



Latin American Journal of Energy Research – Lajer (2025) v. 12, n. 1, p. 53–67  
<https://doi.org/10.21712/lajer.2025.v12.n1.p53-67>

## Otimizando as redes de distribuição de gás natural – um resumo do estado da arte de projetos mundiais e brasileiros usando o biometano e hidrogênio

### *Optimizing natural gas distribution networks – a brief state of the art of worldwide and brazilian projects using hydrogen and biomethane*

Vanessa Meloni Massara<sup>1,\*</sup>, Miguel Edgar Morales Udaeta<sup>2</sup>, André Luiz Veiga Gimenes<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Pesquisadora Doutora em Energia, Universidade de São Paulo, SP, Brasil

<sup>2</sup> Professor do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, Brasil

\*Autor para correspondência, E-mail: vanessamelonimassara@gmail.com

Received: 23 January 2025 | Accepted: 11 February 2025 | Published online: 15 April 2025

**Resumo:** Visando a transição energética, o Brasil, assim como o mundo inteiro, pretende tornar sua matriz energética mais limpa. Este trabalho aborda, como a questão do uso de infraestrutura de gás natural já consolidada pode ser adaptada a uma combinação com hidrogênio, no caso específico do Brasil, primeiramente, por meio do uso de gás natural combinado com biometano. Para tanto, é realizada uma revisão bibliográfica de projetos existentes no mundo e no Brasil. A conclusão é que, no caso brasileiro, dada a exigência da lei, a injeção de hidrogênio até 2025 será de 5% e até 2050, de 10%, utilizando uma rede de gás natural existente, mas, começando com a introdução do biometano e sendo necessária uma revisão técnica da condição dessa infraestrutura para esse fim.

Palavras-chave: gás natural; rede de distribuição; biometano; hidrogênio; Brasil.

**Abstract:** Aiming for the energy transition, Brazil, like the entire world, intends to make its energy matrix cleaner. This paper addresses, how the issue of using already consolidated natural gas infrastructure can be adapted to a combination with hydrogen, in the specific case of Brazil, first, through the use of natural gas combined with biomethane. To this end, a bibliographical review of existing projects in the world and Brazil is carried out. The conclusion is that, in the brazilian case, given the requirement of the law, the injection of hydrogen by 2025 will be 5% and by 2050, 10%, using an existing natural gas network, but, beginning with the and requiring a technical review of the condition of this infrastructure for this purpose.

**Keywords:** natural gas; distribution network; biomethane; hydrogen.

## 1 Introdução

A mistura de hidrogênio em gasodutos existentes parece ser uma alternativa potencial para transportar hidrogênio economicamente, usando redes de gás natural. No entanto, várias questões devem ser consideradas ao misturar hidrogênio em redes de transporte e distribuição de gás natural (GN). O hidrogênio tem propriedades físicas e químicas diferentes do gás natural, incluindo tamanho menor e peso mais leve, o que requer pressões operacionais mais altas para fornecer a mesma quantidade de energia que o gás natural (IEA, 2019). Além disso, o pequeno tamanho molecular do hidrogênio e a menor energia de ignição o tornam mais propenso a permear através de materiais e vedações de gasodutos, levando à degradação, e seus limites de inflamabilidade mais amplos o tornam um risco à segurança quando ocorrem vazamentos (EC, 2022).

Ou seja, a questão-chave no transporte de hidrogênio misturado com GN é se os gasodutos existentes podem ser usados, considerando os limites de concentração de hidrogênio e as mudanças correspondentes do gás misturado devido à pressão operacional.

Um dos maiores problemas na inserção de hidrogênio em gasodutos de GN é a possibilidade de enfraquecimento do material, o que deve ser estudado através do índice HEE (*Hydrogen Environment Embrittlement*), que compara a resistência de um material quando submetido ao hidrogênio. Também é

relevante notar que a quantidade de energia transmitida, que é calculada multiplicando a vazão operacional padronizada pelo poder calorífico da mistura, é diferente para H<sub>2</sub>. Ao utilizar hidrogênio puro, a transmissão de energia é aproximadamente 3,3 vezes menor do que ao utilizar metano. Em outras palavras, quanto menor a concentração de hidrogênio na mistura, maior a transmissão de energia, para a mesma vazão e pressão.

Em suma, em condições normais, o poder calorífico do metano por metro cúbico é três vezes maior que o do hidrogênio. No entanto, devido a um fluxo mais rápido de hidrogênio, a capacidade de transporte de energia é apenas um pouco menor, em comparação ao gás natural de alto poder calorífico (IEE, 2024).

Em geral, os estudos mostram que uma injeção de até 10% de hidrogênio na rede de GN, não representa problemas para o material em gasodutos existentes e aparelhos domésticos em usos finais quando se trata de distribuição; no entanto, o transporte (fase anterior à distribuição) requer maior pressão e volume, além de pontos de armazenamento. Portanto, a questão da inserção do hidrogênio ainda depende de estudos e testes de viabilidade técnica e financeira (Cristello et al, 2023).

A Comissão Européia (CE) espera que 1,3 milhão de toneladas de hidrogênio verde sejam misturadas à rede de gás natural até 2030 (Jones e Yen, 2023).

No Brasil, a expectativa é que até 2032 seja adicionado um percentual mínimo de 5% de hidrogênio à malha de gasodutos, e 10% até 2050 (Brasil, 2022).

## 2 Metodologia

O artigo se concentra em uma breve revisão de políticas e projetos que visam introduzir diferentes percentuais de hidrogênio e biometano nas redes de gás natural existentes, considerando essa fonte de energia como essencial na transição energética e descarbonização das matrizes energéticas no mundo e, em particular, no Brasil.

### 2.1 Especificação do problema e formulação da pesquisa e seu desenvolvimento

Visando organizar informações de como alguns países e em especial, o Brasil, vêm abordando a questão de uma matriz energética mais limpa, com base na introdução do biometano e do hidrogênio e especialmente, utilizando o mix com o gás natural e consequentemente toda uma infraestrutura de dutos já estabelecida, este artigo, tem por objetivo, apresentar um breve estado da arte com foco nos requisitos técnicos e de características dos dutos para esse fim.

Desta forma, foram desenvolvidas duas vertentes de pesquisa, partindo das fontes de hidrogênio e biometano, conforme mostrado no diagrama da Figura 1.

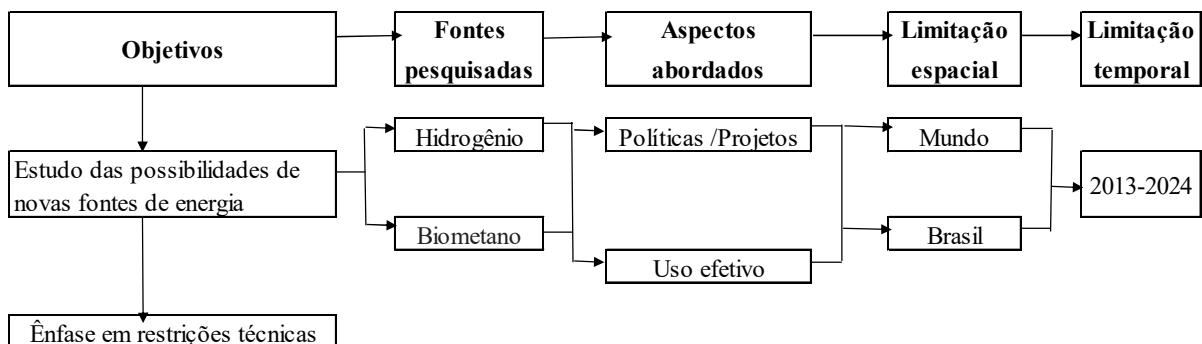


Figura 1. Metodologia aplicada ao estudo.

