

**Possibilidade de Mistura de Hidrogênio na Rede de Gás Natural Existente com Foco na Qualidade, nas Condições do Serviço de Transporte, nos Sistemas de Medição e Segurança Operacional**

Relatório Final – Subgrupo I – GT H<sub>2</sub>



**Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

Grupo de Trabalho de Hidrogênio - Portaria nº 148/2022

# **Possibilidade de Mistura de Hidrogênio na Rede de Gás Natural Existente com Foco na Qualidade, nas Condições do Serviço de Transporte, nos Sistemas de Medição e Segurança Operacional**

Relatório Final – Subgrupo I – GT H<sub>2</sub>

*v 1.0/mai2026*



## **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

### **Diretor-Geral**

Artur Watt Neto

### **Diretores**

Daniel Maia Vieira

Fernando Wandscheer de Moura Alves

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Symone Christine de Santana Araujo

### **Coordenação do Grupo de Trabalho de Hidrogênio**

Centro de Pesquisas e Análises Tecnológicas - CPT/SBQ

### **Grupo de Trabalho de Hidrogênio - Portaria nº 148/2022**

Alex Rodrigues Brito de Medeiros (SBQ/CPT) (Coordenador), Cristiane Brito Costa (SBQ/CPT), Tiago Machado de Souza Jacques (DG), Adriana Nickel Lourenço (DG), Marina Abelha Ferreira (SPL) (Dir I), Renata Bona Mallemont Rebello (Assessoria) (Dir I), Raphael Neves Moura (STM) (Dir II) e Melissa Cristina Ponto Pires Mathias (Assessoria) (Dir II), Jackson da Silva Albuquerque (SBQ) (Dir III) e Bruna Rocha Rodrigues (Assessoria) (Dir III), Rosângela Moreira de Araújo (Assessoria) (Dir IV) e Heloise Helena Lopes Maia da Costa (SEP) (Dir IV)

### **Subgrupo I – Estudo da Possibilidade de Mistura de 9 Hidrogênio na Rede de Gás Natural Existente com Foco na Qualidade, nas Condições do Serviço de Transporte, nos Sistemas de Medição e Segurança Operacional**

Leonardo Scapini Escobar (Coordenador), Almir Beserra dos Santos, Alessandra Silva Moura, Priscila Raquel Kazmierczak, Flávio Barroso Neves, Muriel Cortez Guerrero, Jackson da Silva Albuquerque, Vianney Oliveira dos Santos Junior, Krongnon Wailamer de Souza Regueira, Raphael Ranna Theodorio da Silva, Maira Fortes Bonafé, Bruno Vieira Gullo, Helio da Cunha Bisaggio, Luiz Omena de Oliveira Filho, Andréia Bravim, Moisés Vieira Pinto, Luciana Tavares dos Santos de Almeida, Amanda Duarte Gondim.

### **Revisão Final**

Leonardo Scapini Escobar, Erica Vanessa Albuquerque de Oliveira, Tiago Machado de Souza Jacques.

### **Projeto gráfico**

Superintendência de Comunicação e Relações Institucionais



## Sumário

|  |    |
|--|----|
| Sumário .....  | 4  |
| 1. Resumo Executivo .....  | 8  |
| 2. Introdução .....  | 11 |
| 3. Criação e Objetivo do Subgrupo I .....  | 15 |
| 4. Histórico e Legislação Aplicável .....  | 17 |
| 4.1. Evolução da Legislação .....  | 17 |
| 4.1.1. O PNE 2050 da EPE e a Recomendação sobre Mistura .....                        | 18 |
| 4.1.2. O PL 725/2022 e a Lei nº 14.948/2024 — Pontos de Distinção .....              | 18 |
| 4.1.3. Evolução do Art. 8º da Lei do Petróleo e Competência Regulatória da ANP ..... | 18 |
| 4.1.4. Divisão de Competências no Gás Natural: Federal e Estadual .....              | 19 |
| 4.1.5. Projetos de Lei Anteriores à Lei do Hidrogênio .....                          | 19 |
| 4.1.6. Arcabouço Legal para o H <sub>2</sub> no Brasil — Evolução Recente .....      | 20 |
| 4.1.7. Regulação da Qualidade do Gás Natural .....                                   | 20 |
| 5. Experiência Internacional .....   | 22 |
| 5.1. Austrália .....   | 24 |
| 5.2. Reino Unido .....   | 25 |
| 5.2.1. Projeto HyDeploy e Evolução Regulatória no Reino Unido .....                  | 25 |
| 5.3. União Europeia .....  | 26 |
| 5.4. Países Baixos .....   | 28 |
| 5.5. França .....  | 28 |
| 5.6. Alemanha .....  | 29 |
| 5.7. Estados Unidos .....  | 30 |
| 5.8. Chile .....   | 32 |
| 5.9. Rússia .....  | 32 |
| 5.9.1. Projetos Russos de Hidrogênio – Status Detalhado .....                        | 33 |
| 5.10. Japão .....  | 34 |
| 6. Aspectos Econômicos da Injeção do Hidrogênio .....                                | 36 |
| 6.1. Estudo CavendishH2 (Espanha) .....  | 36 |
| 6.2. Estudo Fraunhofer IEE (União Europeia) .....                                    | 37 |
| 6.3. Mercado Brasileiro e Alocação de Custos .....                                   | 37 |





|       |   |    |
|-------|---|----|
| 7.    | Panorama Brasileiro.....  | 39 |
| 7.1.  | Programas e Investimentos P&D públicos.....   | 40 |
| 7.2.  | Case Brasileiro: Gasoduto REVAP-PQU.....  | 40 |
| 7.3.  | Estudos Brasileiros sobre Limites de Mistura.....   | 40 |
| 7.4.  | Perspectivas do Mercado Brasileiro de H <sub>2</sub> até 2030 (IPEA).....                                   | 41 |
| 7.5.  | Características da Rede Brasileira de Transporte de GN.....   | 41 |
| 7.6.  | Manual ANP para Autorizações de H <sub>2</sub> (Out/2025).....  | 42 |
| 7.7.  | Portfólio de Projetos de H <sub>2</sub> em Desenvolvimento no Brasil (EPE, mar/2026).....                   | 42 |
| 8.    | Especificação e Controle da Qualidade.....  | 46 |
| 8.1.  | Impacto no PCS, Wobbe e Capacidade de Transporte.....   | 46 |
| 9.    | Sistema de Medição.....   | 48 |
| 9.1.  | Impacto por Tecnologia de Medição.....  | 48 |
| 9.2.  | Projeto NEWGASMET (EMPIR).....  | 51 |
| 9.3.  | Projeto Met4H2 (European Partnership on Metrology - EURAMET).....   | 51 |
| 9.4.  | Cromatografia em Ambientes H <sub>2</sub> /GN.....  | 51 |
| 9.5.  | Situação Regulatória Metrológica no Brasil.....   | 52 |
| 9.6.  | Estudo GERG sobre Capacidade de Transporte em Gasodutos.....  | 52 |
| 9.7.  | Adaptação de Normas Metrológicas Internacionais ao Contexto de H <sub>2</sub> .....                         | 53 |
| 10.   | Segurança Operacional.....  | 56 |
| 10.1. | Fragilização por Hidrogênio ( <i>Hydrogen Embrittlement</i> — HE).....                                      | 56 |
| 10.2. | Marco Regulatório de Segurança Vigente no Brasil.....   | 57 |
| 10.3. | Normas e Padrões de Segurança Aplicáveis a Projetos H <sub>2</sub> /GN no Brasil.....                       | 58 |
| 10.4. | Aspectos da gestão de segurança: barreiras preventivas e mitigadoras.....                                   | 58 |
| 11.   | Condições de Serviço de Transporte.....   | 61 |
| 11.1. | Desafios Contratuais e Jurídicos.....   | 61 |
| 12.   | Estudo ATGás, CTDUT, NaTran e Pipeline Brazil: Transporte de H <sub>2</sub> em Gasodutos<br>Existentes..... | 63 |
| 12.1. | Monitoramento da Integridade.....   | 63 |
| 12.2. | Gestão de Riscos e de Mudanças (MoC).....   | 63 |
| 12.3. | Proteção Contra Corrosão.....   | 63 |
| 12.4. | Fatores Limitantes para Misturas H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> .....                                      | 64 |
| 13.   | Alternativas e Adequações no Arcabouço Infralegal.....  | 66 |





|  |     |
|--|-----|
| 13.1. Regulação Experimental como Instrumento Transitório.....                     | 68  |
| 14. Conclusão.....   | 70  |
| 15. Recomendações.....   | 72  |
| 15.1. Coordenação Regulatória Centralizada .....                                   | 72  |
| 15.2. Capacitação Técnica da ANP em Regulação do Gás Natural e do Hidrogênio ..... | 72  |
| 15.3. Alternativas Preferenciais ao Contexto Brasileiro.....                       | 73  |
| 15.4. Demais Recomendações.....  | 73  |
| 16. Considerações Finais.....  | 76  |
| REFERÊNCIAS .....  | 77  |
| APÊNDICE I.....  | 87  |
| APÊNDICE II .....  | 126 |





1.

**RESUMO EXECUTIVO**



# 1. Resumo Executivo

O presente trabalho analisa a possibilidade da mistura do hidrogênio ( $H_2$ ) na rede de gás natural existente como uma forma de introdução do hidrogênio no setor energético.

O hidrogênio, quando utilizado na forma de combustível em temperatura ambiente, possui três características físico-químicas que impõem desafios regulatórios específicos: (i) baixa densidade energética volumétrica, pois seu Poder Calorífico Inferior (PCI) em base volumétrica é cerca de três vezes inferior ao do metano; (ii) elevada capacidade de fragilização de materiais metálicos, especialmente aços carbono e de baixa liga comumente utilizado em tubulações e equipamentos; e (iii) alta inflamabilidade, com faixa de inflamabilidade no ar de 4–75% em volume, significativamente mais ampla que a do gás natural (5–15%). Dessas propriedades decorrem problemas regulatórios associados ao controle de qualidade das misturas com o gás natural, à adequação de sistemas de medição e à gestão da segurança operacional.

O estudo percorreu a experiência internacional de dez países — Austrália, Reino Unido, União Europeia (com Países Baixos, França e Alemanha), Estados Unidos, Chile, Rússia e Japão —, mapeando políticas públicas, projetos-piloto, arcabouços regulatórios e desafios técnicos.

A análise revela convergências e divergências importantes: enquanto a Austrália e o Chile tratam a mistura como etapa inicial de desenvolvimento de mercado, a União Europeia posiciona-a como "último recurso", preferindo redes dedicadas ao  $H_2$  puro.

Três pontos críticos merecem destaque especial:

- Fragilização por hidrogênio - Fragilização por hidrogênio (*Hydrogen Embrittlement* — HE): o  $H_2$  penetra na estrutura cristalina dos aços carbono, reduzindo ductilidade e resistência à fadiga. Misturas superiores a 5% de  $H_2$  já apresentam risco documentado em determinadas ligas de aço;<sup>[113][115]</sup>
- PCS e capacidade energética - Redução do Poder Calorífico Superior (PCS) e da capacidade energética: a adição de 20% de  $H_2$  (em volume) reduz o conteúdo energético da mistura em aproximadamente 14%,<sup>[82]</sup> exigindo maior volume transportado para a mesma entrega de energia e reforços de infraestrutura para elevação da capacidade de transporte; e
- Sistemas de Medição - Limitações dos sistemas de medição: acima de 10% de  $H_2$ , a maior parte das tecnologias de medição requer recalibração ou apresenta erros que excedem os limites máximos permitidos.<sup>[107][108][109]</sup> A ausência de Regulamentos Técnicos Metrológicos (RTMs) do Inmetro específicos para  $H_2$  gera insegurança jurídica.<sup>[111]</sup>

No Brasil, a rede de transporte de gás natural possui 9.445 km e opera com tubulações de aço API 5L em pressões que ultrapassam 100 kgf/cm<sup>2</sup>, condições que amplificam os riscos de fragilização por  $H_2$ .<sup>[113][97]</sup> O mercado de gás natural brasileiro é majoritariamente não cativo e com demanda elástica ao preço, limitando a capacidade de repasse de sobrecustos de adaptação.<sup>[96]</sup> Os projetos industriais de  $H_2$  em estruturação no Brasil não preveem a mistura ao gás natural como parte de seus modelos de negócio.<sup>[89][104]</sup>





O relatório conclui que alternativas tecnicamente mais favoráveis ao modal dutoviário de hidrogênio incluem: (a) a introdução de H<sub>2</sub> em redes de distribuição de gás natural estaduais, onde as menores pressões e uso de tubulações em PEAD reduzem os riscos; e (b) o desenvolvimento de infraestrutura dedicada ao H<sub>2</sub>, projetada desde sua concepção para esse energético, sem interferir na cadeia do gás natural, e desenvolvida preferencialmente a partir de hubs com vistas a reduzir custos, facilitar operações e criar sinergia entre agentes.





# 2.

## INTRODUÇÃO



## 2. Introdução

O Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), reconheceu o hidrogênio como tecnologia disruptiva com potencial de impacto significativo na matriz energética brasileira.<sup>[1]</sup> O documento recomendou, expressamente, a avaliação das barreiras ligadas à infraestrutura de transporte, armazenamento e abastecimento com o objetivo de definir os aprimoramentos regulatórios necessários, incluindo a regulação da mistura do hidrogênio com gás natural na malha de gás natural, o que minimizaria a necessidade de construção de infraestrutura e os custos associados.

Diversos estudos já publicados abordam a viabilidade da introdução do hidrogênio em redes de gás natural, destacando tanto os aspectos técnicos quanto os custos de adaptação da infraestrutura. Em geral, esses estudos mostram que pequenas porcentagens de hidrogênio em mistura não exigem grandes mudanças em instalações e equipamentos, enquanto outros apontam desafios no controle de qualidade e medição do fluido e nas condições mais severas de corrosão e fragilização dos materiais, que decorrem diretamente das características da rede.

A rede brasileira de transporte de gás natural possui 9.445 km e é composta por sistemas interconectados e isolados que operam com tubos de aço especificados sob normas extensivamente utilizadas para dutos em operação nos EUA e na Europa.<sup>[97]</sup> Os gasodutos brasileiros operam em pressões que variam de 36,5 a mais de 100 kgf/cm<sup>2</sup>.

**Figura 1** – Infraestrutura de gasodutos de transporte no Brasil. (Fonte: ANP)





Durante os anos de 2024, 2025 e 2026, os integrantes do Subgrupo I promoveram diversas reuniões internas e externas com o objetivo de apresentar e debater as informações técnicas obtidas a respeito do tema, bem como abrir espaço para apresentações temáticas de membros participantes do Subgrupo e de empresas externas.

A Tabela 1 consolida as apresentações realizadas no período do andamento do Subgrupo I.

**Tabela 1** – Apresentações realizadas no âmbito do Subgrupo I do GT de Hidrogênio da ANP (2024–2026).

| Tema   | Data     | Palestrante(s)                 | Instituição     |
|--|----------|--------------------------------|-----------------|
| A ANP e a transição energética: O caso do hidrogênio                             | Mar/2024 | Alex Medeiros                  | ANP             |
| Comentários ao PL 725/2022   | Abr/2024 | Tiago Jacques / Erica Oliveira | ANP             |
| Uma Economia de Hidrogênio no Brasil? Panorama Atual                             | Mai/2024 | Marina Abelha                  | ANP             |
| Recent Regulatory Development in EU  | Mai/2024 | Konstantin Petrov              | DNV             |
| Pipelines of the Future  | Mai/2024 | Ramin Moslemian                | DNV             |
| Workshop on European Hydrogen agenda & H <sub>2</sub> injection in gas pipelines | Ago/2024 | Sébastien Lahouste             | Fluxys Brasil   |
| Estudo da CEGAS  | Set/2024 | Jardel Alves Barros            | CEGAS           |
| Webinar on H2 EU Legal Framework – Part 2  | Dez/2024 | Cecile Marchi                  | GRTGaz          |
| Activities of Fluxys Metering & laboratory + impact of H <sub>2</sub> injection  | Dez/2024 | Sébastien Lahouste             | Fluxys Brasil   |
| RoadMap do Hidrogênio: Projeto RICE-CTDut  | Fev/2025 | Equipe ATGAS                   | ATGAS           |
| Estudo sobre mistura H <sub>2</sub> + GN   | Mar/2026 | Byron Souza Filho              | CTDUT           |
| Estudo sobre mistura H <sub>2</sub> + GN   | Mar/2026 | Marcelino Guedes               | Pipeline Brazil |
| Estudo sobre mistura H <sub>2</sub> + GN   | Mar/2026 | Cécile Marchi                  | NaTran          |
| Regulação do Gás Natural e Hidrogênio na França                                  | Abr/2026 | David Karouni                  | CRE             |





A demanda global por hidrogênio atingiu quase 100 milhões de toneladas em 2024. O uso de hidrogênio de baixa emissão aumentou quase 10% em 2024, mas permanece em menos de 1% da demanda total, devido a desafios de custo e de políticas.<sup>[2]</sup>

No Brasil, atualmente, a mistura de hidrogênio ao gás natural não faz parte do modelo de negócio de nenhum dos projetos industriais de H<sub>2</sub> previstos e já divulgados, além disso, não integra nenhuma política pública de incentivo aprovada ao setor.<sup>[3][89]</sup>



3.

