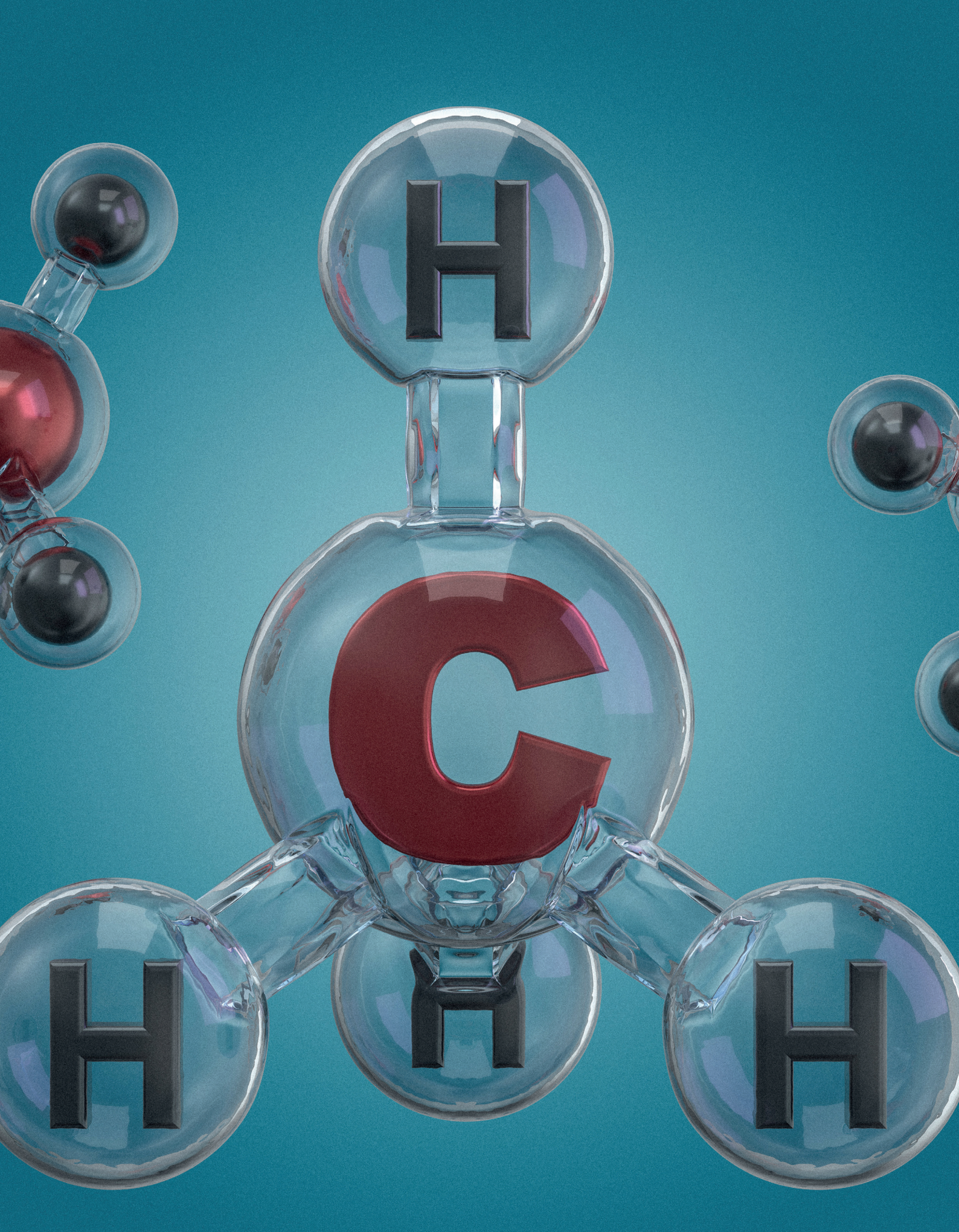
ESTIMATIVA DE CUSTOS E POTENCIAL DE ABATIMENTO DE EMISSÕES DE METANO NO TRANSPORTE POR GASODUTOS NA CADEIA DO GÁS NATURAL

