Padrões de Equipamento
Reino Unido	Incentivado (OGI); benchmarking; foco em redução de 50%	Zero rotina até 2030; consentimentos NSTA; eletrificação	PPRS/EEMS; UK ETS (CO ₂); Planos de Ação para Redução de Emissões (ERAPs)
UE	Obrigatório (OGI); prazos de reparo; foco em superemissores	Proibição de rotina; hierarquia; eficiência de 99%; padrões de importação	MRV Nível 5 OGMP 2.0; verificação 3P; "zero emissão" para novos equipamentos; base de dados global
Alberta	Obrigatório (FEMPs, OGI); frequência baseada em risco; prazos de reparo	Conservação prioritária; limites à queima rotineira; controle de fontes específicas	D017 (medição); D060 (phase-out pneumáticos high-bleed); relatórios anuais; TIER (preço C)
EUA	Obrigatório (OGI/Method 21, trimestral); prazos de reparo	RECs; controle de tanques (95%); Programa Super-Emissores	GHGRP (Subparte W aprimorada); NSPS/EG (pneumáticos zero-emissão); financiamento MERP
Colômbia	Obrigatório (>500ppm, mín. 2/ano); prazos de reparo; linha base	Aproveitamento prioritário; proibição de ventilação rotineira; autorização para queima	Relatórios anuais; melhores práticas para equipamentos (pneumáticos, compressores); incentivo fiscal

Fonte: Elaboração própria.

As experiências internacionais sublinham um movimento global em direção a uma gestão mais rigorosa das emissões de metano. A combinação de regulamentação clara, avanços tecnológicos, incentivos econômicos e cooperação entre governos e indústria tem se mostrado essencial para alcançar as reduções necessárias para mitigar os impactos das mudanças climáticas.

14. RECOMENDAÇÕES PARA O BRASIL COM BASE NO RELATÓRIO DO BANCO MUNDIAL

A análise comparativa dos três estudos de caso conduzidos pelo Banco Mundial aponta boas práticas regulatórias, como a definição de requisitos mínimos para programas de Detecção e Reparo de Vazamentos (LDAR) e para padrões de monitoramento, reporte e verificação (MRV). Ao mesmo tempo, reforça a importância de adaptar políticas e marcos

regulatórios às condições locais, especialmente no que se refere à fiscalização, aplicação de sanções e outros instrumentos que assegurem o cumprimento das normas pela indústria.

Segundo o Banco Mundial (2025), para que o Brasil e a ANP desenvolvam uma regulamentação eficaz para as emissões de metano no setor de petróleo e gás, será necessário, no mínimo, considerar os pontos abaixo destacados.

14.1 Linhas de base confiáveis para emissões

A avaliação da eficácia das regulamentações de metano depende da confiabilidade das linhas de base de emissões. Historicamente, a indústria global de petróleo e gás natural, na ausência de exigências regulatórias específicas, não mediu diretamente as emissões de metano, em especial aquelas oriundas de emissões fugitivas ao longo da cadeia de suprimentos. Em vez disso, recorreu a estimativas baseadas em fórmulas de engenharia e especificações técnicas dos equipamentos.

Segundo o Banco Mundial (2025), estudos recentes mostram que essa prática pode subestimar significativamente as emissões, especialmente em eventos de “superemissores”. Em algumas regiões, até mesmo os volumes de ventilação são subnotificados.

Nos três casos analisados pelo Banco Mundial (UE, Reino Unido e Alberta), as linhas de base utilizadas para definir metas de redução são majoritariamente baseadas em dados estimados. A regulamentação da União Europeia busca reduzir essa incerteza ao estabelecer diretrizes específicas de LDAR por segmento da cadeia e por tipo de equipamento, além de exigir detalhamentos em MRV, equipamentos, reporte e coleta de dados.

Prazos também são definidos: instalações existentes devem apresentar seus programas LDAR até maio de 2025, e novas instalações devem submeter esses programas em até seis meses após o início das operações. Importações firmadas após agosto de 2024 devem comprovar equivalência nos sistemas de MRV em relação aos padrões da UE. A partir de 2027 (ativos operados) e 2028 (não operados), serão exigidos relatórios de medição em nível de instalação, preferencialmente com medição direta.

