



# **EMISSÕES DE METANO NA CADEIA DO GÁS NATURAL**

**SETEMBRO DE 2024**

## ■ Colaboradores

### Coordenação Geral

Heloisa Borges Bastos Esteves

### Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

### Coordenação Técnica

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Marcelo Ferreira Alfradique

Regina Freitas Fernandes

### Equipe Técnica

Bruna Silveira Guimarães

Claudia Maria Chagas Bonelli

Gabriela Nascimento da Silva

Harnon Martins Ramos

Henrique Plaudio Gonçalves Rangel

Rafael Freitas Funcia Lemme

Imagem da Capa

1. Adaptado de Freepik



e p e



## VALOR PÚBLICO

A EPE REALIZA ESTUDOS E PESQUISAS PARA SUBSIDIAR A FORMULAÇÃO, IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DA POLÍTICA E DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO. COM ESTA NOTA TÉCNICA, A EPE VISA ELUCIDAR E DISSEMINAR INFORMAÇÕES FUNDAMENTAIS SOBRE AS EMISSÕES DE METANO AO LONGO DA CADEIA DE GÁS NATURAL, ESTABELECENDO UM ENTENDIMENTO COMUM NA INDÚSTRIA.

ALÉM DE IDENTIFICAR E CONTEXTUALIZAR AS EMISSÕES DE METANO NA CADEIA DO GÁS NATURAL, ESTA NOTA TÉCNICA ABORDA OS DESAFIOS ASSOCIADOS À CONTABILIZAÇÃO E À MITIGAÇÃO DESSAS EMISSÕES. DESTACA-SE A INCLUSÃO DE UM ESTUDO DE CASO ILUSTRATIVO, QUE ANALISA AS EMISSÕES EM UM TRECHO TÍPICO DE GASODUTO, FORNECENDO UMA VISÃO MAIS CONCRETA E TANGÍVEL DOS PROBLEMAS ENFRENTADOS.

POR FIM, ESTA NOTA TÉCNICA BUSCA FOMENTAR DISCUSSÕES E FORNECER SUBSÍDIOS PARA A FORMULAÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS EFICAZES NO QUE CONCERNE ÀS EMISSÕES DE METANO NO SETOR DE GÁS NATURAL. AO APRESENTAR DADOS DETALHADOS, DESAFIOS ESPECÍFICOS E SOLUÇÕES POTENCIAIS, A EPE VISA CONTRIBUIR PARA A CONSTRUÇÃO DE ESTRATÉGIAS DIRECIONADAS QUE PROMOVAM A REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA AO LONGO DA CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL.

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



**Ministro de Estado**

Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário-Executivo**

Arthur Cerqueira Valério

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

Pietro Adamo Sampaio Mendes



**Presidente**

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**

Thiago Guilherme Ferreira Prado (interino)

<http://www.epe.gov.br>

## ■ Identificação do Documento e Revisões



---

### Área de estudo

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG)

Superintendência de Petróleo e Gás Natural (SPG)

---

### Estudo

Nota Técnica - Emissões de Metano na Cadeia do Gás Natural

---

Revisão	Data de emissão	Descrição
R0	17/09/2024	Publicação no site da EPE.
R1	12/12/2024	Inclusão de folha de Identificação do Documento e Revisões. Inclusão de nota de rodapé na página 23. Detalhamento da fonte ICF, 2014 no capítulo “Referências”.

---

## ■ Sumário

<b>1. Introdução .....</b>	<b>8</b>
1.1. Contexto.....	8
1.2. Emissões de metano .....	9
1.3. Estimativas para o Brasil .....	10
1.4. Motivação e escopo .....	12
<b>2. Metodologias para quantificação de emissões de metano.....</b>	<b>13</b>
2.1. Métricas de emissão .....	15
2.2. Bases de dados disponíveis.....	15
<b>3. Emissões de metano na cadeia do gás natural .....</b>	<b>17</b>
3.1. Identificação das principais fontes .....	17
3.2. Representatividade dos elos.....	19
3.3. Iniciativas internacionais para redução das emissões de metano .....	20
<b>4. Medidas de redução de emissões de metano da cadeia do gás natural no Brasil .....</b>	<b>24</b>
4.1. Principais medidas identificadas.....	24
4.2. Custo marginal de abatimento .....	26
4.3. Programas nacionais para redução das emissões de metano.....	28
<b>5. Estudo de caso no transporte de gás natural e sua caracterização .....</b>	<b>30</b>
5.1. Objetivo e escopo do estudo de caso .....	30
5.2. Metodologia.....	30
5.3. Resultados e discussão .....	37
<b>6. Considerações finais .....</b>	<b>41</b>
<b>Referências .....</b>	<b>43</b>

## ■ Lista de Ilustrações

Figura 1: Tipos de emissões de metano.....	10
Figura 2: Detalhamento das emissões brasileiras de metano por setor.....	11
Figura 3: Fluxograma de decisão para a elaboração de inventário de emissões de metano da cadeia do gás natural.....	14
Figura 4: Principais etapas da cadeia do gás natural.....	17
Figura 5: Estimativa das emissões de metano ao longo da cadeia.....	19
Figura 6: Países signatários das principais iniciativas globais.....	22
Figura 7: Empresas signatárias das principais iniciativas globais.....	23
Figura 8: Curvas do custo marginal de abatimento da cadeia do gás natural no Brasil, separadas em <i>upstream</i> e <i>downstream</i> .....	27
Figura 9: Segmento da infraestrutura de transporte analisado.....	31
Figura 10: Curva do custo marginal de abatimento para as medias estudadas para o nível de preço de referência do gás.....	38
Figura 11: Análise de sensibilidade do custo marginal de abatimento das medidas avaliadas frente a variações no preço do gás natural.....	39

## ■ Lista de Tabelas

Tabela 1: Aplicação dos Tiers.....	13
Tabela 2: Métricas para o metano.....	15
Tabela 3: Iniciativas internacionais para redução de emissões de metano.....	21
Tabela 4: Opções de abatimento de emissões de metano na cadeia do gás natural para o Brasil.....	25
Tabela 5: Análise estatística para caracterização do gasoduto do estudo de caso.....	31
Tabela 6: Fatores de emissão de metano para fontes selecionadas.....	33
Tabela 7: Multiplicadores para o cálculo de emissões.....	33
Tabela 8: CAPEX, OPEX e potencial de mitigação para medidas selecionadas.....	36
Tabela 9: Principais fontes de emissões de metano, suas características e as medidas de mitigação identificadas.....	37
Tabela 10: Medidas de mitigação identificadas e resultados para potencial e custo de abatimento.....	38

# 1. Introdução

---

As mudanças climáticas são um problema global cada vez mais relevante e têm sido objeto de debates em todo o mundo. Muitos países têm feito esforços no sentido de reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE), incluindo o comprometimento em acordos internacionais, visto que as emissões antropogênicas desses gases são um dos principais fatores que contribuem para o aquecimento global.

No Brasil, a indústria de gás natural tem um papel importante a desempenhar na redução das emissões, dada a sua relevância energética e econômica, com participação de 10% na matriz energética nacional em 2023 (EPE, 2024). Ao adotar medidas para reduzir emissões de gases do efeito estufa, as empresas da cadeia do gás natural têm a oportunidade de demonstrar suas melhores práticas, aumentando a atratividade para os *stakeholders* alinhados com a temática ambiental, social e de governança (ESG), além de contribuir com os compromissos brasileiros firmados internacionalmente.

## 1.1. Contexto

O gás natural é uma combinação de gases, composta majoritariamente por metano, cerca de 70% (ANP, 2023). Devido à sua natureza gasosa, sua volatilidade aumenta o risco de vazamentos em várias etapas do processo. A compreensão do processo de emissão de metano na atmosfera é crucial devido ao elevado potencial de aquecimento global<sup>1</sup> (GWP - *Global Warming Potential*<sup>2</sup>) desse gás a curto-médio prazo, além de sua alta capacidade inflamável e explosiva.

O elevado GWP e o curto tempo de permanência na atmosfera, cerca de 12 anos, fazem do metano um GEE chave nas estratégias de mitigação a curto e médio prazo. As trajetórias mais eficientes, em termos de custo, para manter o aumento da temperatura global abaixo de 1,5°C até 2050 concentram-se na redução de 30-60% das emissões de metano até 2030, em comparação com os níveis de 2020 (GMP, 2023). Isso, juntamente com a favorável viabilidade técnica e econômica das principais medidas de redução dessas emissões, tem impulsionado o desenvolvimento de várias iniciativas internacionais para reduzir as emissões de metano na cadeia de combustíveis fósseis<sup>3</sup> (IEA, 2023a; MGP, 2023; OGCI, 2022; GMP, 2023).

Simultaneamente, diversos setores estão considerando a substituição de combustíveis como diesel, carvão mineral e óleo combustível pelo gás natural, uma vez que sua composição possui um menor teor de carbono e sua combustão resulta em menos emissões de poluentes de efeito local, como material particulado e óxidos de enxofre. No Brasil, com a perspectiva de aumento da oferta, autorização de novos gasodutos e previsão de novos terminais de GNL (EPE, 2023), é esperado um aumento no uso de gás natural na próxima década. Segundo Settler et al. (2023), o total de metano emitido ao longo da cadeia de produção de gás natural pode representar de 0,2% a 10% do total de gás produzido. Portanto, para garantir que a expansão do uso de gás natural seja uma alternativa

---

<sup>1</sup> O GWP do metano é aproximadamente 80 vezes maior que o do CO<sub>2</sub> para um período de 20 anos (IPCC, 2023). Mais detalhes sobre o GWP desse gás serão descritos na seção 2.1.

<sup>2</sup> O GWP é uma grandeza utilizada para comparar a quantidade de energia que 1 tonelada de um gás é capaz de absorver em dado período de tempo em relação a 1 tonelada de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) – sendo, portanto, adimensional. Dessa forma, o GWP permite a comparação do potencial de aquecimento global de diferentes gases (EPA, 2024a).

<sup>3</sup> As iniciativas serão discutidas em mais detalhes no capítulo 6.

viável para o cumprimento das metas climáticas, é crucial identificar, quantificar e mitigar as emissões de metano ao longo da cadeia de produção e distribuição (Wood Mackenzie, 2024).

## 1.2. Emissões de metano

As emissões de metano provenientes da cadeia de produção de gás natural são uma combinação de emissões intencionais e não intencionais. O termo “emissões fugitivas” é comumente utilizado para descrever essas emissões, embora possa ser interpretado de forma variada, refletindo diferentes abordagens metodológicas. O IPCC (2019a), em seu guia para elaboração de inventários nacionais, define emissões fugitivas como a liberação de gases do efeito estufa, como metano e CO<sub>2</sub>, para a atmosfera, excluindo as emissões resultantes da queima de combustíveis para produção de calor ou energia. Isso engloba emissões de *venting*<sup>4</sup>, *flaring*<sup>5</sup> e todas as outras fontes associadas à exploração, produção, processamento, armazenamento, transporte e distribuição de gás natural, seja gás associado ou não.

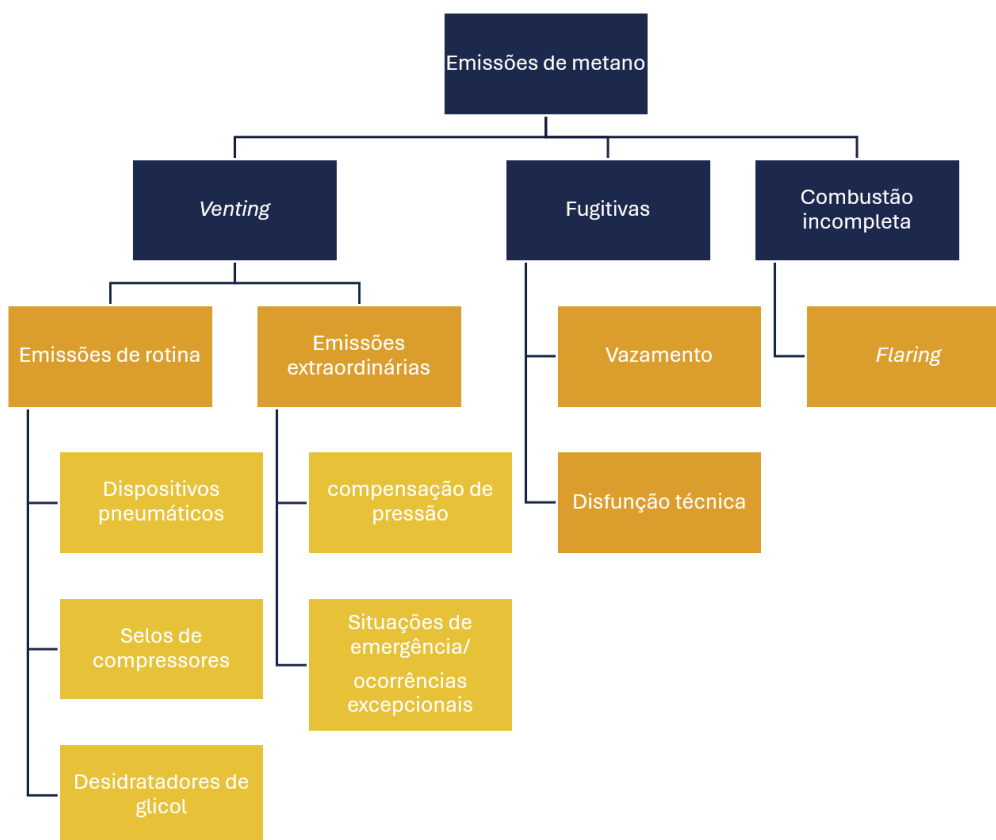
No entanto, a Agência Internacional de Energia (IEA) e o *Sustainable Gas Institute* (SGI) têm uma definição diferente para esse tipo de emissão, considerando como emissões fugitivas apenas aquelas não intencionais, como vazamentos por falha em válvulas ou selos inadequados. Assim, as emissões de *venting* e *flaring*, que são intencionais, não são classificadas como fugitivas por essas organizações (IEA, 2024b; SGI, 2015). Além das emissões de rotina, também são relevantes aquelas decorrentes de eventos como acidentes, que, embora ocorram com baixa frequência, podem liberar grandes quantidades de metano, sendo muitas vezes referidas como emissões extraordinárias (Hagos e Ahlgren, 2018).

Uma outra categoria é aplicada ao uso final do gás natural em motores a combustão: o “methane slip”, que se refere às emissões de metano não oxidado durante a combustão em veículos (Lyon et al., 2016; Hagos e Ahlgren, 2018). A Figura 1 apresenta um esquema com esses distintos tipos de emissões de metano que surgem ao longo da cadeia do gás natural.

---

<sup>4</sup> O termo *venting* se refere à liberação intencional do gás natural, na maioria das vezes por questões de segurança. Geralmente ocorre devido às especificações do projeto ou mesmo questões operacionais, como manutenção de linhas (IEA, 2023a).

<sup>5</sup> As emissões de metano do *flaring* resultam do gás natural não convertido em CO<sub>2</sub>, quando queimado para liberação de pressão em momentos em que o gás natural não pode ser aproveitado (IEA, 2023a).

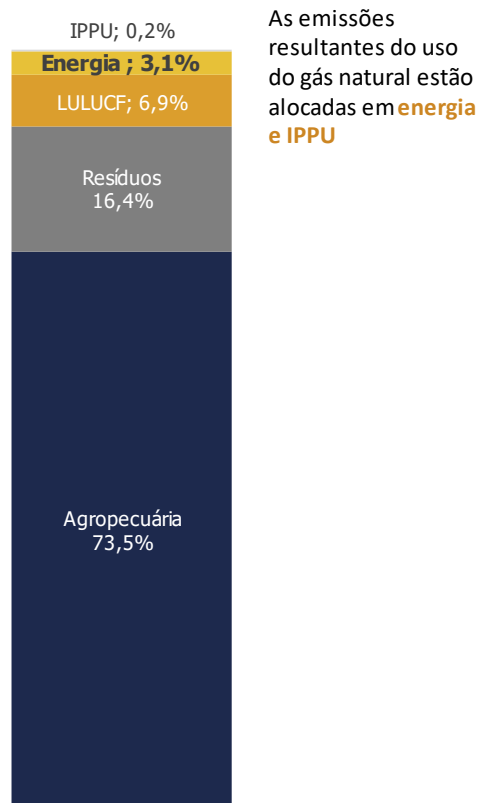


**Figura 1: Tipos de emissões de metano**

Fonte: Adaptado de MARCOGAZ (2019), TFTEI Technical Secretariat (2020).