COST ESTIMATES AND METHANE ABATEMENT POTENTIAL IN NATURAL GAS TRANSMISSION PIPELINES

Harnon Martins Ramos[1], Ana Claudia Sant'Ana Pinto[2], Bruna Guimarães[3], Claudia Bonelli[4], Gabriela Nascimento da Silva[5], Henrique Rangel[6] Marcelo Alfradique[7], Rafael Lemme[8], Regina Fernandes[9]

Recibido: 14/11/2024 y Aceptado: 18/6/2025

1.- harnon.ramos@epe.gov.br
2.- ana.pinto@epe.gov.br
3.- bruna.guimaraes@epe.gov.br
4.- claudia.bonelli@epe.gov.br
5.- gabriela.silva@epe.gov.br
6.- henrique.rangel@epe.gov.br
7.- marcelo.alfradique@epe.gov.br
8.- rafael.lemme@epe.gov.br
9.- regina.fernandes@epe.gov.br


H
C
H
H
H

Resumo

Esse estudo tem o objetivo de estimar as emissões de metano de uma infraestrutura da cadeia do gás natural, assim como avaliar o potencial e o custo de abatimento com a implementação de medidas de mitigação. Para isso, foi desenvolvido um estudo de caso genérico para a etapa de transporte de gás natural, envolvendo três gasodutos de 113 km cada e três estações de compressão. A metodologia abordou o dimensionamento da infraestrutura, que foi conduzido com a utilização do software Que$tor, a estimativa das emissões de metano, a avaliação das medidas de abatimento capazes de reduzir essas emissões e o cálculo do potencial e dos custos de abatimento. Como resultados, as emissões fugitivas representaram mais de 72% das emissões de metano, enquanto 28% foram emissões de venting. O estudo de caso mostrou que existem medidas de redução de emissões com um potencial retorno econômico a partir do gás recuperado: três das cinco medidas avaliadas apresentaram essas características para todos os níveis de preços de gás natural considerados. Além disso, todas as medidas trouxeram o benefício da redução de emissões de gases de efeito estufa, com potencial total para abater até 87% das emissões das fontes analisadas no estudo de caso.

PALAVRAS CHAVE: emissões, metano, cadeia do gás natural, medidas de mitigação, custo de abatimento.

Abstract

This study aims to estimate methane emissions from a natural gas supply chain infrastructure and assess the potential and cost of abatement with the implementation of mitigation measures. To achieve this, a generic case study was developed for the natural gas transport stage, involving three pipelines of 113 km each and three compression stations. The methodology included infrastructure sizing, which was conducted using the Que$tor software, estimating methane emissions, evaluating abatement measures capable of reducing these emissions, and calculating the abatement potential and costs. As a result, fugitive emissions represented more than 72% of methane emissions, while 28% were venting emissions. The case study showed that there are emission reduction measures with potential economic returns from the recovered gas: three of the five measures evaluated presented these characteristics for all levels of natural gas prices considered. Additionally, all measures provided the benefit of reducing greenhouse gas emissions, with a total potential to reduce up to 87% of emissions from the sources analyzed in the case study.

KEYWORDS: emissions, methane, natural gas supply chain, mitigation measures, abatement costs.

1. INTRODUÇÃO

Com o acirramento das mudanças climáticas, diversos setores têm considerado a substituição de combustíveis de elevado teor de carbono - como óleo diesel, carvão mineral e óleo combustível - pelo gás natural, uma vez que sua queima resulta em menos emissões de CO2 e de poluentes de efeito local, por exemplo, particulados e óxidos de enxofre. No entanto, o gás natural é constituído, em grande parte, por metano, e sua volatilidade propicia vazamentos em diversas etapas da cadeia, o que motiva a avaliação de medidas de mitigação dessas emissões, a fim de aumentar ainda mais a competitividade ambiental desse energético. Segundo Settler et al. (2022), 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. No Brasil, o aumento potencial da oferta, a ampliação da malha de gasodutos e a previsão de novos terminais de GNL (EPE, 2023) indicam uma tendência de crescimento no uso do gás natural na próxima década, reforçando a relevância de analisar as emissões e implementar tais medidas de mitigação.