**SUBGRUPO I DO GT H<sub>2</sub>**



### 3. Criação e Objetivo do Subgrupo I

O Subgrupo Técnico I do Hidrogênio foi formalmente criado pela ANP para atender demanda de uma das Câmaras Temáticas do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH<sub>2</sub>),<sup>[4]</sup> respondendo, ao mesmo tempo, à necessidade de aprofundamento dos estudos decorrentes da publicação da Lei nº 14.948/2024, o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono.<sup>[6]</sup>

O PNH<sub>2</sub> foi criado pela Resolução CNPE nº 6/2022,<sup>[4]</sup> com o objetivo de fortalecer o mercado e a indústria do hidrogênio como vetor energético. O Comitê Gestor do PNH<sub>2</sub> (Coges-PNH<sub>2</sub>) conta com representantes de doze ministérios, EPE, ANEEL e ANP. Foram instituídas cinco Câmaras Temáticas: (i) Fortalecimento das Bases Científico-Tecnológicas; (ii) Capacitação de Recursos Humanos; (iii) Planejamento Energético; (iv) Arcabouço Legal e Regulatório-Normativo; e (v) Neointustrialização, Crescimento do Mercado e Competitividade.

No âmbito da Câmara Temática de Arcabouço Legal e Regulatório-Normativo, a ANP ficou responsável pela Ação 3.3 do Plano de Trabalho Trienal 2023–2025.<sup>[5]</sup> O Despacho ANP-CPT nº 164/2024 formalizou a criação do Subgrupo I, com composição e prazos posteriormente revisados pelos Despachos CPT-ANP nº 499/2025, nº 1039/2025 e nº 202/2026.

**Tabela 2** – Unidades Organizacionais integrantes do Subgrupo I do GT de Hidrogênio da ANP.

| UORG | Denominação   | Papel       |
|------|---|-------------|
| SIM  | Superintendência de Infraestrutura e Movimentação           | Coordenação |
| NFP  | Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção               | Membro      |
| SBQ  | Superintendência de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos | Membro      |
| SDC  | Superintendência de Defesa da Concorrência                  | Membro      |
| SDP  | Superintendência de Desenvolvimento da Produção             | Membro      |
| SSO  | Superintendência de Segurança Operacional                   | Membro      |
| STM  | Superintendência de Tecnologia e Meio Ambiente              | Membro      |
| SPC  | Superintendência de Produção de Combustíveis                | Membro      |





4.

**HISTÓRICO E  
LEGISLAÇÃO**



## 4. Histórico e Legislação Aplicável

### 4.1. Evolução da Legislação

A estratégia brasileira de desenvolvimento do hidrogênio como vetor energético não é recente. A tabela a seguir consolida os principais marcos históricos desta trajetória, desde 1995 até o atual marco legal.

**Tabela 3** – Principais marcos históricos do hidrogênio como vetor energético no Brasil.

| Ano  | Marco Histórico   |
|------|---|
| 1995 | MCTI inicia atuação em Energia do Hidrogênio; criação do CENEH em 1998  |
| 2002 | Programa Brasileiro de Células a Combustível (ProCaC) — MCTI  |
| 2003 | Brasil ingressa na IPHE (Internacional Partnership for Hydrogen and Fuel Cells)   |
| 2004 | Criação da Rede PaCOS pelo MCT; 2005: Roteiro para a Economia do H <sub>2</sub> (MME)   |
| 2015 | Acordo de Paris — marco para investimentos em energias renováveis   |
| 2017 | Criação da Associação Brasileira do Hidrogênio (ABH2)   |
| 2020 | Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050): <sup>[1]</sup> H <sub>2</sub> como tecnologia disruptiva                               |
| 2021 | EPE: "Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio"   |
| 2022 | Resolução CNPE n° 6/2022: <sup>[4]</sup> institui o PNH2 e cria o Coges-PNH2  |
| 2023 | EC n° 132/2023: <sup>[100]</sup> regime fiscal favorecido para H <sub>2</sub> de baixo carbono; Plano Trienal PNH2 <sup>[5]</sup> |
| 2024 | Lei n° 14.948/2024: <sup>[6]</sup> Marco Legal do H <sub>2</sub> de Baixa Emissão de Carbono                                      |
| 2024 | Lei n° 14.990/2024: <sup>[98]</sup> Programa de Desenvolvimento do H <sub>2</sub> de Baixo Carbono (PHBC)                         |





|      |   |
|------|---|
| 2025 | Lei nº 15.103/2025 (PATEN): <sup>[11]</sup> H <sub>2</sub> de baixo carbono incluído no art. 8º da Lei 9.478/97 |
| 2025 | MME/EPE lança Portal Brasileiro de Hidrogênio   |

#### 4.1.1. O PNE 2050 da EPE e a Recomendação sobre Mistura

O PNE 2050 recomendou expressamente:<sup>[1]</sup> "Desenhar aprimoramentos regulatórios relacionados à qualidade, segurança, infraestrutura de transporte, armazenamento, abastecimento, incentivo e utilização de novas tecnologias. Imperioso avaliar por meio de estudos as barreiras ligadas à infraestrutura de transporte, armazenamento e abastecimento com o objetivo de definir os aprimoramentos regulatórios necessários, como, por exemplo, a regulação da mistura do hidrogênio com gás natural na malha de gás natural, o que minimizaria a necessidade de construção de infraestrutura e custos associados."

#### 4.1.2. O PL 725/2022 e a Lei nº 14.948/2024 — Pontos de Distinção

O PL 725/2022 propôs percentuais mínimos obrigatórios de mistura de H<sub>2</sub> nos pontos de entrega dos gasodutos de transporte: 5% (até 2032) e 10% (até 2050), com proporção mínima de hidrogênio sustentável de 60% e 80%, respectivamente. Isso significava que a adição de H<sub>2</sub> ocorreria nos pontos de saída do sistema de transporte, sem movimentação de H<sub>2</sub> em linhas tronco ou ramais da malha de gasodutos.

A Lei nº 14.948/2024,<sup>[6]</sup> por sua vez, NÃO trouxe qualquer obrigatoriedade de mistura de percentuais mínimos de H<sub>2</sub> ao gás natural. Ela determina, entretanto, que caberá à ANP regular e autorizar as atividades de produção, transporte, distribuição, revenda e comercialização de hidrogênio. Assim, o presente estudo avalia riscos e oportunidades da realização de mistura de hidrogênio ao gás natural nas malhas de gasodutos regulados pela ANP.

#### 4.1.3. Evolução do Art. 8º da Lei do Petróleo e Competência Regulatória da ANP

A Lei nº 14.948/2024<sup>[6]</sup> incluiu a indústria do hidrogênio ao rol de atribuições da ANP. A Lei nº 14.993/2024<sup>[10]</sup> (Combustível do Futuro) introduziu também atribuições sobre a regulação de combustíveis sintéticos. O texto consolidado do art. 8º da Lei do Petróleo, com a redação da Lei nº 15.103/2025 (PATEN),<sup>[11]</sup> estabelece que a ANP promoverá a regulação das atividades integrantes das indústrias do petróleo, do gás natural, dos combustíveis sintéticos, dos biocombustíveis, do hidrogênio de baixo carbono e da captura e estocagem geológica de CO<sub>2</sub>.

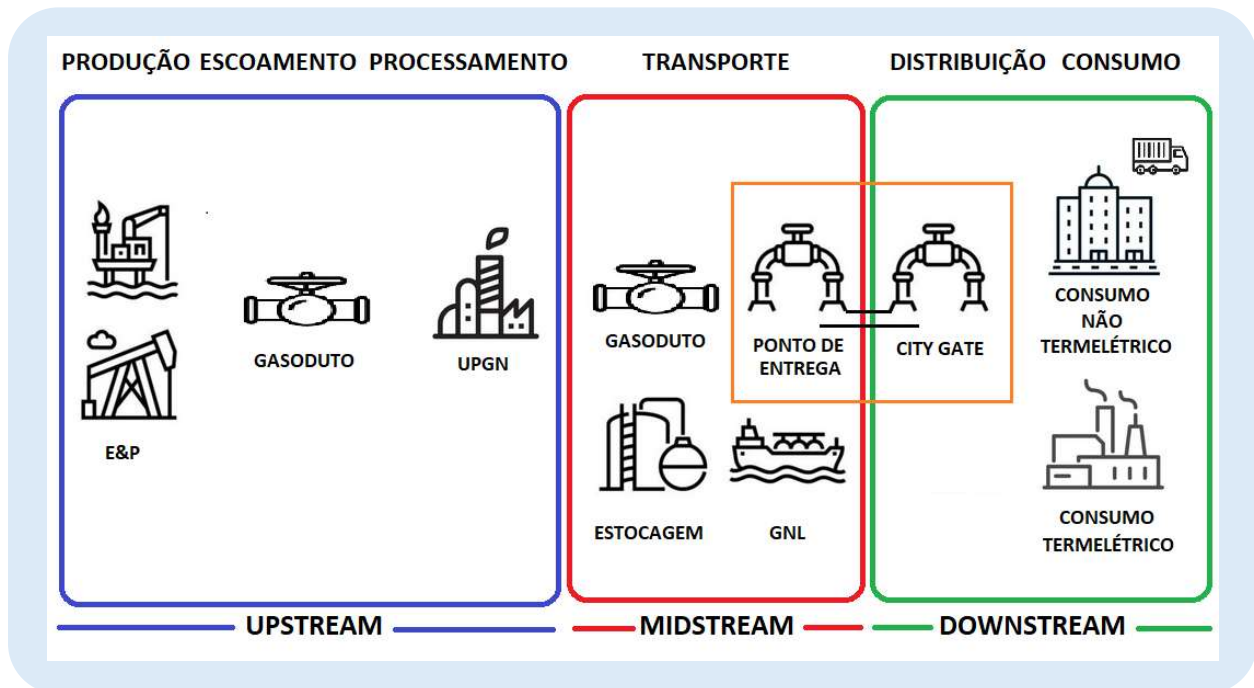




#### 4.1.4. Divisão de Competências no Gás Natural: Federal e Estadual

A regulação da movimentação dutoviária de gás natural ocorre de forma compartilhada entre a esfera federal e a esfera estadual. A Figura 2 ilustra essa interface de competências, relevante também para determinar quais segmentos da cadeia estarão sujeitos a normas federais ou estaduais quando H<sub>2</sub> for introduzido. Pela Constituição Federal de 1988, a União tem a competência para explorar e regular o transporte de gás natural por dutos interligados e interestaduais, enquanto os Estados exploram diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, conforme o artigo 25, §2º.

Figura 2 – Cadeia da indústria de gás natural e divisão de competências regulatórias federal/estadual (Fonte: ANP).



#### 4.1.5. Projetos de Lei Anteriores à Lei do Hidrogênio

Antes da promulgação da Lei nº 14.948/2024,<sup>[6]</sup> três projetos de lei foram debatidos no Congresso Nacional, sendo relevante compreendê-los para o contexto desta Nota Técnica:

O PL nº 725/2022, que propõe percentuais mínimos obrigatórios de mistura de H<sub>2</sub> ao GN nos pontos de saída de gasodutos de transporte de 5% (até 2032) e 10% (até 2050). Estabelecia também que 80% desses gases deveriam ser de H<sub>2</sub> sustentável (de baixo carbono) até o ano de 2050.

O PL 2308/2023 que teve início na Câmara dos Deputados e visava criar o marco legal do setor de produção de H<sub>2</sub> com baixa emissão de carbono, instituindo o Rehidro e o PHBC, além de alterar a Lei 9.478/97 para trazer a competência pela regulação dos diversos elos da cadeia do H<sub>2</sub> para a ANP.

O PL 5816/2023, originado no Senado, instituía a Política de Incentivo ao H<sub>2</sub> de Baixo Carbono e criava o PHBC, assim como alterava a Lei nº 9.478/97, atribuindo à ANP a competência de regular a indústria do H<sub>2</sub>.





O PL 2308/2023 foi o projeto que prevaleceu sobre os demais e, sancionado em 02 de agosto de 2024, deu origem à Lei nº 14.948/2024, a Lei do Hidrogênio.<sup>[6]</sup>

A diferença fundamental em relação ao PL 725/2022 é que a Lei do Hidrogênio NÃO impõe obrigatoriedade de mistura de percentuais mínimos de H<sub>2</sub> ao GN, e isso confere ao processo de avaliação técnica e regulatória (em parte, objeto desta Nota Técnica) a relevância de determinar se, e em que condições, a mistura poderá ser regulada e autorizada.

#### 4.1.6. Arcabouço Legal para o H<sub>2</sub> no Brasil — Evolução Recente

A Lei nº 14.948/2024<sup>[6]</sup> (Lei do Hidrogênio) instituiu o Marco Legal do H<sub>2</sub> de baixa emissão de carbono, a Política Nacional do H<sub>2</sub> de Baixa Emissão de Carbono, o Regime Especial de Incentivos para a Produção de H<sub>2</sub> de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro) e criou o Programa de Desenvolvimento do H<sub>2</sub> de Baixa Emissão de Carbono (PHBC).

A Lei nº 14.990/2024<sup>[98]</sup> constituiu fonte de recursos para a transição energética a partir do uso do H<sub>2</sub> de baixa emissão de carbono, com incentivo à produção, mas não ao consumo ou qualquer estratégia de mistura do H<sub>2</sub> ao gás natural brasileiro. A Resolução CNPE nº 5, de 26 de agosto de 2024,<sup>[99]</sup> instituiu a Política Nacional de Transição Energética (PNTE), orientando os esforços nacionais para transformar a matriz energética para baixa emissão de carbono e contribuir para a neutralidade das emissões líquidas de GEE.

A Emenda Constitucional nº 132/2023<sup>[100]</sup> incluiu o inciso VIII ao art. 225 da Constituição Federal, prevendo "regime fiscal favorecido para os biocombustíveis e para o hidrogênio de baixa emissão de carbono, na forma de lei complementar, a fim de assegurar-lhes tributação inferior à incidente sobre os combustíveis fósseis, capaz de garantir diferencial competitivo em relação a estes".

Em relação às regulações de P&D, a Resolução CNPE nº 2/2021<sup>[101]</sup> orienta a priorização da destinação de recursos de P&D regulados pela ANEEL e pela ANP para o hidrogênio. No âmbito da ANP, o Grupo de Trabalho de Hidrogênio foi instituído pela Portaria ANP nº 148/2022,<sup>[102]</sup> coordenado pelo Centro de Pesquisas e Análises Tecnológicas (CPT) e composto por membros de todas as Diretorias da Agência.

#### 4.1.7. Regulação da Qualidade do Gás Natural

O Art.8º da Lei 9478/97 dá à ANP a competência pela definição da qualidade do gás natural. Assim, desde que atendam à qualidade determinada pela ANP, diferentes composições de gases são consideradas conformes com a regulação da ANP, bem como serão intercambiáveis nos termos do art. 4º do Decreto nº 10.712/2021<sup>[7]</sup> e do §2º do art. 3º da Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021).<sup>[8]</sup>

A introdução de hidrogênio ao gás natural altera propriedades do gás natural, em especial, o Poder Calorífico Superior e o Índice de Wobbe. A resolução da ANP não estabelece hoje um teor máximo percentual de hidrogênio na composição do gás natural e maiores discussões são apresentadas em capítulo dedicado da presente Nota Técnica.<sup>[9]</sup>





**5.**

**EXPERIÊNCIA  
INTERNACIONAL**



## 5. Experiência Internacional

A análise internacional revela abordagens distintas quanto à integração do H<sub>2</sub> ao setor de gás natural, refletindo diferenças nas políticas públicas, nas características das infraestruturas existentes e nas metas climáticas nacionais. Nenhum país atingiu consenso definitivo sobre uma porcentagem ideal de mistura e o tema permanece predominantemente sob caráter experimental e focado sobre redes de distribuição. A tabela 3 apresenta uma síntese comparativa simplificada.