### 1.3. Estimativas para o Brasil

Os dados oficiais do Brasil – de responsabilidade do MCTI, por meio da sexta edição das Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil – mostram que as emissões de metano ocorrem em grande parte nos setores de agropecuária e de resíduos (73,5% e 16,4%, respectivamente). Nos setores de energia e processos industriais e uso de produtos (IPPU), onde estão alocadas as emissões resultantes do uso de gás natural, essa fatia corresponde a menos de 4% (MCTI, 2022), em linha com dados da UNFCCC. Esses dados estão representados na Figura 2.



**Figura 2: Detalhamento das emissões brasileiras de metano por setor.**

**Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da plataforma SIRENE (MCTI, 2022).**

**Nota: LULUCF é a sigla em inglês para Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas e IPPU representa Processos Industriais e Uso de Produtos.**

Cabe destacar que as estimativas da sexta edição, publicadas em 2022, são referentes ao ano de 2020, mas foram adotadas como referência na Figura 2 por ser o último dado oficial disponível<sup>6</sup>. Já a plataforma do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG) - iniciativa do Observatório do Clima - disponibiliza estimativas até 2022, calculando um aumento de aproximadamente 2,5% nas emissões brasileiras de metano em comparação a 2020. No setor energético também há uma estimativa de crescimento de 5,0% no período, resultando em uma participação de 3,0% nas emissões nacionais de metano, mostrando pouca variação nas estimativas dos últimos anos (SEEG-OC, 2024).

Já as estimativas da IEA indicam o setor energético com uma participação de 10% no total nacional, posicionando o Brasil globalmente na 16ª posição considerando apenas emissões relacionadas à energia. A IEA detalha as emissões do setor e estima que o gás natural seja responsável por 11% do setor de energia, enquanto o petróleo alcança 76% de participação, com o restante representando a soma de bioenergia e carvão (IEA, 2024a).

Vale ressaltar ainda as diferenças nos valores finais obtidos de acordo com a fonte utilizada, dada a diferença de metodologia. As divergências encontradas na literatura e entre as estimativas atualizadas e as comunicações nacionais oficiais decorrem de diversos fatores, como a incerteza no

<sup>6</sup> Os dados mais atualizados sobre as emissões de gases de efeito estufa dos diversos setores econômicos do Brasil referentes à sexta edição das Estimativas Anuais (MCTI, 2022) são elaborados com base na metodologia do Quarto Inventário Nacional de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa, que representa as emissões para a série histórica de 1990 a 2016.

procedimento de coleta e processamento dos dados, escolha do método para estimativa etc., que serão abordados em mais detalhes no Capítulo 2.

#### **1.4. Motivação e escopo**

O objetivo geral desta nota é analisar as emissões de metano na cadeia de gás natural, com os seguintes objetivos específicos:

- Disseminar conhecimento para nivelar o entendimento da indústria de gás natural sobre as emissões de gases de efeito estufa, com um foco no metano.
- Identificar desafios e alternativas para lidar com as emissões de metano ao longo da cadeia do gás natural.
- Desenvolver um estudo de caso ilustrativo para estimar as emissões de metano de um trecho de um gasoduto típico e avaliar o potencial e custo de redução dessas emissões com a implementação de medidas de mitigação.
- Fomentar discussões e contribuir com subsídios para a formulação de políticas públicas no âmbito das emissões de metano no setor de gás natural.

## 2. Metodologias para quantificação de emissões de metano

As referências sobre contabilização de emissões de gases de efeito estufa existem há décadas, por exemplo: o Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC, sigla em inglês) produz diversos materiais bibliográficos sobre o estado da arte da mudança do clima desde 1988. Entre eles, há o guia metodológico que traz diretrizes para a elaboração de inventários nacionais de gases de efeito estufa, produzido em 2006 e atualizado em 2019, o *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Dentro do capítulo de energia, esse guia traz uma seção sobre emissões das operações da cadeia do óleo e gás. Segundo o IPCC, o trabalho da elaboração de inventários de emissões deve garantir (IPCC, 2019a):

- Reporte preciso e completo das informações;
- Atenção às contagens duplas ou negligenciadas; e
- Correta seleção e aplicação dos métodos de avaliação e dos fatores de emissão.

As emissões de metano das operações de petróleo e gás são complicadas de serem quantificadas com precisão. As principais dificuldades estão relacionadas à diversidade da indústria, ao grande número e variedade de fontes de emissão, às grandes variações nos níveis de controle de emissões e à disponibilidade limitada de dados relativos às fontes de emissões. Essas questões geram fatores de emissão simples, baseados somente em indicadores da produção, o que traz erros; fazem com que os programas de medição sejam longos e de elevado custo de execução; e implicam na necessidade de conhecimentos especializados e dados detalhados para abordagens *bottom-up*, que podem ser complexos e com altos custos de obtenção (IPCC, 2019a).

O IPCC traz em seus documentos o conceito de Tier, relacionado ao nível de complexidade metodológica adotado em um inventário (Tabela 1). A definição foi elaborada com foco em inventários nacionais, mas também pode ser aplicada a estimativas regionais e empresas.

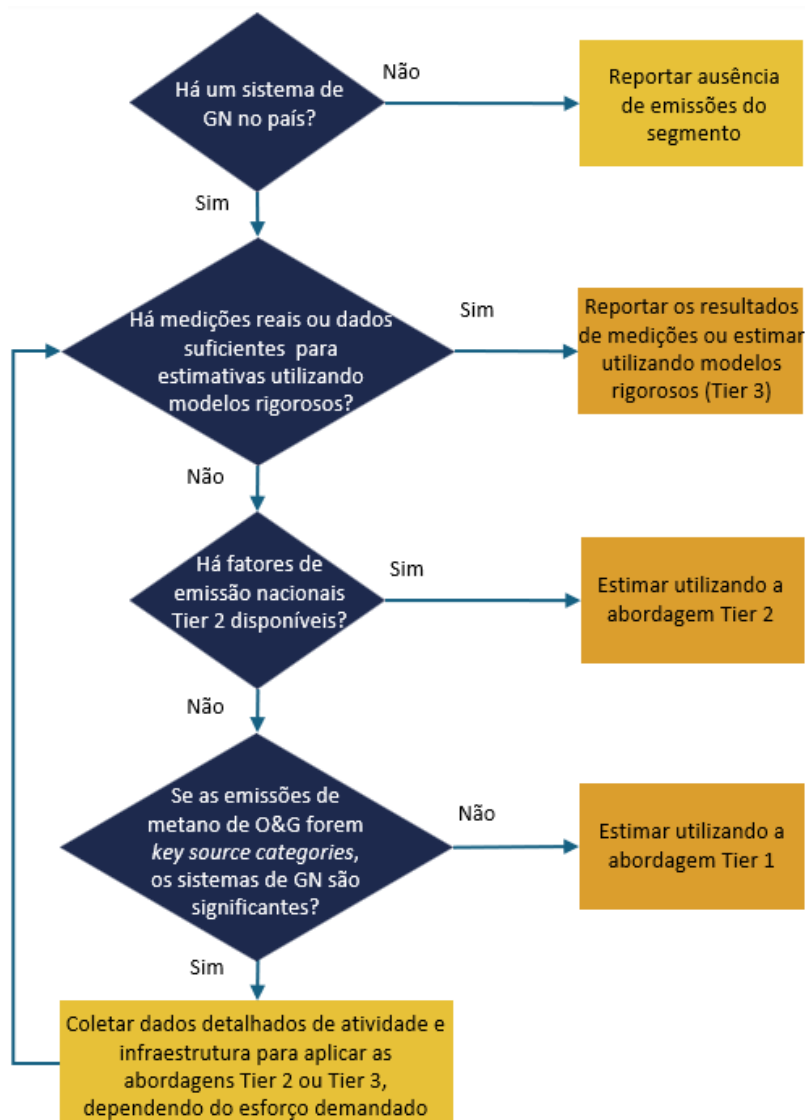
**Tabela 1: Aplicação dos Tiers.**

Tier	Complexidade	Aplicação
1	Método básico	Quando não há disponibilidade de fatores de emissão específicos para o país, ou limitações quanto aos dados de atividade. Para esses casos, podem ser utilizados os dados <i>defaults</i> dos guias do IPCC para as estimativas.
2	Intermediário	Deve ser aplicado a <i>key-source categories</i> <sup>7</sup> onde uma abordagem Tier 3 não é possível, por não haver a totalidade dos dados. Os valores específicos do país podem ser provenientes de medições, e para aqueles não disponíveis, aplica-se equações Tier 1 para obtenção de fatores Tier 2.
3	Maior complexidade e necessidade de dados	Uso de metodologias e fatores de emissão desenvolvidos especificamente pelo país, que podem incluir modelagem e detalhamento das medidas dos inventários.

**Fonte: Elaboração própria, com base em IPCC (2019a), Marcogaz (2019), WRI e WBCSD (2024).**

<sup>7</sup> *Key source categories* (ou principais categorias de fontes, tradução livre) são aquelas que são priorizadas no sistema de inventário nacional devido à sua grande influência no total de emissões nacionais ou na tendência, ou em ambos os casos.

O IPCC ainda traz em seu guia um fluxograma de decisão sobre como seguir para a elaboração do inventário de emissões de metano da cadeia de óleo e gás, retratado na Figura 3:



**Figura 3: Fluxograma de decisão para a elaboração de inventário de emissões de metano da cadeia do gás natural.**

**Fonte: Adaptado de (IPCC, 2019a).**

O IPCC recomenda priorizar a utilização de dados Tier 3, que resultam 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 significativas e pode apresentar erros de uma ordem de grandeza ou mais. Dessa forma, ela só deve ser usada quando as outras alternativas não estão disponíveis.

Algumas agências governamentais, ONGs e associações industriais também têm desenvolvido manuais de metodologia e *roadmaps* para as emissões de metano (Marcogaz, 2019; EDF, 2020). Estas iniciativas são muito relevantes, pois auxiliam a manter e disseminar as informações sobre o assunto. Ao mesmo tempo, é importante que essas atividades estejam em conformidade com as diretrizes do IPCC para que os resultados das emissões possam ser comparados entre países (IPCC, 2019a). Outra referência importante é o *The Greenhouse Gas (GHG) Protocol*, uma iniciativa de governos, ONGs e outras instituições lideradas pelo WRI (*World Resources Institute*), e pelo WBCSD (*World Business*

Council for Sustainable Development), com o objetivo de desenvolver padrões, ferramentas e treinamentos para contabilização e registro de gases de efeito estufa para empresas e governos (WRI e WBCSD, 2024).

## 2.1. Métricas de emissão

Uma das formas mundialmente adotadas para representar as emissões de gases de efeito estufa é em emissões equivalentes de CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>e). Como diferentes gases de efeito estufa possuem intensidades distintas de aquecimento global, as emissões de gases diferentes do CO<sub>2</sub>, como CH<sub>4</sub> (metano) e N<sub>2</sub>O (óxido nitroso) podem ser convertidas para essa mesma unidade por meio do *Global Warming Potential* (GWP). O GWP é uma medida de quanto de radiação uma tonelada de gás absorve ao longo de um determinado período em relação a uma tonelada de CO<sub>2</sub> (gás de referência). Isso possibilita a contabilização de quais processos produtivos possuem maior impacto nas mudanças climáticas. Há também o *Global Temperature Potential* (GTP), que se refere à mudança de temperatura que um gás provoca ao fim de um período, em relação ao CO<sub>2</sub>. Essa métrica é utilizada com menos frequência do que GWP e traz uma abordagem diferente, pois envolve também modelagem climática de quanto e com qual velocidade o clima responde a um aumento de emissões de GEE (EPA, 2023; IPCC, 2023; PBMC, 2014).

Um fator importante que influencia no GWP é a interação dos gases na atmosfera, que pode resultar em sua degradação em um maior ou menor intervalo de tempo. Por exemplo, a média do tempo de vida do metano na atmosfera, causando aquecimento, é de quase doze anos (IPCC, 2023). Com isso, o metano possui um GWP elevado para o curto-prazo (mais de 80 para um período de 20 anos) mas para períodos longos, o GWP diminui (o GWP para esse mesmo gás é de cerca de 28 para 100 anos) (IPCC, 2023). Então, dependendo do horizonte da análise das emissões de metano, as estimativas podem apresentar diferentes resultados. Balcombe et al. (2016) trazem uma discussão interessante sobre diferenças metodológicas na contabilização de emissões de metano e a influência do GWP e ressaltam que não há um horizonte certo e que a escolha deverá ser feita pelo analista, considerando as razões pelas quais o estudo será desenvolvido. Por exemplo, o foco na redução de emissões de metano e de outros GEE de tempo de vida curto é especialmente importante para desacelerar o alcance dos pontos de não retorno<sup>8</sup> ( *tipping points*, termo em inglês). A Tabela 2 mostra o GWP e o GTP para diferentes horizontes.

Tabela 2: Métricas para o metano.

	GWP20	GWP100	GWP500	GTP50	GTP100
Metano (CH <sub>4</sub> )	81,2	27,9	7,95	11	5,38

Fonte: Elaboração própria, com dados de IPCC (2023).

## 2.2. Bases de dados disponíveis

A prospecção de dados e informações sobre emissões de metano é uma atividade complexa. Na literatura podem ser encontrados dados de emissões de metano agregados, como fatores médios de equipamentos, de manutenção ou mesmo de eventos, como acidentes (EPA, 2024b; IPCC, 2019a; Balcombe et al., 2016; Subramanian et al., 2015), que são amplamente utilizados para estimativas

<sup>8</sup> Ponto de não retorno é o termo utilizado para definir o limite a partir do qual um sistema se reorganiza, geralmente de maneira abrupta e/ou irreversível (IPCC, 2019b).

em inventários de emissões corporativos e nacionais (IEA, 2024a). No entanto, esses valores podem variar muito, a depender da região de estudo, fabricante, estado de conservação, condições de operação, idade do equipamento etc. Alguns trabalhos já reportaram uma grande diferença entre estimativas realizadas por meio de fatores de emissão e aquelas resultantes de medições diretas (Balcombe et al., 2016; Subramanian et al., 2015). Dependendo do tipo de abordagem das estimativas, *bottom up* ou *top down*, os valores também podem variar significativamente (Balcombe et al., 2016).

As abordagens do tipo *top down* medem a concentração de metano na atmosfera a partir de monitoramento em terra ou por satélite e aloca as contribuições nas diferentes atividades. Em contrapartida, as metodologias *bottom up* envolvem medições de emissões de metano diretamente nas fontes, com extrapolação para toda a região ou processo. Se por um lado a abordagem *bottom up* tende a subestimar as emissões devido a emissões não contabilizadas ou à presença de super emissores que não foram contabilizados na amostra, os métodos *top down* tendem a sobrestimar as emissões, devido à dificuldade em alocar o metano presente na atmosfera em suas respectivas fontes emissoras (Balcombe et al., 2016).

Uma questão limitante para a disponibilidade de dados públicos de emissões é a confidencialidade. Isso varia de região para região, depende do número de participantes no mercado e da natureza do negócio, com importância maior em atividades *downstream* da indústria de óleo e gás. Comparações entre empresas são úteis também para identificar anomalias e possíveis problemas nos inventários. Uma forma que as empresas têm usado para lidar com essa questão é disponibilizar os dados de forma agregada. Assim, a escassez de dados detalhados disponíveis publicamente é uma fonte de incerteza nas estimativas. Além disso, as empresas de óleo e gás estão suscetíveis a outras incertezas durante a elaboração de seus inventários de emissões de metano, que podem incluir, por exemplo (IPCC, 2019a):

- Erros de medição;
- Erros de extrapolação;
- Erros de cálculos;
- Incertezas inerentes aos métodos de estimativa escolhidos;
- Informações incompletas ou ausência de informações sobre os níveis de atividade;
- Variações sazonais das fontes de emissões;
- Variações na efetividade de dispositivos de controle de emissões;

No Brasil, a ANP estruturou uma iniciativa que busca compilar dados de emissões de GEE referentes às atividades de exploração e produção de petróleo. O trabalho se apoia no Ofício-Circular nº 3/2022/SSM/ANP-RJ, de 31/05/2022, que exige a apresentação desses dados por parte dos operadores nas bacias. Atualmente, os dados são apresentados em forma de painel interativo<sup>9</sup> no portal da ANP e contemplam somente a etapa de exploração e produção. No entanto, há a intenção de incluir também outras atividades reguladas pela ANP.

---

<sup>9</sup> Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-emissoes>

### 3. Emissões de metano na cadeia do gás natural

#### 3.1. Identificação das principais fontes

A Figura 4 apresenta uma ilustração da cadeia do gás natural, dividida entre as etapas de exploração e produção (E&P), escoamento, processamento, transporte e distribuição. Considerando o ciclo de vida desse energético, pode-se incluir ainda as etapas de desativação de poços e descomissionamento das instalações.