Até que padrões específicos sejam definidos pela Comissão Europeia, os reguladores dos Estados-Membros e a indústria adotarão o padrão OGMP 2.0. Os dados obtidos servirão para aprimorar as linhas de base e ajustar as restrições de emissões, conforme o conhecimento sobre o escopo das emissões de metano evoluir.

Em Alberta, os requisitos sobre LDAR e MRV também são rigorosos. A província possui uma longa tradição regulatória sobre queima e ventilação. Essa experiência permitiu à indústria otimizar essas práticas de forma economicamente viável. Contudo, desde o final da década de 2010, o aumento na produção de petróleo e gás, bem como o foco crescente na redução das emissões de metano, resultaram no crescimento das atividades de queima. Esse equilíbrio entre queima e ventilação ressalta a importância de se estabelecer linhas de base realistas de emissões de metano dentro do contexto mais amplo das operações de petróleo e gás.

14.2 Regulamentações Prescritivas vs. Baseadas em Desempenho

Embora já exista uma base técnica sólida, o conhecimento sobre LDAR, MRV e padrões de equipamentos ainda está em expansão. Assim, regulamentações prescritivas devem permitir a incorporação de novas tecnologias que tornem a detecção de emissões mais eficiente, precisa e econômica.

No Reino Unido e em Alberta, os requisitos de metano foram incorporados às

normas existentes sobre queima e ventilação, possibilitando atualizações com base na experiência acumulada. Ambos adotam documentos e manuais técnicos específicos para tratar de emissões fugitivas de metano, principalmente aquelas não contempladas pelas regras de queima e ventilação. Alberta se destaca por ter maior número e detalhamento desses documentos, incluindo orientações específicas para LDAR, MRV e equipamentos.

Já a regulamentação da UE é explicitamente voltada para as emissões de metano. Apesar de ser a mais prescritiva entre os casos analisados, mantém flexibilidade para os Estados-Membros implementarem trechos conforme suas realidades, como a quantidade de instalações (*onshore* x *offshore*) ou impactos sobre a competitividade econômica e os preços finais de energia.

Ressalta-se também que as emissões de metano se concentram em diferentes segmentos da cadeia de suprimento de petróleo e gás entre os Estados-Membros, uma vez que nem todos são produtores (alguns podem ter a maior parte das operações *offshore* e outros podem ser apenas importadores). Dessa forma, os Estados-Membros podem ser mais eficazes na redução das emissões de metano ao focarem em diferentes operações dentro de suas jurisdições. A regulamentação da UE permite que os operadores usem novas tecnologias que melhor atendam aos objetivos regulatórios para seus ativos.

14.3 Envolvimento do Setor Privado e das Empresas Estatais de Petróleo

A diversidade nas operações (*onshore* x *offshore*, composição do hidrocarboneto, localização e idade das instalações) exige abordagens flexíveis e inovadoras. A participação ativa da indústria é fundamental, mas deve ser validada por auditorias e inspeções feitas por reguladores bem estruturados.

Tanto em Alberta quanto no Reino Unido, reduções significativas de emissões foram alcançadas por meio de um modelo de governança colaborativa. O *North Sea Transition Deal*⁹⁹, por exemplo, orienta a NSTA em parceria com a indústria *offshore* (via OEUK), que publica relatórios e diretrizes baseadas no OGMP 2.0. Em Alberta, o fórum CASA — parceria entre governo, indústria e organizações não governamentais voltadas para a qualidade do ar — fornece contribuições técnicas à AER.

Mesmo na UE, os operadores locais deverão desempenhar papel fundamental na aplicação das normas, com foco em evitar impactos negativos sobre consumidores e a competitividade da economia europeia.

14.4 Sanções

Tanto Alberta quanto o Reino Unido adotam regimes de sanção progressiva. A escalada começa com notificações e, caso a não conformidade persista, pode avançar para advertências formais, ordens de paralisação, penalidades administrativas, civis ou processos judiciais.

Em todas as jurisdições, as penalidades são estruturadas para desestimular reincidências e são proporcionais aos danos ambientais e riscos à saúde pública causados pelas emissões de metano. A regulamentação da UE, por exemplo, exige que as multas anulem os ganhos econômicos obtidos com a infração e aumentem gradualmente em caso de reincidência.