Em resumo, os objetivos da pesquisa bibliográfica foram coletar informações nas áreas de testes e introdução efetiva do hidrogênio e do biometano misturados ao gás natural, no mundo e no Brasil, no período de 2013-2024, visando:

- Apresentar o que tem sido feito quanto as possibilidades de injeção na rede de gás natural existente;
- Verificar restrições e benefícios.

Assim, o objetivo central é, o de reunir as práticas para injeção de biometano e hidrogênio nas redes de gás natural existentes no mundo e, como objetivos específicos, demonstrar o que tem sido feito nesse sentido no Brasil.

### 3 Misturas nas redes de gás natural ao redor do mundo

Partindo da premissa de que o gás natural garante segurança energética, que sua rede de transporte e distribuição já está consolidada e que pode se tornar mais limpo quando combinado com fontes verdes, este texto apresenta os estudos já realizados e em andamento, combinando biometano e hidrogênio com GN.

Essa mistura permite o uso da infraestrutura inicialmente, sem a necessidade de adaptação do material dos gasodutos e seus equipamentos (com válvulas) e em um segundo momento, utilizando hidrogênio e, assim, exigindo verificações de segurança quanto às características da rede projetada para gás natural.

#### 3.1 Biometano na mistura com gás natural

##### 3.1.1 Panorama no mundo

A produção de biometano teve um crescimento considerável nos últimos dez anos, atingindo um total de 1.023 plantas de produção em 2021 (EBA, 2022).

Em abril de 2023, a Europa atingiu um total de 1.322 plantas de produção de biometano. Essas 299 novas plantas são quase 30% a mais do que as relatadas na última edição deste mapa em 2021.

Comparado com dados anteriores, o número de plantas na Europa aumentou acentuadamente: 483 plantas em 2018, 729 em 2020 e 1.023 em 2021.

A Europa já produz mais de 3,5 bilhões de metros cúbicos (bcm) de biometano. Isso corresponde a uma taxa de crescimento da produção de 20% em 2022 (EBA, 2022; EC, 2024).

Além disso, o relatório mostra que mais de 75% das plantas atuais já estão conectadas às redes de transmissão ou distribuição. Em termos de uso de matéria-prima, há uma tendência clara para resíduos agrícolas, resíduos urbanos orgânicos e lodo de esgoto.

Os países com maior crescimento na produção de biometano em 2024 são França (2.130 GWh), Dinamarca (1.642 GWh) e Alemanha (1.553 GWh). Em termos absolutos, os maiores produtores de biometano em 2021 foram Alemanha (12.753 GWh), Reino Unido (6.183 GWh), Dinamarca (5.683 GWh), França (4.337 GWh), Holanda (2.374 GWh) e Itália (2.246 GWh) (EC, 2024).

Esses dados são confirmados pela European Biogas Association, detalhando que, na União Europeia, existem mais de mil plantas em operação, e o setor cresceu 387% desde 2011. Apenas na França, há 921 plantas em construção. Na Dinamarca, 25% do gás natural já é biometano, enquanto na Suécia esse número chega a 20% (EBA, 2022; 2024).

A Parceria Industrial do Biometano (Biomethane Industrial Partnership, BIP em inglês) foi lançada em 28 de setembro de 2022. Ela visa apoiar o cumprimento da meta anual da UE para 2030.

A Comissão da UE trabalha em estreita colaboração com os países que a compõem para apoiá-los no desenvolvimento de estratégias nacionais para a produção de biometano e promover a cooperação com os países vizinhos, incluindo a Ucrânia (CE, 2024).

A Rede Européia de Operadores de Sistemas de Transmissão de Gás (ENTSOG, 2022) apresentou um Roteiro 2050 para a descarbonização da infraestrutura de gás na Europa como uma contribuição para o Acordo Verde Europeu. Este roteiro mostra que as redes de gás podem ser descarbonizadas e que o biometano será uma parte importante da transição energética. A rede de gás forneceria gás natural descarbonizado ou hidrogênio para aplicações de transporte e industriais (ENTSOG, 2022). Nessa configuração de rede, a produção de gás é descentralizada, com biometano produzido no local por meio de digestão anaeróbica ou gaseificação térmica de matéria-prima renovável e sustentável (IEA, 2019).

Nos Estados Unidos, a capacidade instalada de biogás é de cerca de 2 GW, distribuída em mais de 500 projetos. O governo americano prevê incentivos fiscais de até 30% do valor do investimento para novos projetos no segmento, segundo o US Department of Energy (Energy.gov, 2024).

O biometano é um combustível que tem composição semelhante ao gás natural e pode ser alimentado na mesma rede já utilizada pelas distribuidoras. É obtido do biogás por meio de um processo de purificação que reduz o teor de dióxido de carbono e água e remove o gás sulfídrico. O resultado é um composto com teor de metano superior a 90%, o que permite que seja utilizado de forma semelhante ao gás natural (Bahiagas, 2024).

O biogás é uma mistura de vários gases que são produzidos durante a decomposição de material orgânico, incluindo gás metano (CH<sub>4</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), vapor de água (H<sub>2</sub>O), sulfeto de hidrogênio (H<sub>2</sub>S), amônia (NH<sub>3</sub>) e outros gases que ocorrem em proporções menores que 1%.

De todos os gases contidos no biogás, apenas um elemento é combustível. Este é o gás metano. Após os processos de purificação e limpeza, é possível isolar o metano, que pode ser chamado de biometano.

Se o biometano tiver as mesmas especificações técnicas do gás natural (GN), conforme definido pela ANP, pode ser chamado de “Gás Natural Renovável” (GNR).

O biometano é obtido a partir da purificação do biogás, processo no qual o alto teor de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) é removido da composição e outros componentes (gás de enxofre e teor de água) para produzir um gás com mais de 90% de metano.

Sua cadeia produtiva inclui:

- Matéria-prima baseada em resíduos orgânicos vegetais, animais ou urbanos;
- Esses resíduos são colocados em um chamado biodigestor, que realiza a decomposição anaeróbica do material orgânico. Essa decomposição ocorre graças à ação de bactérias;
- Os produtos da primeira parte do processo químico são o biogás e o biofertilizante (composto líquido);
- O biogás contém de 50% a 70% de metano e de 30% a 45% de carbono. Por isso, ele passa pelo processo de purificação em que o carbono é removido para produzir o biometano.

Vale ressaltar a comparação com o gás natural, que é uma mistura de hidrocarbonetos leves [compostos orgânicos constituídos exclusivamente por átomos de hidrogênio (H) e carbono (C) e outros compostos químicos orgânicos e inorgânicos. O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves e outros compostos químicos orgânicos, incluindo Metano (CH<sub>4</sub>) - o principal componente do gás natural; Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>); Propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>); Butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>); Pentano (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) e seus respectivos isômeros.

### 3.1.2 Panorama no Brasil

O programa nacional de redução de emissões de metano, o Metano Zero, prevê um investimento de mais de R\$ 7 bilhões para a construção de novas usinas. A discussão começou em 2018 com o projeto RenovaBio<sup>1</sup> (2018) e o projeto Reidi<sup>2</sup> (2022) (IPEA, 2022).