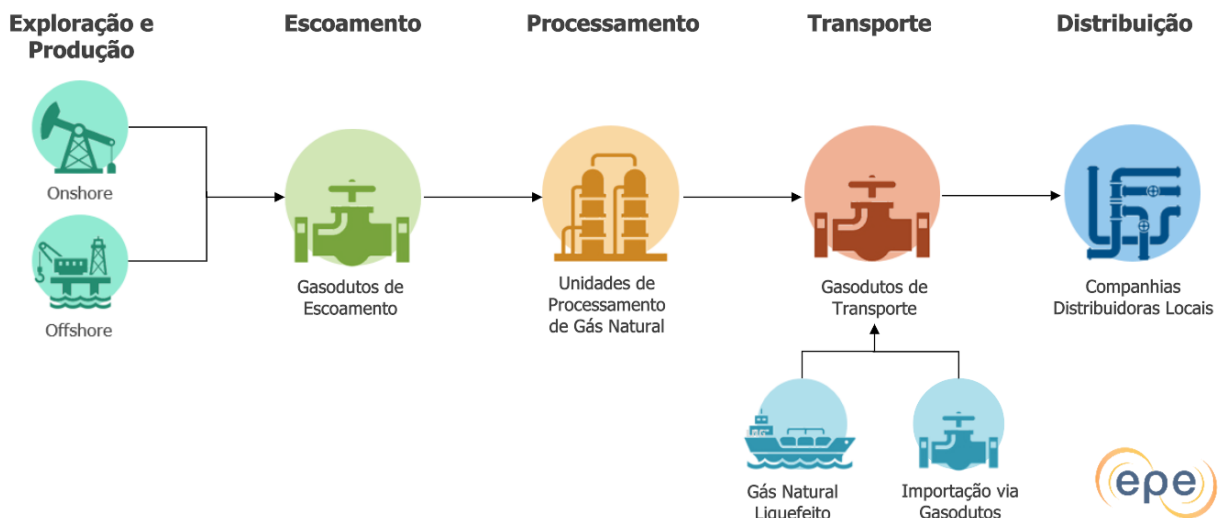


Figura 4: Principais etapas da cadeia do gás natural.  
Fonte: Elaboração própria.

As emissões de metano dividem-se ao longo dessas diversas etapas da cadeia do gás natural e os dados da literatura indicam que podem variar entre 0,2 e 10% do volume total de gás produzido<sup>10</sup> (Settler et al., 2023). Além disso, cada uma das etapas destacadas tem subdivisões para análise de emissões, que são utilizadas para facilitar não só o monitoramento, mas também o reparo e a adoção de medidas de mitigação.

A etapa de exploração e produção (E&P) pode se dividir em pré-produção e produção. A pré-produção engloba exploração do reservatório, preparação, perfuração e completação do poço. Vale ressaltar que estas fases representam uma parte relativamente pequena das emissões totais da cadeia de abastecimento, estimadas em cerca de 0,1% do metano produzido. As emissões de metano ocorrem principalmente na fase de completação do poço e diversos fatores exercem influência significativa sobre a proporção das emissões nesta etapa, como o tipo específico de poço em consideração, os equipamentos empregados durante o processo de conclusão e a decisão estratégica quanto ao *venting*, *flaring* ou coleta do gás (Balcombe et al. 2016).

Uma vez que o poço é concluído, inicia-se a fase de produção, sendo as emissões nessa etapa estimadas em cerca de 1% do metano produzido<sup>11</sup>. As principais fontes de emissão durante a

<sup>10</sup> Dados referentes ao gás natural norte americano.

<sup>11</sup> Dados referentes à produção *onshore* de gás não associado.

produção são vazamentos de equipamentos, *venting*, descarga de líquidos e reparos (Balcombe et al. 2016).

Para enviar o gás para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), são utilizados gasodutos de escoamento, com seus respectivos equipamentos acessórios, que formam o sistema de escoamento. Os dados de emissões de metano dessa etapa são escassos e variam muito na literatura, mas basicamente são resultantes de vazamentos de válvulas e dutos, *venting* do desidratador, *venting* do selo do compressor e exaustor. Na sequência da cadeia estão as UPGNs, onde predominam as emissões fugitivas e de *venting*, que em geral representam não mais do que 0,5% da produção de metano. Os equipamentos mais emissores da etapa de processamento são os tanques de armazenamento de líquidos, as válvulas para alívio de pressão, o *venting* de gás natural de válvulas pneumáticas e os vazamentos em compressores e em flanges de tubulação (Balcombe et al. 2016).

Já na etapa de transporte por gasodutos, as emissões são resultantes de vazamento e *venting* de metano da tubulação, de compressores e de equipamentos pneumáticos a gás natural, que totalizam entre 0,05 e 4% do metano produzido. De acordo com dados da literatura, são as etapas de transporte e distribuição do gás que registram os maiores níveis de emissão de metano. O montante de emissões do transporte é função da distância percorrida pelos gasodutos, uma vez que longas distâncias requerem mais estações de compressão e maior extensão de dutos. Como muitas vezes o combustível utilizado nos compressores é o gás natural, sua queima resulta, em parte, em metano que não foi oxidado (Balcombe et al. 2016).

Na distribuição de gás natural, estima-se emissões de cerca de 0,1 a 1,9% do metano produzido e esse total tende a variar muito de uma cidade para outra. Grande parte das emissões é proveniente de vazamento e *venting* dos dutos e vazamento nas estações de regulação e medição. O material e as condições dos dutos têm grande influência sobre emissões: os dutos de ferro podem apresentar corrosão ao longo do tempo, levando a altas taxas de vazamento, o que não ocorre naqueles produzidos com materiais plásticos (Balcombe et al. 2016; Rao e Knight, 2017).

A logística por meio da forma líquida do gás natural (gás natural liquefeito, GNL) é utilizada em transportes de longa distância para casos em que a implementação de gasodutos não é técnica e/ou economicamente viável. Esse modal envolve a liquefação do gás, transporte e armazenagem do gás natural liquefeito em tanques de GNL, seguidos de regaseificação, com aumento da temperatura do GNL à temperatura ambiente. Há pouco detalhamento disponível na literatura sobre a quantificação das emissões de metano no ramo da cadeia que envolve o GNL – principalmente de emissões fugitivas – e muitos dos dados existentes não são públicos (Balcombe et al., 2016). De maneira geral, nas instalações de liquefação, podem ocorrer vazamentos nas válvulas de gás, compressores recíprocos, selos de bombas ou equipamentos de medição. Uma importante fonte de emissões de metano atrelada ao GNL é o *boil-off gas* (BOG), que resulta da evaporação do GNL – com a entrada de calor nos tanques criogênicos de armazenamento – e que muitas vezes é ventado para a atmosfera (Settler et al., 2023; Balcombe et al., 2016; Corbet et al., 2015). O uso final do GNL como combustível para transportes também apresenta emissões relevantes provenientes da fase de abastecimento e *methane slip*<sup>12</sup> nos motores (IEA, 2024b).

Por fim, no descomissionamento, etapa de desativação das instalações, existe o risco de emitir metano principalmente a partir da sua liberação involuntária para a atmosfera. Trata-se de uma etapa em que a contabilização das emissões frequentemente subestima a realidade. Por exemplo,

---

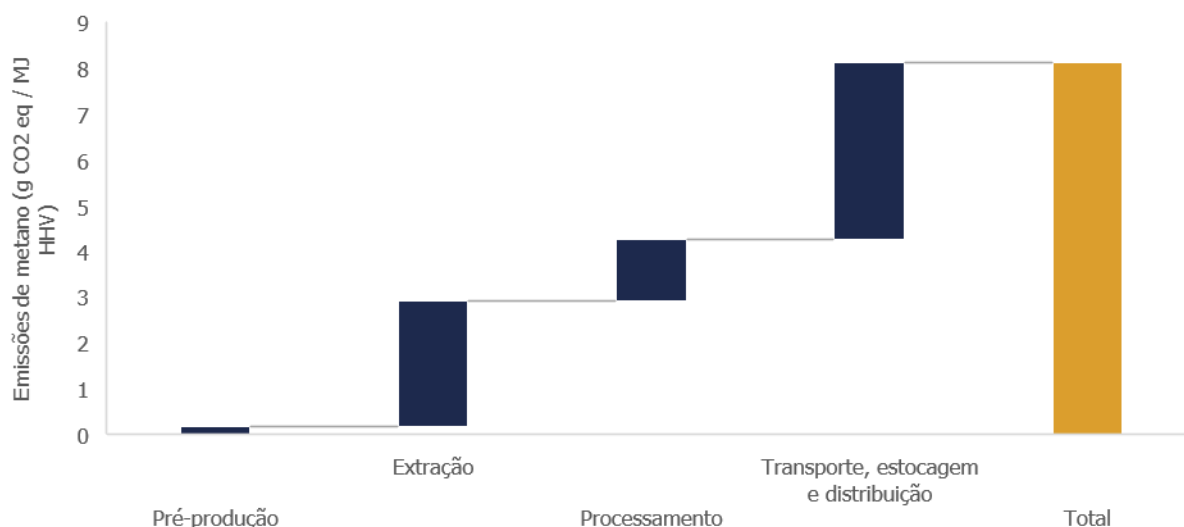
<sup>12</sup> O termo *methane slip* se refere às emissões do metano não oxidado durante a combustão em veículos (Lyon, 2016; Hagos e Ahlgren, 2018).

estimativas mostram que o descomissionamento de infraestruturas de petróleo e gás no mar já gerou 25 MtCO<sub>2e</sub>, representando cerca de 0,5% das emissões globais anuais de gases de efeito estufa (Davies e Hastings, 2023). No contexto brasileiro, as resoluções específicas<sup>13</sup> para a etapa de descomissionamento são recentes e não abordam de maneira direta o tema das emissões, não havendo uma metodologia definida para a quantificação e divulgação desses dados, apesar de reconhecerem a importância de compreender os impactos ambientais associados à essas atividades (ANP, 2020; TCU, 2021).

No que diz respeito especificamente a emissões de poços abandonados, destaca-se a falta de dados críveis na maioria dos países, embora possam representar quantidades significativas de metano (IEA, 2023a). Apesar de pesquisadores salientarem a dificuldade em estimar globalmente essas emissões, uma projeção da Reuters baseada na produção global de petróleo e gás dos EUA sugere a existência de mais de 29 milhões de poços abandonados em todo o mundo, liberando anualmente 2,5 milhões de toneladas de metano. Esse montante seria equivalente aos danos climáticos causados por três semanas de consumo de petróleo nos EUA (Groom, 2020).

### 3.2. Representatividade dos elos

Em resumo, a Figura 5 mostra uma estimativa para a distribuição de emissões de metano nas diferentes etapas da cadeia do gás natural.



**Figura 5: Estimativa das emissões de metano ao longo da cadeia**  
**Fonte: Adaptado de SGI (2015).**

A Figura 5 ilustra um levantamento de dados internacionais, principalmente dos Estados Unidos, realizado pelo SGI (2015). No entanto, esses dados podem variar significativamente caso a caso por dependerem de muitos aspectos, como diferenças regionais, práticas de operação e contexto regulatório, além da metodologia de cálculo utilizada e da qualidade dos dados disponíveis

<sup>13</sup> Resolução ANP nº 817/2020, sobre descomissionamento, e Resolução ANP nº 854/2021, sobre garantias financeiras de descomissionamento.

(Mundra e Lockley, 2023; Grubert e Brandt, 2019). Etapas adicionais da cadeia ou mesmo as características dos equipamentos utilizados podem também influenciar no total emitido.

Ainda, Balcombe et al. (2016) identificaram equipamentos e etapas de processos que emitem desproporcionalmente em relação aos demais, os chamados “super emissores”. Isso ocorre devido ao uso ineficiente dos equipamentos por serem muito antigos, por falta de manutenção ou mesmo por uma operação inadequada. Como esses equipamentos não operam sob condições normais, há uma grande incerteza associada às suas emissões, que não podem ser estimadas com base em modelagem ou fatores de emissão e precisam ser medidas de forma direta (Yang et al., 2023). Por isso, a própria existência de “super emissores” ao longo da cadeia do gás natural acaba por contribuir para a variabilidade e precisão dos dados de emissão.

Alguns exemplos de estudos de caso específicos apresentados por Balcombe et al. (2016) para o impacto dos “super emissores” nas emissões da cadeia do gás incluem, entre outros:

- 0,5% dos compressores e componentes de válvulas sendo responsáveis por 90% dos vazamentos na rede de transporte;
- Casos em que apenas 10% das estações de compressão eram responsáveis por 50% das emissões relacionadas a *venting* de compressores;
- 20% dos dispositivos pneumáticos sendo responsáveis por 96% das emissões relacionadas a *venting* de dispositivos pneumáticos.

### 3.3. Iniciativas internacionais para redução das emissões de metano

Nos últimos anos, algumas iniciativas vêm sendo criadas em resposta à crescente preocupação global com as mudanças climáticas e a necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, incluindo o metano. O aumento do interesse e compromisso com essas iniciativas reflete uma mudança de paradigma na indústria de petróleo e gás, que está buscando ativamente soluções para minimizar seu impacto ambiental. A colaboração entre as empresas, a adoção de tecnologias mais limpas e o estabelecimento de padrões mais rigorosos são sinais de um esforço conjunto para enfrentar os desafios climáticos e trabalhar em direção a um futuro mais sustentável. À medida que a conscientização sobre as mudanças climáticas continua a crescer, espera-se que essas iniciativas evoluam e se fortaleçam, influenciando positivamente a transição para fontes de energia mais limpas e práticas mais sustentáveis na indústria de petróleo e gás.

Dentre as iniciativas existentes, algumas são voltadas para ações em nível governamental e outras em nível corporativo, organizadas pelas próprias empresas do setor. A Tabela 3 mostra as principais iniciativas existentes atualmente.

**Tabela 3: Iniciativas internacionais para redução de emissões de metano**

<b>Iniciativa</b>	<b>Alcance</b>	<b>Ano de criação</b>	<b>Objetivos</b>
<b>Global methane initiative (GMI)</b>	Governamental e Corporativo	2004	Lançada durante a Cúpula do G8 e envolve governos, empresas, organizações não governamentais e outras partes interessadas em esforços conjuntos para mitigar as emissões de metano em várias fontes. O Brasil se tornou membro em 2004.
<b>Climate and Clean Air Coalition (CCAC)</b>	Governamental e Corporativo	2012	Parceria voluntária de mais de 160 governos, organizações intergovernamentais e organizações não governamentais, convocada dentro do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), para reduzir poluentes climáticos de vida curta (PCLVs) – metano, carbono negro, hidrofluorcarbonetos (HFCs) e ozônio troposférico.
<b>Oil and gas Climate Initiative (OGCI)</b>	Corporativo	2014	Formada por 12 das maiores empresas de petróleo e gás do mundo, incluindo a Petrobras, BP, Chevron, ExxonMobil, Shell e outras. A iniciativa foca em melhorar a eficiência energética em suas operações e investir em tecnologias de baixo carbono, captura e armazenamento de carbono (CCS) e reduzir emissões de metano. Em 2022, lançou a Aiming for Zero Methane Emissions Initiative, com o objetivo de alcançar emissões quase nulas de metano em ativos operados de petróleo e gás até 2030, implementando todos os meios razoáveis para evitar <i>venting</i> , <i>flaring</i> e reparando vazamentos detectados.
<b>Oil and Gas Methane Partnership (OGMP)</b>	Corporativo	2014	Colaboração entre empresas do setor de petróleo e gás, onde essas empresas se comprometem a trabalhar em conjunto para enfrentar os desafios climáticos. Elas buscam reduzir as emissões de gases de efeito estufa, melhorar a eficiência energética e promover o uso de energias renováveis. A parceria envolve o compartilhamento de melhores práticas, tecnologias e estratégias para tornar a indústria mais sustentável.
<b>Zero Routine Flaring</b>	Governamental e Corporativo	2015	Eliminar a queima rotineira de gás associado à produção de petróleo até 2030. O Brasil se tornou um dos países voluntariamente signatários em 2024 e algumas empresas de petróleo que atuam no país já haviam aderido previamente, como a Petrobras, BP, Equinor, entre outras.
<b>Methane Guiding Principles</b>	Corporativo	2017	Estabelece um conjunto de princípios e diretrizes para melhorar a gestão do metano, incluindo: o compromisso com a redução das emissões de metano, a implementação de práticas operacionais aprimoradas, o monitoramento rigoroso das emissões e o relato transparente dessas informações. A ideia é promover a responsabilidade e a ação proativa na gestão do metano em toda a cadeia de valor.
<b>Global Methane Pledge</b>	Governamental	2021	Aderido pelo Brasil e mais de cem países durante a COP26 que se comprometem a buscar uma redução de 30% das emissões de metano até 2030, em relação a 2020. Atualmente conta com mais de 155 países, representando

			quase 50% das emissões antropogênicas globais deste gás.
<b>Oil and Gas Decarbonization Charter (OGDC)</b>	Corporativo	2023	Lançada na COP28, com aderência de mais de 50 empresas, com objetivo alcançar emissões líquidas de gases de efeito estufa do escopo 1 e 2 provenientes de suas operações até 2050, encerrar a queima rotineira de gás até 2030 e alcançar emissões quase nulas de metano na produção até 2030. Ressalta-se, que aproximadamente 30 das empresas que aderiram ao OGDC não haviam participado anteriormente de outras iniciativas internacionais para combater metano e queima de gás, como a Iniciativa Rumo a Zero Metano ou a Parceria de Metano em Petróleo e Gás 2.0.