⁹⁹ Documento de parceria tripartite entre o governo, a NSTA e a indústria *offshore*.

A AER pode aplicar penalidades com base no benefício econômico estimado do operador infrator. Em Alberta, há também valores máximos fixos para violações de limites de ventilação. No Reino Unido, multas podem chegar a £1 milhão e podem ser impostas pelo Secretário de Estado, além do regulador.

Todos os três casos admitem múltiplas penalidades em instâncias diferentes, especialmente em infrações relacionadas a emissões de GEE e às regras dos mercados de comércio de emissões (ETS). Assim, existe a possibilidade de os operadores serem penalizados mais de uma vez por infrações relacionadas à queima, ventilação ou outras emissões de metano. Por isso, é recomendável uma melhor coordenação entre agências reguladoras de energia e meio ambiente, para garantir coerência e sinergia nas sanções.

14.5 Recursos Financeiros e Humanos dos Reguladores

A implementação efetiva das normas requer órgãos reguladores com recursos adequados. A regulamentação da UE exige que os Estados-Membros designem ao menos uma autoridade com capacidade técnica, financeira e institucional suficiente.

A AER, em Alberta, conta com cerca de 1.000 servidores, dos quais 70 atuam diretamente em campo. A agência é legalmente respaldada e possui orçamento compatível com suas atribuições, incluindo os requisitos de redução das emissões de metano.

Já a NSTA (Reino Unido) possui cerca de 240 funcionários e não realiza inspeções diretas. Seu escopo é mais restrito — voltado a operações *offshore*, com menos operadores e instalações do que Alberta, que lida com uma cadeia ampla de operações *onshore*, desde petróleo e gás convencionais até as areias betuminosas, com tipos diferentes de instalações e uma extensa rede de dutos, instalações de processamento e estocagem.

Em suma, os recursos necessários variam conforme a realidade operacional de cada jurisdição. Quanto mais responsabilidades diretas (como inspeção e auditoria) forem assumidas pelo regulador, maior será a demanda por equipe técnica. A terceirização de algumas funções para entidades qualificadas pode reduzir essa necessidade interna, desde que haja supervisão eficaz.

No caso da ANP, é importante destacar que as severas restrições orçamentárias e os desafios na gestão, tanto internos quanto externos, têm impactado a capacidade fiscalizatória e de alocação de recursos em atividades de campo. Diante disso, a efetiva elaboração e implementação da futura regulamentação sobre metano exigirá um compromisso claro, da Diretoria Colegiada e do Governo, no sentido de assegurar os recursos necessários — tanto humanos, incluindo a realocação e capacitação de servidores e provimento de cargos (comissionados e concursados), quanto financeiros (diárias, passagens e capacitação). O apoio da alta administração será fundamental para viabilizar o projeto conforme previsto na agenda regulatória da ANP.

15. PARTICIPAÇÃO SOCIAL E QUESTÕES PARA COMPOR A CONSULTA PRÉVIA DA AIR

O art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e o art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, regulamentados pelo Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2021, estabelecem a obrigatoriedade da realização de AIR previamente à edição de normas pelas Agências Reguladoras.

A consulta prévia, instrumento de apoio ao processo de AIR, encontra-se prevista

no art. 2º, parágrafo único da Instrução Normativa ANP nº 8, de 17 de agosto de 2021, e tem como objetivo fomentar a participação da sociedade em geral, e dos agentes afetados, no processo regulatório:

Art. 2º A participação social no processo decisório referente à regulação da ANP abrange os seguintes instrumentos:

(...)

Parágrafo único. A consulta prévia se aplica às seguintes situações:
I - em qualquer etapa da realização da Análise de Impacto Regulatório (AIR) a fim de, por exemplo, identificar o problema regulatório, mapear alternativas, identificar impactos e coletar dados;
II - para obter subsídios dos interessados quanto à necessidade de alteração de um ato normativo vigente; ou
III - para obter subsídios dos interessados quanto à necessidade de adotar uma ação regulatória, normativa ou não, em relação a um potencial problema regulatório. (Grifos nossos).

Neste sentido, com base no que foi apresentado nas seções anteriores, foram formulados questionamentos relacionados com os temas identificados como essenciais para a elaboração do relatório de AIR e de uma proposta de minuta de resolução.