O Apêndice I referenciado neste relatório apresenta discussões mais detalhadas sobre a experiência internacional.

**Tabela 4** – Síntese comparativa internacional: limites de mistura, estratégia e status regulatório por país.

| País           | Mistura Permitida/Praticada   | Estratégia   | Principais Projetos  | Impacto   | Segmento                  |
|----------------|---|--|--|---|---------------------------|
| Austrália      | Norma AS/NZS 4564 permite 10% máx. em volume para distribuição e transporte. <sup>[15]</sup>                | Norma AS/NZS 4564:2025 admitiu até 10% em mistura. Cada estado tem sua estratégia, cada introdução é avaliada, e não há mandato para hidrogênio. | HyP SA; <sup>[18]</sup> ATCO WA; <sup>[19]</sup> HyP Gladstone <sup>[20]</sup> | Reformas regulatórias amplas; <sup>[13][14]</sup> guias técnicos <sup>[17]</sup>  | Distribuição e Transporte |
| Reino Unido    | 0,1% legal pela GSMR 1996; <sup>[24]</sup> 20% em projetos pilotos em redes de distribuição <sup>[25]</sup> | Revisão regulatória com ampla participação da indústria.   | HyDeploy (Keele Univ.) <sup>[25][26]</sup>                                     | Reforma do Gas Act 1986 em 2023, em consonância com a estratégia de hidrogênio; <sup>[23]</sup> Energy Act 2023 <sup>[29]</sup> | Distribuição              |
| União Europeia | 2% vol. (EN 16726:2025) <sup>[35]</sup>   | Redes dedicadas de hidrogênio  | Projetos pilotos nacionais   | Pacote 2024/1788–1789; <sup>[33][34]</sup> ENN OH <sup>[36]</sup>   | -                         |
| Países Baixos  | Pilotos até 20% <sup>[38]</sup><br>Limite de 2% vol. Segundo a regra  | Rede dedicada de ~1.200 km para hidrogênio puro (85% da qual foi   | Amerland;<br>PosHYdon <sup>[39][40]</sup>                                      | Nova política Energie wet em vigor a  | Distribuição (Amerland) e |





|          |  |   |   |   |                       |
|----------|--|---|---|---|-----------------------|
|          | européia (EN 16726:2025) <sup>[35]</sup>   | adaptada de rede originalmente projetadas para gás natural) + projetos pilotos.<br><br>A estratégia Nacional de Hidrogênio não abrange a Mistura com o gás natural. Não há mandato de mistura. <sup>[38]</sup>  |   | partir de janeiro de 2026 <sup>[42]</sup> | Transporte (PosHYdon) |
| França   | 2% (Admitido pelo regulador CRE) <sup>[45]</sup><br><br>Limite de 2% vol. Segundo a regra européia (EN 16726:2025) <sup>[35]</sup> | Infraestrutura dedicada segregada para hidrogênio puro. São previstos 500km de dutos.<br><br>A Estratégia Nacional de Hidrogênio não abrange a Mistura com o gás natural. Não há mandato de mistura <sup>[44]</sup>   | Jupiter 1000 <sup>[49]</sup> , transporte e-metano com até 2% de hidrogênio | Em desenvolvimento no âmbito legislativo. | -                     |
| Alemanha | 2–30% em projetos pilotos <sup>[52][58]</sup><br><br>Limite de 2% vol. Segundo a regra européia (EN 16726:2025) <sup>[35]</sup>    | Hydrogen Core Network 9.040 km para dutos com hidrogênio puro previstos para 2032, dos quais 60% são gasodutos de gás natural adaptados e 40% dutos novos.<br><br>A estratégia Nacional de Hidrogênio não abrange a Mistura com o gás natural. Não há mandato de mistura. <sup>[51]</sup> | WindGas Haßfurt, <sup>[55]</sup> Öhringen <sup>[57]</sup>                   | Em desenvolvimento.                       | Distribuição          |





|        |                                    |   |   |   |              |
|--------|------------------------------------|---|---|---|--------------|
| EUA    | 2–10% viável <sup>[64]</sup>       | H2Hubs; <sup>[62]</sup><br>Há 2600km de hidrogênio puro operando em sistema <i>merchant</i> para atendimento de demanda industrial. | CenterPoint (5%) <sup>[67]</sup>          | Guia federal previsto para 2026–2029 <sup>[61]</sup><br><br>A estrutura regulatória é fragmentada entre diferentes reguladores. | Distribuição |
| Chile  | 5% atual; meta 20% <sup>[69]</sup> | H <sub>2</sub> verde; mistura como etapa inicial  | H2GN (Coquimbo/La Serena) <sup>[73]</sup> | Guia SEC 2024   | Distribuição |
| Japão  | -                                  | e-metano prioritário; mistura de transição.   | Não há.                                   | Lei do Negócio do Gás em revisão  | -            |
| Rússia | -                                  | Busca soberania tecnológica pós-2022 <sup>[74][75]</sup> diante das atuais restrições econômicas.                                   | Não há.                                   | -   | -            |

## 5.1. Austrália

A Austrália adotou uma abordagem multinível para integrar o hidrogênio ao setor de gás, combinando governança nacional e estadual. A Australian Energy Market Commission (AEMC) iniciou revisão abrangente da National Gas Law (NGL) e das National Energy Retail Rules (NERR) para incorporar formalmente misturas de H<sub>2</sub>.<sup>[12]</sup> Alterações legislativas foram implementadas pelo Statutes Amendment (National Energy Laws) (Other Gases) Act 2023,<sup>[13]</sup> proclamado em 7 de março de 2024.

A NGL passou a empregar o termo "gases cobertos" (covered gases) — gás natural, H<sub>2</sub>, biometano, metano sintético e misturas. A NERR adotou "equivalentes de gás natural" (NGEs) para gases utilizáveis sem modificações em aparelhos existentes e "gases cobertos prescritos" (PCGs) para gases que podem requerer adaptações.<sup>[14]</sup>

Uma revisão federal de 2019 concluiu que até 10% de H<sub>2</sub> (em volume) poderia ser adicionado ao gás natural típico sem violar os limites de qualidade estabelecidos pela AS/NZS 4564, e sem comprometer a segurança ou afetar aparelhos de uso final.<sup>[15]</sup> O foco dos projetos australianos está nas redes de distribuição de baixa pressão. Alguns estados estabeleceram metas de 10% de H<sub>2</sub> renovável nas suas redes até 2030 (Austrália Ocidental, Nova Gales do Sul, Austrália Meridional).<sup>[16]</sup> Em 2023, a Standards Australia publicou o SA HB 225:2023<sup>[17]</sup>, que é o manual de diretrizes para mistura de H<sub>2</sub> em gasodutos e redes de distribuição.



**Tabela 5 – Projetos-piloto de mistura de H<sub>2</sub> em operação ou desenvolvimento na Austrália.**<sup>[18][19][20]</sup>

| Projeto                      | Localização             | Operador       | Início      | Meta Mistura | Clientes |
|------------------------------|-------------------------|----------------|-------------|--------------|----------|
| HyP South Australia          | Adelaide, SA            | AGIG/AGN       | Mai/2021    | 5% → 10%     | ~4.000   |
| ATCO H <sub>2</sub> Blending | Cockburn, WA            | ATCO Australia | Dez/2022    | 2%–10%       | ~3.000   |
| HyP Gladstone                | South Gladstone, QLD    | AGIG/AGN       | Nov/2024    | Até 10%      | ~700     |
| HP Murray Valley             | Albury-Wodonga, VIC/NSW | AGIG           | 2025 (est.) | 10%          | >40.000  |
| Western Sydney GG            | Oeste de Sydney, NSW    | Jemena         | 2021        | 2%           | ~250     |

Os projetos demonstram operação com segurança de misturas de até 10% de H<sub>2</sub> sem representar aumento de risco, mas recomenda também a realização de testes futuros em determinados equipamentos.<sup>[21]</sup> A mistura em gasodutos de transporte de alta pressão apresenta desafios mais complexos: aços carbono e de baixa liga são susceptíveis à fragilização por H<sub>2</sub>, e a norma AS/NZS 2885 necessita de revisão específica. O Future Fuels CRC publicou, em 2023, um Código de Práticas para Sistemas de Gasodutos de H<sub>2</sub>,<sup>[22]</sup> orientando o projeto e operação de sistemas de transmissão com H<sub>2</sub> ou misturas.

## 5.2. Reino Unido

O hidrogênio já se encontra no âmbito da definição de gás constante do Gas Act 1986.<sup>[23]</sup> Como gás regulado, o H<sub>2</sub> está sujeito a requisitos do regulador Ofgem e aos códigos setoriais: *Uniform Network Code (UNC)*, *Independent Gas Transporter Uniform Network Code* e *Retail Energy Code (REC)*, além de requisitos de saúde e segurança sob fiscalização do HSE, incluindo as normas *Gas Safety (Management) Regulations 1996*,<sup>[24]</sup> *Pipeline Safety Regulations 1996*, *Planning Hazardous Substances Regulations 2015*, *Control of Major Accident Hazards (COMAH) 2015* e *Dangerous Substances and Explosive Atmosphere Regulations 2002*.

O Gas Safety (Management) Regulation 1996 fixa em 0,1% (molar) a concentração máxima de H<sub>2</sub> permitida na rede.<sup>[24]</sup>

### 5.2.1. Projeto HyDeploy e Evolução Regulatória no Reino Unido

O projeto HyDeploy foi aprovado pela Ofgem em 2016<sup>[26]</sup> e realizou um teste-piloto na Universidade de Keele (2019–2021), injetando até 20% de H<sub>2</sub> em volume na rede existente da universidade, suprindo 100 residências e 30 prédios de faculdades.<sup>[25]</sup> A taxa de mistura de 20% decorreu de ser o nível mais alto testado na Europa continental até então, junto ao projeto GRHYD





da Engie no norte da França.<sup>[30]</sup> O projeto concluiu com resultados positivos em termos de segurança e desempenho dos aparelhos.

Em setembro de 2023, o DESNZ realizou consulta pública sobre proposta de mistura de 20% de H<sub>2</sub> na rede de distribuição.<sup>[31]</sup> Nesta ocasião, houve o reconhecimento do potencial estratégico e econômico dessa mistura em determinados cenários, indicando redução de emissões de carbono sobre o consumo britânico de GN. Contudo, a segurança é fator crítico a ser avaliado.

O projeto FutureGrid, liderado pela National Gas (operadora da rede de transmissão do Reino Unido), é o mais avançado projeto mundial de testes de H<sub>2</sub> na rede de transmissão.<sup>[28]</sup> A Fase 1 (concluída em julho de 2024) avaliou o desempenho de principais ativos de transporte (válvulas, filtros, tubulações) com misturas de 2%, 5%, 20% de H<sub>2</sub> com gás natural, e 100% de H<sub>2</sub>. Participaram DNV, Northern Gas Networks, HSE Solutions, Fluxys e Universidades de Durham e Edimburgo. A Fase 2 está em andamento, focada na separação do H<sub>2</sub> do GN (deblending) e na compressão com misturas de H<sub>2</sub>, com participação de Siemens, Element 2 e Universidade de Cardiff.

A norma regulatória PAS 4445:2025 para equipamentos a hidrogênio foi recentemente publicada no Reino Unido,<sup>[32]</sup> reforçando o arcabouço técnico para aplicações de H<sub>2</sub>.

### 5.3. União Europeia

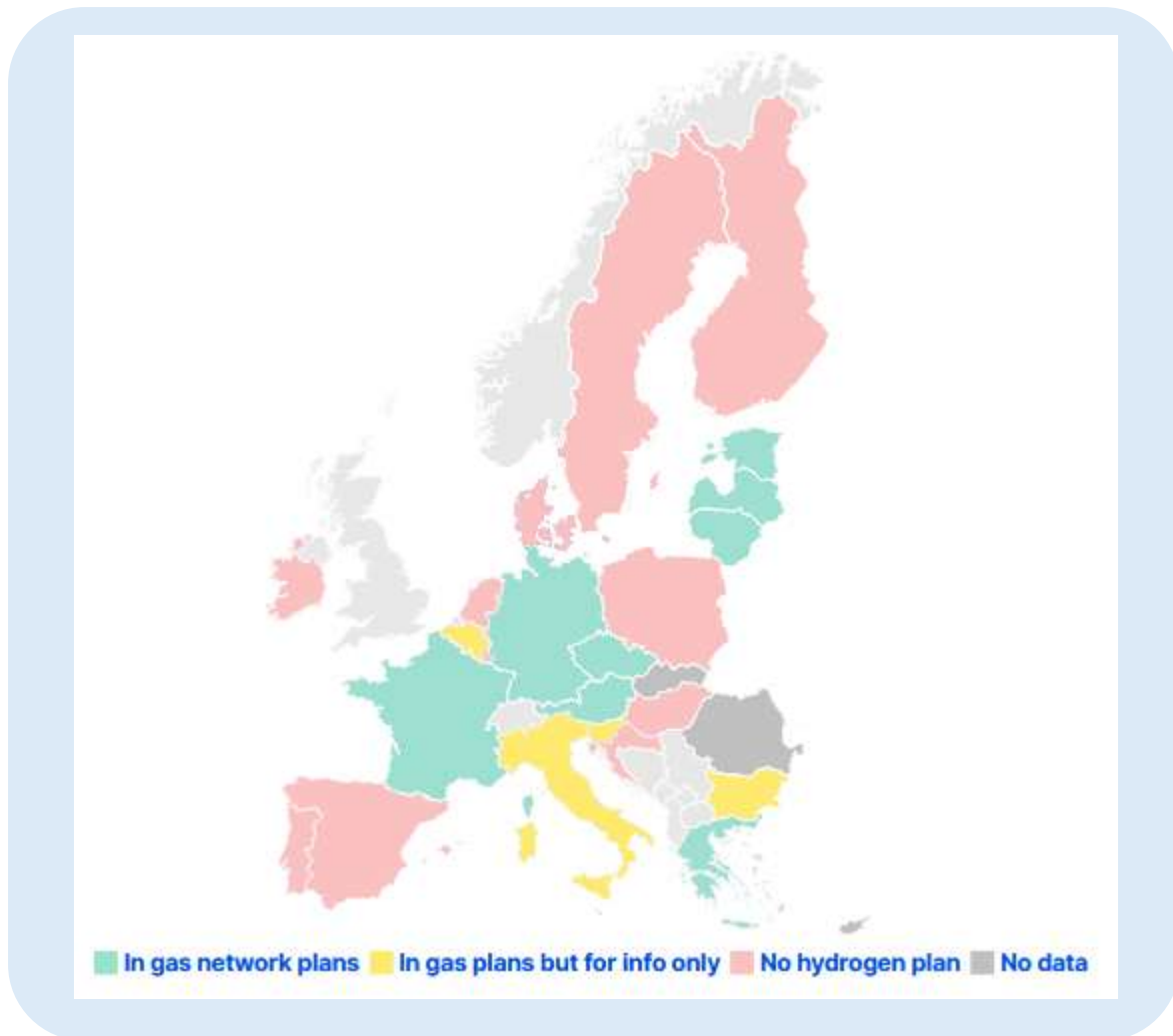
O marco regulatório da UE é o "Hydrogen and Decarbonized Gas Market Package", adotado pelo Conselho em 21 de maio de 2024, composto pela Diretiva (UE) 2024/1788<sup>[33]</sup> e pelo Regulamento (UE) 2024/1789.<sup>[34]</sup> O Regulamento, em seu Artigo 21, permite misturas de até 2% em volume nas interconexões entre sistemas de gás de Estados-Membros. Contudo, o "considerando" nº 74 esclarece inequivocamente que a mistura de H<sub>2</sub> "deverá ser uma solução de último recurso", pois é menos eficiente que o uso do H<sub>2</sub> em sua forma pura e diminui seu valor.

A norma europeia EN 16726:2025<sup>[35]</sup> prevê o limite de 2% de H<sub>2</sub> como ponto de partida para harmonização no sistema europeu. Em 25 de junho de 2025, os futuros operadores de transporte adotaram os documentos estatutários da ENNOH (European Network of Network Operators for Hydrogen),<sup>[36]</sup> prevista para se tornar plenamente operacional em 2026.