Ou seja, ambos os projetos visam promover o uso do biometano pelas concessionárias de distribuição de gás canalizado. Esse é o principal objetivo da parceria firmada no início deste mês pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás (Abegás) e pela Associação Brasileira do Biogás (Abiogás).

O Programa Nacional do Biometano seria, portanto, acompanhado de um compromisso de mistura de uma quantidade mínima de gás renovável (inicialmente 1% do total de gás comercializado, mas com curva crescente de até 10% do volume a ser determinado pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE) (IPEA, 2022).

A estratégia é obrigar quem fornece o gás (seja nacional ou importado) a cumprir o mandato, e não a distribuidora ou transportadora de gás canalizado.

Uma das reivindicações da Abiogás é a flexibilização dos ciclos tarifários para os fornecedores estaduais de gás.

A Abiogás também defende, entre outras medidas relacionadas à infraestrutura (Abiogás, 2024):

- Promoção e incentivos fiscais para a interligação de diferentes produtores em *clusters* (*hubs*) para alcançar economias de escala que permitam soluções de escoamento da produção no interior do país, em regiões sem acesso a sistemas de distribuição e transporte;
- Estabelecimento de corredores de suprimento para aumentar a demanda por meio da substituição do diesel em veículos pesados;
- Aprimoramento das regras para o intercâmbio comercial e operacional de biometano entre as diferentes áreas de concessão de São Paulo.

A Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (Arsep) esclarece que, a regulação no estado de São Paulo foi aprimorada e permite a inclusão de investimentos para conexão de produtores de biometano à rede de distribuição de gás e para atendimento direto entre produtor-concessionário-usuário, desde que esses investimentos tenham demonstrado prudência, viabilidade técnica e econômica e modicidade tarifária (Arsep, 2024).

Um exemplo recente é a Decisão Arsep nº 1.439 de agosto de 2023, que aprovou o “Termo de Uso de Interconexão” a ser firmado entre a Companhia de Gás de São Paulo (Comgás) e a Raízen-Geo Biogás Costa Pinto Ltda. Este plano permitirá a injeção de aproximadamente 71.000 mm<sup>3</sup> de biometano por dia

<sup>1</sup> O objetivo do projeto RenovaBio é garantir previsibilidade para o mercado de combustíveis, induzindo ganhos em eficiência energética e redução de emissões de gases de efeito estufa na produção, comercialização e uso de biocombustíveis.

<sup>2</sup> O projeto Reidi isenta de cobrança de impostos a obtenção de produtos e serviços oriundos de projetos aprovados pelo Ministério de Minas e Energia, entre eles o biometano.

diretamente na rede de distribuição de gás da Comgás para atendimento a usuários cativos e autônomos, neste caso sem custos de transporte.

É importante ressaltar que a iniciativa da produtora de se conectar à rede de gás foi possível após amplo debate com a empresa, que resultou na Portaria n.º 1.342/2022, que dispõe sobre as condições para a distribuição de biometano na malha de gasodutos do Estado de São Paulo (Artesp, 2024).

De acordo com o levantamento nacional de usinas de biogás e biometano realizado pelo CIBiogás (2022), o número de usinas em operação aumentou de 653 em 2020 para 755 em 2021. Isso representa um crescimento de 16% em nível nacional.

Um estudo realizado em 2022 pela Associação Brasileira de Empresas de Gás (Abegás, 2024) e pela Associação Brasileira de Biogás (Abiogás, 2024) estima que a capacidade de produção de biometano do Brasil atingirá 2,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2027.

A produção brasileira de biometano é da ordem de 400 mil metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/dia), mas a Abiogás (2023) estima que esse volume deve aumentar significativamente nos próximos anos.

Existem 14 plantas de biometano em operação nos estados do Ceará, Minas Gerais, Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Com 15 usinas, São Paulo é o estado com mais novos projetos, seguido pelo Rio Grande do Sul. Novos projetos também estão sendo planejados no Rio de Janeiro, Pará, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Amazonas.

Essa infraestrutura produz 400 mil m<sup>3</sup>/dia, mas alimenta apenas 100 mil m<sup>3</sup>/dia na malha de gasodutos, o que corresponde a 1% do potencial de produção, sendo possível atingir um total de 100 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Segundo a Associação (Abiogás, 2024), já foram anunciadas 25 novas usinas no país, com capacidade de produção em torno de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia. As novas plantas devem demandar investimentos de R\$ 60 bilhões até 2030. A Abiogás estima que o potencial total do setor pode chegar a 120 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O levantamento da Abegás e da Abiogás mapeou 27 novas unidades de biometano que podem ser ativadas no país, em curto prazo. O estado de São Paulo lidera com 15 plantas, seguido pelo Rio Grande do Sul com 6.

Ambas as associações afirmam que a produção nacional de biometano chegará a 2,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2027. Desse total, 1,3 milhão de m<sup>3</sup>/dia deverá ser proveniente do biogás produzido no setor sanitário (por exemplo, em aterros sanitários). O segmento sucroenergético deverá responder por 700 mil m<sup>3</sup>/dia e o segmento agroindustrial por mais 200 mil m<sup>3</sup>/dia.

Ainda conforme a Abiogás, o Brasil, o setor tem crescido a uma taxa anual de 20%, mas a capacidade atual representa apenas 3% do potencial brasileiro. Além disso, apenas 16% do biogás produzido provém de resíduos da agroindústria, e 22% do biogás é utilizado como biometano (Abiogás, 2024).

Somente no São Paulo estima-se que a produção de biometano pode atingir os 6,4 milhões de metros cúbicos por dia ou 2,3 bilhões de metros cúbicos por ano (ANP, 2024).

A “Lei do Gás” e seu decreto regulatório estipulam que “gases que são intercambiáveis” com gás natural, como hidrogênio e biometano, são tratados como equivalentes para fins regulatórios. Portanto, a tendência de substituir o gás natural por outros tipos de combustíveis gasosos sustentáveis é um processo gradual (IPEA, 2022).

Um ponto a ser enfatizado, é a NBR16837-1 (ABNT, 2023), que trata dos requisitos para introdução de biometano em redes de gás natural, mas ainda apresenta lacunas em termos de testes práticos sobre diferentes proporções de hidrogênio e seus efeitos, em redes de transmissão/distribuição de gás natural.

A seguir está a descrição das concessionárias que testaram a injeção de biometano em suas redes de gás natural.

### 3.1.2.1 A mistura do gás natural com o biometano pelas concessionárias de GN

O primeiro projeto de alimentação de biometano<sup>3</sup> na rede de distribuição no Brasil foi desenvolvido no estado do Ceará pela CEGÁS. Desde 2018, a GNR Fortaleza firmou uma parceria entre a Marquise Ambiental e a Ecometano e alimenta a rede da Cegás com o gás produzido no aterro municipal oeste de Caucaia, na região metropolitana de Fortaleza (Cegás, 2024; IPEA, 2022).

<sup>3</sup> Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o biometano é um biocombustível gasoso constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do biogás (gás originário da digestão anaeróbica de matéria orgânica), que atende às especificações estabelecidas pelas resoluções vigentes, conforme as Resoluções ANP nº 886, de 29 de setembro de 2022 e nº 906, de 18 de novembro de 2022.