Os blocos de questionamentos formulados a seguir farão parte de um formulário eletrônico a ser disponibilizado no sítio eletrônico da ANP na internet para o recebimento de comentários e sugestões durante o prazo da Consulta Prévia de 45 (quarenta e cinco) dias, observado o disposto no art. 12, da Instrução Normativa ANP nº 8/2021.

As questões formuladas estão organizadas nos seguintes temas:

- Escopo e abrangência da Norma
- Tipos de Abordagens Regulatórias
- Definição das estratégias para a mitigação das emissões
- Atividades de Detecção e Reparo de Vazamento (LDAR)
- Sistemas de Medição, Monitoramento, Reporte e Verificação (MMRV)
- Queima e Ventilação
- Planos de Desenvolvimento
- Poços Abandonados
- Penalidades

(I) Escopo e abrangência da Norma

De acordo com dados da Agência Internacional de Energia (AIE)¹⁰⁰, o segmento do *upstream* responde por cerca de 77% das emissões de metano do setor, contra 13% do *downstream*, 5,7% do *midstream* e 3,8% das estruturas abandonadas. A Resolução CNPE nº 8/2024 apresenta diretrizes direcionadas especificamente para a descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, onde se concentra a maior parte das emissões do setor.

- 1) Os demais segmentos da cadeia de óleo e gás, além do *upstream*, deveriam ser objeto de regulamentação? Justifique.
- 2) Em caso de resposta afirmativa no item acima, a regulamentação deveria ser

¹⁰⁰ Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025/key-findings>. Acesso em: 15 jul. 2025.

única para toda a cadeia ou segmentada por tipo de atividade? Justifique sua resposta.

(II) Tipos de Abordagens Regulatórias

As regulamentações voltadas à redução das emissões de metano podem adotar diferentes estratégias, isoladas ou combinadas, conforme as características do setor regulado e os objetivos da política pública. De modo geral, existem quatro principais tipos de instrumentos regulatórios:

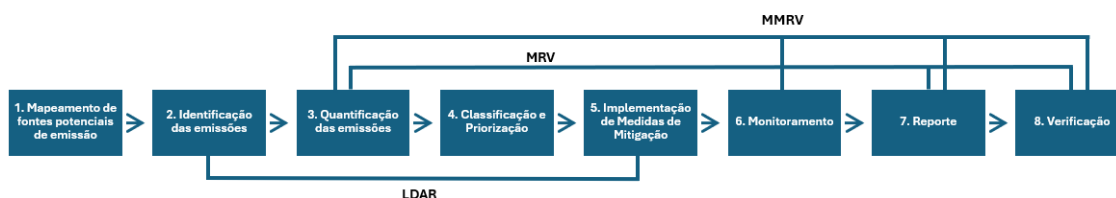
- Medidas prescritivas: impõem diretamente ações específicas aos regulados, como programas obrigatórios de detecção e reparo de vazamentos (LDAR), proibição de práticas emissoras como ventilação, ou exigência de equipamentos com menor potencial de emissão.
- Medidas de desempenho: estabelecem metas obrigatórias de redução ou limites de emissão, mas permitem que as empresas escolham os meios tecnológicos para cumpri-las.
- Medidas econômicas: buscam influenciar o comportamento por meio de incentivos financeiros ou penalidades, como taxas sobre ventilação/queima ou integração com mercados de carbono.
- Medidas informativas: exigem a mensuração, reporte e divulgação das emissões, contribuindo para maior transparência e suporte a instrumentos mais robustos.

Essas abordagens não são excludentes entre si e podem ser combinadas para maior efetividade. A escolha do modelo regulatório deve considerar fatores como facilidade de implementação, eficácia, disponibilidade de dados e flexibilidade para incorporação de inovações tecnológicas.

- 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.**

(III) Definição das estratégias para a mitigação das emissões

A Figura 4 do Estudo Preliminar apresenta um fluxo para a implementação de estratégias para a mitigação das emissões de metano, jogando luz sobre a importância de um sistema de gestão de emissões corporativo.



