



NOTA TÉCNICA

TRANPORTE DE GÁS NATURAL COMPRIMIDO

ESTUDO DE CASO DO BIOMETANO NO BRASIL

JUNHO DE 2026



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Colaboradores

NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/002/2026

Coordenação Geral

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Marcelo Ferreira Alfradique

Equipe Técnica

Bianca Nunes de Oliveira

Gabriela Nascimento da Silva

Harnon Martins Ramos

Luiz Paulo Barbosa da Silva

Agradecimentos

A equipe técnica agradece à Superintendência de Meio Ambiente pelas contribuições na elaboração desta Nota Técnica, especialmente na revisão da seção de emissões. Agradecemos, em particular, a Bruno Scola, Mariana Barroso, Marcos Conde e Hermani Vieira pela análise cuidadosa, que contribuiu para o aprimoramento do documento.



VALOR PÚBLICO

A EPE DESENVOLVE ESTUDOS PARA SUBSIDIAR A FORMULAÇÃO, IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DAS POLÍTICAS E DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO. NESSE CONTEXTO, ESTA NOTA TÉCNICA CONTRIBUI PARA AMPLIAR AS INFORMAÇÕES SOBRE O GÁS NATURAL COMPRIMIDO (GNC) E SUAS POTENCIAIS APLICAÇÕES, OFERECENDO BASE TÉCNICA CONSOLIDADA PARA APOIAR DECISÕES DE AGENTES PÚBLICOS E PRIVADOS.

O DOCUMENTO APRESENTA UMA AVALIAÇÃO INTEGRADA DOS ASPECTOS TÉCNICOS, LOGÍSTICOS, ECONÔMICOS E AMBIENTAIS DO USO DO GNC, DESTACANDO SEU POTENCIAL PARA VIABILIZAR O SUPRIMENTO EM REGIÕES NÃO ATENDIDAS POR INFRAESTRUTURAS DE GASODUTOS. AO CARACTERIZAR TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS, DIMENSIONAR LOGÍSTICAS, CUSTOS E EMISSÕES DE GEE, A NOTA OFERECE ELEMENTOS QUE CONTRIBUEM PARA O APRIMORAMENTO DAS ANÁLISES DO SETOR E PARA A TOMADA DE DECISÃO INFORMADA.

A PARTIR DE CENÁRIOS DE EXPANSÃO DO GÁS NATURAL E DO BIOMETANO, O ESTUDO REFORÇA A IMPORTÂNCIA DO GNC COMO FERRAMENTA PARA A INTERIORIZAÇÃO DO SUPRIMENTO, AUMENTO DA SEGURANÇA ENERGÉTICA E PROMOÇÃO DE CADEIAS DE MENOR INTENSIDADE DE EMISSÕES. DESSA FORMA, A NOTA TÉCNICA CONTRIBUI PARA O DESENVOLVIMENTO EFICIENTE E SUSTENTÁVEL DO MERCADO NACIONAL, GERANDO VALOR PÚBLICO AO RESPALDAR O PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO DO SETOR DE ENERGIA.

In the bottom right corner, there is a decorative graphic consisting of two overlapping rounded shapes. The top shape is a dark blue-grey color, and the bottom shape is a bright yellow-orange color.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Renato Cabral Dias Dutra



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

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

■ Sumário

1. Introdução	7
2. Aspectos da cadeia do Gás Natural Comprimido	8
2.1. Etapas da cadeia	8
2.2. GNC e as emissões de GEE	13
2.3. Custos do GNC	15
3. Aplicabilidade do GNC no Brasil	18
3.1. O contexto da logística de pequena escala	18
3.2. O contexto do biometano	20
4. Estudo de Caso.....	22
4.1. Modelo logístico.....	23
4.2. Avaliação de custos.....	25
4.3. Emissões de GEE	27
5. Considerações finais	32
6. Anexo	33
Referências	35

■ Lista de Ilustrações

Figura 1 - Possíveis etapas da cadeia do GNC.....	8
Figura 2 - Sistema modular Microbox™ da empresa GALILEO	9
Figura 3 - Carreta (módulo e rodante) e cavalo para transporte de GNC	10
Figura 4 - Detalhe de tipos de cilindros para transporte de GNC.....	11
Figura 5 - Carreta tipo 4 da Hexagon Agility (Mobile Pipeline® TITAN).....	11
Figura 6 - Esquema de carregamento dos reboques da Galileo	12
Figura 7 - Diagrama de diferentes aplicações em pontos de entrega de GNC.....	13
Figura 8 - Funções de custos unitários estimadas para o modal rodoviário	17
Figura 9 - Planta de Biometano da Gás Verde em Seropédica/RJ	19
Figura 10 - Dispersão geográfica da capacidade instalada de plantas biogás no Brasil.....	21
Figura 11 - Logística de distribuição de biometano	21
Figura 12 - Carretas Tipo 1 com 11 tubulões descarregando GNC em um cliente industrial	23
Figura 13 - Esquema da logística de transporte de GNC do estudo de caso	24
Figura 14 - Custos unitários para a logística de GNC por caminhões.	26
Figura 15 - Emissões totais de CO ₂ da logística - motorização a diesel (tCO ₂ /ano)	30
Figura 16 - Emissões unitárias de CO ₂ dos cavalos motorizados a diesel e a biometano.	31

■ Lista de Tabelas

Tabela 1 - Tipos de cilindro de GNC.....	10
Tabela 2 - Especificações da Mobile Pipeline® TITAN.....	12
Tabela 3 - Custos relacionados ao GNC (US\$/MMBtu) ¹	16
Tabela 4 - Coeficientes das funções de custos de tratamento, compressão e entrega	17
Tabela 5 - Resultado do modelo logístico.....	25
Tabela 6 - Coeficientes das funções de custos de transporte	26
Tabela 7 - Parâmetros para estimativas das emissões de CO ₂	27
Tabela 8 - Parâmetros para cálculo da energia requerida pelo compressor.....	28
Tabela 9 - Parâmetros para estimativa das emissões de CO ₂ dos compressores.....	29
Tabela 10 - Quantidade de viagens de ida ou volta em função da distância entre planta de biometano e <i>hub</i> e volume de biometano transportado.....	29
Tabela 11 - Emissões dos compressores para o carregamento e descarregamento em função do volume comprimido.....	30
Tabela 12 - Coeficientes das funções de custos unitários para o transporte rodoviário de GNC.....	34

1. Introdução

No horizonte decenal, há uma estimativa de que a produção líquida do gás natural no Brasil quase dobre, chegando a um volume de 127 milhões de m³/dia em 2035 (EPE, 2026), em decorrência, principalmente, dos campos do Pré-Sal. A implementação de gasodutos de escoamento, conforme indicado nos estudos de planejamento para o setor de gás natural (EPE, 2024a), permitirá que esse gás chegue em terra e, após ser processado, tenha acesso a mercados por meio de diferentes modais logísticos. O modal mais adequado irá depender, principalmente, da localização da demanda, existência prévia de infraestrutura e volume de gás a ser transportado.

O Brasil atualmente possui 9.561 km de gasodutos de transporte, majoritariamente localizados na costa, capazes de transportar grandes volumes de gás natural (EPE, 2026). Onde essa infraestrutura não se faz presente, alternativas como o transporte via gás natural liquefeito (GNL) ou mesmo na forma de gás natural comprimido (GNC) se mostram opções viáveis para que o gás possa chegar à demanda. A EPE tem estudado diversas formas de aproveitamento e de transporte desse gás há anos, com publicação em 2020 das Notas Técnicas de Monetização do Gás Natural *Onshore* e *Offshore* e em 2022 da Nota Técnica sobre o GNL de Pequena Escala.

A presente nota técnica surge em continuidade a esses estudos e busca trazer informações para a sociedade sobre o funcionamento do transporte de gás em sua forma comprimida, com foco no transporte rodoviário por caminhões, abordando principalmente os aspectos logísticos, econômicos e relacionados às emissões de gases do efeito estufa (GEE) desse modal. Nesse sentido, foi desenvolvida ampla pesquisa bibliográfica, conversa com os agentes e visitas a campo para reunir neste documento as informações mais atualizadas sobre o GNC e suas aplicações potenciais no mercado brasileiro de gás natural e biometano.

A abertura do mercado de gás natural no Brasil avançou desde a regulamentação da Lei do Gás (Lei Nº 14.134/2021; Decreto Nº 10.712/2021 e Decreto Nº 12.153/2024), inclusive pelo fortalecimento de diretrizes e medidas voltadas à regulação e ao planejamento do setor. Além dos objetivos de incentivar investimentos e promover modicidade tarifária, o marco legal do gás no Brasil evoluiu no aspecto de integração do biometano à infraestrutura de gás natural. Oportunidades para projetos de aproveitamento de resíduos visando a produção de biometano também foram fortalecidas com a regulamentação do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, por meio da Lei Nº 14.993/2024 e do Decreto Nº 12.614/2025.

O Brasil possui um potencial significativo de produção de biometano a partir de resíduos agropecuários, industriais e de saneamento. Algumas características atreladas às matérias-primas, sua disposição e localização da produção, tornam necessária uma avaliação específica para o seu aproveitamento em projetos de produção de biogás, de purificação para obtenção do biometano e de escoamento e conexão dos eventuais excedentes após os consumos internos nas plantas.

Por outro lado, a demanda pelo gás de origem renovável decorrente de medidas de descarbonização das indústrias e de políticas nacionais corroboram a necessidade de avaliações técnicas, econômicas e ambientais de soluções que viabilizem a expansão do biometano no Brasil. Nesse sentido, o GNC se apresenta como uma alternativa para a movimentação do biometano em pequena escala, visando o escoamento da produção até os pontos de demanda e sua eventual conexão com as infraestruturas de gás natural.

Esta nota técnica tem como objetivo abordar os principais aspectos para avaliação conceitual de projetos de GNC no Brasil em termos de logística, custos e emissões de GEE. Após esta primeira seção introdutória, na segunda seção, serão descritas as etapas da cadeia de GNC e suas tecnologias, bem como alguns dos seus aspectos ambientais e de custos. Na terceira seção, serão apresentados modelos de negócio de GNC no Brasil, trazendo o destaque para o desenvolvimento dos projetos de biometano. Em seguida, um estudo de caso é proposto com o intuito de aplicar as metodologias propostas para análises da logística de GNC por caminhões, dos custos e das emissões de GEE associadas a projetos de escoamento da produção de biometano até pontos de consumo no Brasil.

2. Aspectos da cadeia do Gás Natural Comprimido

Esta seção tem o intuito de introduzir as etapas do processo de movimentação do gás natural na forma de GNC, as tecnologias mais recentes de armazenamento e transporte, bem como a concepção logística geral, desde a fonte de oferta até a entrega.

2.1. Etapas da cadeia

O Gás Natural Comprimido (GNC) é uma tecnologia para movimentação de gás a partir de um ponto de oferta até um ponto de consumo ou de conexão à malha integrada. Trata-se de uma alternativa ao transporte por gasoduto aplicada em pequenas escalas, principalmente para monetização de produção de gás em regiões ainda não atendidas por rede de distribuição ou de transporte.

O GNC é uma tecnologia madura utilizada principalmente para transporte de gás natural especificado cujas características geralmente são determinadas pelas exigências dos usuários finais ou pela regulamentação vigente. A depender da fonte disponível, um pré-tratamento do gás é necessário antes da compressão para acondicionamento. Assim, a cadeia do GNC pode ser descrita desde o processo de pré-tratamento, passando para a compressão, transporte e entrega (Figura 1). No ponto de entrega, é comum ainda uma instalação de armazenamento para garantia de abastecimento.

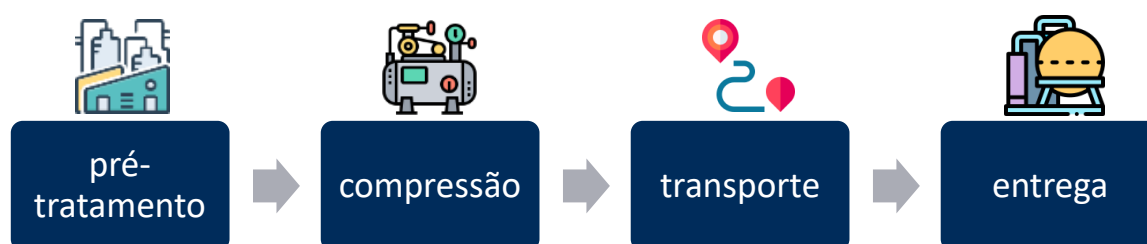


Figura 1 - Possíveis etapas da cadeia do GNC

Fonte: Elaboração própria

As principais atividades de um pré-tratamento incluem:

- Remoção de hidrocarbonetos pesados: para atender às especificações do gás, especialmente se ele estiver associado ao petróleo, a remoção de etano, propano, butano (e outros mais pesados) pode ser indispensável. Este passo é essencial para evitar a condensação durante o armazenamento do GNC;
- Remoção de contaminantes: como sulfeto de hidrogênio (H_2S) e dióxido de carbono (CO_2), que precisam ser retirados da corrente de entrada. Em alguns casos, pode ser necessária a remoção de níveis excessivos de nitrogênio (N_2) por meio de tecnologias específicas, embora isso seja raro nos projetos atuais;
- Desidratação: a remoção de água é crucial para a qualidade do gás.

O processo de compressão é uma etapa fundamental. Isso porque, para o processo de transporte subsequente, por razões econômicas, é crucial maximizar o volume de gás sendo movimentado. Portanto, idealmente, o gás deve ser transportado sob alta pressão. Geralmente, as pressões de transporte variam entre 100 e 250 bar, o que proporciona uma eficiência volumétrica¹ de 150:1 a 300:1. A razão de compressão necessária para o GNC é influenciada por fatores como a pressão do gás na origem e a qualidade do gás. Destaca-se que na compressão é possível o uso de diferentes tecnologias, como compressores acionados por

¹ A eficiência volumétrica se refere a uma redução do volume ocupado pelo gás em condições atmosféricas.

motores elétricos (geralmente em regiões com facilidade de acesso à rede elétrica) ou compressores acionados por motores a combustão (geralmente usados para operações em regiões remotas e sem acesso à rede elétrica).

Nos processos de compressão de GNC, pode-se usar estações compactas e montadas sobre plataformas. Tais unidades de compressão são sistemas modulares pré-fabricados que podem proporcionar economia no tempo de construção. Um sistema modular desse tipo pode ser visualizado na Figura 2, que conta com um compressor de gás recíproco, estação de regulação de pressão, painel elétrico e um sistema de medição disponibilizados em uma única unidade (GALILEO, 2026a).