Fonte: Elaboração própria, com base em dados de GMI (2023), CCAC (2024), WORLD BANK (2023), GMP (2024), OCGI (2022), OCGI (2023), GMP (2023), OGMP (2023), UNCC (2023), ZRF (2024).

A maioria dos países participa de pelo menos alguma iniciativa de redução de emissões de metano no setor de petróleo e gás, especialmente aquelas que são amplamente reconhecidas e apoiadas pela comunidade internacional. No entanto, a participação pode variar de acordo com diversos fatores, incluindo prioridades nacionais, comprometimento político, capacidade técnica e financeira e pressão internacional. A Figura 6 mostra a adesão de alguns dos principais países produtores de óleo e gás a essas iniciativas.

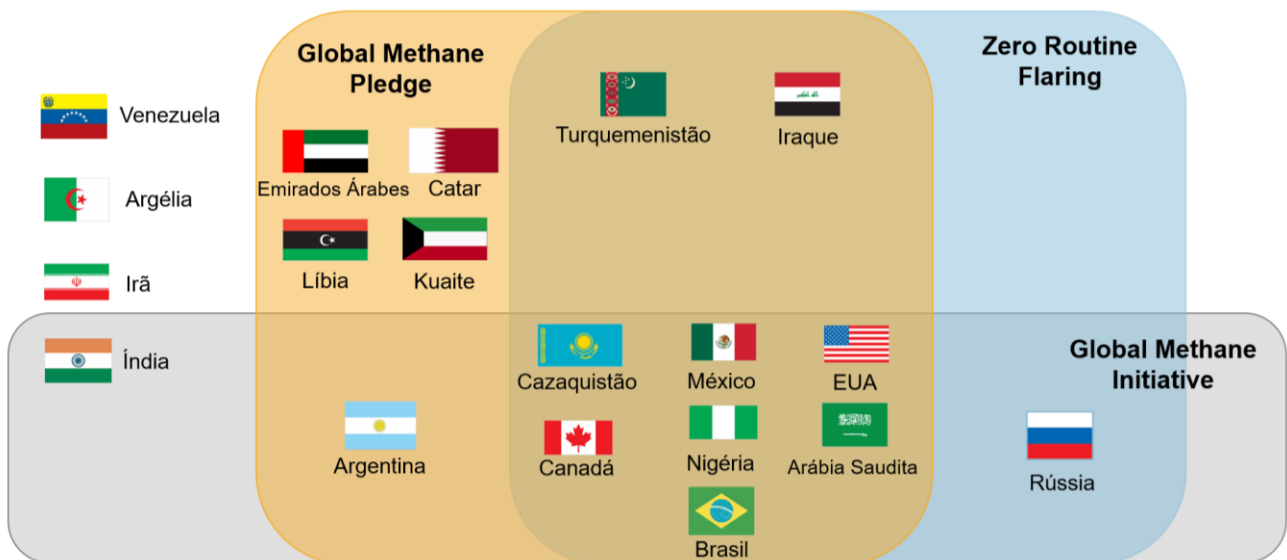
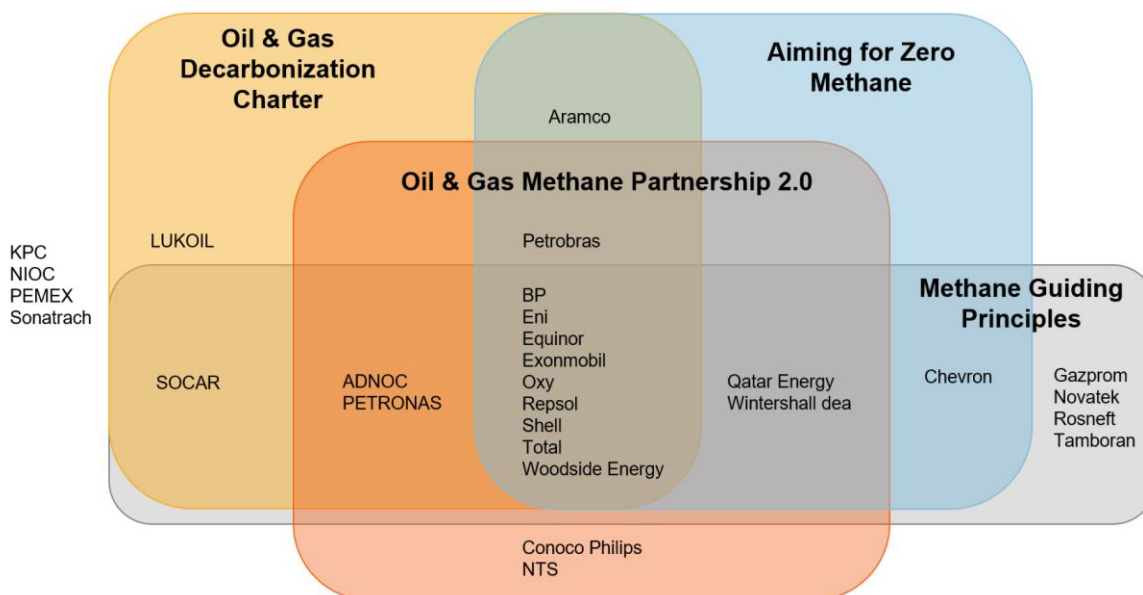


Figura 6: Países signatários das principais iniciativas globais  
 Fonte: Adaptado de IEA (2024a), GMP (2024), GMI (2024), ZRF (2024).

Em termos de iniciativas corporativas, há variação na participação ativa das empresas em esforços para reduzir as emissões de metano, conforme delineado na Figura 7. Essa disparidade pode ser atribuída a uma gama de fatores, como por exemplo o compromisso com a sustentabilidade, 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. No que diz respeito à trajetória evolutiva dessas iniciativas

ao longo do tempo, observa-se um aumento tanto na quantidade de empresas que se engajam quanto na ambição das metas estabelecidas por tais esforços.



**Figura 7: Empresas signatárias das principais iniciativas globais**

Fonte: Adaptado de IEA (2024a), (WORLD BANK, 2023), OGMP (2023), OGI (2022), UNCC (2023).

No caso específico do Brasil, o país é signatário das 3 principais iniciativas de nível governamental, sendo o *Zero Routine Flaring* a adesão mais recente em 2024. Além disso, a maioria das empresas de petróleo e gás atuantes no país também são signatárias das iniciativas destacadas. É importante notar que a adesão das empresas brasileiras de transporte de gás natural ainda é limitada, com apenas uma signatária do *Oil and Gas Methane Partnership* (OGMP)<sup>14</sup>. Outras empresas já demonstram um interesse crescente em se comprometer com práticas ambientalmente responsáveis, realizando ações para contabilizar suas emissões, buscando soluções para mitigação e reportando essas iniciativas em seus relatórios de sustentabilidade.

<sup>14</sup> A TBG participa da iniciativa OGMP via sua acionista majoritária Petrobras.

## 4. Medidas de redução de emissões de metano da cadeia do gás natural no Brasil

---

Apesar das incertezas sobre disponibilidade e qualidade dos dados de emissão de metano na indústria de óleo e gás, muitas tecnologias de abatimento estão disponíveis em várias etapas e processos da cadeia. No seu cenário de descarbonização mais auspicioso (NZE 2050), a IEA (2023b) indica a necessidade de reduzir 75% das emissões de metano da indústria, reforçando a importância da adoção de medidas de mitigação. Ainda segundo estimativas da Agência, a indústria tem potencial para reduzir cerca de 77% das suas emissões de metano globalmente (IEA, 2024a), contribuindo de forma decisiva com a descarbonização do setor energético. Os cenários do Observatório do Clima resultaram em valores similares, chegando a 63% até 2050 (Observatório do Clima, 2022).

### 4.1. Principais medidas identificadas

A *United States Environmental Protection Agency* (EPA), Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos, traz uma plataforma interativa, em que mostra as principais fontes de emissões de metano nas atividades de óleo e gás e as medidas de mitigação associadas, que podem ser filtradas por elo da cadeia (EPA, 2024b). Outra referência interessante sobre o tema é a plataforma *Methane Tracker*, da IEA (IEA, 2024a), onde há informações relativas às emissões de metano no setor de óleo e gás, bem como opções de abatimento para vários países do mundo. O conceito de curva de custo marginal de abatimento<sup>15</sup> é utilizado para identificar as opções mais economicamente viáveis de serem implementadas em cada país estudado.

Para o Brasil, as principais medidas de mitigação para as emissões de metano ao longo da cadeia do gás natural identificadas pela IEA estão listadas na Tabela 4, ordenadas do menor para o maior custo. Na região em cinza encontram-se as medidas de mitigação com custo negativo de implementação, conforme observado na coluna de custo (US\$/milhão de BTU). O custo negativo significa que existe um potencial de rentabilização do gás natural que foi recuperado – ou teve sua emissão evitada – superior aos investimentos necessários para implantação da medida de mitigação, incluindo as despesas para operação e manutenção.

---

<sup>15</sup> O custo marginal de abatimento se refere ao custo para se abater uma unidade (de massa ou energia, por exemplo) de gás de efeito estufa.

Tabela 4: Opções de abatimento de emissões de metano na cadeia do gás natural para o Brasil

Fonte	Segmento	Opção de Abatimento	Potencial de Economia de Metano (kt/ano)	Custo Líquido (US\$/MBtu)
gás convencional onshore	upstream	upstream LDAR	3,03	-8,92
gás offshore	upstream	upstream LDAR	9,41	-8,85
gás offshore	upstream	trocar por sistemas de ar comprimido	4,63	-8,38
gás convencional onshore	upstream	trocar por sistemas de ar comprimido	0,01	-8,38
gás convencional onshore	upstream	upstream LDAR	2,84	-8,03
gás downstream	downstream	downstream LDAR	5,59	-7,90
gás convencional onshore	upstream	captura de blowdown	5,31	-7,49
gás offshore	upstream	trocar selo ou haste de compressor	0,03	-6,72
gás convencional onshore	upstream	trocar bombas	0,77	-6,71
gás downstream	downstream	downstream LDAR	11,64	-6,56
gás offshore	upstream	upstream LDAR	8,83	-6,16
gás offshore	upstream	outra	25,51	-5,71
gás convencional onshore	upstream	unidade de recuperação de vapor	1,76	-5,50
gás convencional onshore	upstream	trocar por motor elétrico	4,55	-5,29
gás downstream	downstream	trocar por motor elétrico	6,32	-5,16
gás convencional onshore	upstream	instalar plunger	0,42	-5,05
gás offshore	upstream	unidade de recuperação de vapor	16,22	-4,94
gás downstream	downstream	outra	10,23	-4,65
gás convencional onshore	upstream	upstream LDAR	0,51	-3,32
gás downstream	downstream	downstream LDAR	3,72	-3,18
gás downstream	downstream	unidade de recuperação de vapor	0,32	-2,45
gás convencional onshore	upstream	trocar selo ou haste de compressor	0,64	-1,73
gás downstream	downstream	trocar selo ou haste de compressor	8,78	-0,53
gás downstream	downstream	melhorar flaring	1,56	0,26
gás convencional onshore	upstream	melhorar flaring	0,18	4,95
gás offshore	upstream	melhorar flaring	0,24	6,47
gás offshore	upstream	upstream LDAR	1,57	7,94
gás convencional onshore	upstream	upstream LDAR	0,17	10,44
gás downstream	downstream	downstream LDAR	1,24	16,73
gás offshore	upstream	upstream LDAR	0,52	29,86
gás convencional onshore	upstream	outra	0,73	373,31

Fonte: Adaptado de IEA (2024a).

Cada alternativa de mitigação da Tabela 4 explicita também o potencial técnico de economia anual de metano caso seja implementada. Dessa forma, o potencial técnico total de mitigação<sup>16</sup> – incluindo medidas com custo positivo e negativo, é estimado em 137 mil toneladas anuais de metano (ktCH<sub>4</sub>/ano). Desse total, o grupo de medidas mais significativo é composto pelas ações do tipo LDAR (*Leak Detection and Repair*), que são programas de detecção e reparo de vazamentos, podendo mitigar 49 ktCH<sub>4</sub>/ano (36%). Dentre as ações LDAR, 93% podem ser implementadas com custo negativo.

A instalação de unidades de recuperação de vapor (VRU em inglês) representa o segundo grupo de medidas (desconsiderando-se o grupo genérico “outras”) com maior potencial técnico de abatimento. O total de emissões de metano que pode ser mitigado no país com essa categoria de medidas soma 18,3 ktCH<sub>4</sub>/ano (13%). Em relação ao custo de implementação, essa medida tem todo o seu potencial na região cinza da Tabela 4, indicando potencial viabilidade técnico-econômica. VRUs são comumente usadas para capturar emissões de metano de tanques de óleo e condensado e de uma variedade de outras fontes de ventilação de gás em baixa pressão encontradas em operações de óleo e gás, incluindo operações de *pigging*, compressores e desidratadores.

<sup>16</sup> Cabe destacar que existem medidas que atuam sobre as mesmas fontes de emissão e, portanto, seriam excludentes.

A substituição de dispositivos pneumáticos por dispositivos que utilizam energia elétrica para operar e até mesmo a substituição de motor a gás ou diesel por elétrico (opção de abatimento “trocar por motor elétrico”) compõe o terceiro grupo mais relevante de medidas de mitigação, com potencial de abatimento de 9,4 ktCH<sub>4</sub>/ano (7%). Essas medidas estão todas situadas na região de custo negativo de implementação. Dispositivos pneumáticos, mesmo sendo do tipo *Low Bleed*, ainda emitem continuamente uma pequena quantidade de gás e sua troca por sistemas elétricos elimina a emissão.

Na região em branco da tabela 4 estão contempladas as medidas de mitigação cujo custo é positivo, ou seja, os investimentos relacionados com a implantação da tecnologia são maiores do que o que se espera recuperar com o gás natural que deixa de ser emitido. No total, representam um potencial de mitigação de 6,2 ktCH<sub>4</sub>/ano.

Dentre as medidas de custo positivo mapeadas, a melhoria do *flaring* para queima do metano é a medida com maior potencial de abatimento (2 ktCH<sub>4</sub>/ano). Ela está relacionada, por exemplo, com a instalação de controle de combustão nos *flares* para a melhoria de eficiência da queima. Em condições ambientais ideais e com equipamentos adequadamente projetados, o sistema pode atingir eficiência de até 98% (Plant et al., 2022; MCTI, 2010). Apesar do potencial para redução das emissões de metano, o processo ainda emite CO<sub>2</sub> e N<sub>2</sub>O, além de quantidades residuais do próprio CH<sub>4</sub>, que devem ser contabilizados na análise global em cada projeto. A impossibilidade de recuperação do gás queimado somada à necessidade de investimento nos equipamentos resulta em custo positivo (IEA, 2024b).

As estimativas disponibilizadas pela IEA são de grande valia para indicar uma primeira sinalização das medidas mais custo-efetivas no contexto de cada país. Ao mesmo tempo, os dados se referem a valores médios para as instalações, considerando fatores de emissão, sem detalhar as especificidades de cada infraestrutura e nem realizar medições *in loco*. Dessa forma, para a tomada de decisão em nível de projeto e implementação das medidas de mitigação nos diferentes elos da cadeia do gás natural, faz-se necessário um estudo específico para a infraestrutura/equipamento analisado que possa refletir as particularidades de cada processo.

## 4.2. Custo marginal de abatimento

Para representar o custo marginal de abatimento, a Figura 8 traz a Tabela 4 da seção 4.1 em forma de gráfico para os ambientes *upstream* e *downstream*, destacando as regiões de custo positivo e negativo.