- 4) O normativo a ser publicado deve estabelecer diretrizes para a implementação de sistemas de gestão de emissões de metano? Justifique.**
- 5) Quais os indicadores de desempenho que devem ser acompanhados para certificar a efetividade do sistema de gestão de emissões de metano?**

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

(IV) Atividades de Detecção e Reparo de Vazamento (LDAR)

Os programas de LDAR são projetados para identificar e corrigir emissões não intencionais ou fugitivas de equipamentos. Além disso, os requisitos de LDAR podem ser implementados sem a necessidade de dados abrangentes ou medições específicas do nível de emissões fugitivas. A questão sobre esse tema procura refletir características importantes de *desing* para as regulamentações de LDAR.

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.

(V) Sistemas de Medição, Monitoramento, Reporte e Verificação (MMRV)

Um sistema de medição e reporte bem elaborado em nível de instalação ou de operador pode ser fundamental para o desenvolvimento de inventários de emissões em nível nacional e para análises de mitigação. As questões aqui relacionadas se concentram em obter contribuições sobre o nível de exigência a ser definido na regulamentação.

- 8) Deve haver condições diferenciadas conforme capacidade de produção, local de operação e idade dos ativos?**
- 9) Em quais situações deverá ser exigida ou seria necessária uma medição direta das emissões de metano?**
- 10) Deverá ser exigida verificação por terceira parte dos reportes? Justifique.**
- 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.**

(VI) Queima e Ventilação

O controle da queima e da ventilação de gás natural é uma das principais abordagens pelas quais os órgãos reguladores atuam para reduzir as emissões de metano do setor de petróleo e gás. As questões aqui colocadas visam obter percepções sobre características importantes da adoção de uma regulamentação para reduzir a queima e a liberação de gás natural.

- 12) Em que situações técnicas e operacionais a ventilação (venting) de gás natural é inevitável ou justificável?**
- 13) Quais critérios devem ser considerados para a definição de metas progressivas de redução de ventilação?**

- 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?**

(VII) Planos de Desenvolvimento

Os planos de desenvolvimento desempenham papel crucial nos esforços para a redução das emissões. No caso do Reino Unido, há exigência de elaboração de Planos de Ação para a Redução de Emissões, com avaliação técnico-econômica de opções de eletrificação. Além disso, para novos desenvolvimentos com produção estimada a partir de 2030, há exigência de eletrificação das plataformas ou utilização de alternativas de baixo carbono. Projetos mais antigos devem avaliar a alternativa de eletrificação.

O Art. 2º da Resolução CNPE nº 8/2024 determina que a ANP analise, na gestão dos contratos, as melhores opções de desenvolvimento, considerando a redução da intensidade de carbono do ciclo de vida do ativo, bem como a adoção de medidas mitigadoras para as emissões de gases de efeito estufa.

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

(VIII) Poços Abandonados

Os poços abandonados podem ser uma fonte importante de emissões de metano (entre 3% e 5%, segundo dados da EPA e da IEA) e, ao mesmo tempo, de diagnóstico e solução relativamente fáceis.

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

(IX) Penalidades

As experiências internacionais analisadas apresentam diferentes abordagens regulatórias em relação à aplicação de sanções pelo descumprimento das normas relativas ao metano. No caso de Alberta e Reino Unido, verifica-se um escalonamento das penalidades previstas (desde notificações de descumprimento até a revogação de licenças). Quanto à dissuasão econômica, a União Europeia considera a aplicação de multas mais altas (até 20% do faturamento anual).

- 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?**
- 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?**

16. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este Estudo Preliminar tem o objetivo de coletar subsídios e contribuições dentro da ANP e junto à sociedade, de forma a embasar a futura Análise de Impacto Regulatório (AIR) e a proposta de minuta de resolução que estabelecerá os critérios para adoção de medidas que contribuam para a redução das emissões de metano na cadeia do petróleo e do gás natural, em linha com o § 2º, art. 2º, da Resolução CNPE nº 8/2024.