Segundo o ACER European Hydrogen Markets 2025 Monitoring Report,<sup>[37]</sup> apenas 55 km de novos gasodutos de H<sub>2</sub> foram comissionados em 2024 na UE, elevando o total para 1.636 km (concentrados em Bélgica, França, Alemanha e Países Baixos).



**Figura 3** – Mapa dos países da UE com planos de redes de hidrogênio (Fonte: ACER, 2025).<sup>[37]</sup>



A ENNOH (European Network of Network Operators for Hydrogen) foi criada pelo "Hydrogen and Decarbonized Gas Market Package" de 2024<sup>[33][34]</sup> para coordenar o desenvolvimento da infraestrutura de H<sub>2</sub> na União Europeia. Em 25 de junho de 2025, os futuros operadores de redes de H<sub>2</sub> adotaram os documentos estatutários da ENNOH,<sup>[36]</sup> incluindo seu estatuto e uma Convenção de Cooperação que estabelece a estrutura de governança da organização. A ENNOH deverá tornar-se plenamente operacional em 2026.

Entre as principais responsabilidades previstas para a ENNOH estão: (i) elaboração de um Plano de Desenvolvimento de Rede da UE em nível continental (Ten-Year Network Development Plan — TYNDP H<sub>2</sub>); (ii) desenvolvimento de códigos de rede para H<sub>2</sub> que estabelecerão regras técnicas e operacionais harmonizadas; (iii) coordenação do desenvolvimento de normas técnicas; e (iv) monitoramento e reporte sobre o desenvolvimento da infraestrutura.<sup>[36][37]</sup>





## 5.4. Países Baixos

Os Países Baixos estão desenvolvendo uma rede nacional dedicada de gasodutos de H<sub>2</sub> com extensão planejada de aproximadamente 1.200 km, sendo 85% baseada em gasodutos de gás natural reaproveitados, estratégia que pode reduzir custos em até 75% em comparação com a construção de uma rede inteiramente nova de dutos.<sup>[38][39]</sup> A Gasunie, por meio da Hynetwork, é responsável pelo projeto, com conclusão prevista entre 2030-2033.

**Figura 4** – Rede holandesa planejada de H<sub>2</sub> para 2030, conectando hubs industriais de Roterdã, Amsterdã, Zeeland e Limburg (Fonte: Hynetwork/Gasunie).<sup>[40]</sup>



A Energiewet, em vigor desde 1º de janeiro de 2026, ainda não estabelece regras completas sobre tarifas e acessos para H<sub>2</sub>.<sup>[42]</sup> Projetos como PosHYdon (offshore) e a injeção em Amerland (até 20%) demonstraram viabilidade.<sup>[40][41]</sup> Entretanto, a Hynetwork propôs adiamento de 4–5 anos e o novo custo estimado é de 3,8 bilhões de euros, mais que o dobro da estimativa original.<sup>[42]</sup>

## 5.5. França

A França publicou seu primeiro Programa Nacional do Hidrogênio em 2018 e o expandiu em 2020 com uma Estratégia Nacional.<sup>[43]</sup> A nova estratégia nacional francesa, publicada em abril de 2025, é mais conservadora: prioriza o uso de H<sub>2</sub> em polos industriais e no setor de transportes, com meta de 4,5 GW de eletrolisadores em 2030 e 8 GW em 2035.<sup>[44]</sup>

A França opõe-se expressamente à mistura de H<sub>2</sub> nas redes.<sup>[44]</sup> A Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) argumentou, em contribuição à Comissão Europeia,<sup>[45]</sup> que a injeção de H<sub>2</sub> causaria problemas para consumidores industriais incompatíveis, riscos de segurança e elevados custos

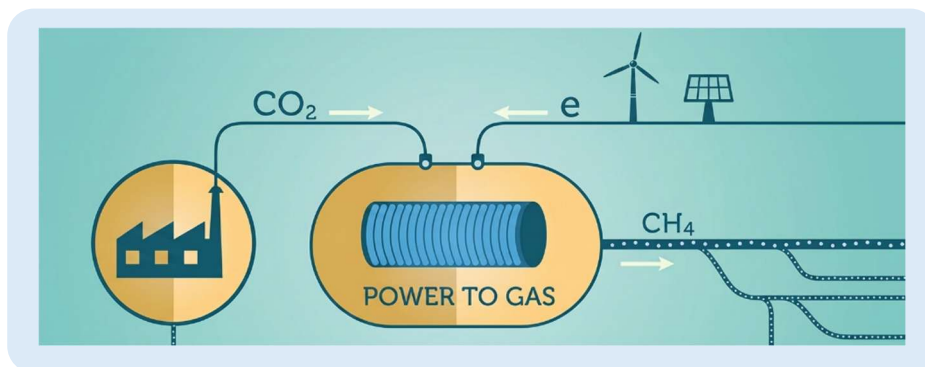




para separação nos pontos de entrega. A CRE propôs que, se adotado, o limite não deveria superar 2%.<sup>[45]</sup>

O foco francês está na infraestrutura dedicada: corredor BarMar (Spain-France),<sup>[46]</sup> corredor Hy-Fen (Marselha-Alemanha), projeto MosaHYc (90 km França-Alemanha, FID 2024, operação 2027).<sup>[47][48]</sup> O projeto piloto Jupiter 1000 (Fos-sur-Mer) injeta até 2% de H<sub>2</sub> na rede, por razão da alta vazão que dilui o H<sub>2</sub>.<sup>[49][50]</sup>

**Figura 5** – Diagrama de processo do projeto Jupiter 1000 (Fos-sur-Mer, França): eletrólise PEM+alcalina → metanação com captura de CO<sub>2</sub> → injeção na rede (Fonte: GRTgaz).<sup>[49]</sup>



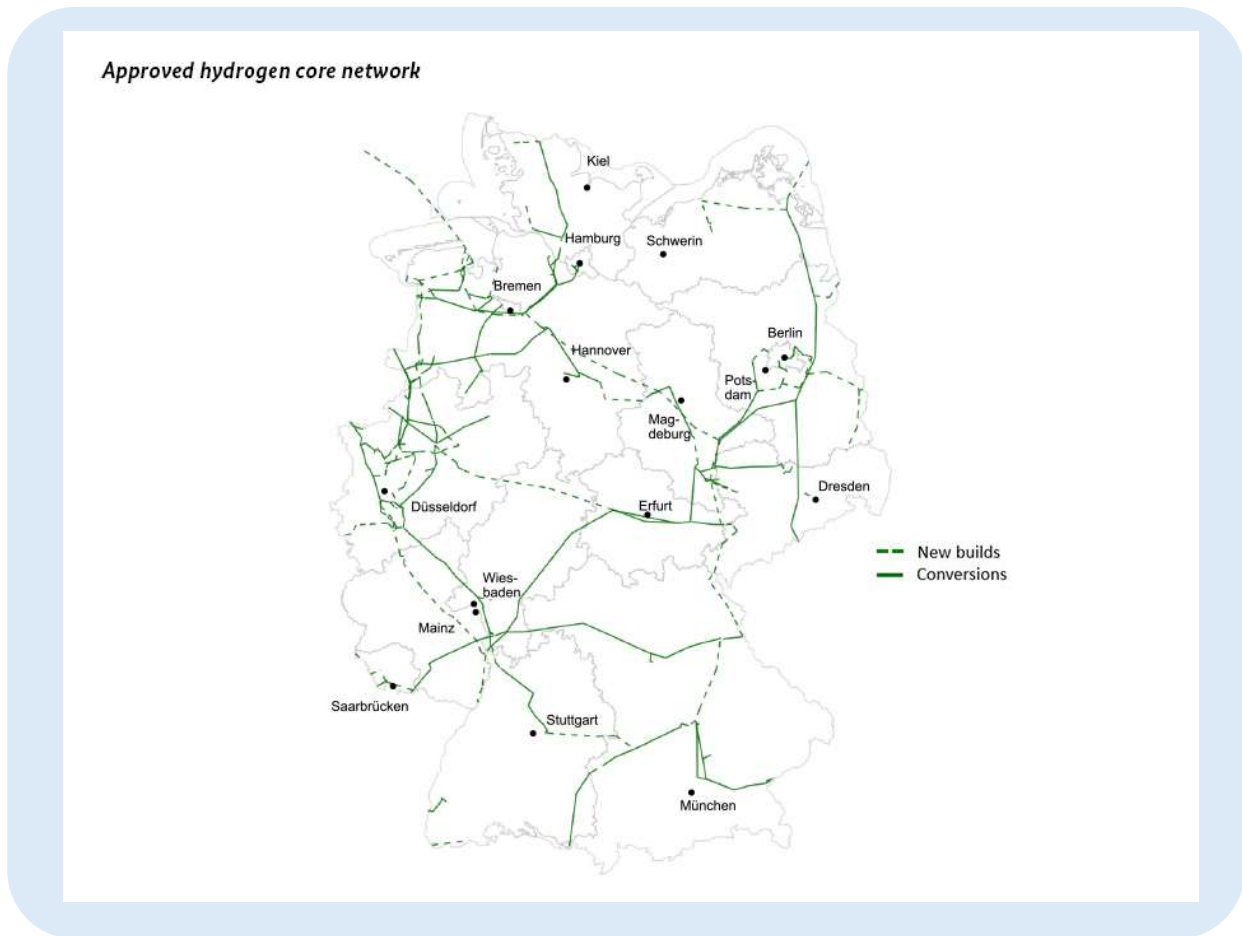
## 5.6. Alemanha

A Alemanha aprovou a Estratégia Nacional do Hidrogênio (NWS) em 2020 e a atualizou em 2023.<sup>[51]</sup> A "Hydrogen Core Network" aprovada em outubro de 2024<sup>[52]</sup> prevê 9.040 km de gasodutos (56% reaproveitados), custo estimado de 19 bilhões de euros, conclusão até 2032, acomodando ~101 GW de capacidade de entrada.<sup>[53]</sup>





**Figura 6** – Rede central (Hydrogen Core Network) aprovada na Alemanha em 2024: gasodutos novos (tracejado) e convertidos do gás natural (contínuo) (Fonte: Bundesnetzagentur, 2024).<sup>[52]</sup>



A legislação alemã não contempla misturas de H<sub>2</sub> com gás natural como política nacional, mas a Alemanha possui tradição histórica com altos teores de H<sub>2</sub> (gás de cidade com ~50% de H<sub>2</sub> até os anos 1970).<sup>[51]</sup> Projetos-piloto relevantes incluem: ITM Power/Thüga Frankfurt (primeira planta mundial de Power-to-Gas com injeção na rede, 2013);<sup>[54]</sup> WindGas Haßfurt (Baviera, até 5%);<sup>[55]</sup> Freiburg ISE (2% desde 2017);<sup>[56]</sup> e Hydrogen Island Öhringen (testou até 30% em 2022).<sup>[57][58]</sup>

## 5.7. Estados Unidos

A produção de hidrogênio limpo nos EUA recebeu impulso de duas legislações fundamentais: a Lei Bipartidária de Infraestrutura (BIL),<sup>[59]</sup> com US\$ 9,5 bilhões para o setor de H<sub>2</sub> (incluindo US\$ 8 bilhões para H2Hubs regionais), e a Lei de Redução da Inflação (IRA),<sup>[60]</sup> com créditos fiscais robustos para produção de H<sub>2</sub> limpo (Section 45V). A Estratégia Nacional de H<sub>2</sub> Limpo (jun/2023)<sup>[61]</sup> estabelece metas de 10 Mt/ano até 2030 e 50 Mt/ano até 2050.



**Figura 7 – Sete H2Hubs Regionais de Hidrogênio Limpo selecionados pelo DoE em outubro de 2023 (Fonte: U.S. DoE/OCED, 2023).<sup>[62]</sup>**



**Tabela 6 – Características dos H2Hubs Regionais dos EUA.<sup>[62]</sup> Produção combinada estimada: ~8.000 ton/dia (~3 Mt/ano).**

| Hub                                  | Estado (s) | Invest. (USD) | Empregos | Características   |
|--------------------------------------|------------|---------------|----------|---|
| Appalachian H <sub>2</sub> Hub       | WV, OH, PA | US\$ 925 M    | 21.000   | H <sub>2</sub> de gás natural com CCS                     |
| California H <sub>2</sub> Hub        | CA         | US\$ 1,2 bi   | 220.000  | H <sub>2</sub> exclusivamente de renováveis e biomassa    |
| Pacific Northwest H <sub>2</sub> Hub | WA, OR, MT | US\$ 1 bi     | 10.000   | H <sub>2</sub> por eletrólise; transporte e armazenamento |
| Gulf Coast H <sub>2</sub> Hub        | TX         | US\$ 1,2 bi   | 45.000   | Diversas fontes (renováveis + GN + CCS)                   |
| Heartland H <sub>2</sub> Hub         | MN, ND, SD | US\$ 925 M    | 3.880    | Renováveis e fósseis; fertilizantes e energia             |
| Mid-Atlantic H <sub>2</sub> Hub      | PA, DE, NJ | US\$ 750 M    | 20.800   | Diversas fontes (renováveis + nuclear)                    |



|                            |            |           |        |                                       |
|----------------------------|------------|-----------|--------|---------------------------------------|
| Midwest H <sub>2</sub> Hub | IL, IN, MI | US\$ 1 bi | 13.600 | Aço, vidro, refino, transporte pesado |
|----------------------------|------------|-----------|--------|---------------------------------------|

Nos EUA, não há agência que concentre as competências regulatórias sobre o H<sub>2</sub>, o que é considerado um desafio.<sup>[63]</sup> O transporte dutoviário de misturas H<sub>2</sub>/GN é regulado pela FERC (quando considerado gás intercambiável), e pela PHMSA (segurança operacional em dutos).<sup>[63]</sup> Atualmente existem cerca de 2.600 km de dutos dedicados ao H<sub>2</sub>, concentrados no Golfo do México. O U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap<sup>[61]</sup> prevê elaboração de guia nacional com limites para misturas entre 2026 e 2029.

Experiências práticas documentadas: Hawaii Gas opera com aproximadamente 12% de H<sub>2</sub> desde os anos 1970 em redes de baixa pressão;<sup>[65]</sup> New Jersey Natural Gas injeta <1% de H<sub>2</sub> desde outubro de 2021;<sup>[66]</sup> CenterPoint Energy distribui 5% de H<sub>2</sub> em Minneapolis.<sup>[67]</sup> O Departamento de Energia americano (DoE) disponibiliza as ferramentas BlendPATH e HELPR para avaliação de impactos e custos de adaptação de redes.<sup>[68]</sup>

## 5.8. Chile

O Chile publicou em novembro de 2020 sua Estratégia Nacional de Hidrogênio Verde,<sup>[69]</sup> focada exclusivamente em fontes renováveis. O potencial energético renovável chileno é superior a 1.800 GW (70 vezes a demanda doméstica).<sup>[70]</sup> A estratégia está estruturada em três ondas: consumo doméstico (2020–2025), exportação e transporte (2025–2030) e abertura de novos mercados após 2030.

Projetos em destaque: planta pioneira Anglo American em Las Tórtolas (2021); Haru Oni (Patagônia), primeira planta de e-combustíveis do mundo em escala industrial;<sup>[71]</sup> H2 Magallanes (TotalEnergies/Total Eren), com 10 GW eólicos e meta de 1,9 Mt/ano de amônia verde a partir de 2030.<sup>[72]</sup>

O Projeto H2GN (GASVLAPO Energias, iniciado em 2022) injeta H<sub>2</sub> verde em redes de distribuição de gás natural de Coquimbo e La Serena. Em julho de 2025, atingiu 5% de H<sub>2</sub> com o segundo eletrolisador de alta eficiência.<sup>[73]</sup> A operação monitora em tempo real sensores e válvulas que ajustam automaticamente a proporção. A infraestrutura em PEAD apresenta plena compatibilidade. A meta é ampliar para 20%, reduzindo ~340 toneladas de CO<sub>2</sub>/ano. Mais de 4.500 lares e estabelecimentos comerciais já recebem o gás enriquecido sem alterações no serviço ou nas tarifas.<sup>[73]</sup>

## 5.9. Rússia

A Rússia formalizou sua estratégia entre 2020 e 2021 com metas agressivas de exportação (até 50 Mt/ano até 2050).<sup>[74]</sup> As sanções internacionais após 2022 prejudicaram severamente o acesso a mercados e tecnologias, forçando revisão estratégica.<sup>[75]</sup> As metas foram reduzidas em





aproximadamente 75% (para 550.000 t/ano até 2030). A Rússia implementa atualmente 41 projetos-piloto, dos quais aproximadamente 75% são de H<sub>2</sub> verde por eletrólise.<sup>[76]</sup> A padronização técnica permanece subdesenvolvida.