O biometano distribuído pela empresa é proveniente do aproveitamento de resíduos sólidos do aterro municipal de Caucaia, localizado na região metropolitana de Fortaleza. A GNR Fortaleza aumentou recentemente sua produção em 20% para cerca de 100 mil metros cúbicos de biometano por dia.

Em outubro de 2023, a Faculdade da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) concedeu à empresa GNR Fortaleza Valorização do Biogás Ltda. uma autorização especial para a realização de um projeto piloto com duração de seis meses para avaliação da qualidade da mistura biometano/gás natural na rede de abastecimento de gás do Ceará (Cegás, 2024).

Devido ao aumento do teor de nitrogênio do aterro, o biometano puro que sai do local da GNR apresenta as características de índice de Wobbe e maior poder calorífico, que estão fora das especificações estabelecidas pela ANP na Resolução n.º 886/2022. Portanto, a proposta aprovada pela ANP é realizar um controle de qualidade no local da Cegás após a mistura do biometano com o gás natural para atender à especificação. O consumidor final receberá essa mistura com todos os valores especificados e a ANP receberá mensalmente os dados de qualidade do biometano puro e da mistura de gás natural e biometano (Cegás, 2024; IPEA, 2022).

Em meados de 2024, o gás renovável respondeu por quase 15% do volume distribuído pela concessionária no Ceará.

No Rio Grande do Sul, a Sulgás e a Sebigas Cótica celebraram no final de 2022, o primeiro contrato de fornecimento de biometano no Rio Grande do Sul em um projeto para estação de tratamento integrado de resíduos de grande porte, com capacidade para receber resíduos da agroindústria para transformação em biocombustível. O acordo foi resultado da chamada pública para aquisição de biometano, lançada pela Sulgás em 2020.

O volume inicial para os cinco primeiros anos do contrato de fornecimento com a Sulgás é de 15 mil m<sup>3</sup>/dia, com início em 2024 e possibilidade futura de expansão da capacidade para 30 mil m<sup>3</sup>/dia a partir do sexto ano.

O prazo inicial de vigência do contrato está previsto para 10 anos, contados a partir do início do fornecimento.

O método consiste em, após um processo de purificação, o gás transformado em biometano será injetado na rede canalizada da Sulgás, misturando-se ao gás natural (Sulgás, 2024).

No Estado de São Paulo, uma parceria entre a Necta Gas/ Gas Brasiliano e a Usina Cocal deu início, em 2022, à operação do primeiro gasoduto exclusivo para transporte de biometano do Brasil, que inicia o abastecimento das atividades industriais na região de Presidente Prudente (SP).

Foram construídos aproximadamente 65 km de rede de distribuição (51 km em aço e 14,5 km em polietileno) para interligar a fonte de abastecimento, a Usina Cocal, em Narandiba, ao mercado consumidor industrial, em Presidente Prudente (SP).

Com investimento total de R\$ 180 milhões, o projeto conta com aproximadamente 65 km de rede de distribuição, que conecta a Usina Cocal, em Narandiba, ao mercado consumidor industrial, em Presidente Prudente.

Do total investido, R\$ 30 milhões foram destinados à construção da rede de distribuição e R\$ 150 milhões à construção da planta de biogás para produção de biometano.

A capacidade do projeto é de até 25 mil metros cúbicos por dia de biometano, produzido a partir do processamento de resíduos nobres da cana-de-açúcar, como vinhaça, palha e torta de filtro.

O projeto conta ainda com a parceria da Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do Estado de São Paulo (SIMA) e o apoio da Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP) (Necta Gás Natural, 2024).

Também no Estado de São Paulo, a Naturgy, controladora das distribuidoras CEG, CEG Rio e São Paulo Sul, estuda o desenvolvimento de projetos de redes de distribuição abastecidas 100% com biometano. A ideia é criar tipos de “municípios verdes”, abastecidos integralmente por gás natural renovável.

O município, na Serra Fluminense, agora é alvo de um projeto estruturante – que consiste em transportar gás natural comprimido (GNC) ou gás natural liquefeito (GNL) por meio de caminhões, para antecipar o fornecimento de gás a um determinado mercado até a chegada da rede principal (Naturgy, 2024).

Ainda em São Paulo, a concessionária Comgás constrói ligação à rede de distribuição da Comgás no aterro de Caieiras.

A Orizon Valorização de Resíduos também tem planos de injetar biometano na rede da distribuidora, para suprir a demanda do polo industrial de Paulínia.

A meta da Comgás é reduzir anualmente as emissões de GEE por quilômetro de rede de distribuição e tornar a Comgás Net Zero em emissões de GEE até 2025 (redução das emissões em 6% em 2021 e 11% em 2022 (Comgás, 2024).

Em 2024, foram distribuídos 70 mil m<sup>3</sup>/dia de biometano. Para 2026, espera-se que o biometano seja pelo menos 2% do volume de gás distribuído pela Comgás.

A Companhia Paranaense de Gás (Compagas) e o Consórcio Intermunicipal de Gestão de Resíduos Sólidos Urbanos (Conresol) assinaram um protocolo de intenções em 2022, para avaliar o potencial de utilização de resíduos sólidos urbanos (RSU) na produção de biometano e sua distribuição por rede de gás canalizado aos seus usuários.

A Compagas avança na inclusão do biometano em sua rede de distribuição como parte de seu compromisso com a sustentabilidade. O novo contrato de concessão, assinado em dezembro de 2022, propõe o desenvolvimento de um plano de expansão com base no potencial produtivo do biogás e do biometano, permitindo a expansão do uso do gás canalizado em diferentes regiões, bem como a implantação de redes de distribuição isoladas a partir de combustível renovável.

A primeira iniciativa da Compagas para a inclusão do biometano na rede de distribuição foi a Chamada Pública CPBIO25, em andamento desde o final de 2022. O avanço desse processo envolve a negociação dos primeiros contratos de compra do combustível renovável, que será distribuído a partir de 2025 aos clientes (Compagas, 2024). Em 2024, a empresa criou a proposta de um plano de investimentos no período 2024-2029, visando a participação do biometano na distribuição do GN, com injeção inicial de 15% e extensão de redes em parceria com a empresa H2A, para o fornecimento de 20 mil metros cúbicos/dia a partir de julho de 2025; ressaltasse no Estado, com incentivo tributário para a distribuição de biogás e biometano, baseado no adiamento do pagamento de ICMS para produtores e crédito de 12% para distribuidoras desses tipos de gases.

Em julho de 2022, a Bahiagás, abriu Chamada Pública para aquisição de Biometano. O edital de abertura da Chamada foi lançado em maio passado, com o objetivo de acolher manifestações de interesse de produtores locais, para compor o portfólio de novos fornecedores da Companhia, buscando ampliar e diversificar suas fontes de suprimento, aumentando a confiabilidade no fornecimento e a competitividade do uso do gás como fonte energética no estado. A distribuidora de gás canalizado na Bahia pretende adquirir pelo menos 2 mil m<sup>3</sup>/dia do insumo em regime firme, com início do fornecimento até janeiro de 2025.

A planta de biometano deve estar localizada, prioritariamente, em municípios onde a Bahiagás já possua redes de distribuição, ou onde redes estejam em fase de implantação (Bahiagás, 2024).

A pernambucana Copergás, abriu em maio de 2023, a primeira etapa da concorrência, que recebeu quatro propostas para fornecer um volume mínimo de 3 mil metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/dia), a partir de 2024.