Ao longo do estudo, foram identificados e analisados os principais elementos técnicos e regulatórios relacionados ao tema, incluindo: (i) alternativas regulatórias possíveis, com diferentes graus de intervenção estatal; (ii) estratégias técnicas de mitigação; (iii) recomendações internacionais e boas práticas aplicáveis ao contexto brasileiro; (iv) lacunas normativas relativas ao monitoramento, medição, reporte e verificação (MMRV); (v) programas de detecção e reparo de vazamento (LDAR); e (vi) controle da queima e ventilação de gás natural. O documento também apresentou questões orientadoras que serão submetidas à sociedade e aos agentes regulados, com o objetivo de aprimorar o diagnóstico e avaliar a viabilidade e efetividade das alternativas regulatórias. Com isso, busca-se promover o nivelamento de conhecimento sobre o tema e reunir subsídios que orientarão as próximas etapas do processo regulatório.

Vale destacar que a eficácia da futura regulamentação dependerá da capacidade da ANP de implementar, monitorar e fiscalizar as medidas propostas. Para isso, é fundamental o engajamento do Governo Federal e da alta administração da Agência, garantindo os recursos humanos, técnicos e financeiros necessários.

Sem o compromisso firme visando ao provimento de recursos, inclusive para as etapas de acompanhamento e *enforcement*, há risco de perda de eficácia da regulamentação, tornando-a inócua.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, (2022) *Relatório Resolução CNPE nº 5/2022*. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/tecnologia-meio-ambiente/arquivos/relatorio-resolucao-cnpe05-2022.pdf>. Acesso em 27 de julho de 2025.

ALLEN, D. (2014). *Methane emissions from natural gas production and use: reconciling bottom-up and top-down measurements*. Current Opinion in Chemical Engineering 2014, 5:78-83.

Balcombe, P.; Anderson, K.; Speirs, J.; Brandon, N.; Hawkes, A. (2016). *The Natural Gas Supply Chain: The Importance of Methane and Carbon Dioxide Emissions*. ACS Sustainable Chem. Eng. V. 5, pg 3-20. Doi: 10.1021/acssuschemeng.6b00144.

BANCO MUNDIAL, (2025). *A Comparative Review of Regulatory Approaches to Methane Emissions in Alberta (Canada), European Union, and the United Kingdom*. The World Bank Group.

BRASIL, (2024). Resolução CNPE nº 8: *Estabelece diretrizes para promoção da descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural*. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2024/resol-8-in.pdf>. Acesso em 3 de dezembro de 2024.

EPE, (2024). *Emissões de Metano na Cadeia do Gás Natural*. Disponível em: [Emissões de Metano na Cadeia do Gás Natural](#). Acesso em 10 de janeiro de 2025.

EUROPEAN COMMISSION. *Regulamento (UE) 2024/1787 relativo à redução das emissões de metano no setor da energia e que altera o Regulamento (UE) 2019/942*. Official Journal of the European Union, L 15.7, 2024.

IMPERIAL COLLEGE LONDON – ICL (2023). *Overview of methane monitoring technologies*. Disponível em: https://methaneguidingprinciples.org/wpcontent/uploads/2022/07/MGP23_GMT_Measurement-technologies_info_annex.pdf. Acesso em 27 de maio de 2025.

Iniciativa Global de Metano. *Medição, Relato e Verificação de Metano*. Disponível em: <https://globalmethane.org/mrv/>. Acesso em 13 de janeiro de 2025.

IPCC – INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Hayama: IGES, 2006. Disponível em: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/index.html>. Acesso em 19 de maio de 2025.

_____. (2019). *Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Chapter 4: Fugitive Emissions. Disponível em: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/pdf/2_Volume2/19R_V2_Ch04_Fugitive_Emissions.pdf. Acesso em 10 de janeiro de 2025.

_____. *About the IPCC*. Genebra: IPCC, 2021. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/about/>. Acesso em 19 de maio de 2025.

METHANE GUIDING PRINCIPLES (2024a). *Best Practice Guide: Identification, Detection, Measurement and Quantification*. Disponível em: <https://www.iogp.org/bookstore/product/mgp-identification-detection-measurement-and-quantification-english/>. Acesso em 9 de julho de 2025.

METHANE GUIDING PRINCIPLES (2024b). *Best Practice Guide: Equipment Leaks*. Disponível em: <https://www.iogp.org/bookstore/product/mgp-equipment-leaks-english/>. Acesso em 9 de julho de 2025.