A importância de se compreender o processo de emissões de metano na atmosfera é acentuada por seu elevado potencial de aquecimento global (GWP – Global Warming Potential) no curto-médio prazo, de cerca de 80 vezes o do CO2 (IPCC, 2023), além de sua alta inflamabilidade e explosividade. O elevado GWP e baixo tempo de vida na atmosfera - cerca de 12 anos - tornam o metano um Gás de Efeito Estufa (GEE) chave nas estratégias de mitigação de curto-médio prazo. As trajetórias de redução de emissões mais custo-efetivas para manter o aumento máximo de 1,5°C na temperatura média da atmosfera terrestre até 2050 focam na redução de 30-60% das emissões mundiais de metano até 2030, em relação aos níveis de 2020 (GMP, 2023). Além disso, a viabilidade técnico-econômica favorável das principais medidas de abatimento das emissões de metano tem motivado diversas iniciativas internacionais para redução das emissões desse gás na cadeia dos combustíveis fósseis (IEA, 2024a; Methane Guiding Principles, 2023; GMP, 2023). Dessa forma, para que a expansão do uso do gás natural seja acompanhada de esforços de redução das emissões de GEE, é de grande importância identificar e contabilizar as emissões de metano ao longo da cadeia.

Este artigo tem o objetivo de estimar o potencial de redução de emissões de metano em um trecho de um gasoduto de transporte hipotético de gás natural e indicar o custo marginal de abatimento dessas emissões com a implementação de medidas de mitigação. A escolha pela etapa de transporte se justifica pela elevada representatividade desse elo no total de emissões de metano da cadeia do gás natural, entre 0,05 e 4% do gás produzido (Balcombe et al. 2016).

2. METODOLOGIA

A metodologia utilizada para estimar o potencial de redução de emissões de metano em um trecho de um gasoduto de transporte hipotético de gás natural envolveu cinco etapas principais: 1) levantamento de dados; 2) definição dos parâmetros para a infraestrutura analisada; 3) modelagem; 4) estimativa do potencial de redução das emissões das medidas de mitigação; e 5) cálculo do custo marginal de abatimento.

1) Levantamento de dados: Para o desenvolvimento do estudo foram coletados dados na literatura (EPA, 2024; IEA, 2024a; ICF, 2014) sobre emissões de metano na cadeia do gás natural, incluindo: as principais fontes e os fatores de emissão; as propriedades físicas das infraestruturas de gás natural no Brasil; e as medidas de abatimento disponíveis, assim como seus custos e potenciais de redução das emissões de metano.

2) Definição dos parâmetros para a infraestrutura analisada: O escopo do estudo envolve gasodutos de transporte e as estações de compressão necessárias para compensar a perda de carga ao longo de sua extensão. Os parâmetros necessários para a modelagem, como vazão de gás natural, diâmetro do gasoduto e pressões de sucção e de descarga das estações de compressão, foram definidos a partir do tratamento estatístico dos dados disponíveis para os gasodutos de transporte existentes no Brasil. Os dados foram obtidos da base de dados da ferramenta WebMap[1] da EPE e dos documentos das empresas transportadoras de gás natural no Brasil TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia), TAG (Transportadora Associada de Gás), GasOcidente, NTS (Nova Transportadora do Sudeste) e TSB (Transportadora Sulbrasileira de Gás).