O biometano a ser contratado pela Copergás pode vir do setor sucroalcooleiro de Pernambuco e de aterros sanitários. Segundo ele, o produto renovável permitiria à concessionária não só internalizar o gás no estado, mas também reduzir a dependência da importação de gás natural liquefeito (GNL).

Além do biometano, a Copergás também tem planos de explorar o hidrogênio verde (H2V). A distribuidora estuda uma parceria com a francesa Qair para um projeto piloto de produção de H2V no Porto de Suape. A ideia é injetar hidrogênio renovável na rede de distribuição da concessionária, embora ainda não tenha sido definido com certeza, a utilização do mix (gás e hidrogênio) na rede existente com suas devidas adaptações ou se será desenvolvida, uma rede dedicada para o hidrogênio.

A Qair já possui um memorando com o governo de Pernambuco para a instalação de outro projeto de produção de H2V, ainda que em larga escala (Copergás, 2024).

### **3.2 Hidrogênio na mistura com o gás natural**

O hidrogênio pode ser transportado em novos gasodutos especiais ou por gasodutos existentes, misturando-o com gás natural. Ao misturar com hidrogênio, tecnologias também podem ser usadas para separar o hidrogênio no ponto final de uso.

A ideia não é de todo nova; já em 2010 foram realizados muitos estudos técnicos e análises de custos da mistura de hidrogênio por países como os Estados Unidos e a Alemanha, onde os principais desafios da abordagem foram claramente delineados.

Assim, em primeira análise, hidrogênio gasoso pode ser transportado através de gasodutos da mesma forma que o gás natural vem sendo distribuído; aproximadamente 2.575 km de gasodutos de hidrogênio estavam operando no final de 2023 nos Estados Unidos (Energy Gov, 2024).

### 3.2.1 Panorama no mundo

Como parte da integração do hidrogênio nas redes de transporte/distribuição de gás natural, os seguintes projetos devem ser destacados.

No Reino Unido:

- Projeto HyDeploy, com uma mistura de 20% de H<sub>2</sub> na rede de transporte e testes na rede de distribuição da Universidade de Keele, também em torno de 20% (Epri, 2019; HyDeploy, 2023).
- Projeto H21, com estudos sobre o uso de hidrogênio puro (100%) na rede de distribuição
- Hy4Heat, um projeto de estudo sobre o impacto do hidrogênio puro (100%) em eletrodomésticos.

No Canadá:

- Projeto Fort Saskatchewan Hydrogen Blending Project (Atco, 2024), com estudos sobre a mistura de 5% de hidrogênio no sistema de distribuição de gás natural que atende usos residenciais e comerciais na área de Fort Saskatchewan;
- Enbridge e Cummins Hydrogen Blending Project, com a injeção de 2% de hidrogênio na rede de distribuição de gás natural nas cidades de Markham, Ontário (CGA, 2022).

Nos Estados Unidos:

- Hyblend, um projeto que investiga várias porcentagens de injeção de hidrogênio em redes de transmissão/distribuição de gás natural (EERE 2023);
- Hawaii Gas: desde a década de 1970, uma mistura média de cerca de 12% de hidrogênio de uma planta de produção de gás natural sintético foi introduzida na rede de gás de Oahu (Havaí) (Topolsky et al, 2022).

Em Portugal:

- Existem estudos sobre a introdução de 15% de hidrogênio na rede de distribuição de gás natural (EM-H2, 2023).

Na França:

- O GRHYD é um estudo sobre a injeção de 20% de hidrogênio na rede de distribuição de gás natural (GRHYD, 2024).

Na Itália:

- Está em estudo a introdução de 10% de hidrogênio na rede de transporte de gás natural (Snam, 2023).

Como exemplo de estudo acadêmico, Guzzo et al. (2022) examina cada componente de uma rede de distribuição e, em particular, os tubos de acordo com a padronização italiana (UNI) para garantir o padrão fluidodinâmico do gás fornecido dependendo do teor de hidrogênio do gás natural e se eles operam em uma determinada faixa de pressão e velocidade.

Na Turquia:

- Projeto Cleargas Turkey, avaliação da introdução de 20% de hidrogênio na rede de distribuição de gás natural (Cleargas Turkey, 2024).

Na Austrália:

- HyP AS (2023), estudo sobre a injeção de 5% de H<sub>2</sub> em uma rede de distribuição de gás natural.

Na Dinamarca:

- Projeto HyPas para injeção de 15% H<sub>2</sub> na rede de distribuição de gás natural na cidade de Varde (HyPAS, 2023).

Na Irlanda:

- Conforme o relatório do International Gas Union (IGU, 2024), o país quer até 2045, chegar a 100% de transporte de gases renováveis, onde antes era transportado somente o GN. Para tal, vêm estudando sua demanda por gás natural e pretende em uma primeira fase, até 2027 introduzir uma pequena extensão de rede de biometano com um ponto de injeção à rede já existente; em segunda fase até 2032, criar mais 2 pontos de injeção de biometano e introduzir um pequeno trecho de rede e um *cluster* de hidrogênio na rede; em terceira fase até 2040, aumentar as redes de biometano e hidrogênio, totalizando 5 pontos de injeção do primeiro e 5 *cluster* de hidrogênio, e ao final de 2025, apenas utilizar novas redes de hidrogênio e biometano, tendo convertido toda a rede de GN à essas duas fontes.

Na Alemanha:

- O projeto do Zuse Institute Berlin (ZIB, 2021) destaca o estudo baseado na mecânica dos fluidos que considera um modelo de propagação de hidrogênio e seu impacto nos nós da rede para uma

mistura de 10% de hidrogênio e gás natural; a política alemã “National Hydrogen Strategy (NHS)” também destaca a relevância dos estudos sobre este tópico;

- O relatório do Instituto Fraunhofer alemão para Economia de Energia e Tecnologia de Sistemas de Energia (IEE, 2022) destaca que a norma EN 16726 de 2019 afirma: “Atualmente, não é possível definir um valor limite universal para hidrogênio para todas as áreas da infraestrutura de gás europeia, portanto, uma análise caso a caso é recomendada”;

O mesmo relatório do IEE (2024) enfatiza que estudos sobre o desenvolvimento quantitativo de H2 até 2050 são necessários, com base em questões como as seguintes:

- Análise da sensibilidade tecnológica das infraestruturas da UE e suas restrições à mistura de H2;
- Pesquisa dos custos de ajuste técnico em diferentes níveis de mistura (0%, 5%, 10% e 20%) projetados para 2030 e como esse ajuste afetará os preços ao usuário final.
- Necessidade de uma visão geral das emissões em 2030, comparando 3 situações: H2 verde, H2 azul e H2 cinza.

A partir desta breve visão geral, fica claro que muitos países caminhando em direção à descarbonização estão investigando a inclusão de H2 em suas redes de gás natural. No entanto, resultados efetivos ainda não são conhecidos.

### **3.2.2 Panorama no Brasil**

Assim como descrito nos países europeus e norte-americanos, o Brasil também se esforça para tornar o uso do gás natural mais limpo. Como o uso do biometano como um dos componentes do chamado biogás pode ser considerado consolidado no país, o país está se concentrando em alimentar essa fonte de energia nas redes de gás natural.

No caso do hidrogênio, há uma lei que estipula uma mistura de 5% nas redes de gás natural até 2025, mas estudos e projetos nesse sentido ainda são incipientes.