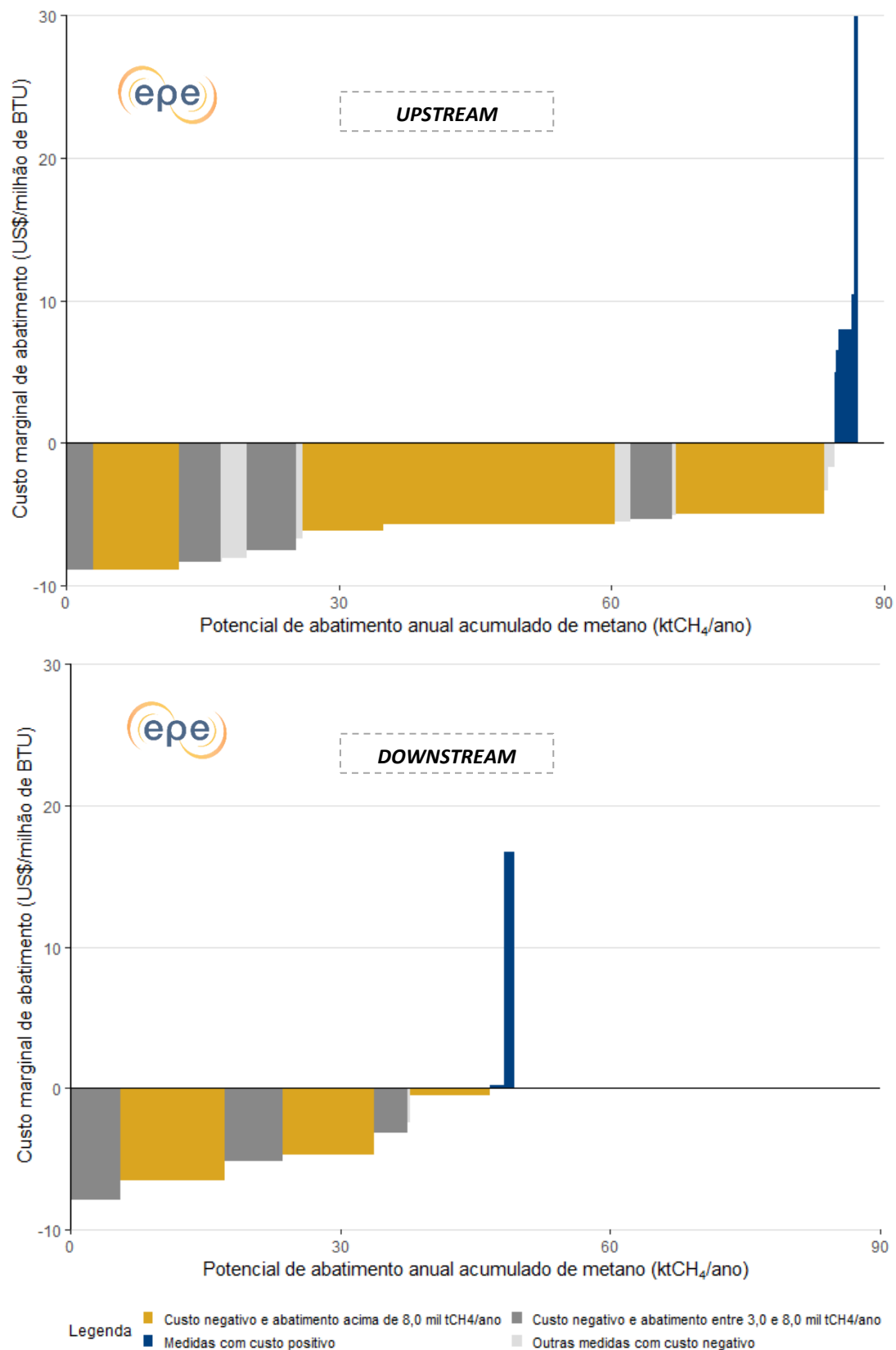


Figura 8: Curvas do custo marginal de abatimento da cadeia do gás natural no Brasil, separadas em *upstream* e *downstream*  
 Fonte: adaptado de IEA (2024a).

Nos gráficos, cada barra representa uma medida de redução de emissões de metano. O comprimento no eixo x representa o potencial de abatimento anual de metano, enquanto sua altura no eixo y representa o custo marginal de abatimento. As barras localizadas abaixo do eixo x representam medidas com custo marginal de abatimento negativo, ou seja, é esperado um retorno financeiro para cada unidade de emissão de metano evitada.

Dentre as medidas de mitigação avaliadas no estudo da IEA (2024a), 71% (22 de 31) concentram-se no ambiente *upstream*, revelando um maior leque de opções quando comparado com o *downstream*, devido à maior variedade de etapas e processos. Somadas, as medidas do *upstream* apresentam um potencial de abatimento de 87,9 ktCH<sub>4</sub>/ano. Desse total, há um potencial de mitigar 84,5 ktCH<sub>4</sub>/ano (96%) por meio de medidas com custo marginal de abatimento negativo. Já a soma das medidas do *downstream* apresentam um potencial de abatimento de 49,4 ktCH<sub>4</sub>/ano, sendo 46,6 ktCH<sub>4</sub>/ano (94%) com custo marginal de abatimento negativo.

Vale destacar que eventuais mudanças no ambiente de negócios, como preço do gás natural, desenvolvimentos tecnológicos, ganhos de eficiência e políticas de precificação/taxação de carbono podem alterar a avaliação financeira dessas medidas.

### 4.3. Programas nacionais para redução das emissões de metano

O Brasil tem adotado políticas públicas para reduzir as emissões de gases de efeito estufa, incluindo o metano. Isso engloba iniciativas nacionais como a Política Nacional sobre Mudança do Clima (BRASIL, 2009), a participação no Acordo de Paris e a elaboração de Diretrizes para a Neutralidade Climática (MMA, 2022a), além de medidas setoriais como os Programas Metano Zero, Gás para Empregar, entre outros.

O Programa Metano Zero foca na redução das emissões de metano provenientes de resíduos orgânicos, como resíduos sólidos urbanos e agrícolas (MMA, 2022b). Há um potencial de parceria com empresas de gás natural para integrar o biometano em suas redes de distribuição, ampliando a oferta de energia renovável. Essas empresas poderiam explorar a integração do biometano em suas redes de distribuição, ampliando a oferta de gás renovável e contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa. Essa parceria seria vantajosa tanto para as empresas de gás natural, que diversificariam suas fontes de fornecimento, quanto para o programa Metano Zero, que poderia utilizar a infraestrutura existente para distribuir o biometano para diversas aplicações.

Já o Programa Gás para Empregar tem como objetivo ampliar o acesso ao gás natural para os setores produtivos, oferecendo preços competitivos, o que conseqüentemente promove a geração de empregos, impulsiona o PIB nacional e fortalece a segurança energética e alimentar. O Programa possui um grupo de trabalho responsável por elaborar estudos e propostas de medidas para o seu desenvolvimento, sendo o comitê 5 voltado para o papel do gás natural na transição energética e inclui estudos voltados para as emissões na cadeia do gás natural nacional. A EPE participou ativamente desse grupo de trabalho, contribuindo para a realização desses estudos em parceria com outros 14 órgãos e entidades públicas (MME, 2024a).

O país também se destaca atualmente com a presidência do G20, um mandato que teve início em 1º de dezembro de 2023 e se estende até 30 de novembro de 2024 (BRASIL, 2024). A agenda do Brasil vai se concentrar em três temas: desenvolvimento sustentável, reforma das instituições multilaterais e combate à fome, à pobreza e à desigualdade. Vale ressaltar que o combate às mudanças climáticas é uma prioridade central de discussão. O país está trabalhando para fortalecer

acordos internacionais, promover ações de mitigação e adaptação, e incentivar a transição para uma economia de baixo carbono. Esses esforços refletem o compromisso do Brasil em liderar iniciativas globais no tema de mudanças climáticas.

Além disso, está em discussão a implementação do Projeto de Lei 412/22, conhecido como PL do Mercado de Carbono, que propõe tornar obrigatório o inventário das emissões de gases de efeito estufa pelas empresas, visando aumentar a transparência ambiental e incentivar práticas sustentáveis (BRASIL, 2022). O projeto pode pavimentar o caminho para a criação de um mercado de carbono no Brasil, onde empresas podem comprar e vender créditos de carbono, gerando incentivos econômicos para a redução das emissões e contribuindo para a mitigação das mudanças climáticas.

Paralelamente, também está em desenvolvimento o novo Plano Clima para 2025, que trará estratégias atualizadas para lidar com as mudanças climáticas baseadas em evidências científicas e consultas públicas (MMA, 2024).

Outro Plano atualmente em elaboração é o Plano Nacional de Transição Energética (PLANTE), que visa orientar a transição para uma economia mais sustentável no Brasil, abrangendo diversos setores, incluindo a cadeia do gás natural (MME, 2024a). O PLANTE surge da necessidade de promover alternativas de baixo carbono para atingir as metas climáticas globais, considerando os impactos na segurança energética, acesso à energia, contas públicas e combate à pobreza energética. Para isso, prioriza o desenvolvimento econômico, social e ambiental, buscando desbloquear investimentos em setores-chave, como mineração, energia e biocombustíveis, para impulsionar a transformação da matriz energética brasileira em direção a fontes mais limpas e renováveis (MME, 2024b).

Essas e outras medidas refletem o compromisso do Brasil com metas de redução de emissões que contribuem para os esforços globais contra as mudanças climáticas. Entretanto, esforços adicionais ainda são necessários para que os objetivos de descarbonização sejam alcançados e a adoção de políticas públicas que incentivem ações de curto prazo é um fator que pode ser determinante. Segundo as Nações Unidas (2019), as políticas devem estimular a inovação, apoiar a transparência e considerar o custo total para a indústria e a sociedade, a exemplo de estruturas padronizadas de monitoramento, relatório e verificação (MRV), exigência de adoção de melhores tecnologias e práticas de trabalho disponíveis, normas e metas.

## 5. Estudo de caso no transporte de gás natural e sua caracterização

---

### 5.1. Objetivo e escopo do estudo de caso

Neste capítulo, foi elaborado um estudo de caso para ilustrar a aplicação do conteúdo descrito nesta nota técnica. O estudo de caso tem como objetivo estimar as emissões de metano de uma infraestrutura da cadeia do gás natural e posteriormente avaliar o potencial técnico-econômico da redução dessas emissões com a implementação das medidas de mitigação. Como exemplo de infraestrutura, foi escolhida a etapa de transporte de gás natural devido à representatividade de emissões desse elo da cadeia do gás natural no total de emissões de metano, conforme apresentado na seção 3.2. Dessa forma, o objeto do estudo de caso envolve gasodutos de transporte, estações de compressão (ECOMPs) necessárias para compensar a perda de carga do sistema e demais equipamentos envolvidos no processo.

O estudo de caso não aborda as particularidades do sistema de transporte relacionadas ao cálculo de tarifa, base regulatória de ativos e receita máxima permitida, por exemplo. A ferramenta utilizada para a avaliação técnico-econômica, bem como os seus valores de entrada (preço de gás, taxa de desconto, tempo de projeto etc.), possuem a intenção de calcular um índice (custo marginal de abatimento) que possibilite mensurar a viabilidade de implementação das medidas, buscando ilustrar a importância e os desafios relacionados à tomada de decisão no contexto dos esforços de mitigação de emissão de metano na cadeia do gás.

### 5.2. Metodologia

O estudo de caso envolveu três etapas principais: a) Definição dos parâmetros para a infraestrutura analisada; b) Modelagem da infraestrutura e emissões de metano e c) Estimativa de custos e potencial de abatimento.

**a) Definição dos parâmetros para a infraestrutura analisada:** O dimensionamento da infraestrutura hipotética foi realizado com a definição dos seguintes parâmetros:

- Vazão de entrada de gás natural;
- Extensão gasoduto;
- Diâmetro do gasoduto;
- Pressões de sucção e de descarga das estações de compressão;
- Potência dos compressores.

Inicialmente foram mapeados os dados dos gasodutos de transporte existentes no Brasil, obtidos da base de dados da ferramenta WebMap da EPE<sup>17</sup> e dos documentos das empresas transportadoras de gás natural no Brasil TBG, TAG, GasOcidente, NTS e TSB. O objetivo desse mapeamento foi identificar um intervalo de valores para os parâmetros “extensão”, “vazão de entrada de gás natural”, “diâmetro do gasoduto” e “pressões de sucção e de descarga das estações de compressão”, de modo a caracterizar um gasoduto de transporte típico no Brasil, servindo como base para a modelagem.

---

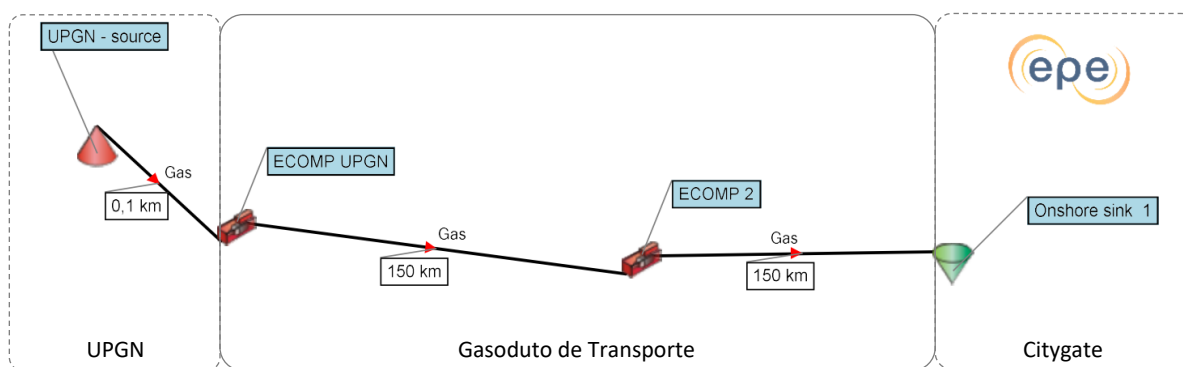
<sup>17</sup> Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/webmap-epe>

Como a amostra de 91 dutos possui um desvio padrão alto (239 km) para o parâmetro extensão (2 vezes superior à média de 115km), optou-se por tratar estatisticamente os dados de forma a caracterizar melhor o gasoduto do estudo de caso. A primeira análise de mediana e média para cada um dos parâmetros excluiu os gasodutos com extensão abaixo do primeiro decil (percentil 10) e acima do último decil (percentil 90), resultando em um intervalo entre 4 e 416 quilômetros. Além disso, foram feitos testes com diferentes percentis e multiplicadores do desvio padrão. Os resultados desses cálculos estão apresentados na Tabela 5.

**Tabela 5: Análise estatística para caracterização do gasoduto do estudo de caso.**

Percentil	Extensão (km)			Diâmetro (pol)		Vazão (milhão m <sup>3</sup> /d)	
	Intervalo válido	Média	Mediana	Média	Mediana	Média	Mediana
10 a 90	4 a 416	115	60	17	16	7,9	4,5
25 a 75	20 a 250	91	64	18	16	8,6	6,7
Multiplicador do desvio	Intervalo válido	Média	Mediana	Média	Mediana	Média	Mediana
0,5x	45 a 284	154	164	21	22	10,0	8,6
0,25x	104 a 224	174	180	25	25	13,8	12,0

**b) Modelagem:** Nessa etapa foi utilizado o software QUE\$TOR<sup>18</sup> para a simulação de um trecho genérico da infraestrutura de transporte do gás natural. O modelo foi utilizado com o principal objetivo de validar o dimensionamento da infraestrutura e calcular parâmetros adicionais. Durante a modelagem, os parâmetros da etapa anterior foram ajustados de forma iterativa, observando-se uma equivalência entre as pressões de saída de gasodutos e as pressões de sucção das ECOMPs bem como entre as pressões de descarga das ECOMPs e as pressões de entrada dos gasodutos. A Figura 9 mostra o trecho simulado do gasoduto de transporte:



**Figura 9: Segmento da infraestrutura de transporte analisado.**  
**Fonte: Elaboração própria, no software QUE\$TOR.**

Conforme mostra a Figura 9, foram modeladas duas estações de compressão (ECOMP UPGN e ECOMP 2) necessárias para que o gás pudesse percorrer dois trechos de 150 km cada, dentro das pressões especificadas. Para definir a extensão de cada gasoduto foi utilizado como referência o

<sup>18</sup> O QUE\$TOR é um software desenvolvido pela S&P Global, focado na estimativa de custos de projetos de óleo e gás, com detalhamento de CAPEX e OPEX para infraestruturas *onshore*, *offshore* e de regaseificação de GNL. O software possui uma base de dados de custos robusta e detalhada em tecnologias, mão de obra, materiais, equipamentos, entre outros. O software também é útil no dimensionamento dessas infraestruturas, na fase conceitual, e pode modelar o escoamento do gás natural nos gasodutos, auxiliando na estimativa de parâmetros como pressão, temperatura, perda de carga, diâmetro do duto, potência dos compressores, emissões etc. Mais informações em: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/products/questor-oil-gas-project-cost-estimation-software.html>

intervalo de valores obtido na Tabela 5, considerando média e mediana: 60 a 180 km. Adicionalmente, foi incluído um trecho de gasoduto de 0,1 km somente para transportar o gás da UPGN (origem do gás modelado) para a primeira estação de compressão, representando um fluxo que no caso real ocorreria dentro da própria unidade de processamento. Foi considerado a entrega do gás em um *Citygate* no final do gasoduto. No entanto, somente gasodutos de transporte e estações de compressão foram consideradas para o cálculo de emissões de metano, ou seja, a parte da Figura 9 delimitada em traço contínuo.