### 5.9.1. Projetos Russos de Hidrogênio – Status Detalhado

Dado o isolamento econômico, a Rússia foi obrigada a direcionar sua estratégia de H<sub>2</sub> para a soberania tecnológica nacional e o desenvolvimento do mercado interno, o que resulta em altos custos da produção de H<sub>2</sub> de baixo carbono, lacunas significativas na infraestrutura e falta de demanda interna robusta devido à grande disponibilidade de combustíveis convencionais mais baratos.<sup>[80]</sup>

**Tabela 7** – Principais projetos russos de hidrogênio e seu status antes e após 2022 (Fontes: <sup>[76]</sup><sup>[77]</sup><sup>[78]</sup><sup>[79]</sup>).

| Projeto/Tipo                   | Operador Principal       | Método/Foco                                  | Capacidade/ Meta  | Status Pós-2022   |
|--------------------------------|--------------------------|--|---|---|
| Sakhalin Green H <sub>2</sub>  | Gov. Regional (SKB SAMI) | H <sub>2</sub> verde (30 kW solar FV)        | Instalação experimental   | Operacional jun/2024; potencial exportação Ásia-Pacífico              |
| Gazprom Blue H <sub>2</sub>    | Gazprom                  | H <sub>2</sub> azul (SMR+CCS)                | Produção para exportação  | Comissionamento adiado 3 anos por sanções; busca compradores chineses |
| Rosatom Pink H <sub>2</sub>    | Rosatom                  | H <sub>2</sub> rosa (Nuclear)                | 400.000 t/ano até 2035  | P&D; construção planejada para 2028                                   |
| Novatek Blue H <sub>2</sub>    | Novatek                  | H <sub>2</sub> azul/amônia (SMR+CCS)         | Fornecimento para Europa (MoU RWE dez/2021) <sup>[78]</sup>     | Estudo pré-FEED para Yamal; redirecionamento de mercado               |
| Lukoil Pirólise H <sub>2</sub> | Lukoil                   | H <sub>2</sub> turquesa (pirólise de metano) | Nanotubos de carbono + H <sub>2</sub> neutro em CO <sub>2</sub> | P&D em andamento <sup>[79]</sup>                                      |
| En+ Transporte Criogênico      | Grupo En+                | Transporte de H <sub>2</sub> líquido         | Infraestrutura Krasnoyarsk/Irkutsk                              | Desenvolvimento de contêineres-tanque criogênicos                     |





A experiência russa evidencia como a dependência de mercados e tecnologias estrangeiras pode ser uma vulnerabilidade estratégica crítica para um programa nacional de H<sub>2</sub>.<sup>[80]</sup> A perda dos principais mercados de exportação europeus e as restrições à transferência de tecnologia reduziram drasticamente as ambições originais. A trajetória planejada para se tornar uma potência global de H<sub>2</sub> foi fundamentalmente alterada, com o país agora buscando um caminho mais lento e mais caro para a adoção do H<sub>2</sub>.

## 5.10. Japão

O Japão lançou sua Estratégia Nacional de Hidrogênio em 2017 e a atualizou em junho de 2023. O 6º Plano Estratégico de Energia (2021) prevê H<sub>2</sub> e amônia representando aproximadamente 1% da matriz energética japonesa até 2030. A mistura de H<sub>2</sub> em redes de gás é tratada como alternativa de transição. Projeto Iwatani (Minami-Soma): mistura de até 10% de H<sub>2</sub> em GLP para aproximadamente 80 residências. Kansai Electric Power: co-combustão de até 30% de H<sub>2</sub> em turbina a gás na usina de Himeji Daini. As principais concessionárias (Tokyo Gas, Osaka Gas, Toho Gas) priorizam o e-metano — plenamente compatível com redes e aparelhos existentes.



6.

**ASPECTOS  
ECONÔMICOS DA  
INJEÇÃO DO  
HIDROGÊNIO**



## 6. Aspectos Econômicos da Injeção do Hidrogênio

Os estudos técnico-econômicos sobre a mistura de H<sub>2</sub> em gasodutos de gás natural geralmente se enquadram em duas categorias: (i) modelos focados na economia da mistura para integração de energias renováveis e redução de emissões; e (ii) estudos que quantificam os custos de modernização dos gasodutos para compatibilidade com H<sub>2</sub>. Há consenso de que o limite real de mistura depende do caso específico, e que o componente mais limitante da rede determina a proporção máxima viável.<sup>[81][82]</sup>

### 6.1. Estudo CavendisH2 (Espanha)

O relatório CavendisH2,<sup>[81]</sup> desenvolvido pela SEDIGAS (Associação Espanhola de Gás) em parceria com a BIP Consulting, é referência internacional sobre custos de adaptação da infraestrutura para mistura de H<sub>2</sub>. Para a rede espanhola:

**Tabela 8** – Estimativas de custo de modernização da rede espanhola para mistura de H<sub>2</sub> (CavendisH2, 2023).<sup>[81]</sup>

*Obs.: não inclui substituição de aparelhos de uso final.*

| Nível de Mistura   | Custo Total Estimado (€) | Principal Item de Custo                |
|--------------------|--------------------------|--|
| 5% H <sub>2</sub>  | ~200 milhões             | Estações de compressão (>50% do total) |
| 10% H <sub>2</sub> | ~450 milhões             | Estações de compressão (>50% do total) |
| 20% H <sub>2</sub> | 703 milhões              | Estações de compressão (>50% do total) |

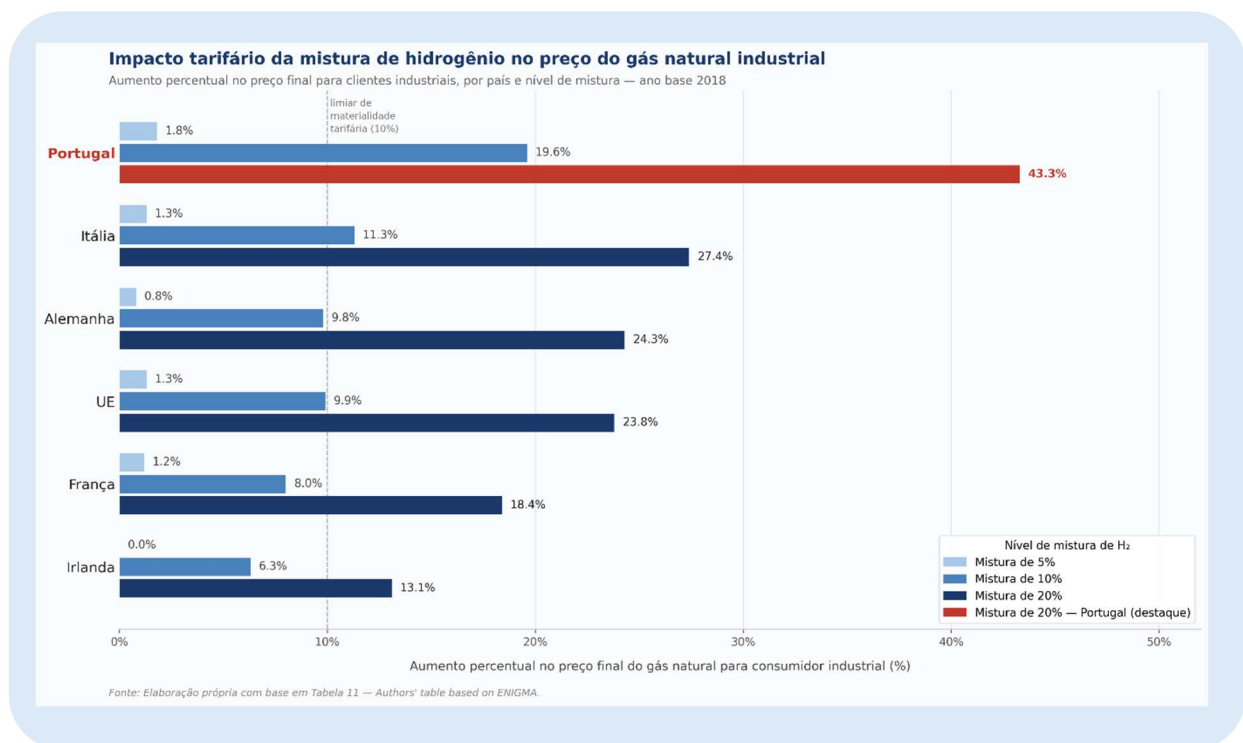
As estimativas do CavendisH2 não incluem a possível substituição ou modificação de aparelhos de uso final, que pode ser significativo a depender das características dos consumidores.<sup>[81]</sup> Em relação ao rendimento e eficiência, deve-se destacar que para manter o mesmo conteúdo energético, a mistura de H<sub>2</sub> exigirá aumento no volume transportado: 1,04× para 5%, 1,08× para 10% e 1,17× para 20% de H<sub>2</sub>.



## 6.2. Estudo Fraunhofer IEE (União Europeia)

O Instituto Fraunhofer IEE (2022)<sup>[82]</sup> avaliou a viabilidade técnica da adição de H<sub>2</sub> à rede de transporte europeia e concluiu que a adição de 20% de H<sub>2</sub> aumentaria os custos industriais em média 23,8% na UE, com elevação de até 43,3% no preço final do gás natural em Portugal. Essa mesma mistura de 20% reduziria as emissões de carbono em apenas 6–7%, revelando a relação custo-benefício desafiadora desta solução.

Figura 8 – Avaliação do impacto da mistura sobre o preço final do gás natural na Europa <sup>[83]</sup>



## 6.3. Mercado Brasileiro e Alocação de Custos

O mercado brasileiro de gás natural é caracterizado por sua natureza majoritariamente não cativa: os consumidores têm alternativas energéticas (eletricidade, GLP, óleo combustível) e tendem a migrar para fontes mais baratas diante de aumentos de preço final do gás natural.<sup>[96]</sup> A sensibilidade do setor industrial às variações de custo torna a indústria de gás natural mal posicionada para absorver custos adicionais.

Para viabilizar a injeção de H<sub>2</sub> nos gasodutos de transporte no Brasil, seria necessário estudar mecanismos de *funding* originados de fontes específicas, como fundos destinados à descarbonização, para financiar os investimentos de adaptação sem impactar a competitividade do gás natural no mercado. A redução da competitividade do gás natural pressiona seus consumidores a sair deste mercado.<sup>[96]</sup>





7.

**PANORAMA  
BRASILEIRO**



## 7. Panorama Brasileiro

O Brasil está posicionado para se tornar protagonista global na produção de H<sub>2</sub> de baixa emissão de carbono.<sup>[3]</sup> Sete projetos em escala industrial, somando R\$ 63 bilhões em investimentos, pretendem atingir decisão final de investimento (FID) em 2026, com capacidade total de eletrólise de 6,15 GW.

Os produtos finais previstos nestes projetos serão a amônia, o metanol e os fertilizantes nitrogenados, nenhum desses projetos contempla a mistura de H<sub>2</sub> ao gás natural seja no segmento do transporte, seja no da distribuição do gás natural.<sup>[89]</sup>

**Tabela 9** – Projetos com FID previstos para 2026–2029 no Brasil (Fonte: ABIHV, nov/2025).<sup>[3] [89]</sup>

*Nenhum desses projetos contempla mistura de H<sub>2</sub> ao gás natural.*

| Empresa                    | Produto   | Cap. Eletrólise | Investimento | Localização         | FID Prev. |
|----------------------------|---|-----------------|--------------|---------------------|-----------|
| Atlas Agro                 | Fertilizantes nitrogenados                        | 300 MW          | R\$ 6 bi     | Uberaba/MG          | 2026      |
| Casa dos Ventos            | Amônia verde                                      | 1,2 GW          | R\$ 12 bi    | Pecém/CE            | 2026      |
| European Energy            | Metanol   | 150 MW          | R\$ 2 bi     | Suape/PE            | 2026      |
| Fortescue                  | H <sub>2</sub> verde                              | 1,2 GW          | R\$ 18 bi    | Pecém/CE            | 2026      |
| FRV (1ª fase)              | Amônia verde                                      | 500 MW          | R\$ 6 bi     | Pecém/CE            | 2026      |
| Quair (Fraternité+Liberté) | H <sub>2</sub> , NH <sub>3</sub> e O <sub>2</sub> | 2,52 GW         | R\$ 17,7 bi  | Pecém/CE            | 2026      |
| Voltália (1ª fase)         | Amônia verde                                      | 280 MW          | R\$ 2,7 b    | Pecém/CE            | 2026      |
| Acciona/Nordex             | Amônia verde                                      | 500 MW          | R\$ 11 bi    | Rio Grande do Norte | 2027      |
| EDF                        | e-metanol   | 170 MW          | —            | Bahia               | 2027      |
| Quair (Suape)              | H <sub>2</sub> , NH <sub>3</sub> e O <sub>2</sub> | 2,24 GW         | R\$ 15,7 bi  | Suape/PE            | 2027      |
| FRV (2ª fase)              | Amônia verde                                      | 1,5 GW          | R\$ 18 bi    | Pecém/CE            | Até 2030  |
| EDF                        | Amônia verde                                      | 200MW           | —            | Pecém/CE            | Até 2030  |





## 7.1. Programas e Investimentos P&D públicos

A ANEEL promoveu a Chamada Estratégica de PDI nº 023/2024<sup>[90]</sup> ("Hidrogênio no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro"), que recebeu 24 propostas (19 plantas-piloto + 5 peças/componentes) com investimento total previsto de R\$ 2,7 bilhões, até então o maior volume já registrado em uma Chamada Estratégica da ANEEL.<sup>[91]</sup> Em outubro de 2025, a Diretoria Colegiada aprovou a execução de cinco projetos com aporte de quase R\$ 200 milhões.<sup>[92]</sup>

O MME realizou chamada pública para hubs de H<sub>2</sub> com operação comercial prevista até 2035.<sup>[93]</sup> Em 29/08/2025, foram selecionados cinco projetos para o Plano de Investimentos do Brasil no âmbito do CIF-ID (Climate Investment Funds – Industry Decarbonization):<sup>[93]</sup> H2Orizante Verde (CSN/RJ), Hub de H2V de Camaçari (Neoenergia/BA), B2H2 (Copel GET/PR), Uberaba Green Fertilizer (Atlas Agro/MG) e Hub de H<sub>2</sub> e Amônia em MG (Cemig/MG).

Nenhum desses projetos contempla a mistura de H<sub>2</sub> ao gás natural.

## 7.2. Case Brasileiro: Gasoduto REVAP-PQU

Merece menção o único caso operacional brasileiro de movimentação de gás com alto teor de H<sub>2</sub> em gasoduto de longa distância: a Autorização ANP nº 435/2009<sup>[94]</sup> autoriza a TRANSPETRO a operar o gasoduto REVAP-PQU (97 km, 12 polegadas, aço API 5L X65 PSL2) com Hidrocarboneto Leve de Refinaria (HLR) contendo 26,05% de H<sub>2</sub> em fração molar. Este caso demonstra que a movimentação de fluidos com alto teor de H<sub>2</sub> é tecnicamente viável quando o material do duto e as condições operacionais são adequadamente selecionados, mas não pode ser extrapolado para a rede de transporte de GN como um todo, cujos projetos não foram desenvolvidos para gases com elevado teor de H<sub>2</sub>.

## 7.3. Estudos Brasileiros sobre Limites de Mistura

Um estudo publicado na Revista Observatório de la Economia Latinoamericana (dez/2024),<sup>[95]</sup> realizado pela UFRJ, UFC e UTFPR, avaliou o impacto da adição de H<sub>2</sub> ao gás natural e ao biometano no sistema canalizado brasileiro, considerando as normas de qualidade da ANP.<sup>[9]</sup> Principais resultados:

- A adição de H<sub>2</sub> ao gás natural reduz sua densidade e massa molar, impactando negativamente o PCS;<sup>[95]</sup>
- Para manter o mínimo de 85% de metano e o PCS mínimo exigidos pela ANP,<sup>[9]</sup> a adição de H<sub>2</sub> deve ser limitada a 11%;<sup>[95]</sup>



- Embora o Índice de Wobbe permitira concentrações maiores (até 30%), outras propriedades como PCS e teor de metano seriam comprometidas;<sup>[95]</sup> e
- Para biometano, o limite é mais restritivo: até 3% de H<sub>2</sub> (biometano já tem menor PCS).<sup>[95]</sup>

## 7.4. Perspectivas do Mercado Brasileiro de H<sub>2</sub> até 2030 (IPEA)

O IPEA publicou em fevereiro de 2025 o texto "O Mercado do Hidrogênio de Baixo Carbono no Brasil: Perspectivas e Desafios até 2030",<sup>[96]</sup> projetando produção nacional entre 200 e 800 mil toneladas/ano até 2030. A atratividade depende da redução do diferencial de preços frente ao H<sub>2</sub> cinza, exigindo quatro vetores: precificação do carbono, ganhos de escala em eletrolisadores, maior eficiência técnica e redução nos custos de energia renovável.