Figura 2 - Sistema modular Microbox™ da empresa GALILEO

Fonte: GALILEO (2026a)

O transporte de GNC pode ser realizado por diferentes modais, a saber: rodoviário, ferroviário ou aquaviário, de acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)². O modo rodoviário é o mais aplicado no mundo, devido à possibilidade de maior acesso a áreas remotas ou desconectadas de uma fonte de oferta de gás. A utilização do modal aquaviário, por meio de barcaças em hidrovias e navios de cabotagem na costa marítima, por exemplo, ou do modal ferroviário, utilizando vagões adaptados, é tecnicamente viável. Contudo, pouco se tem observado sobre a sua implementação prática e menção na literatura (ENERSEA, 2026; KNUTSEN, 2026; TRS, 2025).

No modal rodoviário, o transporte do GNC é realizado por caminhões desde uma estação de compressão até uma estação de descompressão do gás. Um caminhão é composto pela parte dianteira chamada de cavalo mecânico, que é responsável por rebocar a parte traseira conectada a ele, chamada de carreta. Uma carreta empregada no transporte de GNC é composta por um módulo, formado por uma estrutura metálica que contém um conjunto de cilindros que armazenam o gás a ser transportado, e um rodante. A Figura 3 mostra uma carreta com cilindros do tipo tubulão e um cavalo para o transporte de GNC.

² Resolução ANP nº 973, de 26 de julho de 2024, que dispõe sobre requisitos e procedimentos para outorga de autorização das atividades de acondicionamento e de movimentação de gás natural comprimido a granel por modais alternativos ao dutoviário, e outras providências.

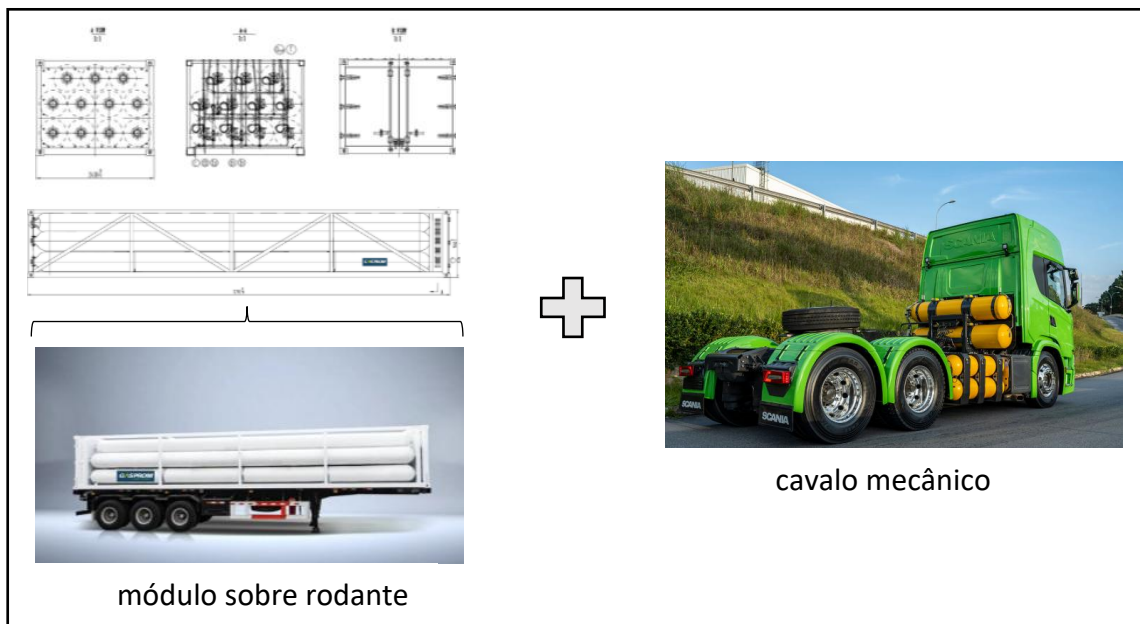


Figura 3 - Carreta (módulo e rodante) e cavalo para transporte de GNC
 Fonte: Elaboração própria a partir de GASPROM (2025) e SCANIA (2026).

Existem várias tecnologias de cilindros já consolidadas para o modal rodoviário de transporte de GNC. Os caminhões podem transportar cilindros de GNC do tipo 1, 2, 3 ou 4, conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Tipos de cilindro de GNC³

TIPO	ESPECIFICAÇÕES
1	Inteiro de metal (alumínio ou aço)
2	Alma de aço carbono reforçado com fibra de carbono ou fibra de vidro na região cilíndrica
3	Alma de alumínio reforçado com fibra de carbono ou fibra de vidro na região cilíndrica
4	Alma de Polipropileno de alta densidade, reforçado com fibra de carbono em toda região externa do cilindro

Fonte: ABEGAS (2019); LUXFER (2026)

A Figura 4 mostra um detalhamento da extremidade dos quatro tipos de cilindros para transporte de GNC em corte longitudinal.

³ Nos cilindros compostos para armazenamento e transporte de GNC, denomina-se alma (*liner*) o recipiente interno estanque, metálico ou polimérico, responsável pela contenção do gás e pelo suporte estrutural ao enrolamento de fibras de reforço, conforme definido nas normas ISO aplicáveis a cilindros de alta pressão.

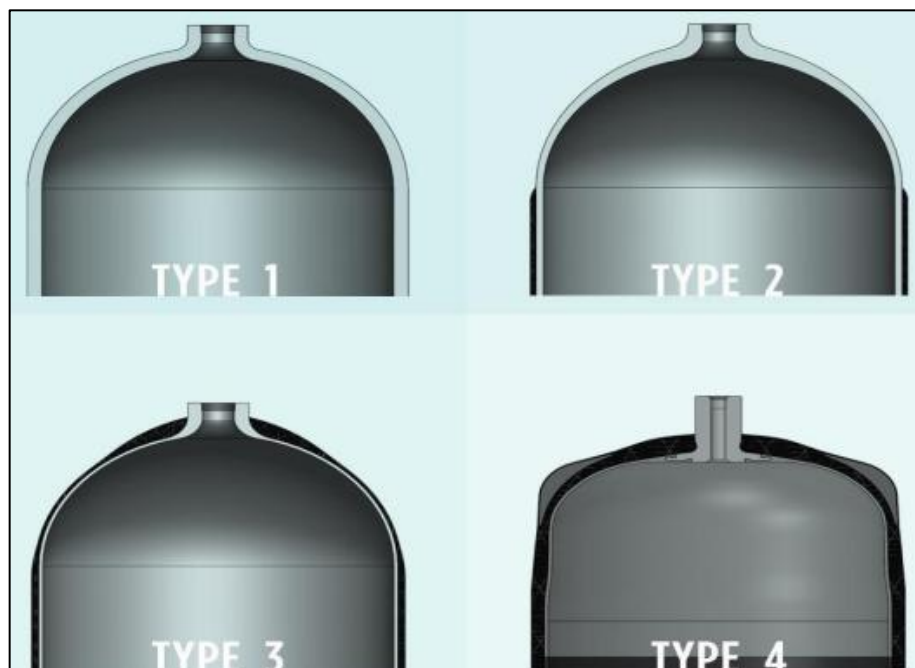


Figura 4 - Detalhe de tipos de cilindros para transporte de GNC

Fonte: ABEGAS (2019); LUXFER (2026)

O estado-da-arte em transporte de GNC via carretas acontece por meio de cilindros do tipo 4, como pode ser visto na Figura 5. Esse tipo apresenta os maiores cilindros disponíveis no mundo, feitos de material compósito e são oferecidos em múltiplas configurações, como pode ser visualizado na Tabela 2, transportando volumes que vão de cerca de 6.000 m³ até cerca de 14.000 m³. Como são cilindros mais robustos estruturalmente, conseguem transportar gás em maior quantidade quando comparados aos demais, o que pode oferecer vantagens em termos da relação custo-benefício a depender do projeto.



Figura 5 - Carreta tipo 4 da Hexagon Agility (Mobile Pipeline® TITAN)

Fonte: HEXAGON AGILITY (2025)

Tabela 2 - Especificações da Mobile Pipeline® TITAN

ESPECIFICAÇÕES	TITAN 225	TITAN 340	TITAN 450	TITAN 510
Aprovações	ABS / USDOT / Transport Canada			
Quantidade de Tubos	2	3	4	4
Capacidade Hidráulica (litros)	21.190	31.780	42.372	47.904
Capacidade Nominal de Gás (m ³)	6.346	9.520	12.693	14.371
Dimensões do Contêiner (m)	12,19 × 2,59 × 2,74			13,72 × 2,59 × 2,74
Peso aproximado do Contêiner - tara (kg)	8.983	11.229	14.197	15.939
Peso do Gás Natural (kg)	4.630	6.945	9.260	10.485
Peso Bruto do Módulo - com gás (kg)	13.613	18.174	23.458	26.475
Pressão Máxima de Operação (bar)	250			
Pressão Máxima de Enchimento (bar)	310			
Temperatura Ambiente de Operação (°C)	-40 a 65			
Temperatura Permitida do Gás (°C)	-57 a 82			
Modos de Transporte Permitidos	rodoviário e marítimo			

Fonte: HEXAGON AGILITY (2025)

Há também sistemas de transporte rodoviário de GNC utilizando carretas tipo reboque que carregam contêineres contendo diversos cilindros (GALILEO, 2026b). Na Figura 6 pode ser visualizada uma carreta com contêineres de capacidade entre 1.000 e 1.500 m³. Esse sistema permite a cada centro de consumo receber a quantidade de contêineres necessária para atendimento da sua demanda diária de gás, possibilitando a redução dos custos de transporte.



Figura 6 - Esquema de carregamento dos reboques da Galileo

Fonte: GALILEO (2026b)

Encerrando os processos da cadeia de GNC, após o transporte há o processo de entrega. Nesta etapa, acontece o esvaziamento dos cilindros, aquecimento, descompressão e medição do gás, podendo ocorrer em um ponto de conexão a um gasoduto, um ponto de concentração de volumes (*hub*) produzidos numa determinada região (*cluster*) ou um cliente final. Diferentes instalações podem ser necessárias no ponto de entrega, a depender da aplicação final do gás, principalmente em função da pressão requerida. Nos casos em que o cliente necessita de gás entregue sob baixa pressão, pode ser utilizado um equipamento de redução e controle de pressão. Para os usos demandantes de alta pressão, necessita-se de uma compressão adicional. A Figura 7 ilustra essas instalações e outras existentes nas diferentes aplicações em pontos de entrega de GNC.



Figura 7 - Diagrama de diferentes aplicações em pontos de entrega de GNC
 Fonte: Elaboração própria a partir de ULTRAGAZ (2024)

2.2. GNC e as emissões de GEE

É importante que as transições energéticas estejam alinhadas aos objetivos de sustentabilidade – isto é, um equilíbrio ambiental, social e econômico no uso dos recursos para produção e consumo de energia. As propostas de descarbonização dos sistemas energéticos no mundo avançam no sentido de reduzir a dependência de combustíveis fósseis visando a redução das emissões de gases do efeito estufa (GEE) e a mitigação das mudanças do clima.

Dessa forma, esta seção procura trazer informações a respeito das emissões potenciais de GEE durante o transporte rodoviário de gás na forma comprimida. Além de contextualizar essas emissões, busca-se mostrar os principais aspectos associados à identificação, contabilização e mitigação das emissões de GEE nesse tipo de operação.

A avaliação de emissões de GEE torna-se fundamental em um contexto de necessidade de ações para mitigar a mudança do clima, no sentido de evitar possíveis impactos que novos projetos podem trazer para a sociedade. A pouca disponibilidade de dados públicos de qualidade sobre emissões de GEE é um desafio para a análise de projetos no Brasil. Dessa forma, busca-se com essa seção discorrer sobre as melhores informações disponíveis no setor e incentivar os agentes a desenvolverem estudos e compartilharem os dados disponíveis sobre esse tipo de emissões. Pois, a partir de informações e dados técnicos disponibilizados, análises poderão ser desenvolvidas no âmbito dos Planos Integrados de Infraestruturas de Gás Natural e de Biometano⁴, criando um ciclo virtuoso de aprimoramento.

As emissões de GEE no transporte rodoviário de gás comprimido podem ir além daquelas decorrentes da combustão do motor do veículo. Também podem ocorrer emissões fugitivas ou de *venting*⁵, devido à necessidade de alívio de pressão por questões de manutenção ou de segurança. Dessa forma, não somente o CO₂ pode ser emitido no transporte, mas também outros gases causadores do efeito estufa, como o metano.

⁴ O Decreto nº 12.153/2024, de agosto de 2024, estabeleceu o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB).

⁵ Processo de liberação intencional e controlada de gases, principalmente metano e outros hidrocarbonetos, diretamente para a atmosfera, sem combustão.

Durante a fase de compressão para levar o gás da pressão em que é produzido até a pressão dos tubulões de transporte (por exemplo, o biometano produzido nas usinas sucroenergéticas a 4 bar, aproximadamente (Ardolino *et al.*, 2021) para 250 bar (Gasprom, 2025)) pode haver emissões fugitivas de metano. Adicionalmente, a operação dos compressores implica emissões de GEE. Nos compressores acionados por motor elétrico, essas emissões estão relacionadas ao fator de emissão da rede elétrica, já em compressores com motor a combustão, está associado ao combustível utilizado. O processo de conexão dos mangotes para enchimento e descarregamento dos cilindros/tubulões também pode resultar em pequenos escapes do gás, principalmente metano, porém ainda é difícil obter dados a respeito desses volumes.

Durante a fase de transporte rodoviário, o nível de emissões pode variar dependendo do tipo de combustível utilizado pelos cavalos mecânicos. Para casos em que o motor é movido a óleo diesel, o fator de emissão é de 62.985 kgCO₂/TJ (IPCC, 2016), descontando as emissões de origem biogênica decorrentes da adição de biodiesel (B15). Em motores movidos a gás natural, esse valor é mais baixo, 56.100 kgCO₂/TJ (IPCC, 2016). Levando em consideração o desempenho do combustível, que para o diesel é de 2,6 km/L (IBTS, 2019) e para o gás natural de 2,2 km/m³ (Scania, 2026), isso resulta em cerca de 0,85 kgCO₂/km para o óleo diesel e 0,7 kgCO₂/km para o gás natural. Em motores a gás natural também há a opção de utilizar biometano e, nesse caso, as emissões são semelhantes às do gás natural, por terem composições próximas. A principal diferença entre o gás fóssil e o renovável está no carbono emitido pelo biometano, que é de origem biogênica, ou seja, é originado de fontes biológicas recentes e, por isso, faz parte do ciclo natural do carbono e não adiciona emissões à atmosfera.