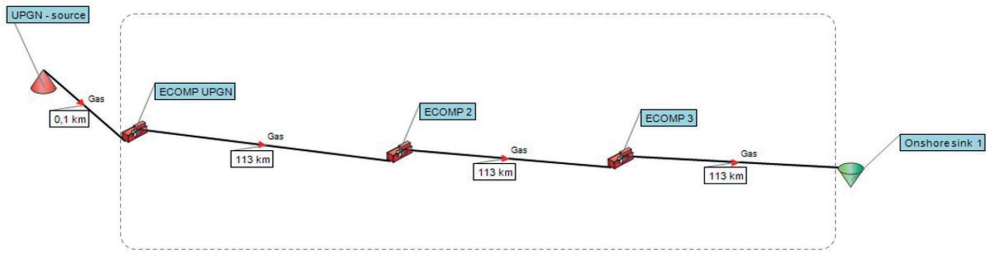
3) Modelagem: Nessa etapa foi utilizado o software Que$tor[2], com a simulação de um trecho genérico da infraestrutura de transporte do gás natural. O modelo foi utilizado com o principal objetivo de validar o dimensionamento da infraestrutura e estimar parâmetros adicionais. Durante a modelagem, os parâmetros definidos na etapa anterior foram ajustados de forma iterativa, por meio de simulação com obtenção de parâmetros adicionais, garantindo uma equivalência entre as pressões de saída de gasodutos e as pressões de sucção de estações de compressão, bem como entre as pressões de descarga das estações de compressão e as pressões de entrada dos gasodutos.

A Figura 1 mostra o trecho simulado do gasoduto de transporte:

1.- Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/webmap-epe

2.- 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 permite modelar o escoamento do gás natural nos gasodutos, auxiliando na estimativa preliminar 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

Figura 1. Trecho da infraestrutura de transporte analisado. O trecho dentro da linha tracejada representa a infraestrutura analisada.



Fonte: elaboração própria no software Que$tor.

Conforme mostra a Figura 1, foram modeladas três estações de compressão (ECOMP UPGN, ECOMP 2 e ECOMP3) necessárias para que o gás natural pudesse percorrer três trechos de 113 km cada, dentro das pressões especificadas. Adicionalmente, foi incluído um trecho de gasoduto de 0,1 km, somente para transportar o gás natural da Unidade de Processamento de Gás Natural (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 considerada a entrega do gás em um Citygate no final do sistema (Onshore sink 1). 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 1 delimitada na linha tracejada. Partindo dos parâmetros mapeados na Figura 1 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 m3/dia
- Extensão do gasoduto: três trechos de 113 km cada
- Diâmetro nominal do gasoduto: 20”
- Pressão de sucção das ECOMPs: 60,3 – 76 bar
- Pressão de descarga das ECOMPs: 97,8 – 106 bar
- Potência dos compressores das ECOMPs: 2,24 – 4,2 MW (dois compressores em cada ECOMP)

4) Estimativa do potencial de redução das emissões das medidas de abatimento: para esta etapa, foi necessário também estimar as emissões de metano provenientes da infraestrutura analisada. Os cálculos foram feitos a partir dos fatores de emissão médios de infraestruturas típicas dos EUA (EPA, 2024), devido à escassez de dados públicos desse tipo para o Brasil. A Tabela 5 apresenta as fontes de emissão identificadas e os dados de fatores de emissão utilizados.

Tabela 1: Fatores de emissão de metano para fontes selecionadas.

Fonte de Emissão	Fator de Emissão de Metano [1,2]	Unidade
Vazamento nos gasodutos	10,9	kg/milha
Emissões fugitivas nas ECOMPs	64000	kg/estação
Compressores centrífugos (selo úmido)	68000	kg/compressor
Dispositivos pneumáticos de alta emissão (High Bleed)	2856,4	kg/dispositivo
Venting nos gasodutos	607,2	kg/milha
Venting nas estações de compressão	72012,7	kg/estação

Notas:
1.- Os valores se referem à média aritmética dos fatores de emissão disponibilizados pela EPA nos anos de 2018, 2019, 2020, 2021 e 2022 (EPA, 2024).
2.- As fontes de emissão identificadas neste estudo não são exaustivas, ou seja, representam apenas exemplos de possíveis fontes de emissão na infraestrutura selecionada.

Fonte: Elaboração própria, com dados de EPA (2024).