Partindo dos parâmetros mapeados na Figura 9 e realizando um processo iterativo na modelagem, foram obtidos os seguintes parâmetros de dimensionamento do gasoduto:

- Vazão de entrada de gás natural: **9 milhões de m<sup>3</sup>/dia**
- Extensão gasoduto: **dois trechos de 150 km cada**
- Diâmetro nominal do gasoduto: **22"**
- Pressão de sucção da ECOMP UPGN: **76 bar**
- Pressão de descarga da ECOMP UPGN: **102 bar**
- Pressão de sucção da ECOMP 2: **75,6 bar**
- Pressão de descarga da ECOMP 2: **102 bar**
- Potência dos compressores da ECOMP UPGN: **dois compressores de 2,63 MW cada**
- Potência dos compressores da ECOMP 2: **dois compressores de 2,73 MW cada**

As principais fontes de emissões de metano da infraestrutura analisada estão descritas a seguir.

**Emissões fugitivas nos gasodutos e estações:** São emissões não planejadas que ocorrem em tubulações, válvulas e flanges, entre outros, devido principalmente a desgastes no material que as compõem. A intensidade dessas emissões irá variar de acordo com diversos fatores, como material utilizado e frequência da manutenção.

**Compressores centrífugos (selo úmido):** Os compressores centrífugos de selo úmido usam óleo circulante como vedação contra o escape de gás de alta pressão e o óleo arrasta parte do gás à medida que circula pela vedação do compressor. Este gás deve ser separado do óleo para manter o funcionamento adequado e o gás removido do óleo de vedação é normalmente emitido para a atmosfera.

**Dispositivos pneumáticos de alta emissão (*high bleed*):** Os dispositivos pneumáticos usam a pressão da corrente de gás natural para operar vários dispositivos de controle, como ajustar válvulas por exemplo. Alguns dispositivos requerem uma pequena descarga contínua de gás como parte da função controladora e conseqüentemente podem resultar em emissões quando acionados.

**Venting nos gasodutos (manutenção de rotina e não programadas):** Essas emissões ocorrem quando as empresas retiram trechos do gasoduto de serviço para manutenção e assim liberam o gás que estava no trecho para a atmosfera.

**Venting nas estações de compressão:** O *venting* nas estações ocorre em situações específicas, principalmente para testes de válvulas de alívio, para garantir que o desligamento de emergência funcione corretamente. Durante os testes, o gás é liberado a partir de todas as válvulas de alívio na estação por alguns minutos.

Na sequência, dados de fatores de emissão disponíveis no *Annex 3.6: Methodology for Estimating CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, and N<sub>2</sub>O Emissions from Natural Gas Systems*, da Agência de Proteção Ambiental

dos Estados Unidos (EPA, 2024b), foram aplicados à infraestrutura modelada para o cálculo das emissões de metano conforme apresentado na Tabela 6.

**Tabela 6: Fatores de emissão de metano para fontes selecionadas.**

Fonte de Emissão	Fator de Emissão de Metano	Unidade
Emissões fugitivas nos gasodutos	10,9	kg/milha
Emissões fugitivas nas ECOMPs	64.000,0	kg/estação
Compressores centrífugos (selo úmido)	68.000,0	kg/compressor
Dispositivos pneumáticos de alta emissão ( <i>High Bleed</i> )	2.856,4	kg/dispositivo
<i>Venting</i> nos gasodutos	607,2	kg/milha
<i>Venting</i> nas estações de compressão	72.012,7	kg/estação

**Fonte: Elaboração própria, com dados de EPA 2024.**

O valor do fator de emissão indicado para cada fonte da Tabela 6 equivale à média aritmética simples dos fatores de emissão mapeados pela EPA nos anos de 2018, 2019, 2020, 2021 e 2022 na infraestrutura de gás dos Estados Unidos (EPA, 2024b). Ressalta-se que as fontes de emissão identificadas neste estudo não são exaustivas, ou seja, representam apenas um compilado exemplificativo de possíveis fontes de emissão ao longo da infraestrutura selecionada.

No cálculo das emissões totais da infraestrutura analisada, os fatores de emissão da Tabela 6 foram multiplicados por 1,3 para corrigir os valores para a realidade brasileira (tropicalização), conforme procedimento adotado pela Agência Internacional de Energia na plataforma *Methane Tracker* (IEA, 2024b)<sup>19</sup>. Na sequência, efetuou-se uma multiplicação adicional utilizando os multiplicadores da Tabela 7 para cada fonte de emissão selecionada:

**Tabela 7: Multiplicadores para o cálculo de emissões.**

Fonte de Emissão	Multiplicador	Observação
Emissões fugitivas nos gasodutos	186,4	Tamanho total do gasoduto (300 km) em milhas
Emissões fugitivas nas ECOMPs	2	Número total de estações de compressão
Compressores centrífugos (selo úmido)	4	Número total de compressores (2 por ECOMP)
Dispositivos pneumáticos de alta emissão ( <i>High Bleed</i> )	1	Número de dispositivos pneumáticos trocados
<i>Venting</i> nos gasodutos	18,6	Distância entre válvulas no gasoduto (30 km) em milhas
<i>Venting</i> nas estações de compressão	2	Número total de estações de compressão

Em relação aos dispositivos pneumáticos, cabe ressaltar que no mercado norte-americano existem, em média, 3 dispositivos de alta emissão (*high bleed*) e 3 de baixa emissão (*low bleed*) a cada 2 ECOMPs (EPA, 2024b). Considerando que algumas atividades só podem ser desempenhadas por dispositivos *high bleed* (ICF, 2014), optou-se por simular a troca de apenas 1 dispositivo de alta emissão por *low bleed* para fins exemplificativos da existência da tecnologia e de seu potencial de mitigação. Para as emissões de *venting* nos gasodutos, foi considerado que a infraestrutura é composta de 10 segmentos de gasodutos de 30 quilômetros (18,6 milhas) separados por válvulas. Dessa forma, foi assumido que é feita uma manutenção em um segmento entre válvulas por ano. A

<sup>19</sup> O *Methane Tracker* obtém os fatores de emissão dos países a partir de um escalonamento dos fatores de emissão da infraestrutura dos Estados Unidos. Para o *downstream* do Brasil, o fator de escalonamento é 1,3 (baseado na extensão das redes de gasodutos e oleodutos e na capacidade e utilização de refino de petróleo).

definição dos segmentos do gasoduto teve como referência o cálculo conservador da distância mínima média entre válvulas, que é de 10 a 20 milhas (MJB&A, 2016).

**c) Estimativa de custos e potencial de abatimento:** O próximo passo foi identificar as opções de mitigação que seriam mais eficazes e economicamente viáveis para mitigar as emissões decorrentes das fontes exemplificadas no estudo de caso. Consequentemente, uma etapa vital da pesquisa envolveu a busca de dados referentes ao custo e à eficácia das tecnologias de mitigação identificadas na revisão da literatura. Essas informações tecnológicas foram então empregadas no inventário de emissões para estimar tanto a redução potencial de emissões quanto os custos associados a essa redução. As principais medidas de mitigação identificadas estão descritas a seguir:

**LDAR (*Leak Detection and Repair*):** LDAR é o termo utilizado para o processo de identificação, quantificação e reparo de vazamentos de emissões fugitivas, o que pode ser feito através da utilização de diferentes técnicas e equipamentos. Sendo assim, a escolha da melhor técnica a ser utilizada depende de diversos fatores, sendo os principais: tempo de inspeção em cada instalação, quantidade de inspeções ao ano, potencial de redução de emissões e tempo de reparo (IEA, 2024b).

Esta análise utiliza a metodologia aplicada pelo ICF, que considera custo de capital, custo trabalhista para enviar um inspetor em tempo integral ao campo, custo de treinamento, assim como custo de visitas adicionais para reparos. Ressalta-se que o custo de capital inclui uma câmera de infravermelho (usada para localizar emissões fugitivas), um caminhão e o custo de um sistema de registro. Já com relação aos reparos, estes podem ser feitos no momento da inspeção, como apertar válvulas ou flanges, mas outros exigirão tempo adicional para reparo. Esta análise assume um tempo de reparo equivalente a quatro visitas de inspeção para reparos a cada ano. O custo de capital de reparos maiores não está incluído na suposição de que esses reparos precisariam ser feitos de qualquer maneira e que o programa LDAR está simplesmente alertando o operador sobre a necessidade. Dessa forma, alguma ou toda a despesa desses reparos é assumida como parte da manutenção regular da instalação. A metodologia selecionada considera inspeções trimestrais de emissões para todas as instalações, levando a um potencial de mitigação de 60%.

**Sistema de Recuperação de Gás para Compressores Centrífugos de selo úmido:** As emissões decorrentes do arraste do óleo de vedação de compressores centrífugos podem ser reduzidas a partir da substituição dos selos úmidos por selos secos que não usam óleo e não liberam quantidades significativas de gás. Entretanto, este costuma ser um processo caro. Portanto, este estudo considera uma alternativa mais atrativa que consiste em capturar e utilizar o gás carregado pelo óleo em vez de liberá-lo para a atmosfera, por meio da implementação de um sistema de recuperação de gás.

Considerando as estimativas de custo adotadas pelo ICF (2014), este estudo assumiu um custo conservador de US\$ 52.000 por ECOMP e uma redução de 95% das emissões. Embora o gás possa ser recapturado, pode ser difícil utilizá-lo produtivamente, pois sua recuperação depende tanto da pressão quanto da existência de uma demanda para o gás capturado. A recuperação é, portanto, descontada em 10% a 25% das emissões evitadas, dependendo do segmento da indústria. No estudo de caso desta nota optou-se, de forma conservadora, por 25%.

**Trocar por dispositivos de baixa emissão (*Low Bleed*):** Os dispositivos pneumáticos que liberam ou “sangram” pequenas quantidades de gás durante sua operação podem ser classificados em dois tipos: os de baixa emissão (emitindo  $<0,17 \text{ m}^3/\text{h}$ ) e os de alta emissão (emitindo  $\geq 0,17 \text{ m}^3/\text{h}$ , frequentemente mais de  $0,85 \text{ m}^3/\text{h}$ ). Portanto, uma das possíveis medidas de mitigação de *venting* em dispositivos pneumáticos é a substituição dos dispositivos de alta emissão pelos de baixa emissão. Para calcular o potencial de mitigação foi utilizada a relação entre a média nos últimos 5 anos dos

fatores de emissão dos dispositivos *low bleed* (221 kgCH<sub>4</sub>/dispositivo) pelo fator dos dispositivos *high bleed* (2.856 kgCH<sub>4</sub>/dispositivo), resultando em 92% (EPA, 2024b).

**Esvaziamento antes da manutenção:** As emissões decorrentes de *venting* em gasodutos podem ser mitigadas por meio da aplicação de técnicas de esvaziamento do volume de gás antes da execução de atividades de manutenção nestes equipamentos. Neste contexto, os compressores do gasoduto podem ser empregados para despressurizar o gás na seção afetada ou, alternativamente, podem ser utilizadas unidades móveis de compressão, especialmente nos casos em que os compressores do duto não se encontram estrategicamente posicionados.

A implementação desta medida não requer custo de capital, apenas o custo do combustível e do aluguel de um compressor para despressurizar o duto. Sendo assim, supondo que um compressor alugado seja usado para uma em cada cinco ocorrências, o custo de O&M adotado foi de US\$ 12.000 por ano. Nas outras quatro ocorrências considera-se o uso de compressores existentes na própria ECOMP, já amortizados.

**Captura de gás:** As emissões de *venting* das estações são majoritariamente decorrentes de testes de segurança de válvulas de alívio. Tais emissões podem ser minimizadas com a instalação de uma tampa nas válvulas de alívio para evitar a saída do gás quando o teste é realizado. Foi assumido um custo de investimento de US\$ 15.000 por ECOMP, para a implementação dessa medida, considerando uma mudança no procedimento, mas sem redesenho da estação.

Para a avaliação econômica, foi calculado o custo marginal de abatimento. O custo marginal de abatimento é um indicador importante para avaliar a viabilidade técnico-econômica de projetos de mitigação de Gases do Efeito Estufa (GEE). O indicador se refere ao custo de se abater uma unidade (de massa ou energia, por exemplo) de GEE. Nesse estudo, foram avaliadas as medidas de mitigação capazes de reduzir as emissões de metano identificadas na infraestrutura e posteriormente calculados os custos de abatimento, visando fornecer uma análise abrangente e fundamentada da eficácia e rentabilidade dessas medidas.

Os cálculos levaram em consideração os custos de investimento e de O&M das medidas de mitigação, o potencial de mitigação de cada medida e os ganhos econômicos resultantes do gás recuperado. Seguindo a metodologia da IEA (2024b), o custo de investimento é anualizado, adicionado aos custos anuais de O&M e subtraído das receitas anuais. O valor obtido, ao ser dividido pelo potencial anual de mitigação de emissões de metano, resulta no custo marginal de abatimento, conforme as equações:

$$C_{abat} = \frac{C_{anual}}{P}$$

$$C_{anual} = K + O\&M - R$$

$$K = I \times FRC$$

$$FRC = \frac{r \times (1 + r)^m}{(1 + r)^m - 1}$$

Onde:

**C<sub>abat</sub>**: custo marginal de abatimento, em US\$/ milhão de BTU de metano

**C<sub>anual</sub>**: custo anual líquido<sup>20</sup>, em US\$/ano

**P**: potencial de abatimento anual, em milhão de BTU de metano/ano

**K**: custo de capital (CAPEX) anualizado, em US\$/ano

**O&M**: custo de O&M (OPEX), em US\$/ano

**R**: receita anual com o gás natural recuperado, em US\$/ano

**I**: investimento inicial (CAPEX), em US\$

**FRC**: fator de recuperação de capital

**r**: taxa de desconto, considerada 10% para esse estudo (taxa real)

**m**: tempo de vida útil do equipamento, em anos<sup>21</sup>

Os dados de custos de capital (CAPEX), os custos de O&M (OPEX) e o potencial de mitigação das emissões de metano (%) relacionados à implementação das medidas de mitigação selecionadas foram obtidos do *ICF International* (ICF, 2014) e da EPA (2024), conforme apresentado na Tabela 8:

**Tabela 8: CAPEX, OPEX e potencial de mitigação para medidas selecionadas.**

Medida de mitigação	CAPEX (US\$)	OPEX (US\$/ano)	Potencial de mitigação (%)
LDAR	169.923	146.250	60%
Sistema de Recuperação de Gás	104.000	-	95%
Trocar por dispositivos de baixa emissão ( <i>Low Bleed</i> )	3.000	-	92%
Esvaziamento antes da manutenção	-	12.000	80%
Captura de Gás	30.000	-	95%

Para ajustar o CAPEX aos valores atuais, foram empregados os índices de custo de engenharia e construção<sup>22</sup> (CEPCI) de 2014 e 2023. Para o ajuste dos custos de O&M, foi utilizado o INPC de 2014 a 2023. Ainda, aos custos de investimento da Tabela 8 foi adicionado 50% com o objetivo de tropicalizar para a realidade brasileira os preços que tomam como referência o mercado norte americano. É importante destacar que não foi realizada cotação com empresas de equipamentos e serviços para estimativa de custos. Dessa forma, os custos de CAPEX e OPEX são provenientes da literatura, com uma incerteza associada referente à etapa conceitual de projetos, de -50 a 100% (AACE, 2011).

Para o cálculo da receita do gás natural recuperado, foi considerado como nível de preço de referência a média da parcela molécula dos preços do gás natural Petrobras para as distribuidoras,

<sup>20</sup>A rigor, o custo marginal de abatimento considera somente os investimentos e as despesas e não contabiliza as receitas do projeto. No entanto, seguindo a metodologia da IEA (2024), foi calculado um custo anual líquido, em que a receita proveniente da recuperação do gás natural não emitido é considerada, a fim de comparar a viabilidade tecno-econômica entre as medidas e entre os dados disponibilizados pela IEA.

<sup>21</sup>Seguindo a metodologia do Natural Gas STAR Program, foi adotado um padrão de 5 anos para os equipamentos referentes a todas as medidas de mitigação, que é também o tempo em que se espera um retorno do investimento (EPA, 2014)

<sup>22</sup>Valores obtidos de: <https://toweringskills.com/financial-analysis/cost-indices/>

conforme dados divulgados pelo MME nos Boletins de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural para os doze meses de 2023 (MME, 2023). O cálculo resultou em um valor de 12 US\$/milhão de BTU como preço de referência.