Outro tipo de emissão potencial dos motores é o chamado *methane slip*, em que metano não queimado, em motores a gás natural/biometano, é liberado para a atmosfera como resultado da combustão incompleta do combustível, fuga do gás pela válvula de escape, ou mesmo fendas na câmara de combustão (Gold Standard, 2024).

Conforme ilustrado na Figura 7, a entrega do gás pode ocorrer em diferentes infraestruturas, como *hubs* de gás, estações de redução e controle de pressão (quando os clientes são consumidores industriais) ou mesmo em uma concessionária da rede local. O gás também pode ser entregue em unidades de pressurização, onde ocorre o seu transvase, quando a aplicação se refere a postos de combustível em que a pressão de 250 bar é mantida ou elevada para a pressão dos tanques de combustível dos veículos que abastecem no posto. Durante o transvase do gás, é utilizado um fluido para empurrá-lo de dentro do cilindro e aumentar a pressão, e neste caso emissões fugitivas de metano também podem ocorrer. Já nas unidades de redução e controle de pressão, são necessárias etapas de aquecimento do gás por meio de trocadores de calor, que podem envolver uso do gás natural para geração de energia térmica, o que também está associado às emissões da combustão.

Pode haver também emissões decorrentes de manutenção ou de emergências, que não acontecem no dia a dia da operação e, por isso, ocorrem com menor frequência. Por exemplo, quando é necessária abertura de alguma válvula durante o transporte por motivos de segurança operacional e assim a pressão nos cilindros é aliviada, com liberação de gás na atmosfera; ou mesmo nas operações de preparação da carreta antes de ir para requalificação, em que é preciso ventar o gás do interior dos cilindros para a atmosfera.

Assim, para que o transporte via GNC seja ambientalmente responsável em novos projetos, é indispensável não apenas o conhecimento detalhado de suas emissões associadas, mas também a implementação de sistemas robustos de monitoramento, quantificação e reporte ao longo de toda a cadeia logística. Esse acompanhamento deve dar especial atenção às emissões de metano, devido ao seu elevado potencial de aquecimento global. Além disso, é essencial a adoção de estratégias contínuas de mitigação, incluindo a substituição por combustíveis de menor intensidade de carbono — como o biometano, biodiesel e diesel verde, a realização sistemática de manutenção preventiva, detecção e reparo de vazamentos (LDAR⁶) e a

⁶ 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 por meio da utilização de diferentes técnicas e equipamentos.

modernização de equipamentos. Em conjunto, essas medidas permitem não apenas reduzir o impacto climático do transporte, mas também aumentar a eficiência operacional e a credibilidade ambiental dos projetos.

2.3. Custos do GNC

Diversos estudos da EPE contribuem para a avaliação dos custos envolvidos desde a produção até as alternativas de movimentação do gás em pequena escala ou por meio de gasodutos. Esta seção traz uma visão geral de informações disponíveis na literatura que podem servir como subsídio para estimar os custos da cadeia do GNC.

Alternativas de transporte por gasoduto, GNL e GNC foram analisadas em estudos de viabilidade técnica e econômica elaborados pela EPE (2020a, 2020b), visando à monetização do gás natural produzido em ambientes *onshore* e *offshore* no Brasil. Nessas avaliações, os modais foram comparados com base em premissas específicas – como volumes entre 100 mil m³/dia e 1 milhão de m³/dia, e distâncias de até 2.000 km – permitindo identificar faixas distintas de competitividade para cada alternativa. Os resultados destacaram que cada modal tende a se tornar mais vantajoso em determinadas combinações de volume e distância, o que reforça seu papel complementar na expansão da oferta de gás no país. Além disso, evidenciou-se que o GNL e o GNC apresentam particular relevância em cenários onde não existe infraestrutura de gasodutos e os volumes disponíveis ainda não justificam investimentos de maior porte, tornando-os soluções estratégicas para viabilizar o atendimento inicial a novos mercados.

As logísticas de GNC e GNL de pequena escala foram avaliadas em estudos da Tractebel (2015a, 2015b), em termos de infraestrutura e custos de investimento e de operação e manutenção no transporte rodoviário e aquaviário. Uma nota técnica com análises específicas para o GNL de pequena escala (EPE, 2022) apresentou uma metodologia que permite estimar os custos unitários em função das vazões e distâncias percorridas no transporte rodoviário e no aquaviário.

Especificamente sobre o biometano, os custos de investimento relacionados à produção e purificação do biogás no setor sucroenergético são abordados na nota técnica sobre investimentos e custos operacionais e de manutenção no setor de biocombustíveis, com estimativas de um índice de investimento (CAPEX, *capital expenditures*) por unidade de capacidade da planta, expresso em R\$ por Nm³/dia (EPE, 2024b).

A metodologia aplicada no Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG 2024 (EPE, 2025a) abordou projetos de gasodutos para conexão do biometano à malha integrada, incluindo estimativas da oferta de biometano, o dimensionamento dos dutos, seus custos de investimento, traçados e impactos socioambientais e econômicos relacionados.

No PNIIGB (EPE, 2025b, 2025c), foram avaliados dois projetos para integração do biometano à infraestrutura de gás natural, abrangendo o dimensionamento técnico, a análise socioambiental e os custos de investimentos. Em termos de modelos de negócios, a movimentação do biometano por carretas de GNC foi admitida para escoamento da produção do biometano até um *hub*. Enquanto o GNL de pequena escala foi considerado em uma análise de sensibilidade sobre o transporte de maiores volumes concentrados entre um *hub* e o gasoduto de transporte.

A seguir, as avaliações consideradas no presente estudo são apresentadas, visando o aprofundamento sobre os custos do transporte rodoviário de GNC.

Os principais custos da cadeia do GNC foram divididos pela Tractebel (2015a) nas seguintes parcelas: (i) pré-tratamento; (ii) compressão; (iii) transporte e (iv) entrega. O pré-tratamento é necessário em projetos de aproveitamento a partir de um ponto de produção de gás natural não especificado. A etapa de compressão inclui o carregamento do GNC especificado para o meio de transporte. A movimentação pode ser feita por rodovias ou hidrovias até a estação de entrega, onde é feito o descarregamento e a descompressão do gás. Os custos unitários foram dimensionados em relação à movimentação dos volumes de 3 e 10 milhões de pés cúbicos por dia de gás natural (85 mil m³/dia e 283 mil m³/dia, respectivamente) a curtas e longas distâncias

por meio rodoviário ou aquaviário, conforme apresentados na Tabela 3 em valores atualizados para a data base de janeiro de 2026.

Tabela 3 - Custos relacionados ao GNC (US\$/MMBtu)¹

Item	Curta distância ²		Longa distância ³	
	85 mil m ³ /dia	283 mil m ³ /dia	85 mil m ³ /dia	283 mil m ³ /dia
Tratamento do gás	0,58	0,29	0,58	0,29
Compressão	1,00	0,96	1,00	0,96
Transporte				
Rodoviário	3,03	3,03	12,11	12,09
Aquaviário	4,13	3,30	8,84	7,18
Entrega	0,69	0,69	0,69	0,69
Total				
Rodoviário	5,29	4,96	14,38	14,03
Aquaviário	6,39	5,24	11,11	9,12

Notas: ¹ US\$ (jan/2026). ² Até 400 km para o modo rodoviário; entre 100 e 300 km para o modo aquaviário. ³ Entre 1.200 e 1.600 km para o modo rodoviário; entre 1.000 e 1.500 km para o modo aquaviário.

Fonte: Elaboração própria a partir de Tractebel (2015a).

Os custos unitários das etapas de pré-tratamento, compressão e entrega são considerados iguais para uma mesma vazão de gás, independentemente da distância e do modo de transporte a ser utilizado no projeto, pois trata-se de atividades estacionárias. O pré-tratamento e a compressão apresentam ganhos de escala para maiores volumes processados de gás. Enquanto a operação de entrega não exhibe ganho de escala pelo volume de gás processado.

Como foi mostrado na Tabela 3, o transporte corresponde à maior parcela do custo total da cadeia do GNC. Os custos no modal rodoviário são afetados principalmente pelo tipo de armazenamento de GNC transportado pelos cavalos mecânicos (Tractebel, 2015a). Os custos para as instalações da estação de entrega dependerão da aplicação do gás no ponto de entrega, podendo incluir compressores, unidades de redução e controle de pressão, de estocagem e de medição, entre outras.

Os custos de transporte representam entre 50% e 90% dos custos totais da cadeia, que variam entre US\$ 4 e US\$ 15/MMBtu, com aumento acentuado de custo unitário para atendimento de longas distâncias. É importante observar que o estudo da Tractebel (2015a) não demonstrou ganho de escala para volumes de gás transportados por caminhões a curtas distâncias.

Destacam-se os custos mais baixos, entre US\$ 4,50 e US\$ 6,50/MMBtu, para as logísticas de GNC que atendam demandas abaixo de 300 mil m³/dia a distâncias curtas. Essa competitividade também ocorre para as correspondentes logísticas de GNL de pequena escala (EPE, 2022), estimadas entre US\$ 8 e US\$ 12,50/MMBtu⁷.

Fazendo uma comparação entre os estudos da Tractebel (2015a, 2015b), para distâncias longas, os custos do GNC também são mais baixos em relação ao GNL de pequena escala, exceto na vazão de 283 mil m³/dia transportada por caminhões, para a qual o GNL tem custo unitário de US\$ 13,82/MMBtu⁸, abaixo dos US\$ 14,03/MMBtu do GNC.

Nesta nota técnica, os custos de cada etapa foram avaliados de modo econométrico e paramétrico em relação aos volumes de suprimento e às distâncias entre os pontos de oferta e de demanda. Foram obtidas relações de custos unitários para diferentes vazões e distâncias percorridas, que podem ser expressas por funções de potência com a forma da Equação 1:

⁷ Valores atualizados para a data base de janeiro de 2026.

⁸ Atualizado para a data base de janeiro de 2026.

$$\text{Custo}(d, V) = a_{\text{Trat}} \times V^{b_{\text{Trat}}} + a_C \times V^{b_C} + a_i \times d \times V^{b_i} + a_E \times V^{b_E} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

Custo (d, V) – Custo unitário para tratamento, compressão, transporte e entrega de GNC (US\$/MMBtu).

d – Distância entre o ponto de carregamento de GNC e o ponto de entrega (km).

V – Volume de GNC transportado (mil m³/d).

a_{Trat} e b_{Trat} – Coeficientes para função de custo de pré-tratamento de volumes “V”.

a_C e b_C – Coeficientes para função de custo de compressão de volumes “V”.

a_i e b_i – Coeficientes para funções de custo de transporte de volumes “V” a distâncias “d”; $i \in N$.

a_E e b_E – Coeficientes para função de custo de entrega de volumes “V”.

Os coeficientes que permitem aproximar as relações de custos da Equação 1 podem ser obtidos por ajustes das potências para capacidades e distâncias parametrizadas.

A Tabela 4 exibe os coeficientes estimados para as operações estacionárias de pré-tratamento, compressão e entrega, que não dependem das distâncias percorridas. Portanto, seus respectivos coeficientes a_{Trat}, b_{Trat}, a_C, b_C, a_E e b_E são constantes.

Tabela 4 - Coeficientes das funções de custos de tratamento, compressão e entrega

a _{Trat}	b _{Trat}	a _C	b _C	a _E	b _E
7,45152	-0,57572	1,17194	-0,03485	0,68756	0

Fonte: Elaboração própria

Os coeficientes para as relações de custos do transporte rodoviário podem ser estimados a cada 10 km, conforme exibido na Tabela 12 do Anexo. Somando-se as quatro parcelas de custos da Equação 1, obtém-se o comportamento dos custos unitários totais para o transporte de GNC, conforme exibido na Figura 8.

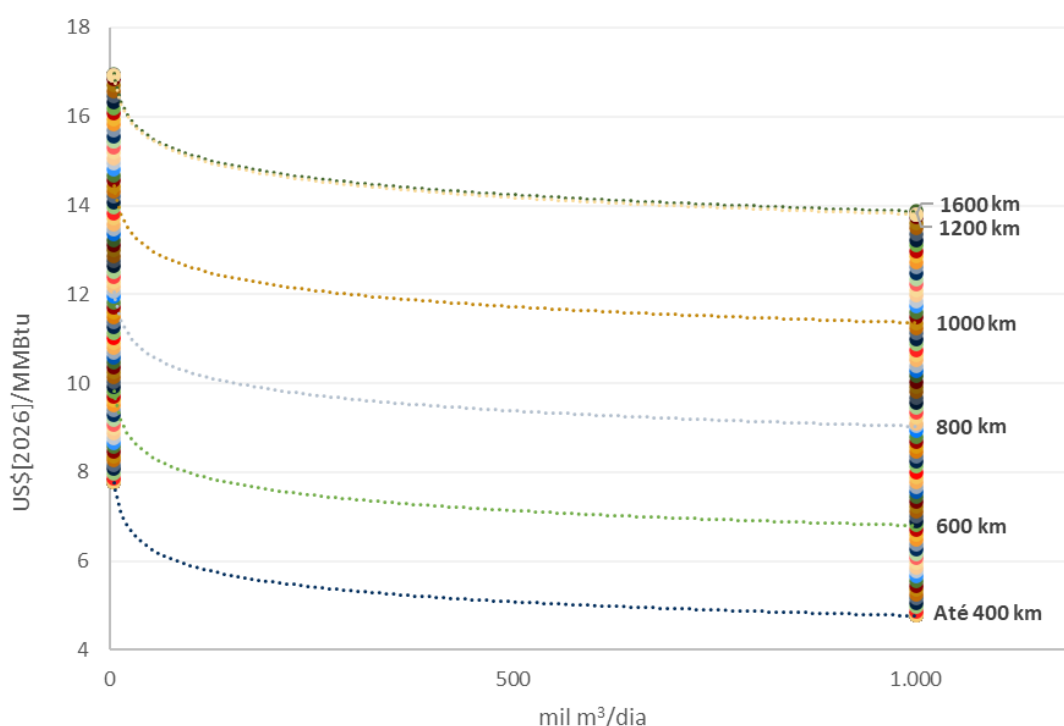


Figura 8 - Funções de custos unitários estimadas para o modal rodoviário

Fonte: Elaboração própria

Nesta figura foram exibidas relações de custos unitários correspondentes às capacidades de até 1.000 mil m³/dia para cada 10 km de distância, conforme a parametrização realizada neste estudo. Essas relações estão representadas pelos pares de pontos coloridos até a distância de 1.600 km.