A elevada participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira oferece vantagem para certificação do H<sub>2</sub> como renovável sem necessidade de geração própria. É preciso, entretanto, revisar os encargos do setor elétrico (como a CDE) que oneram o preço final da energia elétrica, impactando a competitividade da produção de H<sub>2</sub> por eletrólise.<sup>[96]</sup>

## 7.5. Características da Rede Brasileira de Transporte de GN

Para uma avaliação precisa dos impactos da mistura de H<sub>2</sub>, é fundamental compreender as características específicas da rede de transporte brasileira.<sup>[97]</sup> Na tabela a seguir estão descritas as características da rede de transporte e os impactos para o uso da mistura do H<sub>2</sub> ao GN.

**Tabela 10** – Características da rede brasileira de transporte de gás natural e relevância para a eventual mistura de H<sub>2</sub>. (Fonte: ANP)

| Característica        | Descrição   | Relevância para Mistura H <sub>2</sub>  |
|-----------------------|---|---|
| Extensão total        | 9.445 km (sistemas interconectados e sistemas isolados) | Heterogeneidade: a avaliação caso a caso é essencial                            |
| Material predominante | Aço API 5L (graus B, X60, X65, X70)                     | Susceptível à HE <sup>[113]</sup> risco varia com grau e condições operacionais |
| Faixa de pressão      | 36,5 a > 100 kgf/cm <sup>2</sup>                        | Pressões altas maximizam risco de HE e custo de adaptação de compressores       |
| Redes interconectadas | NE, SE, GASBOL  | Maior complexidade para a realização de mudanças.                               |
| Redes isoladas        | Lateral-Cuiabá, Urucu-Coari-Manaus                      | Menor opção de bypass em caso de paralisação para                               |



|                        |  |   |
|------------------------|--|---|
|                        |  | adaptações e menor capacidade de absorção de custos de adaptação.                             |
| Estações de compressão | Múltiplas ao longo da rede   | Precisariam ser substituídas/adaptadas e são o principal item de custo (>50%) <sup>[81]</sup> |
| Normas de projeto      | API 5L, ASME B31.8, Referência da Resolução ANP nº 6/2011 (RTDT) <sup>[97]</sup> | ASME B31.8 incorporará aprimoramentos em 2026 <sup>[113]</sup>                                |

## 7.6. Manual ANP para Autorizações de H<sub>2</sub> (Out/2025)

Em 16 de outubro de 2025, a ANP publicou o Manual "Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono: Manual para Solicitação de Autorizações",<sup>[103]</sup> com objetivo de orientar os agentes econômicos sobre o processo regulatório para autorizações de produção, operação e comercialização de H<sub>2</sub> de baixa emissão de carbono.

## 7.7. Portfólio de Projetos de H<sub>2</sub> em Desenvolvimento no Brasil (EPE, mar/2026)

Conforme publicado pela EPE no painel de dados sobre potencial de recursos para a produção de H<sub>2</sub> de baixo carbono, em março de 2026,<sup>[104]</sup> existem 30 projetos de H<sub>2</sub> em andamento no Brasil, em diferentes estágios de maturidade. A tabela a seguir consolida os projetos identificados:

**Tabela 11** – Portfólio de projetos de H<sub>2</sub> de baixo carbono em desenvolvimento no Brasil (Fontes: EPE, 2026<sup>[104]</sup>; ABIHV, 2025<sup>[89]</sup>; ANEEL, 2025<sup>[92]</sup>; CIF, 2025<sup>[93]</sup>).

| Projeto/Empresa | Finalidade                              | Estágio                   | Localização       |
|-----------------|---|---------------------------|-------------------|
| UFRJ            | P&D                                     | Operacional (P&D)         | Rio de Janeiro/RJ |
| Angra I e II    | Purificação de H <sub>2</sub> (Nuclear) | P&D                       | Angra dos Reis/RJ |
| Atlas Agro      | Fertilizantes nitrogenados              | Memorando de Entendimento | Uberaba/MG        |
| Casa dos Ventos | H <sub>2</sub> V e NH <sub>3</sub>      | Memorando de Entendimento | Porto de Pecém/CE |





| Copel                                       | Transportes                           | P&D                       | Curitiba/PR             |
|---|---------------------------------------|---------------------------|-------------------------|
| EDP   | H <sub>2</sub> V                      | P&D                       | Porto de Pecém/CE       |
| Engevix                                     | H <sub>2</sub> V                      | Memorando de Entendimento | Porto de Pecém/CE       |
| Enerfim                                     | Exportação de H <sub>2</sub> V        | Memorando de Entendimento | Porto do Rio Grande/RS  |
| Enterprize Energy                           | H <sub>2</sub> V – Eólica Offshore    | Memorando de Entendimento | Porto do Rio Grande/RS  |
| Fortescue                                   | H <sub>2</sub> V                      | Pré-Contrato              | Porto de Pecém/CE       |
| Fortescue                                   | H <sub>2</sub> V                      | Memorando de Entendimento | Porto do Açu/RJ         |
| HUB Begreen – Tio Hugo                      | Amônia de baixo carbono               | Memorando de Entendimento | Rio Grande do Sul/RS    |
| HUB Begreen – Usina Escola de Amônia na UPF | Amônia de baixo carbono               | Memorando de Entendimento | Passo Fundo/RS          |
| Laboratório de Hidrogênio (LabH2) – IPT     | P&D                                   | Em projeto                | Cidade Universitária/SP |
| Neoenergia                                  | H <sub>2</sub> V                      | Memorando de Entendimento | Fortaleza/CE            |
| Neoenergia                                  | Exportação de H <sub>2</sub> V        | Memorando de Entendimento | Porto do Rio Grande/RS  |
| Norte Energia                               | NH <sub>3</sub>                       | Em projeto                | Belo Monte/PA           |
| Porto Central                               | H <sub>2</sub> V                      | –                         | Espírito Santo/ES       |
| Porto de Santos                             | H <sub>2</sub> V                      | –                         | Santos/SP               |
| Porto Norte Fluminense                      | H <sub>2</sub> V                      | –                         | Rio de Janeiro/RJ       |
| PTI/Furnas                                  | H <sub>2</sub> V – UHE e Fotovoltaica | P&D                       | Itumbiara/GO            |
| Quair                                       | H <sub>2</sub> V                      | Memorando de Entendimento | Suape/PE                |





|                                  |   |                           |                        |
|----------------------------------|---|---------------------------|------------------------|
| Quair                            | H <sub>2</sub> V  | Memorando de Entendimento | Porto de Pecém/CE      |
| Shell / Raízen / Hytron / Toyota | H <sub>2</sub> V  | P&D                       | São Paulo/SP (USP)     |
| Solatio                          | H <sub>2</sub> V  | Memorando de Entendimento | Parnaíba/PI            |
| Unifei (Projeto Piloto)          | P&D   | Operacional (P&D)         | Itajubá/MG             |
| Unigel                           | Fertilizantes   | –                         | Camaçari/BA            |
| White Martins                    | H <sub>2</sub> V  | Memorando de Entendimento | Porto do Rio Grande/RS |
| White Martins                    | H <sub>2</sub> V  | –                         | Porto de Suape/PE      |
| Yara / Raízen                    | Reforma a vapor de BioCH <sub>4</sub> e NH <sub>3</sub> V | –                         | Cubatão/SP             |

A diversidade geográfica e setorial dos projetos evidencia o potencial brasileiro para produção de H<sub>2</sub> de baixo carbono.<sup>[3][104]</sup> A concentração de projetos no Complexo do Pecém (CE) e em Suape (PE) reflete as vantagens competitivas do Nordeste em energia solar e eólica, e acesso à infraestrutura portuária para exportação. É notável que nenhum desses projetos contemple a mistura de H<sub>2</sub> ao gás natural como parte de seu modelo de negócio, evidência concreta de que o mercado brasileiro de H<sub>2</sub> estrutura-se sobre bases independentes da infraestrutura de GN.<sup>[89][104]</sup>

A microscopic view of several cells, likely bacteria or yeast, against a blue background. The cells are spherical and have a distinct internal structure, possibly a nucleus or nucleolus. They are arranged in a cluster, with some cells in focus and others blurred in the background. The lighting is bright, highlighting the cell walls and internal organelles.

8.

**ESPECIFICAÇÃO E  
CONTROLE DA  
QUALIDADE**



## 8. Especificação e Controle da Qualidade

A Resolução ANP nº 982/2025,<sup>[9]</sup> que define os limites de composição e as características do gás natural no Brasil, não estabelece valores máximos ou mínimos para o teor de H<sub>2</sub>. Contudo, a presença de H<sub>2</sub> impacta diretamente o Poder Calorífico Superior (PCS) e o Índice de Wobbe, parâmetros determinantes para a intercambialidade dos gases e o desempenho dos aparelhos dos consumidores finais. Qualquer mistura deve respeitar os limites definidos pela ANP para essas propriedades.<sup>[9]</sup>

Do ponto de vista físico-químico, a adição de H<sub>2</sub> ao gás natural reduz a densidade da mistura, o poder calorífico superior e o Índice de Wobbe em magnitudes que crescem com a fração molar de hidrogênio, mas de forma não estritamente proporcional, particularmente no caso do Índice de Wobbe, cuja dependência da densidade relativa introduz comportamento não linear.<sup>[82]</sup> Em condições de alta pressão e baixas temperaturas, as equações de estado convencionais (GERG-2008 e AGA8-DC92) apresentam limitações crescentes à medida que a fração de H<sub>2</sub> aumenta.<sup>[106]</sup>

A intermitência e sazonalidade da produção de H<sub>2</sub> renovável podem introduzir variações dinâmicas na composição da mistura, dificultando o controle contínuo da qualidade, e, portanto, devem ser gerenciadas. Projetos JIP como o DNV H2BLEND e o H2MET demonstram que variações no teor de H<sub>2</sub> afetam a velocidade do som, a densidade e o fator de compressibilidade, parâmetros utilizados pelos sistemas de medição de vazão e energia.<sup>[84][110]</sup>

### 8.1. Impacto no PCS, Wobbe e Capacidade de Transporte

**Tabela 12** – Impacto do teor de H<sub>2</sub> no poder calorífico, no Índice de Wobbe e na capacidade energética de transporte.<sup>[82]</sup> Valores aproximados, base volumétrica.

| Teor H <sub>2</sub> (% vol.) | Redução PCS (%) | Redução Índice Wobbe | Volume adicional necessário |
|------------------------------|-----------------|----------------------|-----------------------------|
| 0%                           | -               | -                    | × 1,00                      |
| 5%                           | ~3,4%           | ~1,2%                | × 1,04                      |
| 10%                          | ~6,9%           | ~2,5%                | × 1,07                      |
| 20%                          | ~13,8%          | ~4,9%                | × 1,16                      |
| 50%                          | ~34,5%          | ~12,1%               | × 1,53                      |



# 9.

## SISTEMA DE MEDIÇÃO



## 9. Sistema de Medição

A medição adequada de misturas H<sub>2</sub>/GN é essencial para a regulação econômica do transporte, para atendimento de condições contratuais entre agentes e para a gestão operacional da rede. A presença de H<sub>2</sub> impacta o desempenho de praticamente todas as tecnologias de medição disponíveis.<sup>[107][108][109][110]</sup>

O Apêndice II referenciado no Item 17 desta Nota Técnica apresenta discussões detalhadas sobre o desempenho das diferentes tecnologias de medição disponíveis.

### 9.1. Impacto por Tecnologia de Medição

**Tabela 13** – Impacto do H<sub>2</sub> nas principais tecnologias de medição e status normativo internacional.<sup>[107][108][109]</sup>

| Tipo de Medidor                       | Principais Impactos com H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> +GN   | Situação / Status Normativo  | Percentual de H <sub>2</sub> já testado/validado  |
|---------------------------------------|--|--|---|
| <i>Rotativo (Rotary displacement)</i> | <ul style="list-style-type: none"><li>– Compatibilidade de materiais (vedantes/lubrificantes).</li><li>– H<sub>2</sub> mais difusivo exige testes de estanqueidade.</li><li>– Possível impacto na exatidão a baixas vazões.</li><li>– Faltam dados de longa duração.</li></ul> | EN12480 (CEN/TC 237 WG2) em preparação para incluir H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> +GN.        | Alguns estudos até 100%vol (capacidade indicada pelo projeto HIGGS para certos modelos), mas sem validação ampla; consenso até 20 – 30%vol. |
| <i>Turbina</i>                        | <ul style="list-style-type: none"><li>– Menor densidade pode alterar resposta do rotor.</li><li>– Até 10%vol H<sub>2</sub> efeito desprezível dentro dos limites de calibração.</li><li>– Necessário rever faixas de Reynolds/algoritmos.</li></ul>                            | EN 12261 (CEN/TC 237 WG3) em preparação. Validação CEN/TC 237-N764 até 10%vol H <sub>2</sub> . | Testado até 10%vol com resultados positivos; dados conflitantes acima de 10 – 40%vol.   |
| <i>Ultrassônico</i>                   | <ul style="list-style-type: none"><li>– Velocidade do som aumenta (até +12% para 12%vol H<sub>2</sub>).</li><li>– Limite EN 14236 = 475 m/s; misturas com 23% H<sub>2</sub> já excedem.</li><li>– Nenhuma degradação significativa até ~10%vol</li></ul>                       | EN 14236 (CEN/TC 237 WG9) em preparação.   | Testes domésticos até 10%vol OK; limites físicos excedidos em gases com 23%vol H <sub>2</sub> .   |