No cálculo das emissões totais da infraestrutura analisada, multiplicou-se os fatores de emissão da Tabela 5 por 1,3 para adaptar os valores para a realidade brasileira (tropicalização), conforme procedimento adotado pela Agência Internacional de Energia, na plataforma Methane Tracker (IEA, 2024a)[3]. 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, 2024), o que significa um total entre 4 e 5 dispositivos de cada tipo para o sistema modelado neste estudo. Considerando que algumas atividades só podem ser desempenhadas por dispositivos high bleed (ICF, 2014), optou-se por simular a troca de apenas 2 dispositivos high bleed por low bleed no sistema, para fins ilustrativos. Para as emissões de venting nos gasodutos, considerou-se que a infraestrutura é composta de 15 segmentos de gasodutos de 22,5 km (14 milhas), separados por válvulas. Dessa forma, assume-se que é feita uma manutenção em um segmento por ano, também para fins ilustrativos. A definição dos segmentos do gasoduto teve como referência o cálculo conservador da distância mínima média entre válvulas, que é de 10 a 20 milhas (16 a 32 km) (MJB&A, 2016).

5) Cálculo do custo marginal de abatimento: o custo marginal de abatimento é um indicador muito útil para avaliar a viabilidade técnico-econômica de projetos de mitigação de GEE. O indicador se refere ao custo financeiro de se abater uma unidade (de massa ou energia, por exemplo) de GEE. Nesse estudo, foram avaliadas medidas de abatimento capazes de reduzir as emissões de metano da infraestrutura e posteriormente calculados seus custos marginais de abatimento. Os cálculos levaram em consideração: os custos de investimento e de operação e manutenção (O&M) das medidas de mitigação; o potencial de mitigação de cada medida; e os ganhos econômicos[4] resultantes do gás recuperado. Seguindo a metodologia da IEA (2024b), utilizou-se o custo de investimento (CAPEX) 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, resultou no custo marginal de abatimento, conforme as equações apresentadas abaixo:

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

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

$$K = I \times FRC$$

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

Onde:

Cabat: custo marginal de abatimento, em US$/milhão de BTU de metano

Canual: custo anual líquido[5], 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 do gás natural recuperado, em US$/ano, obtida mediante P e o preço da molécula do gás natural

I: investimento inicial (CAPEX), em US$

FRC: fator de recuperação de capital

r: taxa de desconto, considerada 8% para esse estudo (taxa real)

m: tempo de vida útil do equipamento, em anos[6]

3.- 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).

4.- O estudo não aborda as particularidades do sistema de transporte, como cálculo de tarifa, base regulatória de ativos e receita máxima permitida, por exemplo.

5.- 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 (2024b), foi calculado um custo anual líquido, em que a receita proveniente da recuperação do gás natural não emitido é considerada.

6.- Seguindo a metodologia de 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).

Os dados[7] 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 Tabela 7:

Tabela 2: CAPEX, OPEX e potencial de mitigação para medidas selecionadas.

Medida de mitigação	CAPEX (US$/ano)	OPEX (US$/ano)	Potencial de mitigação (%)
LDAR	169923	146250	60%
Sistema de Recuperação de Degaseificação	156000		95%
Trocar por dispositivos de baixa emissão (Low Bleed)	6000		92%
Esvaziamento antes da manutenção		12000	80%
Captura de Gás	45000		95%

Notas:
1.-LDAR: Leak Detection and Repair são programas de detecção e reparo de vazamentos

Fonte: Elaboração própria, com dados de ICF (2014) e EPA (2024).

Para ajustar o CAPEX aos valores de 2023, foram utilizados os índices de custo de engenharia e construção (CEPCI)[8] de 2014 e 2023 e para o ajuste dos custos de O&M, foi utilizado o INPC de 2014 a 2023. Ainda, aos custos de investimento da Tabela 7, que são baseados no mercado dos EUA, foi adicionado 50%, com o objetivo de tropicalizar os custos. Para o cálculo da receita do gás natural recuperado, foi considerado como preço de referência a média da parcela “molécula” dos preços do gás natural Petrobras para as distribuidoras para 2023, com valor de 12 US$/milhão de BTU (MME, 2023).

7.- 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%.
8.- Disponível em https://toweringskills.com/financial-analysis/cost-indices/.

3. RESULTADOS

A Tabela 3 mostra as principais fontes[9] de emissões de metano identificadas, os valores correspondentes de emissão calculados e as medidas de abatimento identificadas com potencial de mitigar essas emissões.3

Tabela 3: Principais fontes de emissões de metano, suas características e as medidas de mitigação identificadas.