Dentre as funções de custos representadas pelos pares de pontos, algumas tiveram sua tendência destacada pelas linhas pontilhadas. Dentro do intervalo de curtas distâncias, isto é, até 400 km, as funções de custos unitários são equivalentes (apenas uma foi exibida), uma vez que não há ganhos de escala na etapa de transporte por caminhões a curtas distâncias. No geral, as reduções de custos unitários exibidas nas funções são decorrentes principalmente dos ganhos de escala mais significativos no pré-tratamento do gás. Os ganhos de escala são marginais na etapa de compressão e inexistentes na etapa de entrega. Para as demais faixas de distâncias, os níveis de custos são mais elevados uma vez que a operação logística do transporte de GNC se torna mais complexa.

3. Aplicabilidade do GNC no Brasil

Esta seção se propõe a expor as principais características relacionadas à aplicabilidade da logística de pequena escala no Brasil, especialmente o GNC. O País possui características que o posicionam em um cenário propício para fazer uso desse meio logístico: elevado potencial de oferta disperso pelo território nacional, como por exemplo o biometano e as reservas *onshore*, grande capilaridade rodoviária e potencial de demanda em diversas regiões.

3.1. O contexto da logística de pequena escala

O Brasil é um país com dimensões continentais, sendo o quinto maior do mundo em extensão territorial, com uma hidrografia favorável, e ainda assim o país não possui os modos de transporte ferroviários e hidroviários bem desenvolvidos no seu interior. O modo de transporte mais utilizado no Brasil é o rodoviário que conta com uma boa capilaridade de vias ao longo de toda a sua extensão territorial, embora elas nem sempre sejam pavimentadas ou em condições boas de tráfego. Nessas condições, dentre as formas de transportar GNC, entende-se que o modo rodoviário seja o mais indicado para alcançar os diferentes mercados regionais, com exceção de regiões de selva.

No modal rodoviário, o cavalo mecânico pode ser movido por diferentes tipos de combustíveis, dentre eles: diesel, Gás Natural Veicular⁹ (GNV) ou GNL. O diesel é o combustível dominante na frota nacional de caminhões e a que possui maior rede de abastecimento no país (EPE, 2023). Contudo, é também, dentre os combustíveis citados, o mais poluente. O interesse no atributo ambiental do gás natural por diversas empresas pode ser um fator que contribua para a escolha do combustível a ser utilizado por caminhões em uma determinada logística, o que pode levar a uma maior penetração daqueles menos poluentes.

Dentro do contexto dos caminhões movidos a gás natural, os tanques de GNL apresentam maior complexidade tecnológica em comparação aos cilindros de GNV, uma vez que envolvem operação em condições criogênicas e requerem isolamento térmico a vácuo, o que tende a elevar os custos de manutenção e a necessidade de serviços especializados. No contexto brasileiro, a adoção do GNL em transporte rodoviário também é limitada pela reduzida disponibilidade de infraestrutura de abastecimento, ainda majoritariamente associada a projetos dedicados e frotas cativas, em contraste com a rede mais difundida de GNV (EPE, 2023; ANP, 2025). Essa limitação estrutural, aliada à menor padronização e escala do mercado, impacta negativamente a liquidez e a atratividade comercial dos veículos movidos a GNL no mercado secundário, refletindo o estágio ainda incipiente dessa tecnologia no país (IEA, 2024).

⁹ O GNV é o gás natural armazenado no estado gasoso sob alta pressão em cilindros, destinado a propulsão de veículos. Dessa forma, também pode ser considerado como um tipo de GNC

Do ponto de vista de logística de pequenas escalas, diversos estudos têm avaliado o GNC e o GNL como alternativas ao transporte dutoviário de gás natural (World Bank, 2021; EPE, 2020a, 2020b, 2022; Tractebel, 2015a, 2015b; Bendejú, 2009). No Brasil, a movimentação de GNC e GNL a granel, por modos de transporte alternativos ao dutoviário foi regulamentada pela ANP (2024a, 2024b).

No caso brasileiro, há casos que podem ser favorecidos pela adoção dessas soluções, como a produção *onshore* de gás natural e a geração de biometano no interior do país, ambas dispersas geograficamente e, em geral, distantes da malha de gasodutos. Nessas condições, os volumes disponíveis e as distâncias até os centros de demanda frequentemente não viabilizam o uso de gasodutos. Assim, o GNL em pequena escala e o GNC se apresentam como alternativas adequadas, cuja escolha depende, sobretudo, do volume a ser transportado e da distância a ser percorrida.

Os campos *onshore*, muitas vezes, tem as suas viabilidades atreladas apenas ao modelo de negócio *gas-to-wire*, ou seja, com termelétricas nas imediações do complexo de produção do gás natural com o objetivo de gerar energia com o gás produzido e destinar à rede de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Contudo, a logística de transporte via GNC e GNL de pequena escala podem ser alternativas para direcionar esses recursos para outros fins, como por exemplo o atendimento de demandas em mercados potenciais distantes da malha integrada que não possuem acesso à oferta de gás. Já existem alternativas como estas no País, como é o caso de soluções logísticas recentemente adotadas e em estudo pela Eneva em Parnaíba/MA e em outras regiões do Norte e Nordeste. Contudo, há outras fronteiras exploratórias possíveis de aplicação dessa logística que podem facilitar a viabilidade de projetos ao longo do interior, como na Bacia do Parecis e na Bacia do São Francisco.

Em relação ao biometano, a sua produção vem crescendo ano a ano no Brasil impulsionada também pela crescente preocupação da indústria na redução das suas emissões. O potencial de expansão do uso desse recurso passa por diversificar alternativas de escoar essa produção de forma mais granular e descentralizada, características essas que favorecem a utilização da logística de pequena escala. Já existem projetos de biometano que são monetizados utilizando o transporte do gás via GNC por caminhões, como é o caso das plantas de biometano de São Pedro da Aldeia/RJ, da MDC Energia (2026; Dr. Biogás, 2026), e de Seropédica/RJ da Gás Verde, conectando consumidores industriais ao gás produzido em aterros sanitários (Figura 9).



Figura 9 - Planta de Biometano da Gás Verde em Seropédica/RJ

Fonte: GÁS VERDE (2026a)

Ainda sobre o GNC, este tem uma densidade energética menor que o GNL, mas o menor custo de capital para suas instalações pode torná-lo uma opção atraente, especialmente para modelos logísticos com pequenos volumes de gás. O volume e a distância podem variar de projeto a projeto e a logística pode ser diferente de acordo com a tecnologia e o modelo de carreta empregado. Contudo, geralmente o GNC tende a ser mais adequado para curtas distâncias de até 200 km e para pequenos volumes de até 150 mil m³/dia (Ultragaz, 2024; EPE, 2020a; World Bank, 2021; Tractebel, 2015a; BendeZú, 2009). Em situações acima desses valores, o transporte por caminhões se torna complexo devido ao número substancial de veículos necessários, especialmente para longas distâncias, como também ao tamanho significativo das instalações de carga e descarga necessárias. Isso pode aumentar a viabilidade de logísticas distintas, como o GNL de pequena escala e, em alguns casos com volumes mais elevados, gasodutos.

Por fim, destaca-se que o GNC pode ser um grande aliado para destravar investimentos no Brasil visto as características do País e as dificuldades de interiorização do gás natural e o melhor aproveitamento do biometano. A logística, apesar de não transportar tanta energia quanto o GNL em pequena escala, tem vantagens que podem ser mais apropriadas para determinados modelos de negócio e pelas condições das vias terrestres do Brasil.

3.2. O contexto do biometano

O Brasil possui uma diversidade de resíduos orgânicos com potencial para aproveitamento para a produção de combustíveis, inclusive o biometano. Setores como agricultura, industrial, ou mesmo cidades são candidatos para terem as sobras de suas operações convertidas na versão renovável do gás natural. Apesar de também emitir GEE durante sua combustão, o biometano é composto por carbono de origem biogênica, que foi capturado da atmosfera e, dessa forma, as emissões diretas de GEE provenientes da combustão do biometano fazem parte do ciclo do carbono e não elevam a concentração de GEE na atmosfera, o que traz um benefício ambiental ao substituir os combustíveis fósseis. Outra vantagem ambiental do biometano é que sua produção possibilita a conversão de resíduos, ou seja, de um material que sobra de processos produtivos e, portanto, é uma alternativa para a destinação correta da matéria orgânica não utilizada, evitando contaminação ambiental.

A possibilidade de substituição e compartilhamento de infraestruturas entre o gás natural e o biometano é respaldada pelo Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamenta a Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), reforçando que o biometano e outros gases intercambiáveis com o gás natural terão tratamento regulatório equivalente ao gás natural, desde que atendidas as especificações estabelecidas pela ANP. Além disso, o PNIIGB traz a inclusão do biometano no planejamento das infraestruturas de gás natural. No entanto, para que o potencial e as vantagens ambientais sejam transformados em projetos concretos, ainda há um caminho a percorrer.

A dispersão geográfica da produção de resíduos impõe um desafio logístico para a cadeia de valor do biometano, uma vez que o espalhamento da oferta dificulta as economias de escala que poderiam ser obtidas com uma produção centralizada, em escalas industriais. Nesse sentido, a primeira edição do PNIIGB (EPE, 2025c) apresentou projetos de pontos de recebimento de biometano (*hub*) e conexão à malha integrada de transporte de gás natural. Os *hubs* representam um ponto de concentração de volumes produzidos numa determinada região, cujo desenvolvimento considera um estágio inicial de mercado no qual os produtores movimentariam o biometano até o *hub* por carretas de GNC ou gasodutos.

A Figura 10 mostra a dispersão geográfica da capacidade instalada de plantas de biogás no Brasil.

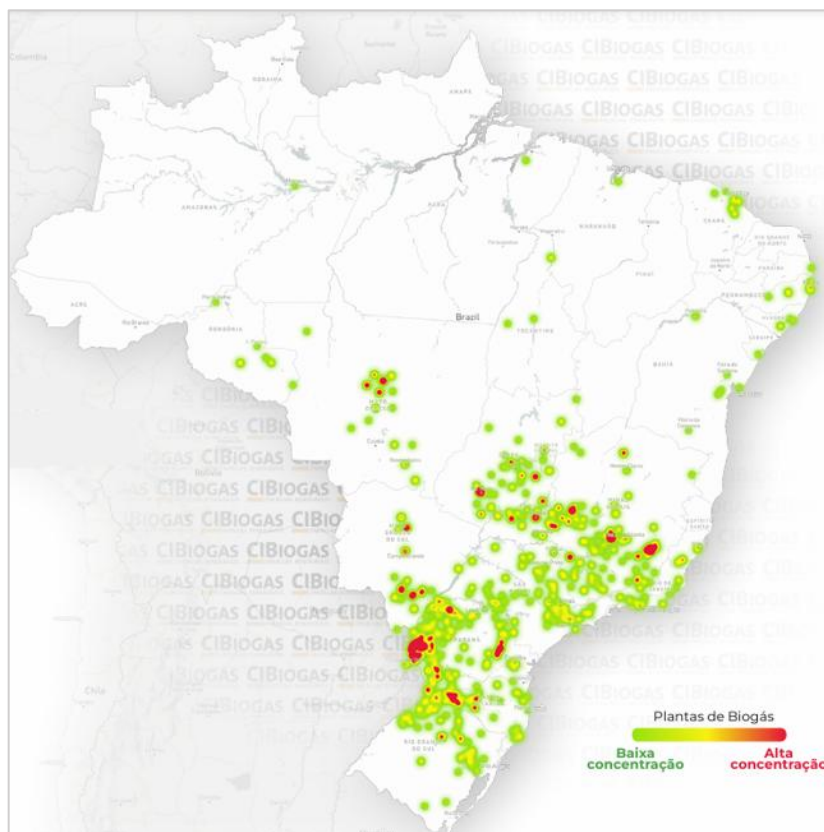


Figura 10 - Dispersão geográfica da capacidade instalada de plantas biogás no Brasil
 Fonte: CIBiogás (2024)

No PIG 2024 (EPE, 2025a) a inserção do biometano na infraestrutura de gás natural foi abordada a partir da avaliação de dois gasodutos de transporte para volumes acima de 200 mil m³/dia. Contudo, a construção de gasodutos a partir das unidades produtoras de biometano enfrenta desafios para viabilidade econômica.

Além disso, para pequenos volumes, a opção de liquefazer o biometano para transportá-lo costuma fazer sentido somente para distâncias longas, conforme discutido anteriormente. Em contrapartida, a alternativa logística que se apresenta mais relevante no contexto do biometano é o transporte rodoviário do gás na forma comprimida. O modal rodoviário para distribuição de biometano via rodízio de carretas é uma modalidade viável para pequenas distâncias e vem ganhando tração no Brasil. A Figura 11 mostra uma ilustração da logística para distribuição de biometano com cavalos mecânicos movidos também por biometano.