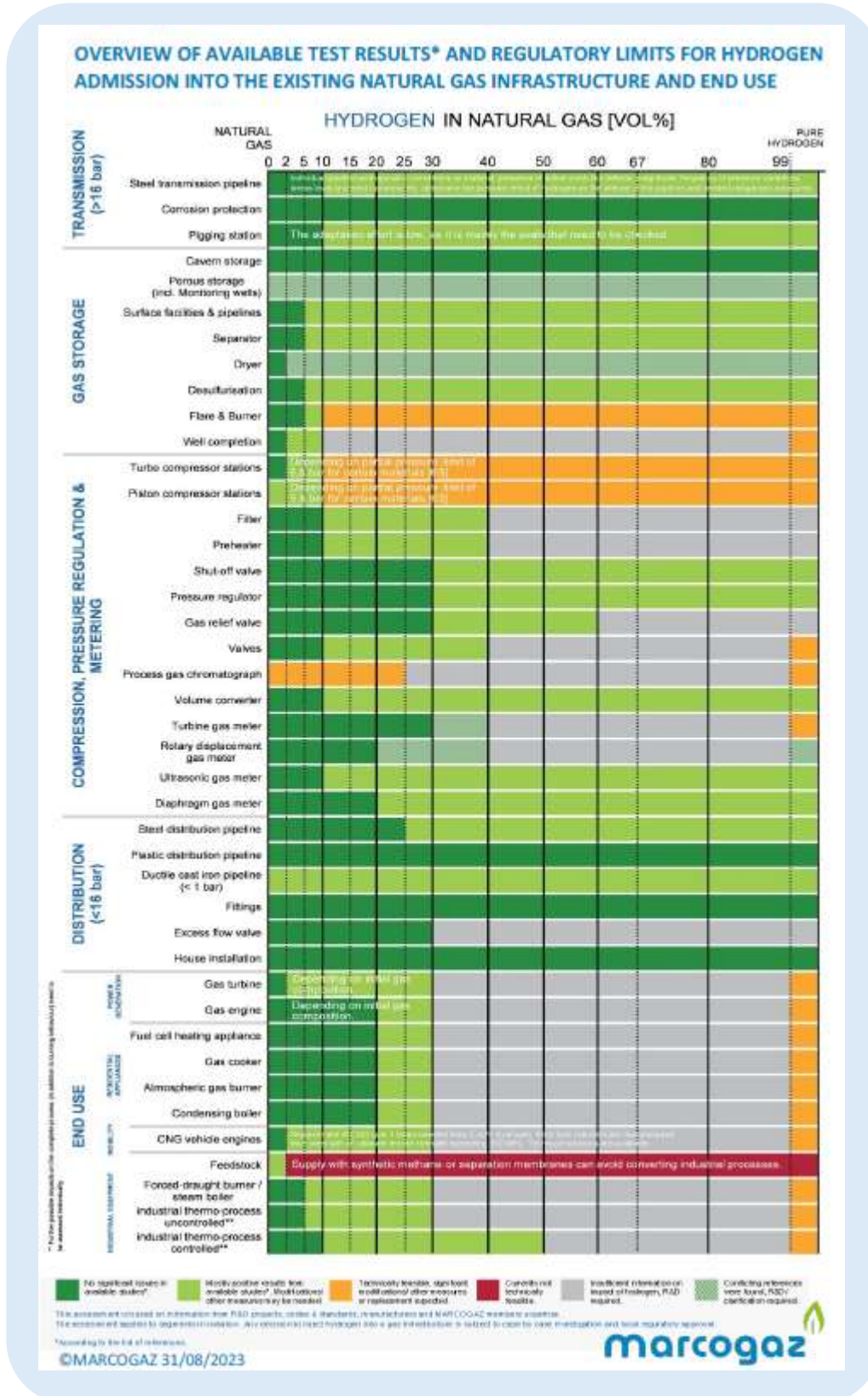


|  |  |  |  |
|--|--|--|--|
|  | em testes domésticos.<br>– Pode precisar recalibração acima disso.   |  |  |
| <i>Diaphragma</i>                        | – Compatibilidade de membranas/vedantes com H <sub>2</sub> .<br>– Ensaios preliminares: nenhum efeito 0–15%vol; até 50%vol em alguns estudos.<br>– Fluxo inicial pode mudar com menor densidade.<br>– Faltam dados de longo prazo.       | EN 1359 (CEN/TC 237 WG8) em preparação.                                    | Maioria dos estudos até 15%vol sem problemas; alguns até 50%vol com resultados positivos; indicação HIGGS de operação até 100%vol para certos modelos                        |
| <i>Massa Térmica (Thermal mass flow)</i> | – Propriedades térmicas mudam (capacidade calorífica/conductividade).<br>– EN 17526 já atualizada para incluir gases renováveis.<br>– Misturas 0–5%vol H <sub>2</sub> cumprem limites de erro máximo.                                    | EN 17526 (CEN/TC 237 WG10) publicada 2022 incluindo H <sub>2</sub> .       | Testado principalmente até 5%vol H <sub>2</sub> com conformidade; acima disso carece de dados.   |
| <i>Coriolis</i>                          | – H <sub>2</sub> altera significativamente a precisão.<br>– Necessária calibração específica com H <sub>2</sub> .<br>– Validar em ampla faixa de pressão/temperatura e teores de H <sub>2</sub> .<br>– Recomenda-se modificar ISO 10790. | ISO 10790 (ISO/TC 30 SC5) precisa ser modificada; nenhum projeto em curso. | Estudos mostram necessidade de calibração já com misturas baixas; alterações significativas reportadas mesmo em misturas moderadas; não há consenso para valores >10–20%vol. |





**Figura 9 – Limites de tolerância regulatórios e de teste para admissão de H<sub>2</sub> na infraestrutura de gás e uso final:**  
 verde = viável sem ajustes; amarelo = modificações possíveis/referências conflitantes;  
 vermelho = não viável (Fonte: Fraunhofer/Marcogaz, 2022–2023).<sup>[82][83]</sup>





## 9.2. Projeto NEWGASMET (EMPIR)

O projeto NEWGASMET (2019–2022),<sup>[107]</sup> financiado pelo Programa Europeu de Metrologia para Inovação e Pesquisa (EMPIR) investigou como gases renováveis (biogás e H<sub>2</sub>) afetam a precisão e vida útil de medidores comerciais. As principais conclusões foram:

- Biometano é amplamente considerado equivalente ao gás natural, sem impacto significativo nos medidores;
- H<sub>2</sub> representa desafio específico quanto à estanqueidade — moléculas menores permitem permeação em vedações;<sup>[107]</sup>
- Misturas com até 10% de H<sub>2</sub> não afetam significativamente a metrologia da maioria dos medidores testados;<sup>[107]</sup>
- Medidores de massa térmica apresentaram deriva de até 2% após testes com H<sub>2</sub>;<sup>[107]</sup>
- Medidores rotativos a alta pressão com 15% de H<sub>2</sub> mostraram comportamento similar ao GN puro, mas com possíveis submedições por vazamentos;<sup>[107]</sup> e
- Foram desenvolvidos ensaios específicos de estanqueidade para H<sub>2</sub> e protocolos de durabilidade (>1000h).<sup>[107]</sup>

## 9.3. Projeto Met4H2 (European Partnership on Metrology - EURAMET)

O projeto Met4H2 (iniciado em outubro de 2022)<sup>[110]</sup> buscou desenvolver padrões e métodos metrológicos para toda a cadeia de suprimento do H<sub>2</sub>. Entre os avanços: padrões de calibração para medição de vazamentos de H<sub>2</sub>; protocolos para avaliação de permeação em polímeros e O-rings até 300 bar; padrões primários de vazão para H<sub>2</sub> puro e misturado ao GN; e estrutura computacional para cálculo de incertezas integrando AGA8 e GERG-2008.<sup>[110]</sup>

## 9.4. Cromatografia em Ambientes H<sub>2</sub>/GN

Os cromatógrafos de processo são tecnologia de referência para determinação da composição do GN. Com H<sub>2</sub> em mistura, surgem desafios específicos: (i) detectores de Condutividade Térmica (TCD) com hélio como gás de arraste podem ter sensibilidade reduzida para H<sub>2</sub> concentrado — solução: argônio ou duplo detector; (ii) o tempo de ciclo pode ser insuficiente para capturar variações rápidas na composição — mitigação: fast GC ou espectroscopia Raman complementar; e (iii) componentes internos podem não ser compatíveis com H<sub>2</sub>, causando fragilização metálica e vazamentos em conexões.<sup>[107][110]</sup>



## 9.5. Situação Regulatória Metrológica no Brasil

A Lei nº 14.948/2024<sup>[6]</sup> atribuiu à ANP a responsabilidade de regular e fiscalizar atividades relacionadas ao H<sub>2</sub>, incluindo medição. Para que a medição de H<sub>2</sub> seja regulamentada para fins fiscais, o Inmetro precisará desenvolver e publicar Regulamentos Técnicos Metrológicos (RTMs) específicos. Lacunas críticas identificadas: ausência de laboratórios acreditados para calibração de medidores de H<sub>2</sub> em condições de alta pressão; falta de RTMs do Inmetro para H<sub>2</sub>; necessidade de adaptação das normas internacionais (OIML R137, R139,<sup>[112]</sup> R140) à realidade brasileira. A Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013<sup>[111]</sup> precisará ser revisada ou complementada para tratar da medição de H<sub>2</sub>.

## 9.6. Estudo GERG sobre Capacidade de Transporte em Gasodutos

O estudo do GERG (European Gas Research Group)<sup>[84]</sup> avaliou os efeitos de usar gasodutos de GN para transportar H<sub>2</sub> puro ou misturado, com foco em entender como a introdução de H<sub>2</sub> afeta a capacidade energética, os parâmetros de escoamento e os riscos de integridade das tubulações e equipamentos. A pesquisa analisou três tipos de GN (alto, médio e baixo poder calorífico) e concentrações de H<sub>2</sub> de 5%, 10%, 20% e 100%, em pressões de 4–30 bar (distribuição), 40–80 bar (transmissão) e 120–250 bar (armazenamento). As principais conclusões foram:

- Densidade, viscosidade e valor calorífico caem quando a concentração de H<sub>2</sub> aumenta; compressibilidade se aproxima de 1;<sup>[84]</sup>
- Para 100% H<sub>2</sub>, a velocidade deve ser 2,5–5,5 vezes maior para transportar a mesma energia;<sup>[84]</sup>
- Para misturas de até 20% H<sub>2</sub> (e ocasionalmente 30%), não há impactos significativos na capacidade e integridade se o sistema operar abaixo de 90% da capacidade máxima;<sup>[84]</sup>
- Vibrações (pulsação, turbulência, ruído) tendem a aumentar com maior teor de H<sub>2</sub>, especialmente pela maior velocidade e frequência de desprendimento de vórtices;<sup>[84]</sup>
- Maior potencial de erosão em curvas e juntas, mitigável com manutenção e filtragem adequadas;<sup>[84]</sup> e
- Para teores altos (50–98%), há mais riscos; acima de 98% H<sub>2</sub> puro, o efeito na capacidade tende a estabilizar.<sup>[84]</sup>





## 9.7. Adaptação de Normas Metrológicas Internacionais ao Contexto de H<sub>2</sub>

Um caso concreto que ilustra os desafios de adaptação das normas existentes ao contexto do H<sub>2</sub> é a revisão da OIML R139.<sup>[112]</sup> Essa norma define os requisitos metrológicos e técnicos para sistemas de medição de combustíveis gasosos comprimidos para veículos, incluindo CNG (GNC) e H<sub>2</sub>. A revisão de 2018 buscou garantir que os procedimentos de teste e os requisitos se adequassem às características únicas do H<sub>2</sub>. A implementação revelou desafios práticos: falta de infraestrutura de teste para H<sub>2</sub> de alta pressão e questões de validação metrológica e segurança. A comunidade de pesquisa está trabalhando para resolver essas questões, o que aponta para a necessidade de futuras revisões da OIML R139.<sup>[112]</sup>

**Tabela 14** – Status normativo das principais normas metrológicas relevantes para medição de H<sub>2</sub> puro e misturas H<sub>2</sub>/GN.<sup>[107][108][109][110][111][112]</sup>

| Norma     | Organismo  | Escopo  | Status para H <sub>2</sub>                 | Observações   |
|-----------|------------|---|--|---|
| OIML R137 | OIML       | Medidores de gás, requisitos gerais                 | Adaptações necessárias para H <sub>2</sub> | Ensaio com H <sub>2</sub> desenvolvidos no NEWGASMET <sup>[107]</sup>   |
| OIML R140 | OIML       | Medidores de gás, transferência de custódia         | Adaptações necessárias para H <sub>2</sub> | Met4H2 <sup>[110]</sup> fornecerá base para revisão   |
| OIML R139 | OIML       | Abastecimento de H <sub>2</sub> e GNC para veículos | Revisado em 2018; <sup>[112]</sup>         | Necessita nova revisão para H <sub>2</sub> de alta pressão; falta infraestrutura de teste e validação metrológica |
| EN 12261  | CEN/TC 237 | Medidores de turbina para GN                        | Em elaboração para abranger H <sub>2</sub> | Validação até 10% H <sub>2</sub> no CEN/TC 237-N764 <sup>[108]</sup>  |
| EN 12480  | CEN/TC 237 | Medidores rotativos para GN                         | Em elaboração para abranger H <sub>2</sub> | Ensaio de durabilidade com H <sub>2</sub> necessários <sup>[108]</sup>  |
| EN 14236  | CEN/TC 237 | Medidores ultrassônicos domésticos para GN          | Em elaboração para abranger H <sub>2</sub> | Limite de 475 m/s para velocidade do som <sup>[108]</sup> ; excedido com ~23% H <sub>2</sub>                      |
| EN 1359   | CEN/TC 237 | Medidores de diafragma para GN                      | Em elaboração para abranger H <sub>2</sub> | Estudos de durabilidade até 50% H <sub>2</sub> (HIGGS) <sup>[109]</sup> ;   |





|                                  |               |                                    |  |  |
|----------------------------------|---------------|------------------------------------|--|--|
|                                  |               |                                    |  | operação até 100% em modelos HIGGS   |
| EN 17526                         | CEN/TC 237    | Medidores de massa térmica         | Publicada em 2022 (inclui gases renováveis) <sup>[108]</sup> | Única norma de medidor já atualizada para H <sub>2</sub>   |
| ISO 10790                        | ISO/TC 30 SC5 | Medidores Coriolis                 | Necessitaria ser modificada                                  | Nenhum projeto em curso na ISO   |
| Res. Conj. ANP/Inmetro nº 1/2013 | ANP/Inmetro   | Medição de petróleo e GN no Brasil | Não abrange H <sub>2</sub> <sup>[111]</sup>                  | Seria necessária revisão da regulação ou criação de nova norma para tratar da medição, cujas normas técnicas, equipamentos e procedimentos são distintos |





# 10.

## SEGURANÇA OPERACIONAL



## 10. Segurança Operacional

A mistura de H<sub>2</sub> em redes de gás natural introduz desafios significativos à integridade dos materiais, exige modificação dos métodos de detecção de vazamento e demanda estratégias específicas de prevenção de ignição e explosão. Esses desafios se intensificam com concentrações mais elevadas de H<sub>2</sub>, pressões mais elevadas, em infraestruturas mais antigas.<sup>[113][114][117]</sup>

**Tabela 15** – Propriedades comparativas entre H<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> e suas implicações sobre a segurança operacional.<sup>[113][117]</sup>

| Propriedade                    | Hidrogênio (H <sub>2</sub> ) | Metano (CH <sub>4</sub> )     | Implicação   |
|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------|--|
| Faixa de inflamabilidade no ar | 4–75% vol.                   | 5–15% vol.                    | H <sub>2</sub> é inflamável em faixa muito mais ampla de concentração no ar.                       |
| Energia mínima de ignição      | 0,017 mJ                     | 0,28 mJ                       | H <sub>2</sub> ignita sob menores energias.  |
| Velocidade de chama            | 270–340 cm/s                 | 37–40 cm/s                    | Maior risco de detonação em espaços confinados.  |
| Temperatura de autoignição     | 500–571 °C                   | 537–600 °C                    | Similar ao metano.   |
| Difusividade @25°C             | 0,61 cm <sup>2</sup> /s      | 0,22 cm <sup>2</sup> /s       | H <sub>2</sub> dispersa ~3× mais rápido que CH <sub>4</sub> .                                      |
| Visibilidade da chama          | Quase invisível              | Azul/Amarelo/laranja visíveis | Visibilidade da chama do hidrogênio dificulta a detecção de incêndio com detectores convencionais. |
| Diâmetro molecular             | 0,289 nm                     | 0,38 nm                       | Menor molécula resulta em maior permeação em vedações e materiais. <sup>[113]</sup>                |

### 10.1. Fragilização por Hidrogênio (*Hydrogen Embrittlement* — HE)

A fragilização por H<sub>2</sub> (HE) é o risco técnico mais crítico para gasodutos de aço que operam com misturas H<sub>2</sub>/GN. O H<sub>2</sub> penetra na estrutura cristalina dos aços carbono e de baixa liga, que é o material predominante nos gasodutos de transporte brasileiros (API 5L)<sup>[97]</sup>, reduzindo ductilidade, resistência à fadiga e aumentando a susceptibilidade à propagação de trincas. O fenômeno é



amplificado por: (i) pressão parcial de H<sub>2</sub> elevada (produto de pressão total × concentração de H<sub>2</sub>); (ii) tensões residuais em regiões de solda e defeitos pré-existent; (iii) resistência mecânica e microestrutura do aço: aços de maior tensão de escoamento tendem a ser mais susceptíveis ao HE, embora outros fatores construtivos sejam igualmente influenciadores, podendo fazer com que um aço X70 ou X80 de fabricação moderna seja menos susceptível que um aço X60 mais antigo; e (iv) temperatura de serviço: HE é mais severo próximo à temperatura ambiente (~25 °C) e tende a diminuir em temperaturas mais elevadas, à medida que a maior difusividade do H reduz o acúmulo localizado de hidrogênio atômico; abaixo de 0 °C o comportamento varia conforme a liga.<sup>[113], [114]</sup>

Na rede de transporte brasileira, que opera entre 36,5 e mais de 100 kgf/cm<sup>2</sup>, uma concentração de 5% de H<sub>2</sub> gera pressão parcial de 1,8–5,0 bar, nível potencialmente crítico para aços carbono. Em redes de distribuição de baixa pressão (tipicamente ≤ 4 bar), a mesma concentração resulta em pressão parcial de apenas ~0,2 bar, de impacto significativamente menor.<sup>[113], [115]</sup> A norma ASME B31.12<sup>[113]</sup> é referência para avaliação de adequação de tubulações para H<sub>2</sub>, prevendo fatores de projeto mais conservadores que os do gás natural, com Material Performance Factors (PF) diferenciados por grau de aço e condição de serviço. Muitos gasodutos de GN mais antigos exigiriam redução significativa da classificação de pressão ou substituição para atender aos requisitos da ASME B31.12 para serviço com H<sub>2</sub>, o que na prática, levaria a uma menor capacidade de escoamento da infraestrutura.