METHANE GUIDING PRINCIPLES (2024c). *Best Practice Guide: Flaring*. Disponível em:

<https://www.iogp.org/bookstore/product/mgp-flaring-english/>. Acesso em 9 de julho de 2025.

MCTI, (2022). *6ª Edição das Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil*. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/estimativas-anuais-de-emissoes-gee/arquivos/6a-ed-estimativas-anuais.pdf>. Acesso em 10 de janeiro de 2025.

_____, (2023). *SIRENE – Sistema de Registro Nacional de Emissões*. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/emissoes/emissoes-por-tipo-de-gas>. Acesso em 10 de janeiro de 2025.

OGMP 2.0 (Oil and Gas Methane Partnership). *OGMP 2.0 Reporting Framework*. United Nations Environment Programme (UNEP), 2020. Disponível em: <https://www.ccacoalition.org/en/resources/ogmp-20-reporting-framework>. Acesso em 1 de julho de 2025.

OGMP – Oil and Gas Climate Partnership (2023). *Oil and Gas Climate Partnership*. Disponível em: <http://ogmpartnership.com/>. Acesso em 10 de janeiro de 2025.

OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES (2024). *Analysing the EU Methane Regulation: what is changing, for whom and by when?* Disponível em: [Insight-153-Analysing-the-EU-Methane-Regulation revJS MO-clean.pdf](https://www.oxfordenergy.net/oxford/insight-153-analysing-the-eu-methane-regulation-revjs-mo-clean.pdf). Acesso em 16 de janeiro de 2025.

OLCZAK, M., PIEBALGS, A., BALCOMBE, P. (2022). *Methane regulation in the EU: Stakeholder perspectives on MRV and emissions reductions*. *Environmental Science and Policy* 137. p. 314-322.

International Energy Agency (IEA). (2020) *Methane tracker 2020*. <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020>. Acesso em 6 de maio de 2025.

_____, (2021a) *Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry: A regulatory roadmap and toolkit*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/465cb813-5bf0-46e5-a267-3be0ccf332c4/Driving_Down_Methane_Leaks_from_the_Oil_and_Gas_Industry.pdf. Acesso em 6 de maio de 2025.

_____, (2021b) *Methane tracker 2021*. <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2021>. Acesso em 6 de maio de 2025.

_____, (2021c) *Curtailing Methane Emissions from Fossil Fuel Operations: Pathways to a 75% Cut by 2030*. Paris: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/curtailing-methane-emissions-from-fossil-fuel-operations>. Acesso em 1 de julho 2025.

_____, (2024). *Global Methane Tracker 2024*. Disponível em: [Global Methane Tracker 2024 – Analysis - IEA](https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2024). Acesso em 5 de dezembro de 2024.

_____, (2024a). *Methane emissions and level of regulatory development on methane control from oil and gas operations in selected countries and regions, to 2030*. Disponível em: [Methane emissions and level of regulatory development on methane control from oil and gas operations in selected countries and regions, to 2030 – Charts – Data & Statistics - IEA](https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2024). Acesso em 13 de janeiro de 2025.

_____, (2025) *Global Methane Tracker 2025*. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025>. Acesso em 26 de maio de 2025.

United Nations Environment Programme and Climate and Clean Air Coalition (2021). *Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions*. Nairobi: United Nations Environment Programme. Disponível em: <https://www.unep.org/resources/report/global-methane-assessment-benefits-and-costs-mitigating-methane-emissions>. Acesso em 6 de maio de 2025.

UNEP – UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME. *Oil and Gas Methane Partnership*

2.0 Framework. Climate and Clean Air Coalition, 2020. Disponível em: <https://www.ccacoalition.org/en/resources/oil-and-gas-methane-partnership-20-framework>. Acesso em 19 de maio de 2025.

_____. *International Methane Emissions Observatory (IMEO)*. 2021. Disponível em: <https://www.unep.org/imeo>. Acesso em 19 de maio de 2025.

_____. (2023). *The Oil & Gas Methane Partnership 2.0*. Disponível em: <http://ogmpartnership.com/>. Acesso em 10 de janeiro de 2025.

UNFCCC – UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. *National Inventory Submissions*. Bonn: UNFCCC Secretariat, 2023. Disponível em: <https://unfccc.int>. Acesso em 19 de maio de 2025.



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