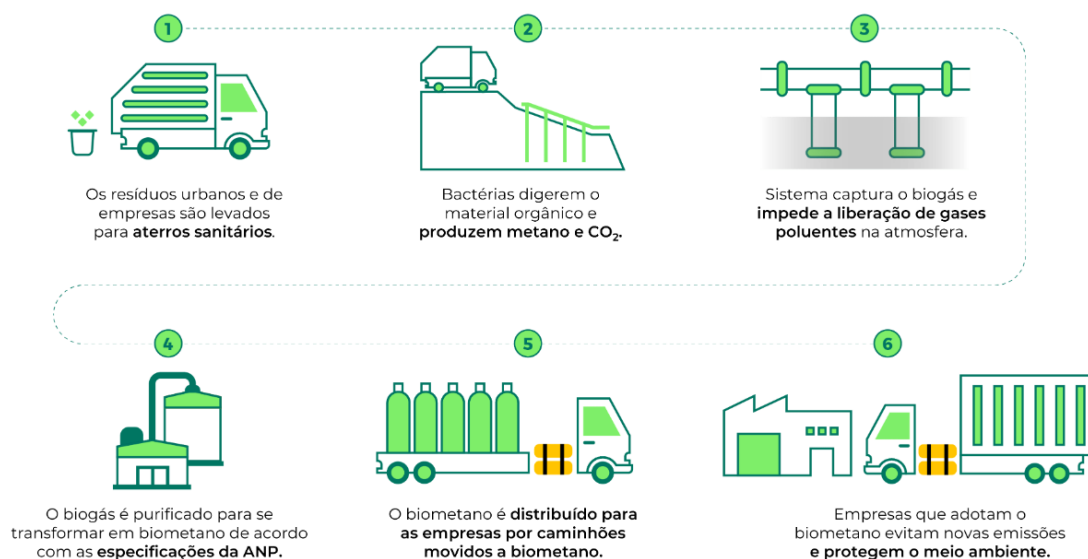


Figura 11 - Logística de distribuição de biometano
 Fonte: GÁS VERDE (2026b)

Dentro das iniciativas para a expansão do biometano no Brasil, o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, instituído pela Lei nº 14.993, de outubro de 2024, tem como objetivo estimular a pesquisa, a produção, a comercialização e o uso do biometano e do biogás na matriz energética brasileira com vistas à descarbonização do setor de gás natural. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) definirá metas anuais para redução da emissão de gases do efeito estufa pelo setor de gás natural por meio do uso do biometano. A ANP definirá os agentes obrigados ao cumprimento das metas, que poderão comprová-lo pela compra ou utilização de biometano no ano civil ou pelo registro anual da aquisição de Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CJOB)¹⁰.

4. Estudo de Caso

Esta seção apresenta um estudo de caso dedicado à avaliação logística, econômica e ambiental da movimentação de biometano na forma de Gás Natural Comprimido (GNC). O objetivo é oferecer uma visão integrada sobre os principais elementos que influenciam a viabilidade logística do biometano, tanto técnica e econômica, quanto ambiental, considerando o contexto de expansão das alternativas renováveis no setor energético e a necessidade de soluções flexíveis para suprimento descentralizado. Ao longo do estudo, busca-se compreender como variáveis operacionais, especialmente distância de transporte e volume diário entregue, impactam num sistema de distribuição via GNC.

Baseado nos estudos de potencial de produção de biometano no Brasil e de competitividade de alternativas de transporte de gás no país (EPE, 2025c, 2020a), foram identificadas faixas de volumes de gás que se enquadram para o transporte rodoviário de GNC por meio de operações logísticas operacionalmente factíveis e não excessivamente complexas.

O estudo parte da premissa de que o gás é comprimido no local de suprimento de biometano, que pode ser uma planta de produção. A partir desse ponto de oferta, o biometano é movimentado por meio de uma logística de transporte rodoviário em carretas de GNC até o ponto de entrega, que pode incluir indústrias, ou mesmo pontos de recebimento de uma malha de distribuição ou de transporte, ou um *hub* que concentra volumes provenientes de diferentes unidades produtoras de uma região, entre outras possibilidades.

Na primeira parte dessa seção, é realizado o dimensionamento logístico do transporte do biometano, abrangendo diferentes cenários que variam desde curtas distâncias até aproximadamente 100 km, e volumes que alcançam até 26 mil m³/dia. Essa etapa envolve a definição das frotas necessárias, com base em estimativas dos ciclos de carregamento e descarregamento, bem como a quantificação da infraestrutura de apoio. O propósito é caracterizar o esforço logístico associado a cada combinação de distância e volume, estabelecendo o pano de fundo para as análises de custo e de emissões de GEE subsequentes.

Na segunda e na terceira partes, o estudo avança para uma avaliação dos custos e das emissões de GEE associadas ao processo logístico. Primeiramente, é aplicado um modelo econômico que estima o custo unitário do GNC entregue, expresso em US\$/MMBtu, a partir de uma equação que utiliza o volume transportado e a distância percorrida como variáveis principais. Em seguida, são analisadas as emissões de GEE resultantes da operação, incluindo emissões dos compressores e dos veículos utilizados na logística.

¹⁰ Conforme disposto na Lei Nº 14.993/2024, o CJOB é considerado um certificado de rastreabilidade lastreado em volume de biometano produzido e comercializado pelo produtor de biocombustível, emitido por agente certificador de origem credenciado pela ANP, que atesta as características do processo produtivo e que deve incluir, pelo menos, a origem do insumo para produção do biometano e a localização da produção, além de outros itens dispostos em regulamento.

4.1. Modelo logístico

O modelo logístico foi desenvolvido com o objetivo de dimensionar a frota necessária de cavalos mecânicos e carretas para o transporte de diferentes volumes de GNC entre um fornecedor de biometano e um ponto de entrega.

No que se refere à configuração dos veículos, considerou-se a utilização de cavalos mecânicos de três eixos com propulsão a GNV/biometano, com autonomia mínima de 250 km por abastecimento¹¹, acoplados a carretas do Tipo 1, compostas por 11 tubulões (Figura 12). Essas carretas apresentam capacidade nominal de transporte de aproximadamente 7.500 m³ de GNC pressurizado a 250 bar. Entretanto, para fins de modelagem, adotou-se uma capacidade operacional de 6.500 m³ por carreta, em razão de margens de segurança associadas às condições de transporte e às variações de temperatura, que podem provocar dilatação do gás armazenado nos cilindros.



Figura 12 - Carretas Tipo 1 com 11 tubulões descarregando GNC em um cliente industrial

Fonte: Foto de visita técnica da EPE em projetos da Ultragaz

A modelagem também considerou diferentes distâncias entre o ponto de carregamento do biometano e o ponto de entrega, mantendo-se como premissa que o reabastecimento do cavalo mecânico ocorre exclusivamente no ponto de origem do biometano. Dessa forma, as distâncias analisadas foram limitadas pela autonomia mínima do veículo, de modo a garantir a realização segura do trajeto de ida e volta. Considerando a autonomia de 250 km por abastecimento, foram simuladas distâncias de até aproximadamente 100 km entre os pontos de carregamento e entrega.

O número de baias de carregamento e descarregamento foi tratado como variável do modelo, uma vez que o aumento dessa infraestrutura tende a reduzir a complexidade operacional da logística, ainda que implique

¹¹ Como base para essa informação, foi considerado um motor ciclo Otto 100% a gás (GNV/Biometano) fabricado pela Scania, alimentado por 8 cilindros de 95 litros cada, cuja autonomia varia entre 250 e 400 km, a depender da aplicação, da topografia, das condições de tráfego, do nível de carregamento, do perfil de condução, das condições climáticas, entre outros fatores (Scania, 2026). Nesta seção, optou-se pela adoção do valor mínimo de autonomia, por se tratar de uma abordagem mais conservadora, de modo a contemplar o cenário mais desfavorável associado aos fatores mencionados.

maiores custos de investimento. Adicionalmente, foi assumido que o sistema opera de forma contínua, 24 horas por dia e sete dias por semana, de modo que os volumes analisados no modelo correspondem à quantidade total entregue ao longo de um período de 24 horas.

No que se refere aos tempos operacionais, adotou-se uma vazão de carregamento e descarregamento de 1.000 m³/h. Nessas condições, o carregamento ou descarregamento completo de uma carreta com capacidade operacional de 6.500 m³ resulta em um tempo aproximado de 6 horas e 30 minutos para cada processo. Também foi considerada uma velocidade média de deslocamento de 70 km/h para os caminhões ao longo do percurso. Embora se reconheça que esse parâmetro possa variar em função de condições meteorológicas, de tráfego e do estado de conservação das vias, o valor adotado representa uma aproximação adequada para fins de modelagem logística.

Com base nesse conjunto de premissas, o dimensionamento da frota foi realizado para os seguintes volumes de transporte diário: 6.500 m³/dia, 13.000 m³/dia, 19.500 m³/dia e 26.000 m³/dia. Para avaliar a sensibilidade do modelo em relação à distância de transporte, foram consideradas separações entre os pontos de carregamento e entrega de 17,5 km, 35 km, 70 km e 105 km. Esses valores adotados para volumes e distâncias foram selecionados de forma a simplificar os cálculos e evitar a ocorrência de resultados fracionários no dimensionamento da frota. A Figura 13 mostra um esquema de como se daria a logística de transporte do GNC para este estudo de caso.

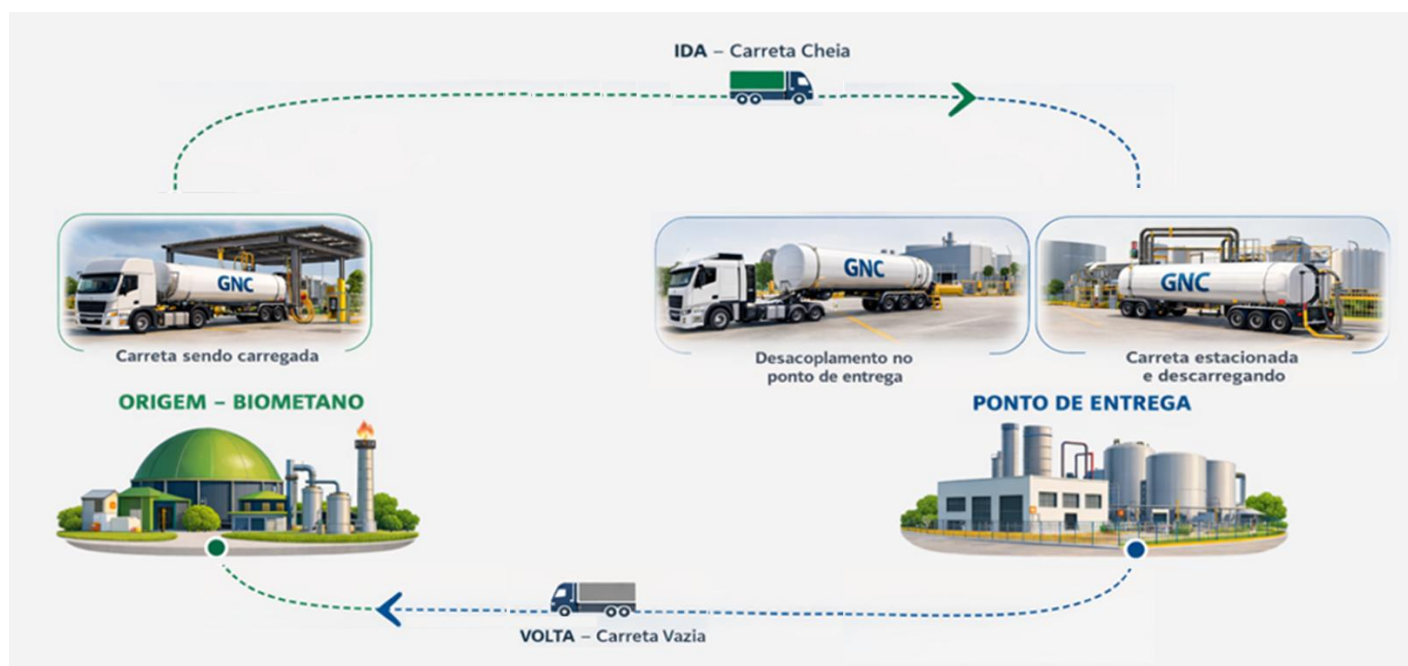


Figura 13 - Esquema da logística de transporte de GNC do estudo de caso

Fonte: Adaptado a partir de OpenAI (2026), gerado por DALL-E 3.

Os resultados da modelagem indicaram que as distâncias avaliadas, de até 105 km, não exerceram impacto relevante sobre o dimensionamento da frota. Considerando a velocidade média adotada, os tempos de deslocamento variaram entre 15 minutos e 1 hora e 30 minutos, valores que se mostraram pouco significativos frente aos tempos de carregamento e descarregamento das carretas. Esses processos representam os principais componentes do ciclo logístico, totalizando cerca de 13 horas por operação completa de carga e descarga.

Além dos tempos operacionais, outro fator com influência direta sobre o dimensionamento da frota é o número de baias disponíveis. Sempre que possível, busca-se evitar a ampliação excessiva dessa infraestrutura, de modo a não elevar desnecessariamente os custos do projeto. Isso ocorre porque a expansão do número de baias implica não apenas investimentos adicionais em equipamentos, mas também a necessidade de áreas maiores nas instalações de carregamento e descarregamento.

Por fim, considerou-se a necessidade de incorporar veículos e infraestrutura sobressalentes para cobertura de eventuais indisponibilidades operacionais ou atividades de manutenção. Ressalta-se que esses ativos não permaneceriam necessariamente ociosos, podendo operar em regime de rodízio com os demais equipamentos, contribuindo para reduzir o desgaste e distribuir de forma mais equilibrada as necessidades de manutenção da frota.

Para cada cenário analisado, adotou-se a premissa de disponibilidade de um ativo crítico sobressalente (uma carreta, um cavalo mecânico e uma baia) com exceção do caso correspondente ao transporte de 26.000 m³/dia, no qual foram consideradas duas carretas adicionais como fator de segurança operacional. Essa decisão baseia-se no entendimento de que as carretas funcionam, na prática, como um estoque de gás no ponto de consumo. Nesse contexto, a disponibilidade de apenas uma carreta adicional corresponderia a um estoque equivalente a aproximadamente um quarto da demanda diária do cliente. Assim, optou-se por manter uma relação de capacidade de contingência superior, de forma a garantir maior robustez operacional frente a eventuais indisponibilidades logísticas.

Os resultados consolidados da modelagem logística são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Resultado do modelo logístico

Entrega (m³/dia)	6.500			13.000			19.500			26.000		
	Cavalos	Carretas	Baias	Cavalos	Carretas	Baias	Cavalos	Carretas	Baias	Cavalos	Carretas	Baias
Operação até 105 km	1	1	1	1	2	1	2	3	2	2	4	2
Reserva	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1
Total	2	2	2	2	3	2	3	4	3	3	6	3

Fonte: Elaboração própria

Ressalta-se que o número de percursos (ou ida ou volta) realizados por dia pelos caminhões (conjunto cavalo mecânico + carreta) seria de 2, 4, 6 e 8, respectivamente para as entregas de 6.500, 13.000, 19.500 e 26.000 m³/dia. Esses números são uma das variáveis do modelo para estimar as emissões conforme apresentadas na seção 4.3.