Fonte de Emissão	Categoria da Emissão	Emissão (tCH_4/ano)	Emissão (%)	Medida de mitigação identificada
Emissões fugitivas nos gasodutos e estações	Fugitivas	253	23,37%	LDAR
Compressores centrífugos (selo úmido)	Fugitivas	530	48,97%	Sistema de Recuperação de Degaseificação
Dispositivos pneumáticos de alta emissão (High Bleed)	Venting	7,4	0,68%	Trocar por dispositivos de baixa emissão (Low Bleed)
Venting nos gasodutos	Venting	11	1,02%	Esvaziamento antes da manutenção
Venting nas estações de compressão	Venting	281	25,96%	Captura de Gás
TOTAL	-	**1082,4**	**100,00%**	-

Fonte: Elaboração própria

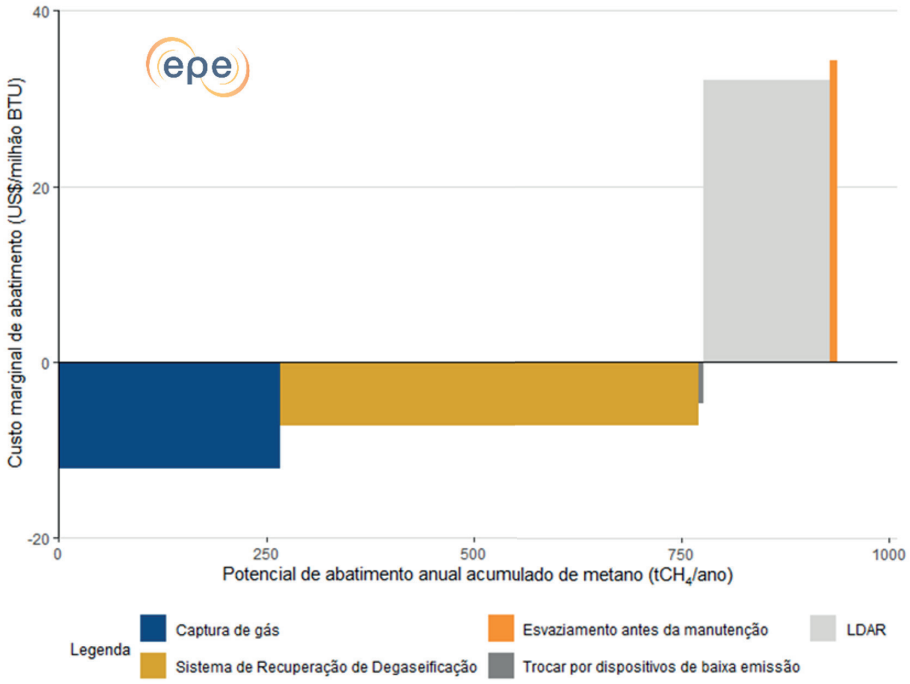
A maior fonte emissora do estudo de caso foram os seis compressores centrífugos (selo úmido) das estações de compressão, com 530 tCH4/ano. Na sequência, estão as emissões de venting nas estações de compressão e as emissões fugitivas nos gasodutos e estações de compressão, com 281 tCH4/ano e 253 tCH4/ano, respectivamente. As menores fontes emissoras foram venting nos gasodutos e dispositivos pneumáticos de alta emissão (high bleed), com 11 tCH4/ano e 7,4 tCH4/ano, respectivamente. As emissões fugitivas, aquelas consideradas não intencionais, representaram mais de 72% das emissões do estudo de caso. As emissões restantes são emissões de venting, portanto intencionais e decorrentes de atividades operacionais ou de segurança.

O valor baixo das emissões de venting nos gasodutos, quando comparado às demais fontes emissoras, pode estar associado à premissa de que apenas um segmento de gasoduto de 22,5 km (14 milhas) é esvaziado, uma vez por ano, para intervenções de manutenção. Caso haja um número maior de manutenções, ou em mais trechos, as emissões de venting nos gasodutos serão maiores.

A Figura 2 mostra a curva do custo marginal de abatimento obtida para as medidas de mitigação aplicadas no estudo de caso:

9.- As fontes de emissão identificadas foram usadas como exemplo ilustrativo. Na prática, pode haver mais fontes de emissão.