O Estado do Ceará, em 2021, se destacou pela iniciativa do Governo Estadual em criar o primeiro polo nacional de H2V, localizado no Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP), sendo seguido pelos estados de Pernambuco, Rio de Janeiro, Bahia e Minas Gerais.

#### **3.2.2.1 A mistura do gás natural com o hidrogênio**

Em 2005, ocorreu a primeira ação do Governo Brasileiro, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME) para o uso do H2, com o lançamento do Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil.

Em 2010, o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI) e o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) apresentaram os principais gargalos nacionais identificados (IPEA, 2022).

Em 2018, foi publicado um estudo sobre o hidrogênio como fonte renovável no relatório: “Plano de Ciência, Tecnologia e Inovação em Energias Renováveis e Biocombustíveis 2018-2022” (IPEA, 2022).

Em 2020, o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE) enfatiza questões relativas à qualidade, segurança, infraestrutura de transporte, armazenamento e fornecimento de H2.

Em 2021, a Resolução n.2, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), enfatiza diretrizes para estudos sobre hidrogênio (IPEA, 2022).

O Projeto de Lei n. 725/2022 (Lei do Hidrogênio), visa promover o uso do hidrogênio. O mesmo estabelece nas redes de transporte de gás os percentuais de injeção de hidrogênio de 5%, com 60% desse hidrogênio verde a partir de 2032, e de injeção de hidrogênio de 10%, com 80% desse hidrogênio verde a partir de 2050 (BRASIL, 2022).

A injeção compulsória de hidrogênio nas redes de gás é o conceito central da Lei n. 725/2022, de autoria do ex-senador Jean Paul Prates (PT/RN). A Lei do Hidrogênio prevê que, até 2032, seja adicionado um percentual mínimo de 5% de hidrogênio à rede de gasodutos — e uma injeção de 10% até 2050 (BRASIL, 2022).

Nessa Lei, o chamado “Hidrogênio sustentável” é considerado aquele produzido a partir de fontes solar, eólica, biomassa, biogás e hidráulica. O levantamento do IPEA (2022) mostra que:

- O marco regulatório para introdução do hidrogênio na matriz elétrica brasileira está em andamento;
- Que já existe um mercado interno consolidado que demanda hidrogênio;
- Que estão em andamento tecnologias para adaptação de infraestrutura para recebimento do hidrogênio, bem como energia verde para uso em sua eletrólise.

Atualmente, a produção de hidrogênio no Brasil concentra-se nos setores de refino e fertilizantes, geralmente utilizando processos com altas emissões de CO<sub>2</sub>; no âmbito de sua injeção em gasodutos, vale ressaltar que grande parte das plantas de produção de hidrogênio estão localizadas próximas à malha de gasodutos existente, o que facilita sua inserção. São 4 empresas atuando no setor: Linde, Air Liquide, Air Products e Messer (IPEA, 2022).

No Brasil, a região Nordeste está se posicionando como um polo de produção de H<sub>2</sub>V, pois possui alto potencial de geração de energia eólica e solar e seus portos estão geograficamente bem localizados em relação aos principais mercados da Europa (IPEA, 2022, p.16).

No entanto, certas questões ainda precisam ser respondidas quando se trata de aspectos técnicos da injeção de hidrogênio, principalmente quando puro, em redes de transporte/distribuição de gás natural no país:

- As concessionárias de gás natural estão preparadas para utilizar a mistura?
- Quais as características físicas das redes brasileiras?
- Quais são as características químicas do GN e do H<sub>2</sub> brasileiro a serem misturados?
- Serão necessárias alterações nos equipamentos domésticos de uso final?
- Qual é o percentual de mistura aceito para redes brasileiras?
- Qual é o custo das adaptações de rede?
- Qual é o impacto da mistura no preço ao consumidor final?
- Qual o volume de emissões estimado usando a mistura?

## 4 Resultados e discussões

Para tubulações de metal em pressões de até 48 MPa, é preferível tubulação de aço inoxidável de alta pureza com dureza máxima de 80 HRB (dureza rockwell). Isso ocorre porque durezas mais altas estão associadas a menor tenacidade à fratura, portanto, aços mais fortes e de maior dureza são menos seguros.

O transporte de hidrogênio em tubulações de aço (graus: API5L-X42 e X52; até 7.000kPa, em ciclos de pressão constante/baixa pressão) não leva à fragilização por hidrogênio (Kleinman Center for Energy Policy, 2023).

O gás de carvão (também conhecido como gás de cidade) contém 50% de hidrogênio e foi transportado em tubos de ferro fundido durante meio século sem quaisquer problemas de fragilização (Kleinman Center for Energy Policy, 2023).

Já os tubos em material plásticos são diversos:

- estrutura de fibra de carbono com sobreposição de fibra de vidro;
- perfluoroalcóxi (PFA, MFA);
- politetrafluoretileno (PTFE);
- etileno propileno fluorado (FEP);
- tubulações de polímero reforçado com fibra (ou tubulação FRP) e tubos termoplásticos reforçados estão em pesquisa.

Nas pressões e níveis de tensão que ocorrem no sistema de distribuição de gás natural, as falhas causadas pelo oxigênio não são grandes preocupações de integridade para tubos de aço 4 a 20 bar

Para os outros tubos metálicos, incluindo ferro dúctil, ferro fundido e forjado e tubos de cobre, não há preocupação com danos sob condições gerais de operação em sistemas de distribuição de gás natural usado para o H<sub>2</sub>.

Também não há grande preocupação sobre o efeito da pressão por hidrogênio no polietileno (PE) ou cloreto de polivinila (PVC), que depende de materiais plásticos para tubos.

As propriedades únicas do hidrogênio criam desafios de transporte. Atualmente, existem três formas de transporte:

- comprimido;
- liquefeito;
- como um sólido (em uma célula de combustível na qual o hidrogênio gasoso é temporariamente transformado em hidreto metálico)

O hidrogênio, tem a menor densidade de todos os gases e também é altamente inflamável quando misturado com a menor quantidade de ar; assim, uma preocupação principal é o potencial para aumento da probabilidade de ignição e danos resultantes em comparação com o risco representado pelo gás natural sozinho.

Em resumo, os principais pontos de atenção são:

O potencial do hidrogênio para fragilizar o material e as soldas usadas para fabricar as tubulações;

- A necessidade de controlar a permeação e vazamentos de hidrogênio;
- A necessidade de uma tecnologia de compressão de hidrogênio de menor custo, mais confiável e mais durável;
- As soluções potenciais incluem o uso de tubulações de polímero reforçado com fibra (FRP).

Os custos de instalação de tubulações de FRP são cerca de 20% menores que os de tubulações de aço porque o FRP pode ser obtido em seções muito mais longas que as de aço, minimizando os requisitos de soldagem (Allens, 2023).

Um equívoco comum é que o equipamento de transporte concebido para transportar GNL poderia ser facilmente adaptado ao hidrogênio.

Para ilustrar os desafios, A Figura 2 compara as propriedades do hidrogênio e do gás natural.

	Compression	Liquefaction	Flammability limits (% in air)
Natural Gas	3.6 psi	-160 °C	15%
H <sub>2</sub> Hydrogen	11,603 psi	-253 °C	74%

Figura 2. Características físico-químicas do hidrogênio. Fonte: Allens (2023).