4.2. Avaliação de custos

As análises preliminares apresentadas na seção 2.3 apontam para o GNC como alternativa de integração do biometano na infraestrutura de gás natural no Brasil. Características específicas, como a distribuição territorial do potencial do biocombustível e a localização da infraestrutura existente, sugerem a avaliação do modal rodoviário para este estudo de caso, considerando-se os principais custos envolvidos.

Cada projeto apresenta características específicas a serem avaliadas, como por exemplo a origem do biometano, a vazão demandada no uso final e a distância a ser percorrida. Por isso, a abordagem econômica por custos unitários permite uma avaliação em nível conceitual. Os custos unitários para o modal rodoviário apresentados na Tabela 3 foram então utilizados visando englobar as etapas da cadeia logística de GNC transportado por caminhões. Consideram-se incluídos os custos de investimentos e operacionais para aquisição da frota e dos equipamentos, o custo do combustível utilizado pelos caminhões, a contratação de motoristas, os serviços e peças para manutenção da frota, entre outros.

Baseado no arranjo comercial típico atual para produção de biometano no Brasil, considera-se o biocombustível especificado na saída da planta, disponível para compressão e transporte do GNC. Portanto, neste estudo de caso, sobre a movimentação de biometano na forma de GNC, não foram incluídos os custos de pré-tratamento, apresentados na Equação 1, uma vez que eles estariam associados aos custos de produção do biometano. Assim, as funções de custos para o estudo de caso do biometano seguem conforme a Equação 2:

$$\text{Custo}(d, V) = a_C \times V^{bc} + a_i \times d \times V^{bi} + a_E \times V^{bE} \quad \text{Equação 2}$$

Os custos de compressão e entrega são estimados utilizando-se os coeficientes a_c , b_c , a_e e b_e apresentados na Tabela 4, sendo independentes das distâncias percorridas. De modo que, a Equação 2 pode ser escrita conforme abaixo.

$$\text{Custo}(d, V) = 1,17194 \times V^{-0,03485} + a_i \times d \times V^{b_i} + 0,68661 \quad \text{Equação 3}$$

Os custos de transporte correspondentes às distâncias rodoviárias definidas para este estudo de caso são obtidos com a aplicação dos respectivos coeficientes a_i e b_i exibidos na Tabela 6, para cada volume considerado.

Tabela 6 - Coeficientes das funções de custos de transporte

Coeficientes	Distância (km)			
	17,5	35	70	105
a_i	0,1729	0,0864	0,0432	0,0288
b_i	0	0	0	0

Fonte: Elaboração própria

Os custos unitários totais para compressão, transporte do GNC e entrega dos volumes de biometano analisados de 6.500 m³/dia, 13.000 m³/dia, 19.500 m³/dia e 26.000 m³/dia estão apresentados na Figura 14. Estes custos não incluem o preço do biometano na origem e referem-se apenas às etapas de compressão, transporte do GNC e entrega de gás natural descomprimido.

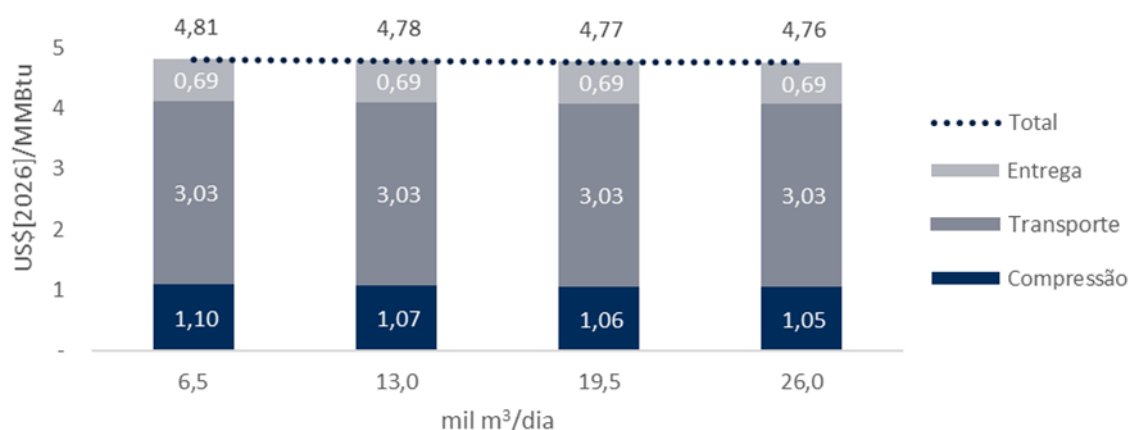


Figura 14 - Custos unitários para a logística de GNC por caminhões.

Fonte: Elaboração própria

Como as distâncias consideradas para o transporte por caminhões é abaixo de 400 km (17,5 km, 35 km, 70 km e 105 km), conforme explicado na seção 2.3, o custo unitário desta etapa é considerado constante para cada logística considerada. Também não há ganho de escala nas operações de entrega do gás. Ganho de escala é observado somente na etapa de compressão para as diferentes vazões avaliadas (6.500 m³/dia, 13.000 m³/dia, 19.500 m³/dia e 26.000 m³/dia), resultando em custos totais entre US\$ 4,81 e US\$ 4,76/MMBtu.

Ou seja, dentro da ordem de grandeza avaliada neste estudo de caso para o biometano no Brasil, o GNC apresenta ganhos de escala apenas na compressão do gás, sendo que os custos unitários para transporte e entrega são constantes. Alguns arranjos otimizados poderão ser obtidos a depender da logística e do modelo de negócio desenvolvido para o projeto.

É importante ressaltar que os custos estimados são indicativos, uma vez que circunstâncias específicas podem afetar a economicidade dos projetos, como por exemplo os desafios físicos e logísticos para instalações e infraestrutura necessária ao desenvolvimento, elevados custos de mão de obra e as condições do ambiente de negócios.

4.3. Emissões de GEE

Conforme descrito anteriormente, o estudo de caso foi desenvolvido considerando o transporte rodoviário de biometano na forma de GNC desde um local de suprimento até um local de entrega hipotético, que pode ser um *hub*, um gasoduto ou mesmo um cliente final. Nesse contexto, o biometano participa de duas formas distintas na cadeia analisada: como combustível, alimentando os motores para a movimentação dos cavalos; e como produto transportado, na forma comprimida nos cilindros, até o ponto de entrega.

Por uma limitação de disponibilidade de dados, foram consideradas somente as emissões de CO₂ resultantes da combustão dos energéticos utilizados nos motores dos cavalos e as emissões dos compressores de biometano para carregamento dos cilindros e descarregamento no local de entrega (compressores conectados à rede elétrica, com fator de emissão da rede associado).

Dessa forma, as emissões estimadas nesse estudo se referem a:

1. Emissões de CO₂ decorrentes da queima de diesel (bem como CO₂ biogênico do biodiesel na mistura) em cavalo movido a diesel para transporte de biometano comprimido;
2. Emissões de CO₂ (biogênico) decorrentes da queima de biometano em cavalo movido a biometano para transporte de biometano comprimido;
3. Emissões de CO₂ decorrentes da energia elétrica utilizada para acionamento de compressor nas usinas produtoras de biometano para o carregamento dos cilindros;
4. Emissões de CO₂ decorrentes da energia elétrica utilizada para acionamento de compressor no local de entrega para descarregamento de biometano residual nos cilindros.

Nota-se que como combustível propulsor do cavalo (processos 1 e 2) foi considerado não só o biometano, como também o diesel (em mistura com biodiesel), para efeitos de comparação. Para as estimativas das emissões anuais de CO₂, em kgCO₂/ano, referentes aos processos 1 e 2, foi utilizada a seguinte equação:

$$E_{comb} = \frac{D_{dest}}{A_{combustível}} \times \rho_{comb} \times PCI_{comb} \times f_c \times f_{ecomb} \times T \times Op \quad \text{Equação 4}$$

Onde D_{dest} é a distância percorrida pelo cavalo em cada viagem (ida ou volta), em km; $A_{combustível}$ é a autonomia do combustível, em km/L ou kg/m³; ρ_{comb} é a densidade do combustível, em kg/L ou kg/m³; PCI_{comb} é o poder calorífico inferior do combustível, em kcal/kg; f_c é o fator de conversão de kcal para TJ; f_{ecomb} é o fator de emissão do combustível, em kgCO₂/TJ; T é o número de viagens (ida ou volta) por dia e Op é o número de dias de operação por ano. Dessa forma, a equação traz a estimativa do volume de combustível consumido anualmente nas viagens para transportar o biometano das plantas produtoras até o local de entrega e utiliza o fator de emissão de CO₂ do combustível, associado aos respectivos fatores de conversão de unidades, para a estimativa de emissões de CO₂. A Tabela 7 mostra os parâmetros usados para o cálculo das estimativas de emissões de combustão nos cavalos para as duas opções de motorização no transporte de biometano.

Tabela 7 - Parâmetros para estimativas das emissões de CO₂

Parâmetros	Processo 1 (diesel)	Processo 2 (biometano)
$A_{combustível}^1$	2,6 km/L (IBTS, 2019)	2,2 km/m ³ (Scania, 2026)
D_{dest}	17,5 km; 35 km; 70 km; 105 km	17,5 km; 35 km; 70 km; 105 km
ρ_{comb}	0,85 kg/L	0,78 kg/m ³
PCI_{comb}	10.100 kcal/kg	8.800 kcal/kg
f_c	1 kcal = 4,184*10 ⁻⁹ TJ	1 kcal = 4,184*10 ⁻⁹ TJ

Parâmetros	Processo 1 (diesel)	Processo 2 (biometano)
f_{comb}	74.100 kg/TJ (IPCC, 2016)	56.100 kg/TJ (IPCC, 2016)
T	2, 4, 6, 8	2, 4, 6, 8
Op	365	365

Nota: ¹Por simplificação, foi considerado que a carreta vazia e cheia consome a mesma quantidade de combustível (mesma autonomia).

Fonte: Elaboração própria

Para o processo 1, foi considerada ainda a mistura de 15% de biodiesel, cuja queima não adiciona emissões líquidas de CO₂ à atmosfera, devido à sua origem biogênica. Para a estimativa das emissões nos processos 3 e 4, foi calculada primeiramente a energia requerida pelos compressores para depois se estimar as emissões, por meio do fator de emissão da rede elétrica. A seguinte equação foi utilizada para o cálculo da energia (kJ/kg) demandada pelos compressores (Argonne National Laboratory, 2016):

$$Ec = Z * R * T * N * \frac{1}{\eta} * \frac{k}{k-1} * \left[\left(\frac{P_{target}}{P_{min}} \right)^{\frac{k-1}{N*k}} - 1 \right] \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

Ec : energia requerida pelo compressor, em kJ/kg;

Z : fator de compressibilidade do biometano;

R : constante dos gases, em kJ/(kg*K);

T : temperatura de entrada do biometano, em K;

N : número de estágios do compressor;

η : eficiência isentrópica da compressão;

k : razão dos calores específicos à pressão e volume constantes;

P_{target} : pressão do biometano na saída do compressor, em bar;

P_{min} : pressão do biometano na entrada do compressor, em bar.

A Tabela 8 mostra os valores de parâmetros usados para os processos de compressão 3 e 4.

Tabela 8 - Parâmetros para cálculo da energia requerida pelo compressor

Parâmetros	Valor
Z: fator de compressibilidade do biometano	0,992
R: constante dos gases, em kJ/(kg*K)	0,5
T: temperatura de entrada do biometano, em K	293
N: número de estágios do compressor	2
η: eficiência isentrópica da compressão;	0,8
k: razão dos calores específicos à pressão e volume constantes	1,27

Fonte: Elaboração própria

Para o processo 3, os valores de P_{min} (pressão do biometano na entrada do compressor) e de P_{target} (pressão do biometano na saída do compressor) foram considerados 4 e 250 bar, respectivamente, conforme descrito na seção 2.2. Para o processo 4, esses valores foram de 20 e 100 bar¹², respectivamente. Para as estimativas das emissões anuais de CO₂, em kgCO₂/ano, referentes aos processos de compressão 3 e 4, foi utilizada a seguinte equação:

$$E_{comp} = E_c \times f_{cc} \times \rho_{biometano} \times Q_{biometano} \times f_{SIN} \times Op \quad \text{Equação 6}$$

Onde f_{cc} é o fator de conversão de kJ para kWh; $\rho_{biometano}$ é a densidade do biometano, em kg/m³; $Q_{biometano}$ é a vazão de biometano¹³, m³/dia; f_{SIN} é a média do fator de emissão de CO₂ do Sistema Interligado Nacional (SIN) dos últimos cinco anos, em kgCO₂/kWh; e Op é o número de dias por ano em que a operação é realizada. A Tabela 9 mostra os parâmetros utilizados para estimar as emissões de CO₂ dos compressores.

Tabela 9 - Parâmetros para estimativa das emissões de CO₂ dos compressores

Parâmetros	Valor
E_c	Dado pela Equação 5
f_{cc}	1 kJ = 0,000277778 kWh
$\rho_{biometano}$	0,78 kg/m ³
$Q_{biometano}$	6,5; 13; 19,5 e 26 mil m ³ /dia
f_{SIN}	0,449 kgCO ₂ /kWh (MCTI, 2026)
Op	365

Fonte: Elaboração própria

O estudo de caso foi estruturado em 4 categorias de distância entre uma usina de biometano e o local de entrega hipotético e 4 categorias de volume diário de biometano a ser transportado, que por sua vez, influencia a quantidade de viagens das carretas com capacidade para 6.500 m³ abastecidas com biometano. Esses valores foram calculados na seção 4.1 e são mostrados na Tabela 10.

Tabela 10 - Quantidade de viagens de ida ou volta em função da distância entre planta de biometano e hub e volume de biometano transportado

Distância (km)	Volume (m ³ /dia)			
	6.500	13.000	19.500	26.000
17,5	2	4	6	8
35	2	4	6	8
70	2	4	6	8
105	2	4	6	8

Fonte: Elaboração própria

¹² No estudo de caso, não foi definida a natureza do ponto de entrega. No entanto, para exemplificação e desenvolvimento de cálculos, a P_{target} do processo 4 foi considerada 100 bar, normalmente encontrada em gasodutos de transporte.

¹³ Apesar de o processo 4 se tratar da compressão do biometano residual nos cilindros, a vazão de biometano a ser comprimida nesse processo foi considerada igual à vazão total de biometano transportado, para simplificação dos cálculos.