### 5.3. Resultados e discussão

A Tabela 9 mostra as principais fontes de emissões de metano identificadas, os valores correspondentes de emissão e as medidas de abatimento que poderiam mitigar essas emissões. Na prática, existem mais fontes de emissão além das aqui mapeadas, as quais foram usadas como exemplo ilustrativo.

**Tabela 9: Principais fontes de emissões de metano, suas características e as medidas de mitigação identificadas.**

Fonte de Emissão	Categoria da Emissão	Emissão (tCH <sub>4</sub> /ano)	Emissão (%)	Medida de mitigação identificada
Emissões fugitivas nos gasodutos e estações	Fugitivas	169	23,2%	LDAR
Compressores centrífugos (selo úmido)	Fugitivas	354	48,6%	Sistema de Recuperação de Gás
Dispositivos pneumáticos de alta emissão ( <i>High Bleed</i> )	<i>Venting</i>	3,7	0,5%	Trocar por dispositivos de baixa emissão ( <i>Low Bleed</i> )
<i>Venting</i> nos gasodutos	<i>Venting</i>	15	2%	Esvaziamento antes da manutenção
<i>Venting</i> nas estações de compressão	<i>Venting</i>	187	25,7%	Captura de Gás
<b>TOTAL</b>	-	<b>728</b>	<b>100%</b>	-

As maiores fontes emissoras do estudo de caso foram os quatro compressores centrífugos (selo úmido) das duas estações de compressão, com 354 tCH<sub>4</sub>/ano. Na sequência, no mesmo patamar de emissões, estão as emissões de *venting* nas estações de compressão e as emissões fugitivas nos gasodutos e estações de compressão com 187 tCH<sub>4</sub>/ano e 169 tCH<sub>4</sub>/ano, respectivamente. As menores fontes emissoras foram as operações de *venting* nos gasodutos e dispositivos pneumáticos de alta emissão (*High Bleed*) com 15 tCH<sub>4</sub>/ano e 3,7 tCH<sub>4</sub>/ano, respectivamente.

O valor baixo das emissões de *venting* nos gasodutos, quando comparado com as demais fontes emissoras, pode estar associado à premissa de que apenas uma seção de gasoduto de 30 km (18,6 milhas) é esvaziada por ano para intervenções de manutenção. Caso aconteça um número maior de manutenções em outros segmentos do gasoduto, a parcela de emissão de *venting* nos gasodutos será maior. Em relação aos dispositivos pneumáticos de alta emissão (*High Bleed*), a sua pequena representatividade dentre as fontes de emissão do estudo de caso pode estar associada à premissa de que foi considerada a existência de apenas três dispositivos pneumáticos de alta emissão na infraestrutura. Caso seja considerado um número maior desses equipamentos, as emissões de dispositivos pneumáticos de alta vazão (*High Bleed*) serão maiores.

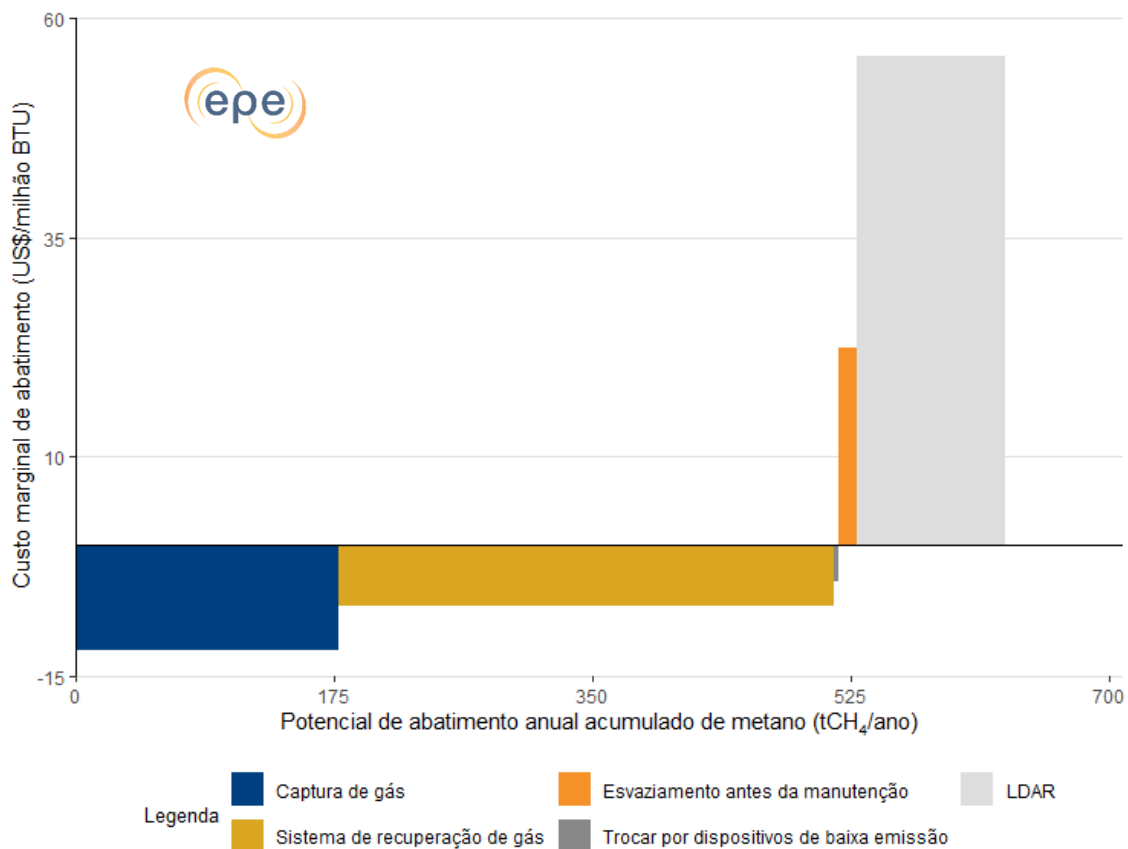
As emissões fugitivas, ou seja, aquelas consideradas não intencionais, representaram 71,8 % das emissões do estudo de caso. As emissões restantes (28,2%) são emissões de *venting*; portanto, intencionais e decorrentes de atividades operacionais ou de segurança.

A Tabela 10 traz o potencial de mitigação para cada medida aplicada à fonte emissora de metano, baseado em ICF (2014) e EPA (2024), bem como o custo marginal de abatimento atrelado à implementação da medida calculado no nível de preço de referência do gás.

**Tabela 10: Medidas de mitigação identificadas e resultados para potencial e custo de abatimento.**

Fonte de Emissão	Medida de mitigação identificada	Potencial de mitigação (%)	Potencial de mitigação (tCH <sub>4</sub> /ano)	Custo marginal de abatimento (US\$/milhão de BTU)
Emissões fugitivas nos gasodutos e estações	LDAR	60%	101,4	55,7
Compressores centrífugos (selo úmido)	Sistema de Recuperação de Gás	95%	335,9	-7,0
Dispositivos pneumáticos de alta emissão ( <i>High Bleed</i> )	Trocar por dispositivos de baixa emissão ( <i>Low Bleed</i> )	92%	3,4	-4,2
<i>Venting</i> nos gasodutos	Esvaziamento antes da manutenção	80%	11,8	22,3
<i>Venting</i> nas estações de compressão	Captura de gás	95%	177,9	-12,0

A Figura 10 mostra a curva do custo marginal de abatimento para as medidas de mitigação aplicadas no estudo de caso, elaborada com o nível de referência do preço do gás:

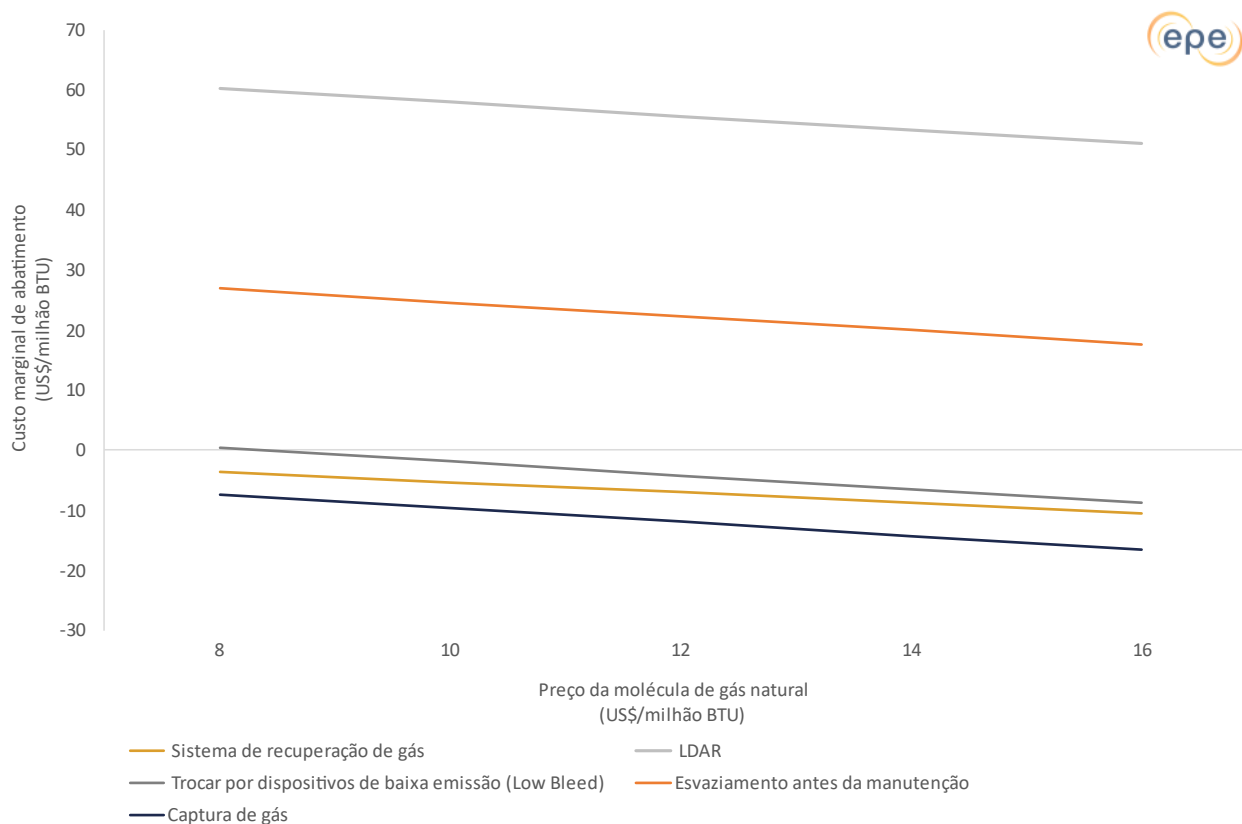


**Figura 10: Curva do custo marginal de abatimento para as medidas estudadas para o nível de preço de referência do gás**

No gráfico da Figura 10, cada medida de mitigação é representada por uma barra: sua extensão horizontal (eixo x) mostra o potencial de abatimento anual e sua altura (eixo y) ilustra seu custo marginal de abatimento, com medidas abaixo do eixo x apresentando custo marginal de abatimento negativo. Nota-se que esta curva está diferente da curva da Figura 8, como já era esperado, uma vez que a Figura 10 apresenta somente medidas do elo de transporte do gás natural e específicas para a infraestrutura analisada, enquanto a Figura 8 representa uma curva para toda a cadeia do gás natural, com valores médios para todo o Brasil.

As medidas de mitigação, caso sejam implementadas em conjunto, possuem o potencial de abater no máximo 86% das emissões das fontes selecionadas no estudo de caso. Ressalta-se que pode haver sobreposição do potencial de abatimento das medidas relacionadas às emissões fugitivas do estudo de caso (LDAR e sistema de recuperação de gás) de forma que o abatimento total na prática pode ser menor que o indicado.

O resultado ilustrado representa os custos calculados considerando o preço de referência de 12 US\$/milhão de BTU, como explicado na Seção 5.2. Para avaliar como as variações no preço da molécula do gás natural afetam o custo marginal de abatimento das medidas mencionadas, foi construída uma faixa de preços para uma análise de sensibilidade, variando de 8 US\$/milhão de BTU até 16 US\$/milhão de BTU, resultando em 5 valores divididos em intervalos iguais de 2 US\$/milhão de BTU, como ilustrado no gráfico da Figura 11.



**Figura 11: Análise de sensibilidade do custo marginal de abatimento das medidas avaliadas frente a variações no preço do gás natural**

A Figura 11 mostra que, para todas as medidas de mitigação, o custo marginal de abatimento reduz na medida em que aumenta o preço da molécula de gás natural. Isso se deve ao aumento da receita anual do gás natural recuperado em níveis maiores de preço do gás. As medidas “LDAR” e “Esvaziamento antes da manutenção” apresentam custo marginal de abatimento positivo para todos os níveis de preços considerados no estudo de caso. Isso significa que não há retorno financeiro mesmo em níveis altos de preço, não sendo viável economicamente a implementação das medidas. As medidas “Sistema de Recuperação de Gás” e “Captura de gás” apresentam custo marginal de abatimento negativo para todos os níveis de preços considerados no estudo de caso. Isso significa

que há retorno financeiro mesmo em níveis baixos de preço, sendo viável economicamente a implementação das medidas. A medida “Trocar por dispositivos de baixa emissão (*Low Bleed*)” apresenta viabilidade técnico-econômica para preços acima de 8 US\$/milhão de BTU. Para preços abaixo deste nível, o custo marginal de abatimento se torna positivo, indicando a ausência de retorno financeiro para o investimento na medida de mitigação.

Cabe notar que qualquer alteração nos parâmetros utilizados no cálculo do custo marginal de abatimento, bem como a evolução tecnológica de algumas medidas de mitigação e até mesmo um futuro desenvolvimento de mecanismos de precificação de carbono, podem modificar a viabilidade técnico-econômica das medidas e o seu correspondente deslocamento nas curvas de sensibilidade. Ainda, as fontes emissoras elencadas neste estudo de caso são exemplificativas e outras podem existir.

Este estudo buscou estabelecer estimativas razoáveis de custo médio e desempenho com base nos dados disponíveis na literatura. É essencial ressaltar que os custos e o desempenho de projetos individuais podem divergir substancialmente devido às particularidades do local e à eficácia da tecnologia empregada. Ademais, custos relacionados a instalações reais podem exceder ou ficar aquém das médias consideradas nesta análise devido às divergências dos dados disponíveis na literatura e devido aos parâmetros de projeto escolhidos. Dessa forma, ressalta-se a importância de conduzir estudos específicos para cada infraestrutura, de modo a identificar e priorizar medidas, que vão ter resultados – tanto em potencial de mitigação quanto no custo marginal de abatimento – específicos para cada projeto.

## 6. Considerações finais

---

Esta Nota Técnica trouxe informações sobre as emissões de metano da cadeia do gás natural. Ao longo do documento, apresentou-se o contexto das emissões de metano no mundo e no Brasil, as metodologias para quantificação, as principais fontes de emissão na cadeia do gás natural, as medidas de mitigação disponíveis e iniciativas internacionais voltadas para a mitigação deste GEE. Ademais, foi desenvolvido um estudo de caso para exemplificar a aplicação dos conceitos discutidos nesta nota. O objeto do estudo de caso foi uma infraestrutura hipotética de transporte de gás natural, simulada com base em parâmetros típicos da malha brasileira, com objetivo de estimar as emissões de metano e avaliar a viabilidade técnico-econômica da implantação de medidas de mitigação.

Embora os setores agropecuário e de resíduos sejam os mais representativos em relação às emissões de metano brasileiras, o potencial crescimento do mercado de gás natural e, conseqüentemente, da indústria – com novos players e aumento da oferta – justifica a preocupação com seu nível de emissões. A relevância energética e econômica do setor de gás natural, com participação de 9,6% na matriz energética (EPE, 2024), evidencia seu papel no setor de energia bem como nos esforços para redução das emissões nacionais. Para tanto, é fundamental dedicar atenção às emissões de metano em todas as etapas da cadeia de gás natural, desde a exploração até a distribuição. Do contrário, pode-se registrar um aumento significativo das emissões dessa indústria nos próximos anos. Dessa forma, vale ressaltar que o mapeamento realizado nesta Nota Técnica indicou que existem diversas medidas, com tecnologia disponível e viabilidade econômica, para mitigar as emissões de metano na cadeia do gás natural.