Em grande parte dos estudos realizados, são avaliados a fatores de risco para misturas de hidrogênio de várias concentrações (por exemplo, 20%, 25% e 50%), para diferentes seções do sistema de gasoduto de gás natural existente (por exemplo, redes de distribuição e linhas de serviço), e para diferentes condições (tipos de tubulações e condições de modo de falha), considera-se que 15% de inserção é o valor aceitável nas pesquisas atuais (Energy gov, 2024).

Os resultados da avaliação de risco não se aplicam a novos gasodutos dedicados a hidrogênio transportando hidrogênio puro.

Destaca-se que os riscos dependem da % da mistura, dos tipos de materiais e idades da rede e sua condição física (Energy gov, 2024).

Em resumo, os incidentes na distribuição em geral ocorrem devido a (Melaina, Antonia, Penev, 2019):

- Corrosão;
- Defeito material;
- Danos de escavação;
- Outra força externa (Movimento da terra: deslizamento/deslizamento, terremoto, relâmpago ou incêndio);
- Mau funcionamento do equipamento;
- Erros de operação.

Ou seja, o sistema de distribuição necessita de condições mais severas de segurança do que em tubulações de transporte, por estarem em áreas de serviço confinada e povoadas.

O estudo norte-americano de Jones e Yen (2023) destaca que a fragilização por hidrogênio e o crescimento acelerado por fadiga em dutos são notáveis acima de 5% da mistura de hidrogênio; a deterioração na resistência à fratura varia pouco em relação à porcentagem da mistura.

No caso de redes de transporte e sua pressão mais alta, tubos de aço altamente resistentes com baixa flexibilidade tendem a sofrer maiores mudanças do que dutos de distribuição expostos a menor pressão e usando medidas flexíveis como material de duto (por exemplo, aço inoxidável).

Topolsky et al. (2022) do National Renewable Energy Laboratory (NREL) indicam que os seguintes fatores podem ocorrer em redes de transporte/distribuição de gás natural com injeção de hidrogênio:

- Aumento de trincas por fadiga em tubos de aço;
- Redução da resistência à ruptura de tubos de aço;
- Redução da capacidade de transferência de energia;
- Maior queda de pressão no atendimento à demanda de energia;
- Aumento da velocidade do gás;
- Necessidade de maior capacidade de compressão;

- Aumento da velocidade de rotação do compressor centrífugo;
- Aumento das emissões de NOx para motores principais e usuários finais
- Pré-ignição de combustível em motores de combustão interna;
- Mudança na precisão e durabilidade do medidor;
- Vazamento e mudança na vida útil da válvula;
- Necessidade de amplo conhecimento da composição do gás;
- Vazamento de hidrogênio em tubos de polímero.

No caso específico da rede de distribuição, Melaina et al. (2013), enfatizam a possível ocorrência de vazamentos de hidrogênio como um problema fundamental devido à baixa densidade e alta difusividade do hidrogênio através das paredes dos tubos de polietileno. Além disso, presume-se que a permeação de hidrogênio em materiais elastômeros, reduz sua resistência à tração e, portanto, aumenta o risco de vazamentos.

Riscos de segurança relacionados a vazamentos de hidrogênio em sistemas de distribuição ocorrem principalmente nos pontos de uso final (em espaços fechados ou áreas com baixa ventilação).

Em outras palavras, além dos estudos de segurança sobre as tubulações e seus componentes (com nós e válvulas), outros fatores também são importantes ao fazer alterações no equipamento de uso final. Entre os critérios mais importantes para aparelhos de uso final que consideram o uso de misturas de hidrogênio e gás natural estão o índice de Wobbe, o valor calorífico, a iluminação de fundo e a densidade relativa (Topolsky et al 2022).

Também em relação aos aparelhos de consumo, o relatório do Gas Technology Institute (GTI, 2014) já destacou o impacto da mistura de hidrogênio no suprimento de gás natural na operação e nas emissões de aparelhos de consumo.

Devido às grandes preocupações com responsabilidade e risco/segurança da rede elétrica da introdução do hidrogênio, o Departamento de Energia dos EUA e os laboratórios nacionais estão trabalhando na compatibilidade de aço e solda e estão ativamente envolvidos no desenvolvimento de padrões técnicos (EPRI, 2019).

No caso particular brasileiro, há um caminho a ser percorrido, especialmente em relação às regras sobre inspeção, detecção de vazamentos e códigos e padrões de instalação em redes existentes.

É claro que, enquanto a injeção de biometano está se expandindo no país, os estudos para hidrogênio ainda estão em fase inicial. No entanto, de acordo com a Lei n. 725/2022, isso será obrigatório a partir de 2025, o que exigirá um esforço tecnológico para revisar as redes de gás natural existentes e sua reação com a mistura de hidrogênio.

## 5 Conclusões

Em resumo, utilizar hidrogênio em dutos, exige o estudo de ciclo de vida dos mesmos, visto que como já foi apontado, as moléculas de hidrogênio também têm muito mais probabilidade de vazar de válvulas, vedações e outros pontos de ligação em condutas.

Deve-se ressaltar, que o hidrogênio é transportado num estado mais pressurizado do que o gás natural, o que coloca mais pressão sobre o gasoduto que o transporta e que isso resulta em um impacto na durabilidade de tubulações metálicas, tubos Plásticos e elastômeros usados em sistemas de distribuição de gás natural e seus equipamentos como medidores de gás, proteção catódica das soldas e na geração de corrosão externa/ interna dos dutos.

Combinar hidrogênio ao gás natural para utilização em dutos de distribuição, constitui uma estratégia de descarbonização centrada na manutenção, modernização e construção de novos gasodutos para aumentar a utilização de hidrogênio torna estas empresas mais valiosas (vantagem competitiva).

O biometano é um biocombustível muito próximo do hidrogênio verde. É prático de capturar, armazenar e distribuir. Mas, diferentemente do hidrogênio, o biometano (assim como o etanol) pode ser distribuído em tanques de baixa pressão.

Em linhas gerais, atingir a descarbonização envolve, misturar gás natural com biometano, o que requer poucas adaptações na rede existente (seja transporte ou distribuição) e, em um futuro próximo, injetar hidrogênio nessa mesma rede, gás que requer mais atenção ao percentual de mistura, pois tem características físico-químicas muito diferentes do gás natural e pode danificar componentes da rede como válvulas, nós e dutos.

No Brasil, o que predomina na composição do biogás é o metano (mais de 90%), assim, espera-se que até 2027 seja evitada a emissão de 2,5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> na atmosfera, segundo a Abiogás. Espera-se, portanto, que o país utilize sua grande capacidade de produção de biogás em sua forma de biometano para reduzir gases de efeito estufa.

A introdução do hidrogênio, embora prevista em Lei de 2022, ainda está em testes em algumas concessionárias brasileiras, visando respeitar a Lei e ao mesmo tempo, oferecer segurança e volume de gás necessários à crescente demanda nacional.

A mistura H<sub>2</sub>+GN em redes de distribuição é vista positivamente, uma vez que as empresas de serviços públicos podem ver o hidrogênio como um caminho atraente para continuarem a operar como estão e como forma para manterem sua cota de mercado.