Como resultado, obtêm-se as emissões totais de CO₂ das fontes consideradas, tanto para o processo realizado com cavalos movidos a biometano quanto com cavalos movidos a diesel. A Figura 15 mostra as emissões consolidadas, ou seja, o CO₂ de compressores e da combustão no cavalo, para cada um dos arranjos de distância e volume. Como as emissões de CO₂ da queima do biometano não aumentam a concentração de CO₂ da atmosfera devido à sua origem renovável, somente as emissões da queima do diesel são mostradas, somadas às emissões dos compressores.

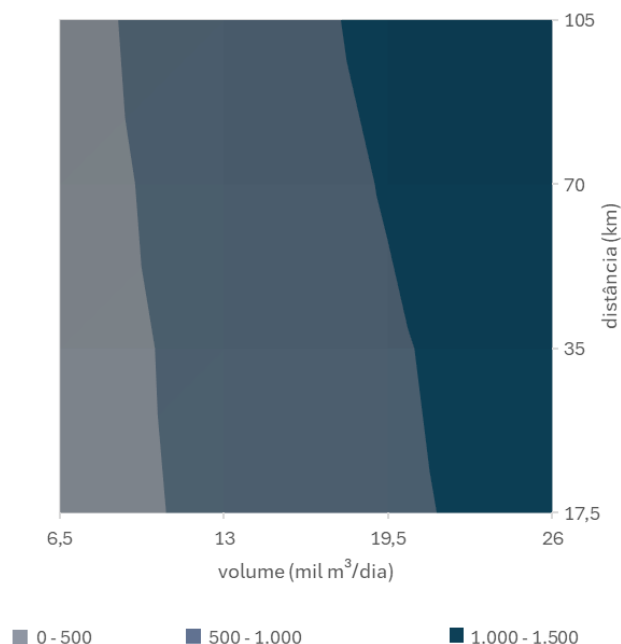


Figura 15 - Emissões totais de CO₂ da logística - motorização a diesel (tCO₂/ano)

Fonte: Elaboração própria

A partir da Figura 15, nota-se qualitativamente que as emissões crescem à medida que o volume de biometano a ser transportado e a distância entre a planta de biometano e o local de entrega aumentam. Isso acontece, principalmente, pelo aumento da energia requerida pelos compressores com o aumento da quantidade de biometano a ser comprimida. Analogamente, maior é a emissão dos cavalos conforme a distância entre a planta de biometano e o local de entrega aumentam, pois maior é o tempo de funcionamento dos motores consumindo combustível.

Independentemente do combustível utilizado no cavalo, as emissões associadas à compressão — tanto no carregamento quanto no descarregamento — são idênticas, uma vez que decorrem do consumo de energia elétrica da rede pelos compressores. Além disso, essas emissões não variam com a distância percorrida, dependendo apenas do volume de gás comprimido. A Tabela 11 mostra as emissões dos compressores para o carregamento e descarregamento em função do volume comprimido.

Tabela 11 - Emissões dos compressores para o carregamento e descarregamento em função do volume comprimido

Volume (mil m ³ /dia)	Emissões da compressão (tCO ₂ /ano)	
	Carregamento	Descarregamento
6,5	217	73
13	434	147
19,5	651	220
26	868	293

Fonte: Elaboração própria

Para as distâncias e volumes considerados nesse estudo de caso, tem-se que as emissões decorrentes do acionamento dos compressores elétricos, mostradas na Tabela 11, representam a maior parcela de emissões, tanto para a logística de cavalo a diesel quanto de cavalo a biometano. A emissão na etapa de carregamento é mais relevante do que a emissão no descarregamento por se tratar de maior diferencial de pressão no enchimento dos cilindros, processo que eleva a pressão de 4 até 250 bar. Apesar de não serem emissões de CO₂ diretas, e sim de escopo 2, em que a queima de combustíveis ocorre em instalações externas ao processo, foi importante considerar essa fonte emissora devido ao elevado gasto energético dos compressores.

A Figura 16 mostra uma comparação das emissões unitárias (emissões por unidade de biometano comprimido transportado) dos cavalos motorizados a diesel e a biometano, com representação do CO₂ biogênico em tons de verde. As barras da esquerda de cada categoria de distância se referem ao cavalo movido a diesel e as barras da direita, ao cavalo movido a biometano. Destaca-se que, para os valores adotados nesse estudo de caso, as emissões unitárias mudam apenas em função da distância, não se alterando em função do volume de gás transportado.

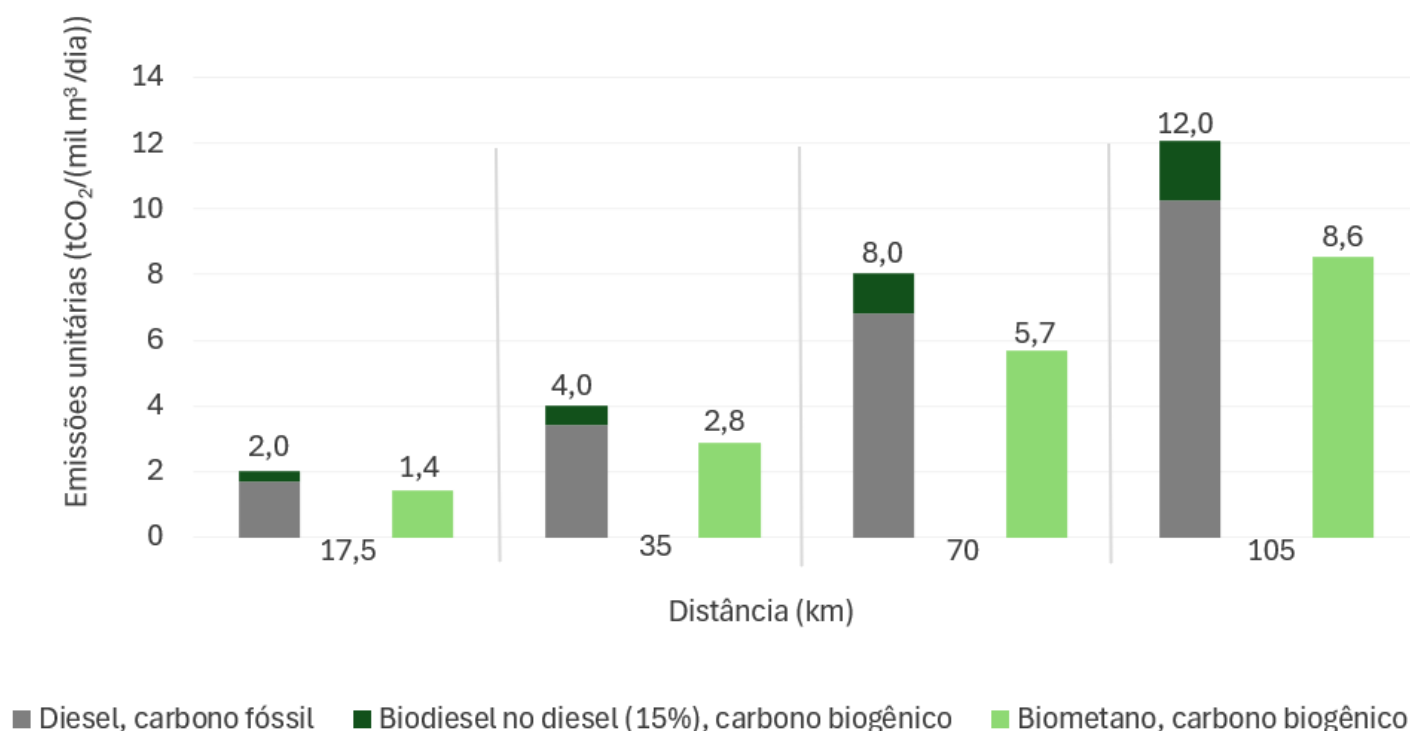


Figura 16 - Emissões unitárias de CO₂ dos cavalos motorizados a diesel e a biometano.

Nota: as emissões de CO₂ do biometano e do biodiesel são consideradas nulas no Inventário Nacional de Emissões e não adicionam emissões líquidas de CO₂ à atmosfera.

Fonte: Elaboração própria

Em relação às emissões dos cavalos, percebe-se naturalmente um incremento da sua participação com o aumento da distância percorrida, pois o maior tempo de funcionamento dos motores queimando combustível resulta em mais emissões. É importante destacar a natureza biogênica do carbono emitido pelos cavalos movidos a biometano, significando um fechamento do ciclo de carbono de um combustível renovável.

Vale ressaltar que as emissões de GEE aqui consideradas não são exaustivas e pode haver outras fontes emissoras, assim como outros gases na cadeia do GNC, como o metano, conforme descrito na seção 2.2. Com os dados disponíveis na literatura, foi possível analisar as emissões de CO₂ da compressão e da combustão no cavalo, e entender o peso dessas etapas nas emissões totais consideradas. Os resultados mostraram a relevância da etapa de compressão, mesmo para compressores elétricos abastecidos pelo SIN – que possui um baixo fator de emissão, o que sugere uma avaliação de fontes de energia alternativas para esse processo.

5. Considerações finais

O presente estudo buscou oferecer uma visão abrangente do transporte de GNC no Brasil, abordando desde os fundamentos técnicos do processo, como compressão, armazenamento e transporte, até uma análise aplicada baseada em um estudo de caso. Ao longo do documento, foram descritas as tecnologias atualmente disponíveis no mercado, com destaque para as carretas de maior capacidade de armazenamento, bem como os avanços recentes voltados ao aumento de eficiência, segurança operacional e competitividade logística.

A avaliação das aplicabilidades do GNC no contexto brasileiro demonstrou que essa alternativa se apresenta como uma solução relevante para suprimento em regiões não atendidas por gasodutos, contribuindo para ampliar o alcance do gás natural em pequena e média escala. A comparação com o GNL de pequena escala reforçou que o GNC ocupa nichos específicos, nos quais sua flexibilidade operacional, menor complexidade de infraestrutura e custos iniciais reduzidos tendem a favorecer sua adoção.

O estudo também contextualizou o papel do GNC na integração e monetização de recursos e vocações nacionais. A evolução recente do arcabouço regulatório do biometano, que busca incentivar sua produção e uso, reforça a pertinência dessa modalidade de transporte como vetor para dinamizar projetos em regiões agrícolas e dispersas geograficamente. Nesse sentido, o GNC surge como um elemento facilitador da inserção do biometano na matriz energética, contribuindo para diversificação de fontes e redução de emissões.

Este contexto motivou o desenvolvimento de um estudo de caso focado em movimentar o biometano através da logística de GNC, de modo a criar alguns cenários de logística de suprimento variando parâmetros de distância e volume. A análise permitiu estimar os requisitos de frota, ciclos de operação e infraestrutura de apoio, oferecendo subsídios para avaliar a atratividade operacional do modal. Em complemento, foi modelada uma equação para estimativa de custos unitários de transporte via GNC, tendo como variáveis fundamentais a distância e o volume transportado, o que possibilita a replicação dos resultados para outros contextos e escalas de mercado.

Por fim, foram avaliadas as emissões de gases de efeito estufa associadas à cadeia do GNC, incluindo emissões provenientes dos compressores e do transporte por caminhões. Esse exercício permitiu estimar as emissões dos arranjos logísticos analisados e identificar as principais fontes emissoras. No entanto, a indisponibilidade de dados limitou a análise às emissões de CO₂.

É importante lembrar que desafios técnicos, condicionantes regionais e especificidades das plantas de biometano podem afetar principalmente o CAPEX dos projetos de integração à infraestrutura de gás natural. De modo que, os resultados sobre a logística, os custos e as emissões nos projetos de GNC apresentados neste estudo são altamente propensos às customizações necessárias para atendimento das características específicas de cada caso. Portanto, essas informações podem ser utilizadas mais adequadamente para balizamento de avaliações preliminares em nível conceitual de projeto.

De forma geral, o estudo evidencia que o transporte de GNC pode desempenhar papel estratégico no desenvolvimento do mercado de gás natural e do biometano no Brasil, ao oferecer uma alternativa logística madura, flexível e capaz de apoiar a interiorização da oferta. Os resultados reforçam a aderência dessa solução à expansão do mercado nacional, ao indicar a disponibilização de novas ofertas a custos logísticos relativamente reduzidos em comparação a outros modais, bem como a formação e a ampliação de novos pontos de consumo em mercados locais e regionais. Ademais, o transporte por GNC pode favorecer a integração progressiva do biometano à indústria de gás, inclusive por meio de articulação com infraestruturas existentes, contribuindo para a diversificação do suprimento e para a incorporação de cadeias energéticas com menor intensidade de emissões.

6. Anexo

Coeficientes estimados para as funções de custo parametrizadas no estudo de caso, conforme apresentado na seção 2.3:

$$\text{Custo}(d, V) = 7,45152 \times V^{-0,57572} + 1,17194 \times V^{-0,03485} + a_i \times d \times V^{b_i} + 0,68661 \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

Custo (d, V) – Custo unitário para pré-tratamento, compressão, transporte e entrega de GNC (US\$/MMBtu).

d – Distância entre o ponto de carregamento de GNC e o ponto de entrega (km).

V – Volume de GNC transportado (mil m³/d).

a_i e b_i – Coeficientes de ajuste para transporte de volumes “V” e distâncias “d” parametrizadas.

As funções dos custos de pré-tratamento, compressão e entrega independem da distância percorrida pois se referem a operações estacionárias. Portanto, seus respectivos coeficientes a_{Trat}, b_{Trat}, a_C, b_C, a_E e b_E são constantes.

Os coeficientes a_i e b_i para distâncias rodoviárias parametrizadas estão apresentados na Tabela 12.

Nota-se que os coeficientes b apresentam valores constantes dentro de determinadas faixas de distâncias rodoviárias, pois eles representam o comportamento análogo aos custos unitários dos dados utilizados como referências neste estudo de caso (Tractebel, 2015a).