O estudo de caso mostrou que existem medidas de redução de emissões com um potencial retorno econômico a partir do gás recuperado. Especificamente no caso estudado, duas medidas apresentaram essas características para todos os níveis de preços de gás natural considerados. Por outro lado, uma das medidas apresentou viabilidade econômica apenas para preços acima de 8 US\$/milhão de BTU, enquanto outras duas não apresentaram viabilidade econômica para nenhum dos níveis de preço de gás natural considerados. As medidas de mitigação avaliadas mostraram potencial para abater até 86% das emissões das fontes analisadas no estudo de caso. Apesar da ausência de dados de medição reais, foram utilizadas referências consolidadas sobre o tema e metodologia robusta para estimativa das emissões de uma infraestrutura hipotética da cadeia do gás. Dessa forma, o exercício realizado no estudo de caso traz uma abordagem detalhada, com referências, dados, equações, tabelas e gráficos de como analisar as possíveis emissões de metano em infraestruturas da cadeia no gás natural e as respectivas medidas para mitigá-las. O estudo de caso trouxe como exemplo uma infraestrutura de transporte de gás natural, no entanto, a mesma metodologia pode ser aplicada a outros elos.

Apesar do reconhecimento crescente por parte dos setores público e privado em relação ao desafio do tema de emissões, ainda existem lacunas significativas nas informações sobre emissões de metano do setor de petróleo e gás natural, com estimativas frequentemente divergentes e falta de dados abrangentes e críveis. A dificuldade de quantificar as emissões de metano por meio de medições representa um desafio para o setor, devido à grande variedade de fontes e ao elevado custo de monitoramento individual. É necessário que a detecção e a medição *in situ* sejam complementares às abordagens baseadas em cálculos de engenharia e à medição por satélites. A escolha do método mais adequado para a medição e estimativa dessas emissões depende dos objetivos esperados e, para que os dados sejam comparáveis entre si, é necessária a adoção de uma metodologia robusta e unificada.

A importância da divulgação de dados confiáveis e de qualidade para o Brasil foi uma necessidade identificada com o estudo de caso. Sugere-se que as empresas atuantes na indústria do gás natural promovam ações voltadas para a identificação, mapeamento e quantificação das emissões existentes em suas infraestruturas e operações. Isso possibilita não só a avaliação técnico-econômica de medidas de mitigação específicas para as características de seus projetos, como também a contribuição para a disseminação de conhecimento sobre o tema.

## Referências

---

AACE. 2011. American Association of Cost Engineers, 2011. **International Recommended Practice No. 18R-97.**

ANP. 2020. **Painel dinâmico – Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção.** Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjFIMWl0MDgtNWwNiNC00OTZlLWI3NGQtOGM3MjQwODhjMTMwliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtytNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyMyJ9>. Acesso em: dez. 2023.

ANP. 2023. **Painel Dinâmico de Emissões de Contratos de E&P em fase de produção.** Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjFIMWl0MDgtNWwNiNC00OTZlLWI3NGQtOGM3MjQwODhjMTMwliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtytNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyMyJ9>. Acesso em: dez. 2023.

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.

BRASIL. 2009. **Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009.** Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 30 dez. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2009/lei/l12187.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l12187.htm). Acesso em: mai. 2024.

BRASIL. 2022. Senado Federal. **Projeto de Lei nº 412/2022.** Autor: Senador Chiquinho Feitosa (DEM/CE). Natureza: Norma Geral. Assunto: Meio Ambiente. Número na Câmara dos Deputados: PL 412/2022. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/151967>. Acesso em: mai. 2024.

BRASIL. 2024. **Brasil assume a presidência do G20 nesta sexta-feira.** Disponível em: <https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2023/11/brasil-assume-a-presidencia-do-g20-nesta-sexta-feira-1-12>. Acesso em: mai. 2024.

CCAC - Climate and Clean Air Coalition. 2024. **The Climate and Clean Air Coalition.** Disponível em: <https://www.ccacoalition.org/content/climate-and-clean-air-coalition>. Acesso em: mai. 2024.

Corbett, J.J., Thomson, H., Winebrake, J.J., 2015. **Methane Emissions from Natural Gas Bunkering Operations in the Marine Sector: A Total Fuel Cycle Approach.** U.S. Department of Transportation. Disponível em: <https://www.maritime.dot.gov/sites/marad.dot.gov/files/docs/innovation/meta/9596/methane-emissions-Ing-bunkering-20151124-final.pdf>. Acesso em: jan. 2024.

DAVIES, A.J.; HASTINGS. 2023. A. **Greenhouse Gas Emissions from Decommissioning Manmade Structures in the Marine Environment; Current Trends and Implications for the Future.** *J. Mar. Sci. Eng.*, 11, 1133. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/jmse11061133>. Acesso em: dez. 2023.

EDF. 2020. **Hitting the Mark: Improving the Credibility of Industry Methane Data.** Disponível em: <https://ogmpartnership.com/wp-content/uploads/2023/02/Hitting-the-Mark-EDF.pdf>. Acesso em: jan. 2024.

EPA. 2014. **Wet Seal Degassing Recovery System for Centrifugal Compressors**. Disponível em: <https://19january2021snapshot.epa.gov/sites/static/files/2016-06/documents/capturemethanefromcentrifugalcompressionsealdegassing.pdf>. Acesso em fev. 2024.

EPA. 2024a. **Understanding Global Warming Potentials**. Disponível em: <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>. Acesso em: jun. 2024.

EPA. 2024b. **Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks. Annex 3.6: Methodology for Estimating CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, and N<sub>2</sub>O Emissions from Natural Gas Systems**. Disponível em: <https://www.epa.gov/ghgemissions/natural-gas-and-petroleum-systems-ghg-inventory-additional-information-1990-2022-ghg>. Acesso em: mai. 2024.

EPE. 2023. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 – Gás Natural**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Ga%CC%81s%20Natural%20-%20PDE%202032%20-%20rev1.pdf>. Acesso em: jan. 2024.

EPE. 2024. **BEN: Relatório Síntese 2024 – Ano base 2023**. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2024\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf). Acesso em: set. 2024.

GMI - Global Methane Initiative. 2023. **Global Methane Initiative**. Disponível em: <https://www.globalmethane.org/>. Acesso em: mai. 2024.

GMP. 2023. **Fast action on methane to keep a 1.5°C future within reach**. Disponível em: <https://www.globalmethanepledge.org/>. Acesso em: abr. 2023.

Groom, Nichola. 2020. **Special Report: Millions of abandoned oil wells are leaking methane, a climate menace**. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/us-usa-drilling-abandoned-specialreport-idUSKBN23N1NL/>. Acesso em: dez. 2023.

Grubert, E. A.; Brandt, A. R. 2019. **Three considerations for modeling natural gas system methane emissions in life cycle assessment**. *Journal of Cleaner Production*. V. 222. Pg 760 – 767. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.096>

Hagos, D. A.; Ahlgren, E. O. 2018. **Well-to-wheel assessment of natural gas vehicles and their fuel supply infrastructures – Perspectives on gas in transport in Denmark**. *Transportation Research Part D*. v. 65, pg 14-35. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.07.018>

ICF International. 2014. **Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the U.S. Onshore Oil and Natural Gas Industries**. Disponível em: [https://www.edf.org/sites/default/files/methane\\_cost\\_curve\\_report.pdf](https://www.edf.org/sites/default/files/methane_cost_curve_report.pdf).

IEA. 2023a. **Methane Tracker**. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker-data-explorer>. Acesso em: dez. 2023.

IEA. 2023b. **World Energy Outlook**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>. Acesso em: dez. 2023.

IEA. 2024a. **Methane Tracker**. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker>. Acesso em: mai. 2024.

IEA. 2024b. **Global Methane Tracker Documentation**. Disponível em: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/d42fc095-f706-422a-9008-6b9e4e1ee616/GlobalMethaneTracker\\_Documentation.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/d42fc095-f706-422a-9008-6b9e4e1ee616/GlobalMethaneTracker_Documentation.pdf) . Acesso em: abr. 2024.

IPCC. 2006. **Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Disponível em: [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_4\\_Ch4\\_Fugitive\\_Emissions.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf). Acesso em: abr. 2023.

IPCC, 2019a. **2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories** – Chapter 4: Fugitive Emissions. Disponível em: [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/pdf/2\\_Volume2/19R\\_V2\\_4\\_Ch04\\_Fugitive\\_Emissions.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/pdf/2_Volume2/19R_V2_4_Ch04_Fugitive_Emissions.pdf). Acesso em: jan. 2024.

IPCC, 2019b. **Landmark United in Science report informs Climate Action Summit**. Página da Web do IPCC. Disponível em: [https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_Chapter07\\_SM.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter07_SM.pdf). Acesso em: jan. 2024.

IPCC, 2023. **Material Suplementar do Capítulo 7 – Sixth Assessment Report Working Group I (AR6 WGI)**. Disponível em: [https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_Chapter07\\_SM.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter07_SM.pdf). Acesso em: abr. 2023.

Lyon, D. R. 2016. **Chapter 3 – Methane Emissions from the Natural Gas Supply Chain**. *Environmental and Health Issues in Unconventional Oil and Gas Development*. Pg 33-48. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804111-6.00003-0>

Marcogaz. 2019; **Assessment of methane emissions for Gas Transmission & Distribution System Operators**. Disponível em: <https://www.marcogaz.org/publications/assessment-of-methane-emissions-for-gas-transmission-distribution-system-operators/>. Acesso em: jan. 2024.

MCTI. 2010. **Emissões Fugitivas de Gases de Efeito Estufa na Indústria de Petróleo e Gás Natural**. Elaborado por Petrobras. Disponível em: [https://repositorio.mctic.gov.br/bitstream/mctic/5270/1/2010\\_emissoes\\_fugitivas\\_gases\\_efeito\\_estufa\\_industria\\_petroleo\\_gas\\_natural.pdf](https://repositorio.mctic.gov.br/bitstream/mctic/5270/1/2010_emissoes_fugitivas_gases_efeito_estufa_industria_petroleo_gas_natural.pdf) . Acesso em: dez. 2023.

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: jan. 2024.

MCTI. 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: jan. 2024.

MGP - Methane Guiding Principles. 2023. **Methane Guiding Principles**. Disponível em: <https://methaneguidingprinciples.org/>. Acesso em: mai. 2024.

MJB&A - M.J. Bradley & Associates LLC. 2016. **Analysis of Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration Proposed New Safety Rules: Pipeline Blowdown Emissions and Mitigation Options**. Disponível em: <https://blogs.edf.org/energyexchange/wp-content/blogs.dir/38/files/2016/07/PHMSA-Blowdown-Analysis-FINAL.pdf>

MMA – Ministério do Meio Ambiente. 2022a. **Diretrizes para uma estratégia nacional para neutralidade climática**. Disponível em: [https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/mudanca-do-clima/clima/diretrizes-para-uma-estrategia-nacional-para-neutralidade-climatica\\_.pdf](https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/mudanca-do-clima/clima/diretrizes-para-uma-estrategia-nacional-para-neutralidade-climatica_.pdf). Acesso em: mai. 2024.

MMA – Ministério do Meio Ambiente. 2022b. **Programa Metano Zero**. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/mudanca-do-clima/ozonio/ProgramaMetanoZero.pdf>. Acesso em: mai. 2024.

MMA – Ministério do Meio Ambiente. 2024. **Plano Clima: Mitigação**. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/mudanca-do-clima/cop-28/mitigacao/>. Acesso em: mai. 2024.

MME - Ministério de Minas e Energia, 2023. **Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2023>. Acesso em: mai. 2024.

MME - Ministério de Minas e Energia. 2024a. **Gás para Empregar**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar>. Acesso em: mai. 2024.

MME - Ministério de Minas e Energia. 2024b. **MME e BNDES avançam em ações concretas na parceria estratégica para transição energética**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-e-bndes-avancam-em-acoes-concretas-na-parceria-estrategica-para-transicao-energetica>. Acesso em: mai. 2024.

MME - Ministério de Minas e Energia. 2024c. **Transição energética requer alternativas de baixo carbono e inclusão social**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-transicao-energetica-requer-alternativas-de-baixo-carbono-e-inclusao-social>. Acesso em: mai. 2024.

Mundra, I., Lockley, A. 2023. **Emergent methane mitigation and removal approaches: A review**. *Atmospheric Environment: X*. <https://doi.org/10.1016/>.

NAÇÕES UNIDAS. 2019. **Best Practice Guidance for Effective Methane Management in the Oil and Gas Sector: Monitoring, Reporting and Verification (MRV) and Mitigation**. Disponível em: [https://www.globalmethane.org/documents/Best\\_Practice\\_Guidance\\_for\\_Effective\\_Methane\\_Management\\_in\\_the\\_Oil\\_and%20Gas\\_Sector\\_2019.pdf](https://www.globalmethane.org/documents/Best_Practice_Guidance_for_Effective_Methane_Management_in_the_Oil_and%20Gas_Sector_2019.pdf). Acesso em: mai. 2024.

PBMC, 2014: **Base científica das mudanças climáticas. Contribuição do Grupo de Trabalho 1 do Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas ao Primeiro Relatório da Avaliação Nacional sobre Mudanças Climáticas**. COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 464 pp. ISBN: 978-85-285-0207-7

Plant et al. 2022. **Inefficient and unlit natural gas flares both emit large quantities of methane**. *Science*. <https://doi.org/10.1126/science.abq0385>.

Observatório do Clima. 2022. **Desafios e Oportunidades para Redução das Emissões de Metano no Brasil**.

Observatório do Clima - **Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG-OC)**. 2024. Disponível em: <https://plataforma.seeg.eco.br/>.

OGCI – Oil and Gas Climate Initiative. 2022. **Aiming for Zero Methane Emissions Initiative**. Disponível em: <https://aimingforzero.ogci.com/>. Acesso em: mai. 2024.

OGCI – Oil and Gas Climate Initiative. 2023. **Oil and Gas Climate Initiative**. Disponível em: <https://www.ogci.com/about>. Acesso em: mai. 2024.

OGMP - Oil and Gas Climate Partnership. 2023. **Oil and Gas Climate Partnership**. Disponível em: <https://ogmpartnership.com/>. Acesso em: mai. 2024.

Rao, V.; Knight, R. 2017. **Chapter 2 - Fugitive Methane and Emissions from Flaring**. *Sustainable Shale Oil and Gas*. pg 11 – 28. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-810389-0.00002-4>

Settler et al. **Review of Well-to-Wheel lifecycle emissions of liquefied natural gas heavy goods vehicles**. *Applied Energy*, n 333, 120511, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120511>.

SGL. Sustainable Gas Institute. 2015. **Methane and CO<sub>2</sub> Emissions from the Natural Gas Supply Chain**. Disponível em: <https://www.imperial.ac.uk/sustainable-gas-institute/our-research/white-paper-series/white-paper-1-methane-and-co2-emissions-from-the-natural-gas-supply-chain/>. Acesso em: abr. 2023.

Subramanian, R.; Williams, L.; Vaughn, T. et al., 2015. **Methane Emissions from Natural Gas Compressor Stations in the Transmission and Storage Sector: Measurements and Comparisons with the EPA Greenhouse Gas Reporting Program Protocol**. *Environmental Science & Technology*, n 49 (5), pp 3252-3261. DOI: 10.1021/es5060258

TCU. 2021. **Descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural offshore / Tribunal de Contas da União; Relator Ministro Walton Alencar Rodrigues**. – Brasília: TCU, Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural, 2021.

TFTEI Technical Secretariat. 2020. Task Force on Techno-Economic Issues. **Background informal technical document on techniques to reduce methane emissions in Europe from landfill gases, the natural gas supply system and biogas facilities**. Disponível em: [https://unece.org/sites/default/files/2022-07/TFTEI\\_methane\\_background\\_document-december\\_2020.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2022-07/TFTEI_methane_background_document-december_2020.pdf). Acesso em: mai. 2024.

UNCC. 2023. **Oil & Gas Decarbonization Charter launched to accelerate climate action**. Disponível em: <https://www.cop28.com/en/news/2023/12/Oil-Gas-Decarbonization-Charter-launched-to-accelerate-climate-action> Wet Seal Degassing Recovery System Installation and Equipment Costs. Acesso em: mai. 2024.

UNEP. 2023. **The Oil & Gas Methane Partnership 2.0**. Disponível em: <https://ogmpartnership.com/>. Acesso em: mai. 2024.

Wood Mackenzie. 2024. **Global gas industry in the 2050 net zero world**. Disponível em: <https://www.woodmac.com/reports/gas-markets-global-gas-industry-in-the-2050-net-zero-world-150185162/>. Acesso em abr. 2024

WORLD BANK. 2023. **Zero routine flaring by 2030**. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030>. Acesso em: fev. 2024.

WRI e WBCSD, 2024. **GHG Protocol**. Disponível em: <https://www.wribrasil.org.br/projetos/ghg-protocol>. Acesso em: fev. 2024.

Yang et al. 2023. **Direct measurement of methane emissions from the upstream oil and gas sector: Review of measurement results and technology advances (2018–2022)**. *Journal of Cleaner Production*. v. 414, 137693. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137693>.

ZRF - Zero Routine Flaring. 2024. **Zero Routine Flaring by 2030**. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030>. Acesso em: fev. 2024.