Figura 2: Curva do custo marginal de abatimento para as médias estudadas para o nível de preço de referência do gás.



No gráfico da Figura 2, 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 (com retorno econômico a partir do gás recuperado, pois as receitas superam os custos conforme a equação do custo marginal de abatimento, Canual). Por outro lado, as medidas acima do eixo x apresentam custo marginal de abatimento positivo (sem retorno econômico a partir do gás recuperado).

Conforme mostra a Figura 2, o potencial total de abatimento das medidas analisadas refere-se a no máximo 938 tCH4/ano, 87% das emissões das fontes avaliadas 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 degaseificação, de forma que o abatimento total na prática pode ser menor que o indicado.

Em termos de toneladas de CO2 equivalentes (tCO2e), a Tabela 4 apresenta os valores de custo marginal de abatimento e potencial de abatimento correspondentes, para um GWP do metano[10] de 27,9 (IPCC, 2023).

10.- Para um horizonte de 100 anos.

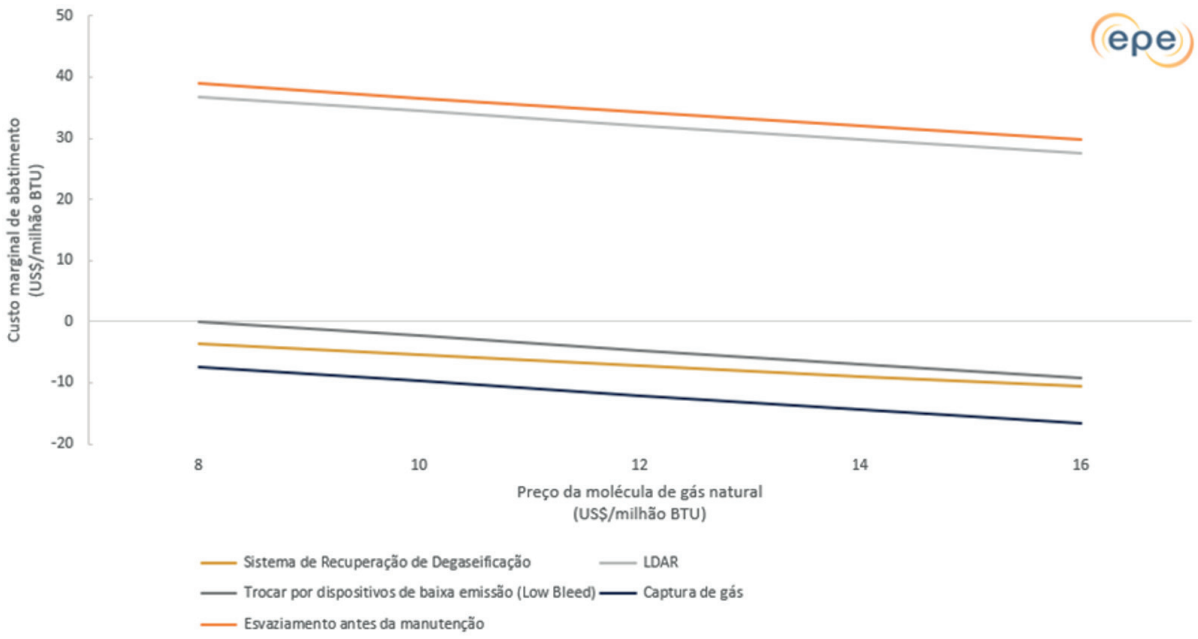
Tabela 4: Custo marginal de abatimento e potencial de abatimento, em unidades de CO2e

Medida de mitigação	Custo marginal de abatimento (US$/$tCO_2e$)	Potencial de abatimento (tCO_2e/ano)
LDAR	57,5	4228
Sistema de Recuperação de Degaseificação	-12,9	14058
Trocar por dispositivos de baixa emissão (Low Bleed)	-8,4	191
Esvaziamento antes da manutenção	61,5	247
Captura de Gás	-21,6	7444

Fonte: Elaboração própria

Foi construída uma análise de sensibilidade para entender como variações no preço do gás natural afetam o custo marginal de abatimento das medidas mencionadas. A análise foi desenvolvida considerando a faixa de preço de gás natural de 8 – 16 US$/milhão de BTU, conforme apresentado na Figura 3.