Tabela 12 - Coeficientes das funções de custos unitários para o transporte rodoviário de GNC

d (km)	a _i	b _i	d (km)	a _i	b _i	d (km)	a _i	b _i	d (km)	a _i	b _i	d (km)	a _i	b _i
10	0,302528	0,000000	330	0,009168	0,000000	650	0,008649	-0,000669	970	0,009639	-0,001562	1290	0,009470	-0,001888
20	0,151264	0,000000	340	0,008898	0,000000	660	0,008685	-0,000669	980	0,009665	-0,001562	1300	0,009398	-0,001888
30	0,100843	0,000000	350	0,008644	0,000000	670	0,008721	-0,000669	990	0,009692	-0,001562	1310	0,009326	-0,001888
40	0,075632	0,000000	360	0,008404	0,000000	680	0,008756	-0,000669	1000	0,009718	-0,001562	1320	0,009255	-0,001888
50	0,060506	0,000000	370	0,008176	0,000000	690	0,008790	-0,000669	1010	0,009745	-0,001562	1330	0,009186	-0,001888
60	0,050421	0,000000	380	0,007961	0,000000	700	0,008825	-0,000669	1020	0,009771	-0,001562	1340	0,009117	-0,001888
70	0,043218	0,000000	390	0,007757	0,000000	710	0,008858	-0,000669	1030	0,009796	-0,001562	1350	0,009050	-0,001888
80	0,037816	0,000000	400	0,007563	0,000000	720	0,008892	-0,000669	1040	0,009822	-0,001562	1360	0,008983	-0,001888
90	0,033614	0,000000	410	0,007636	-0,000669	730	0,008925	-0,000669	1050	0,009847	-0,001562	1370	0,008917	-0,001888
100	0,030253	0,000000	420	0,007686	-0,000669	740	0,008958	-0,000669	1060	0,009873	-0,001562	1380	0,008853	-0,001888
110	0,027503	0,000000	430	0,007735	-0,000669	750	0,008991	-0,000669	1070	0,009898	-0,001562	1390	0,008789	-0,001888
120	0,025211	0,000000	440	0,007783	-0,000669	760	0,009023	-0,000669	1080	0,009923	-0,001562	1400	0,008726	-0,001888
130	0,023271	0,000000	450	0,007830	-0,000669	770	0,009055	-0,000669	1090	0,009948	-0,001562	1410	0,008664	-0,001888
140	0,021609	0,000000	460	0,007877	-0,000669	780	0,009087	-0,000669	1100	0,009972	-0,001562	1420	0,008603	-0,001888
150	0,020169	0,000000	470	0,007923	-0,000669	790	0,009118	-0,000669	1110	0,009997	-0,001562	1430	0,008543	-0,001888
160	0,018908	0,000000	480	0,007968	-0,000669	800	0,009149	-0,000669	1120	0,010021	-0,001562	1440	0,008484	-0,001888
170	0,017796	0,000000	490	0,008013	-0,000669	810	0,009180	-0,001562	1130	0,010045	-0,001562	1450	0,008425	-0,001888
180	0,016807	0,000000	500	0,008057	-0,000669	820	0,009210	-0,001562	1140	0,010069	-0,001562	1460	0,008368	-0,001888
190	0,015923	0,000000	510	0,008100	-0,000669	830	0,009241	-0,001562	1150	0,010093	-0,001562	1470	0,008311	-0,001888
200	0,015126	0,000000	520	0,008143	-0,000669	840	0,009271	-0,001562	1160	0,010116	-0,001562	1480	0,008255	-0,001888
210	0,014406	0,000000	530	0,008185	-0,000669	850	0,009300	-0,001562	1170	0,010140	-0,001562	1490	0,008199	-0,001888
220	0,013751	0,000000	540	0,008226	-0,000669	860	0,009330	-0,001562	1180	0,010163	-0,001562	1500	0,008145	-0,001888
230	0,013153	0,000000	550	0,008267	-0,000669	870	0,009359	-0,001562	1190	0,010187	-0,001562	1510	0,008091	-0,001888
240	0,012605	0,000000	560	0,008308	-0,000669	880	0,009388	-0,001562	1200	0,010210	-0,001562	1520	0,008037	-0,001888
250	0,012101	0,000000	570	0,008347	-0,000669	890	0,009417	-0,001562	1210	0,010097	-0,001888	1530	0,007985	-0,001888
260	0,011636	0,000000	580	0,008387	-0,000669	900	0,009445	-0,001562	1220	0,010014	-0,001888	1540	0,007933	-0,001888
270	0,011205	0,000000	590	0,008426	-0,000669	910	0,009474	-0,001562	1230	0,009932	-0,001888	1550	0,007882	-0,001888
280	0,010805	0,000000	600	0,008464	-0,000669	920	0,009502	-0,001562	1240	0,009852	-0,001888	1560	0,007831	-0,001888
290	0,010432	0,000000	610	0,008502	-0,000669	930	0,009529	-0,001562	1250	0,009774	-0,001888	1570	0,007781	-0,001888
300	0,010084	0,000000	620	0,008540	-0,000669	940	0,009557	-0,001562	1260	0,009696	-0,001888	1580	0,007732	-0,001888
310	0,009759	0,000000	630	0,008577	-0,000669	950	0,009584	-0,001562	1270	0,009620	-0,001888	1590	0,007684	-0,001888
320	0,009454	0,000000	640	0,008613	-0,000669	960	0,009612	-0,001562	1280	0,009544	-0,001888	1600	0,007636	-0,001888

Fonte: Elaboração própria.

Referências

- ABEGÁS. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, 2019. Sistemas de Armazenamento GNV para Veículos Pesados. Disponível em: <<https://www.abegas.org.br/wp-content/uploads/2019/03/09-Sistemas-de-Armazenamento-GNV-para-Ve%C3%ADculos-Pesados-Antonio-Bermudo-AGILITY.pdf>>. Acesso em: 23 mar. 2026.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2024a. Resolução ANP Nº 973, de 26 de julho de 2024. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-anp-n-973-de-26-de-julho-de-2024-574798439>>. Acesso em: 15 jan. 2025.
- _____. _____. 2024b. Resolução ANP Nº 971, de 1º de julho de 2024. Regulamenta a autorização das atividades de acondicionamento e movimentação de gás natural liquefeito a granel, por modais alternativos ao dutoviário, e dá outras providências. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-anp-n-971-de-1-de-julho-de-2024-569294464>>. Acesso em: 15 jan. 2025.
- _____. _____. 2025. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2025. Disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2025>. Acesso em: 20 mar. 2026.
- Ardolino, F.; Cardamone, G. F.; Parrillo, F.; Arena, U., 2021. Biogas-to-biomethane upgrading: A comparative review and assessment in a life cycle perspective. Renewable and Sustainable Energy Reviews. V. 139, 110588. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120308728>> Acesso em: fev. 2025.
- Argonne National Laboratory, 2016. Cradle-To-Grave Lifecycle Analysis of U.S. Light-Duty Vehicle-Fuel Pathways: A Greenhouse Gas Emissions and Economic Assessment of Current (2015) and Future (2025-2030) Technologies. Disponível em: <<https://greet.es.anl.gov/files/c2g-2016-report>> Acesso em: jan. 2025.
- BENDEZÚ, M.A.L, 2009. Avaliação Técnico-Econômico das Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gás Natural. Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica. Rio de Janeiro.
- CIBiogás, 2024. Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás. 2024. Panorama do Biogás no Brasil 2023. Relatório Técnico nº 001/2024. Foz do Iguaçu, CIBiogás, 2024. Disponível em: <<https://materiais.cibiogas.org/panorama-do-biogas-2023>>. Acesso em: dez. 2024.
- DR. BIOGÁS, 2026. Biometano em aterro sanitário funciona? O case GNR Dois Arcos. YouTube, 5 mar. 2026. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=57ihO_52jC0>. Acesso em: 25 mar. 2026.
- ENERSEA. EnerSea Transport Inc., 2026. CNG Technology. Disponível em: <<https://www.enersea.com/understanding-cng>>. Acesso em: 19 mar. 2026.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2020a. Monetização de Gás Natural Onshore no Brasil. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/03/2020.REV1. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/monetizacao-de-gas-natural-onshore-no-brasil>>. Acesso em: 15 jan. 2025.

_____. _____. 2020b. Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/05/2020.REV1. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/monetizacao-de-gas-natural-offshore-no-brasil>>. Acesso em: 15 jan. 2025.

_____. _____. 2022. GNL de Pequena Escala: Estudo de caso no Brasil. Nota Técnica EPE/DPG/2022/06. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-706/NT%20GNL%20Pequena%20Escala_r0.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2025.

_____. _____. 2023. Motorizações alternativas em caminhões e ônibus no Brasil: Contextualização e possíveis trajetórias de inserção. Nota Técnica NT-EPE-DPG-SDB-2023-02. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-782/NT-EPE-DPG-SDB-2023-02_Motoriza%C3%A7%C3%B5es%20alternativas%20na%20frota%20de%20caminh%C3%B5es%20e%20%C3%B4nibus_2023.pdf>. Acesso em: 19 mar. 2026.

_____. _____. 2024a. PIPE 2023 Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-798/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20PIPE%202023.pdf>> Acesso em: jan. 2025.

_____. _____. 2024b. Investimentos e Custos Operacionais e de Manutenção no Setor de Biocombustíveis: 2025 - 2034. Nota Técnica EPE/DPG/SDB/2024/07. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-343/topico-729/NT-EPE-DPG-SDB-2023-07_Investimentos_Custos_O_e_M_Bios_2025-2034.pdf>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____. 2025a. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2024. EPE/DPG/SPG/02/2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2024>>. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____. 2025b. Nota Técnica Metodológica - Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-nacional-integrado-das-infraestruturas-de-gas-natural-e-biometano-pniigb>>. Acesso em: 25 fev. 2026.

_____. _____. 2025c. Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano. Versão para Consulta Pública. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-nacional-integrado-das-infraestruturas-de-gas-natural-e-biometano-pniigb>>. Acesso em: 25 fev. 2026.

_____. _____. 2026. Plano Decenal de Expansão de Energia 2035. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-737/Relat_rio_PDE_2034_e_Anexo_II_Proposi_o_de_Diretrizes_para_elabora_o_do_PDE_2035.pdf>. Acesso em: mar. 2026.

GALILEO. Galileo Technologies, 2026a. Microbox. Disponível em: <<https://www.galileotechnologies.com/pt/produtos/gnc-gnv-veicular/microbox>>. Acesso em 20 mar. 2026.

_____._____. 2026b. Gasoduto Virtual GNC. Disponível em: <<https://www.galileotechnologies.com/pt/solu%C3%A7%C3%B5es/gasoduto-virtual-gnc>>. Acesso em: 23 mar. 2026.

GÁS VERDE, 2026a. Home page. Disponível em: <[https:// gasverde.com.br/](https://gasverde.com.br/)> Acesso em: mar. 2026.

_____._____. 2026b. Biometano: o combustível que acelera a transição energética das empresas. Disponível em: <<https://gasverde.com.br/biometano/>> Acesso em: mar. 2026.

Gasprom, 2025. Carreta de GNC. Disponível em: <<https://gasprom.com.br/equipamentos/-carreta-de-gnc/>> Acesso em: jan. 2025.

Gold Standard, 2024. Methodology for reducing methane emissions from combustion engine exhaust. Disponível em: <https://globalgoals.goldstandard.org/standards/444_V1.0_OTH_Reducing-Methane-Emissions-from-Combustion-Engine-Exhaust.pdf> Acesso em: jan. 2025.

HEXAGON AGILITY, 2025. Mobile Pipeline® TITAN. Disponível em: <https://s3.eu-central-1.amazonaws.com/hexagonassets/MobilePipeline_TITAN_225_510_2024_06-21-155726_khnz_2024-08-19-132630_olgl.pdf>. Acesso em: 23 mar. 2026.

IBTS, 2019. TRANSPORTES NO BRASIL: Panorama e Cenários Prospectivos para atendimento da Contribuição Nacionalmente Determinada. Disponível em: <https://ibts.eco.br/src/uploads/2019/12/transportes-no-brasil_relatorio-de-referencia.pdf>. Acesso em: jan. 2025.

IEA, 2024. Global Gas Security Review 2024. Outubro de 2024. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-gas-security-review-2024>>. Acesso em: 20 mar. 2026.

IPCC, 2016. Task Force on National Greenhouse Gas Inventories. Chapter 3 – Mobile Combustion. Disponível em: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_3_Ch3_Mobile_Combustion.pdf>. Acesso em: fev. 2025.

KNUTSEN. Knutsen OAS Shipping, 2026. PNG® – Knutsen Compressed Natural Gas Technology. Disponível em: <<https://knutsenoas.com/innovation/compressed-gas-technology/>>. Acesso em: 19 mar. 2026.

LUXFER. Luxfer Gas Cylinders, 2026. Our Products. Disponível em: <<https://www.luxfercylinders.com/about/>>. Acesso em: mar. 2026.

MDC Energia, 2026. Operações. Disponível em: <<https://mdcenergia.com.br/operacoes/>>. Acesso em: mar. 2026.

MCTI, 2026. Fatores de emissão MDL/SIN - Fator médio - Inventários corporativos. Disponível em: <<https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>>. Acesso em: mai. 2025.

OpenIA, 2026. Geração de imagem a partir da ferramenta DALL-E 3. Disponível em: <<https://www.chatgpt.com/>>. Acesso em: mar. 2026.

SCANIA, 2026. Caminhões Scania a Gás. Disponível em <<https://www.scania.com/br/pt/home/products/trucks/gas-truck.html>>. Acesso em: mar 2026.

TRACTEBEL. Tractebel Engineering S.A., 2015a. CNG for commercialization of small volumes of associated gas (Vol. 2) (English). Washington, D.C.: World Bank Group. Divulgação: 27 set. 2016.

Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/210571472125529218/CNG-for-commercialization-of-small-volumes-of-associated-gas>>. Acesso em: 18 out. 2024.

_____. _____. 2015b. Mini and micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas (Vol. 2) (English). Washington, D.C.: World Bank Group. Divulgação: 18 jan. 2017. Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/25919>>. Acesso em: 31 ago. 2022.

TRS. Traxport Rail Services, 2025. Harnessing Clean Power: Transforming Nigeria's Freight Rail with LNG and CNG Locomotives. Disponível em: <<https://www.traxportrailng.com/post/harnessing-clean-power-transforming-nigeria-s-freight-rail-with-lng-and-cng-locomotives>>. Acesso em: 19 mar. 2026.

ULTRAGAZ, 2024. Reuniões técnicas com a EPE. Novembro de 2024 e Janeiro de 2025.

WORLD BANK, 2021. GGFR Technology Overview: Utilization of Small-Scale Associated Gas (English). Washington, D.C.: World Bank Group. Divulgação: 01 dez. 2021. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/469561534950044964>>. Acesso em: 04 jun. 2025.