## Referências bibliográficas

- ABEGÁS (Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado) (2024) *Gás natural e biometano*. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/> (acessado em 5 de dezembro de 2024).
- ABIOGÁS (Associação Brasileira do Biogás) (2024) *Panorama do biometano*. Disponível em: <https://abiogas.org.br/> (acessado em 11 de novembro de 2024).
- ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) (2023) *Catálogo: biometano*. Rio de Janeiro: ABNT.
- Allens (2023) *The next frontier: challenges and developments in the transport of hydrogen in bulk*. Disponível em: <https://www.allens.com.au/> (acessado em 12 de dezembro de 2024).
- ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) (2024) *A inserção do biogás/biometano na matriz energética brasileira*. Brasília: ANP.
- ARSESP (Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo) (2024) *Gás canalizado*. Disponível em: <https://www.arsesp.sp.gov.br/Paginas/gas/gas-canalizado.aspx> (acessado em 20 de novembro de 2024).
- Atco Gas Australia - ATCo (2024) *Public commissioning knowledge sharing report - hydrogen blending project*. Jandakot: ATCo.
- BAHIAGAS (Companhia de Gás da Bahia) (2024) *Rede de distribuição do GN*. Disponível em: <https://www.bahiagas.com.br/> (acessado em 15 de dezembro de 2024).
- Brasil (Senado Federal) (2022) *Projeto Lei n. 725/2022 - Disciplina a inserção do hidrogênio como fonte de energia no Brasil, e estabelece parâmetros de incentivo ao uso do hidrogênio sustentável*. Brasília: Senado Federal.
- CEGAS (Companhia de Gás do Ceará) (2024) *Redes de distribuição de GN*. Disponível em: <https://www.cegas.com.br/> (acessado em 15 de dezembro de 2024).
- CGA (Canadian Gas Association) (2022) *Enabling Higher-Hydrogen Blending in the Natural Gas Distribution System*. Ontario: CGA.
- CIBIOGÁS (Centro Internacional de Energias Renováveis) (2024) *Panorama do biogás no Brasil*. Disponível em: <https://cibiogas.org/> (acessado em 20 novembro de 2024).
- Cleargas Turkey (2024) *Hydrogen*. Disponível em: <https://www.cleangascenter.com/Default> (acessado em 28 de novembro de 2024).
- Comgás (2024) *Soluções*. Disponível em: <https://www.comgas.com.br> (acessado em 15 de dezembro de 2024).
- COMPAGAS (Companhia Paranaense de Gás) (2024) *Gás Natural e biometano*. Disponível em: <https://www.compagas.com.br/> (acessado em 15 de dezembro de 2024).
- COPERGAS (Companhia Pernambucana de Gás) 2024. Biometano. Disponível em: <https://novo.copergas.com.br/>. (acessado em 15 de dezembro de 2024).
- Cristello, JB, et al. (2023) ‘Feasibility analysis of blending hydrogen into natural gas networks’, *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 48, n. 46, pp. 17605-17629. <http://doi:10.1016/j.ijhydene.2023.01.156>

EBA (European Biogas) (2022) *Statistical Report 2022*. Disponível em: <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2022/> (acessado em 10 de setembro de 2024).

EBA (European Biogas) (2024) *Biogas worldwide*. Disponível em: <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2022/> (acessado em 10 de setembro de 2024).

EC (European Commission) (2022) *Blending hydrogen from electrolysis into the open gas grid*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.

EC (European Commission) (2024) *Biomethane*. Disponível em: <https://energy.ec.europa.eu/syEuropean> (acessado em 10 de setembro de 2024).

EERE (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy) (2022) *HyBlend: Opportunities for Hydrogen Blending in Natural Gas Pipelines*. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/> (acessado em 3 de dezembro de 2024).

EM-H2 (2023) *Hidrogênio*. Disponível em: <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/bloco-4/> (acessado em 5 de dezembro de 2024).

Energy gov (2024) *Hydrogen Pipelines*. Disponível em: <https://www.energy.gov/> (acessado em 10 de setembro de 2024).

ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas) (2022) *ENTSOG's 2050 Roadmap for Gas Grids*. Disponível em: <https://www.entsog.eu/entsog-roadmap-2050> (acessado em 10 de dezembro de 2024).

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) (2021) *Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio*. Rio de Janeiro: EPE.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) (2022) *Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural*. Rio de Janeiro: EPE.

EPRI (Electric Power Research Institute) (2019) *Safety Considerations of Blending Hydrogen in Existing Natural Gas Networks*. California: EPRI.

GIE (Gas Infrastructure Europe) (2022) *Maps*. Disponível em: <https://www.Engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project> (acessado em 5 de dezembro de 2024).

GRHYD (2024) *The Grhyd demonstration project*. Disponível em: <https://www.Engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project> (acessado em 5 de dezembro de 2024).

GTI (Gas Technology Institute) (2014) *Hydrogen Delivery in the Natural Gas Pipeline Network*. California: GTI.

Guzzo, G, Cheli, L e Caecasci, C (2022) ‘Hydrogen blending in the Italian scenario: Effects on a real distribution network considering natural gas origin’, *Journal of Cleaner Production*, v. 379, n. 15. <http://doi:10.1016/j.jclepro.2022.134682>.

HyDeploy (2023) *Hydrogen level set maximum 20%*. Disponível em: <https://hydeploy.co.uk/> (acessado em 28 de dezembro de 2024).

HyPAS (2023) *Hydrogen project*. Disponível em: <https://hybalance.eu/> (acessado em 28 de dezembro de 2024).

IEA (International Energy Agency) (2019) *Current limits on hydrogen blending in natural gas networks and gas demand per capita in selected locations*. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/> (acessado em 10 de dezembro de 2024)

IEE (Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology) (2024) *The limitations of hydrogen blending in the European gas grid*. Berlin: IEE.

IGU (International Gas Union) (2024) *Gas in Transition*, v. 4, n. 4. Disponível em: <https://www.igu.org/news/gas-in-transition-volume-4-issue-4/> (acessado em 15 de janeiro de 2025).

IPEA (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada) (2022) *Panorama do hidrogênio no Brasil*. Brasília: IPEA.

- Jones, AS e Yen, KH (2023) *White paper: Hydrogen Use in Natural Gas Pipeline*. Arkansas: UL Solutions.
- Kleinman Center for Energy Policy (2023) *Hydrogen vs Natural Gas: The Pipeline Turf War*. Disponível em: <https://kleinmanenergy.upenn.edu/> (acessado em 10 de dezembro de 2024).
- Melaina, M. W., Antonia, O. e Penev, M. (2013) *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*. Golden, Colorado: University of North Texas Libraries, UNT Digital Library. Disponível em: <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc843438/> (acessado em 3 de dezembro de 2024).
- Naturgy (2024) *Municípios verdes*. Disponível em: <https://www.naturgy.com.br/> (acessado em 5 de dezembro de 2024).
- NectaGas (2024) *Redes de Distribuição de gás natural*. Disponível em: <https://nectagas.com.br/> (acessado em 10 de dezembro de 2024).
- Snam (2023) *Hydrogen*. Disponível em: <https://www.snam.it/en/home.html> (acessado em 3 de dezembro de 2024).
- SULGAS (Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul) (2024) *Gás natural e biometano*. Disponível em: <https://www.sulgas.com.vc/> (acessado em 15 de dezembro de 2024).
- Topolsky, K et al. (2022) *Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology*. Washington, D.C.: National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- Zuse Institute Berlin – ZIB (2021) *Blending hydrogen into natural gas: An assessment of the capacity of the German gas grid - Technical Report*. Berlin: ZIB.