Figura 3: Análise de sensibilidade do custo marginal de abatimento das medidas avaliadas frente a variações no preço do gás natural



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

A Figura 3 mostra que, para todas as medidas de mitigação, o custo marginal de abatimento reduziu na medida em que o preço da molécula de gás natural aumentou. Isso se deve ao aumento da receita anual do gás natural recuperado em níveis maiores de preço do gás. As medidas de mitigação "Sistema de Recuperação de Degaseificação", "Trocar por dispositivos de baixa emissão (Low Bleed)" e "Captura de gás" apresentaram 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 menores de preço de gás natural, caracterizando a viabilidade econômica da implementação destas medidas. As medidas "LDAR" e "Esvaziamento antes da manutenção" apresentaram custo marginal de abatimento positivo para todos os níveis de preços considerados no estudo de caso, ou seja, não houve ganho econômico mesmo em níveis maiores de preço.

Cabe notar que alterações nos parâmetros utilizados no cálculo do custo marginal de abatimento, 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 na análise de sensibilidade.

4. CONCLUSÃO

Este artigo buscou contribuir para as discussões de emissões de metano na cadeia de gás natural no Brasil, trazendo um estudo de caso com uma proposta de metodologia de quantificação de emissões robusta e baseada em referências da literatura consolidadas no assunto. O objeto do estudo de caso foi uma infraestrutura de transporte de gás natural, simulada com base em parâmetros típicos da malha de gasodutos brasileira, com objetivo de estimar as emissões de metano e avaliar a viabilidade técnico-econômica da implantação de medidas de mitigação. Apesar de se tratar de uma infraestrutura de transporte, a mesma metodologia pode ser aplicada a outros elos da 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, três medidas apresentaram essas características para todos os níveis de preços de gás natural considerados. Por outro lado, outras duas não apresentaram viabilidade econômica para os níveis de preço de gás natural adotados e dentro do conjunto de premissas e parâmetros considerados. No entanto, todas as medidas trouxeram o benefício da redução de emissões de gases de efeito estufa, com potencial total para abater até 87% das emissões das fontes analisadas no estudo de caso. É importante notar que os custos relacionados a instalações reais podem divergir das médias consideradas nesta análise, devido às diferenças dos dados disponíveis na literatura e 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 específicos para cada projeto, tanto em potencial de mitigação quanto no custo marginal de abatimento.

6. REFERENCIAS

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 Chemistry & Engineering, 5(1), 3–20. https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.6b00144

Environmental Protection Agency (EPA). (2024). Inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks. Annex 3.6: Methodology for estimating CH_4, CO_2, and N_2O 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 maio de 2024.

Empresa de Pesquisa Energética (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 janeiro de 2024.

Global Methane Pledge (GMP). (2023). Fast action on methane to keep a 1.5°C future within reach. Disponível em https://www.globalmethanepledge.org/. Acesso em abril de 2024.

ICF International (ICF). (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. Acesso em abril de 2024.

International Energy Agency (IEA). (2024a). Methane Tracker. Disponível em https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker. Acesso em maio de 2024.

International Energy Agency (IEA). (2024b). Global Methane Tracker Documentation. Disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/d42fc095-f706-422a-9008-6b9e4e1ee616/GlobalMethaneTracker_Documentation.pdf. Acesso em abril de 2024.

Intergovernmental Panel on Climate Change (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. Acesso em abril de 2023.

Methane Guiding Principles (MGP). (2023). Methane Guiding Principles. Disponível em https://methaneguidingprinciples.org/. Acesso em maio de 2024.

M.J. Bradley & Associates LLC (MJB&A). (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.

Ministério de Minas e Energia (MME). (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 maio de 2024.

Settler, A., et al. (2022). Review of well-to-wheel lifecycle emissions of liquefied natural gas heavy goods vehicles. Applied Energy, 333, 120511. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120511