Materiais plásticos (PEAD), predominantes em redes de distribuição modernas, não apresentam risco de HE. Contudo, em concentrações superiores a ~20%, o H<sub>2</sub> pode permear gradualmente as paredes do polímero, ocasionando perda por permeação difusa sem necessariamente gerar comprometimento da integridade estrutural da tubulação.<sup>[73]</sup>

## 10.2. Marco Regulatório de Segurança Vigente no Brasil

O Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (Resolução ANP nº 6/2011)<sup>[97]</sup> possui requisitos aplicáveis à segurança operacional na atividade de movimentação de quaisquer fluidos, com base em Segurança de Processo. A princípio, projetos de mistura H<sub>2</sub>/GN já estariam submetidos às suas regras sem necessidade de revisão imediata da norma.

Entretanto, dado o caráter inovador dos projetos, recomenda-se que projetos de mistura sejam aprovados caso a caso pelo regulador — modelo adotado pela ANP para projetos de CCUS (Resolução de Diretoria ANP nº 256/2024).<sup>[116]</sup> Para ganho de experiência, recomenda-se avaliar a participação da ANP em JIPs relevantes, como o SAFEN JIP<sup>[118]</sup> (reguladores noruegueses + industriais internacionais sobre materiais e barreiras de segurança para H<sub>2</sub>).





### 10.3. Normas e Padrões de Segurança Aplicáveis a Projetos H<sub>2</sub>/GN no Brasil

**Tabela 16** – Principais normas e padrões de segurança internacionais relevantes para projetos de mistura H<sub>2</sub>/GN e sua aplicabilidade no contexto brasileiro.

| Norma/Padrão                                   | Escopo  | Relevância para H <sub>2</sub> /GN no Brasil   |
|--|---|--|
| ASME B31.12 (EUA) <sup>[113]</sup>             | Sistemas de dutos de H <sub>2</sub> puro e misturas           | Principal referência para avaliação de adequação de tubulações; fatores de projeto mais conservadores que os do GN |
| API RP 1183 (EUA) <sup>[114]</sup>             | Gerenciamento de integridade para dutos com H <sub>2</sub>    | Complementar à ASME B31.12; cobre inspeção e ameaças específicas do H <sub>2</sub>                                 |
| ASME B31.8 (EUA)                               | Transporte e distribuição de gás                              | Base regulatória que incorporará CERs para H <sub>2</sub> na versão 2026   |
| Resolução ANP nº 6/2011 (RTDT) <sup>[97]</sup> | Regulamento Técnico de Dutos Terrestres no Brasil             | Marco regulatório vigente; baseado em Segurança de Processo; aplicável a qualquer fluido                           |
| PAS 4445:2025 (UK) <sup>[32]</sup>             | Equipamentos para hidrogênio                                  | Referência técnica britânica para equipamentos compatíveis com H <sub>2</sub>                                      |
| HSE RR1169 (UK) <sup>[117]</sup>               | Dispersão e comportamento de H <sub>2</sub> em rede de gás    | Fonte técnica de referência para projetos de detecção e contenção  |
| SAFEN JIP <sup>[118]</sup>                     | Segurança de H <sub>2</sub> em transição energética (Noruega) | JIP com participação de reguladores; modelo para futuro envolvimento da ANP  |

### 10.4. Aspectos da gestão de segurança: barreiras preventivas e mitigadoras

Uma questão específica de segurança diz respeito às ferramentas de inspeção interna (PIGs) de dutos. As ferramentas de inspeção convencional utilizadas em gasodutos de GN podem não ser



adequadas para dutos com H<sub>2</sub>, tanto por questões de compatibilidade de materiais (vedações, lubrificantes, componentes eletrônicos) quanto por características operacionais da mistura. O desenvolvimento de ferramentas de inspeção certificadas para uso em ambientes com H<sub>2</sub> é identificado como lacuna crítica no estudo ATGás/CTDUT/NaTran/Pipeline Brazil.<sup>[120][121]</sup>

Os estudos conduzidos pelo HSE-UK,<sup>[117]</sup> focados em dispersão, detecção e mecanismos de explosão, são importantes fontes de informações para o desenvolvimento de projetos de H<sub>2</sub>. O NREL/HyBlend<sup>[68]</sup> (EUA) contribui com ciência de materiais e custos. A regulação de segurança deve se desenvolver conforme as aplicações práticas ganhem maturidade, e não deve ser finalizada antes de haver evidências experimentais suficientes.<sup>118]</sup>

Uma vez que estudos estão em andamento, e que seus resultados parciais não são de amplo conhecimento, é fundamental que haja um acompanhamento da ANP sobre trabalhos de comitês técnicos sobre o assunto e *Joint Industry Partnerships* no sentido de reduzir assimetrias de informação e orientar decisões da ANP de maneira informada.





# 11.

**CONDIÇÕES DE  
SERVIÇO DE  
TRANSPORTE**



# 11. Condições de Serviço de Transporte

As condições de serviço de transporte (CST) — conjunto de regras que define como o serviço de transporte de gás por gasoduto é prestado entre o transportador e o carregador — precisarão ser adaptadas para permitir a injeção e o transporte de H<sub>2</sub> em redes dutoviárias que atualmente movimentam gás natural e biometano. A ANP regula esses termos pela Resolução ANP nº 11/2016.<sup>[119]</sup>

A mistura de H<sub>2</sub> em redes de gás natural introduz desafios significativos à integridade dos materiais, exige modificação dos métodos de detecção de vazamento e demanda estratégias específicas de prevenção de ignição e explosão. Esses desafios se intensificam com concentrações mais elevadas de H<sub>2</sub>, pressões mais elevadas, em infraestruturas mais antigas.<sup>[113][114][117]</sup>

## 11.1. Desafios Contratuais e Jurídicos

Os contratos de serviço de transporte precisarão abordar: alocação de responsabilidade por danos entre transportador e carregadores; especificações de qualidade da mistura e parâmetros operacionais (pressão máxima segura para cada teor de H<sub>2</sub>); mecanismos para lidar com curtailment da produção de H<sub>2</sub> renovável; classes de prestação de serviço (firme, interruptível); desbalanceamento; e procedimentos de nomeação.<sup>[119]</sup>

O *curtailment* é o maior desafio: a intermitência intrínseca da produção de H<sub>2</sub> renovável (solar, eólica) poderá criar desequilíbrios no sistema de transporte análogos aos que já ocorrem na geração elétrica.<sup>[59][60]</sup>



12.

**ESTUDO:  
TRANSPORTE DE H<sub>2</sub>  
EM GASODUTOS  
EXISTENTES**



## 12. Estudo ATGás, CTDUT, NaTran e Pipeline Brazil: Transporte de H<sub>2</sub> em Gasodutos Existentes

A ATGás (Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasodutos) contratou a NaTran R&I, Pipeline Brazil e CTDUT para estudos de negócios focados na identificação de lacunas em P&D relacionadas à injeção e ao transporte de H<sub>2</sub> em gasodutos de gás natural. O relatório final (CTDUT 006/2025 – P.004.24 ATGÁS H<sub>2</sub>)<sup>[120]</sup> foi disponibilizado à ANP, e o artigo técnico "Study of Hydrogen Transportation through Existing Natural Gas Pipelines" foi publicado na Revista ABRACO nº 82 (dez/2025).<sup>[121]</sup>

O estudo, baseado na análise de 17 artigos técnicos especializados, identificou cinco tópicos prioritários de P&D:

### 12.1. Monitoramento da Integridade

O monitoramento contínuo da integridade dos dutos é considerado essencial para a prevenção de vazamentos, falhas estruturais e riscos de vazamento e explosão. O estudo destaca o risco de danos às ferramentas de inspeção (PIGs) durante corridas em dutos com H<sub>2</sub>.<sup>[120]</sup> As normas ASME B31.12<sup>[113]</sup> e API RP 1183<sup>[114]</sup> não abordam de forma abrangente os danos induzidos pelo H<sub>2</sub>. Os três desafios principais são: fragilização por H<sub>2</sub> (HE); maior permeabilidade e vazamentos (moléculas menores); e alta inflamabilidade e explosividade (4–75% no ar).<sup>[113][117]</sup>

### 12.2. Gestão de Riscos e de Mudanças (MoC)

Na avaliação de QRA (Quantitative Risk Assessment), as áreas impactadas por vazamentos aumentam significativamente com a presença de H<sub>2</sub>. A reconversão de dutos impõe desafios na gestão segura de mudanças (MoC).<sup>[120][121]</sup> Principais medidas de mitigação: análise de integridade de materiais, sensores de vazamentos, treinamento e vedações mais robustas.

### 12.3. Proteção Contra Corrosão

A mitigação pode ser alcançada por revestimentos internos de alto desempenho, materiais resistentes e barreiras de difusão. Não existe padronização ou qualificação específica para





revestimentos internos aplicáveis ao transporte de  $H_2$ , lacuna que evidencia a necessidade de adaptação dos métodos de qualificação.<sup>[120][121]</sup>

## 12.4. Fatores Limitantes para Misturas $H_2/CH_4$

A fragilização é particularmente acentuada em juntas soldadas e regiões com tensões residuais no duto, entretanto, elementos como compressores, válvulas, selos, flanges, juntas e turbinas utilizadas em estações de compressão poderão ter menor tolerância ao aumento de concentração do hidrogênio. Tais componentes críticos exigirão substituição ou adaptações dada a elevada difusividade do hidrogênio e seu potencial de causar fragilização em metais e resultar em trincas e vazamentos.<sup>[113][114]</sup>

Um *Consensus of Engineering Requirements* (CERs) está sendo elaborado para dutos de  $H_2$ , visando atualizar a ASME B31.12, com incorporação à versão 2026 da ASME B31.8.<sup>[120]</sup>



**13.**

**ALTERNATIVAS E  
ADEQUAÇÕES NO  
ARCABOUÇO  
INFRALEGAL**



## 13. Alternativas e Adequações no Arcabouço Infralegal

Para que a ANP possa regular adequadamente as atividades relacionadas ao H<sub>2</sub> — seja na hipótese de mistura com GN, seja no tratamento específico do H<sub>2</sub> puro —, será necessário rever ou criar normativos, observando os ritos processuais legais de regulação (AIR, consultas públicas e audiências públicas).

A Tabela 17 lista os principais instrumentos infralegais com potencial necessidade de revisão.

**Tabela 17** – Principais instrumentos normativos infralegais da ANP com potencial necessidade de revisão para contemplar H<sub>2</sub>/GN ou H<sub>2</sub> puro.

| Norma/Padrão  | Escopo   | Relevância para H <sub>2</sub> /GN no Brasil  |
|---------------|----------|---|
| Portaria ANP  | 254/2001 | Regulamenta a resolução de conflito de que trata o Art. 58 da Lei nº 9.478/1997                       |
| Portaria ANP  | 125/2002 | Procedimentos preventivos para acompanhamento de obras com interferência em faixa de domínio de dutos |
| Portaria ANP  | 1/2003   | Procedimentos para envio de informações sobre transporte e compra e venda de gás natural              |
| Resolução ANP | 973/2024 | Distribuição de GNC a granel, Projeto para Uso Próprio e Projeto Estruturante                         |
| Resolução ANP | 971/2024 | Acondicionamento e movimentação de GNL a granel por modais alternativos ao dutoviário                 |
| Resolução ANP | 52/2011  | Comercialização de gás natural, registro de agentes e contratos                                       |
| Resolução ANP | 42/2012  | Diretrizes para compartilhamento de infraestruturas   |
| Resolução ANP | 35/2012  | Uso por terceiros de dutos de transporte mediante remuneração   |





|                                |          |  |
|--------------------------------|----------|--|
| Resolução ANP                  | 37/2013  | Critérios para caracterização de ampliação de capacidade de gasodutos              |
| Resolução ANP                  | 51/2013  | Autorização para atividade de carregamento de gás natural                          |
| Resolução ANP                  | 991/2026 | Regime tarifário dos sistemas de transporte de gás natural                         |
| Resolução ANP                  | 52/2015  | Construção, ampliação e operação de instalações de movimentação                    |
| Resolução ANP                  | 11/2016  | Serviços de transporte e acesso a gasodutos  |
| Resolução ANP                  | 40/2016  | Envio de dados e informações de transporte de gás natural                          |
| Resolução ANP                  | 716/2018 | Livre acesso a dutos com extensão inferior a 15 km                                 |
| Resolução ANP                  | 794/2019 | Publicidade de informações e aumento da concorrência                               |
| Resolução ANP                  | 6/2011   | Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT)                                     |
| Resolução ANP                  | 810/2020 | Gestão de segurança operacional de terminais (RTT)                                 |
| Resolução ANP                  | 882/2022 | Comunicação de incidentes e relatórios de investigação                             |
| Resolução Conjunta ANP/Inmetro | 1/2013   | Medição de petróleo, água produzida e gás natural (necessidade de revisão para H2) |

O Artigo 14 da Lei nº 14.948/2024<sup>[6]</sup> determina que as atividades relacionadas ao H<sub>2</sub> poderão ser exercidas por empresas que solicitem autorização à ANP. Enquanto o Decreto Regulamentador não for publicado, a ANP opera com base no manual publicado em outubro de 2025.<sup>[103]</sup> A adoção de sandbox regulatório, como aprovado para CCUS (Resolução ANP nº 256/2024)<sup>[116]</sup>, é recomendada como mecanismo transitório nos termos da Lei nº 14.948/2024.





## 13.1. Regulação Experimental como Instrumento Transitório

A regulação experimental permite a realização de projetos inovadores em condições controladas, com derrogações específicas às normas vigentes, por período determinado e com monitoramento intensivo. A ANP adotou esse modelo para projetos de CCUS (Captura, Utilização e Armazenamento de CO<sub>2</sub>) por meio da Resolução de Diretoria Colegiada ANP nº 256/2024,<sup>[116]</sup> estabelecendo um precedente valioso para sua aplicação em projetos de mistura H<sub>2</sub>/GN.

A literatura sobre experimentos regulatórios no setor de energia demonstra que os resultados institucionais variam substancialmente conforme a arquitetura de governança adotada. Bauknecht e Kubezcko (2024)<sup>[128]</sup> explora dois tipos fundamentais de experimentos regulatórios: os sandboxes, construídos caso a caso a partir de demandas individuais de agentes inovadores, sem que o aprendizado regulatório constitua objetivo central; e os experimentos de inovação regulatória (regulatory-innovation experiments — RIEs), concebidos de forma orientada por objetivos sistêmicos, nos quais a inovação da própria regulação é o resultado esperado.

A aplicação desse referencial ao contexto brasileiro pode ser importante. Um ambiente regulatório no qual diferentes unidades organizacionais da ANP recebem e processam de forma fragmentada os requerimentos relacionados ao hidrogênio reproduz, estruturalmente é capaz de produzir respostas pontuais, mas sem acumulação sistemática de aprendizado regulatório e sem a direcionalidade necessária para orientar transição energética. A designação de uma única UORG como ponto focal coordenador de todas as ações regulatórias sobre hidrogênio elimina riscos ao criar melhores condições para que a ANP teste de forma articulada estratégias regulatórias, e escale seus resultados para o marco normativo geral.<sup>[128]</sup>



# 14.

## CONCLUSÃO



## 14. Conclusão

A integração do hidrogênio ao setor de gás natural apresenta tanto oportunidades quanto desafios. A análise aprofundada realizada nesta Nota Técnica demonstra que:

- I. Não existe uma porcentagem ideal única de H<sub>2</sub> para mistura em redes de gás natural. Os limites técnicos variam caso a caso, dependendo da pressão operacional, do material e das condições das tubulações e instalações, e dos consumidores finais conectados;
- II. Os riscos técnicos críticos são a fragilização de materiais, redução do PCS e da capacidade de transporte de energia, e limitações dos sistemas de medição. Esses riscos demandam avaliação aprofundada antes de qualquer implementação em escala;
- III. O cenário internacional aponta para a preferência por infraestrutura dedicada ao H<sub>2</sub> puro entre os países com estratégias mais maduras (UE, França, Alemanha e EUA), com a mistura sendo realizada primariamente em redes de distribuição de baixa pressão como instrumento de desenvolvimento de mercado em fase inicial (Inglaterra e Chile);
- IV. No Brasil, os projetos industriais de H<sub>2</sub> em fase de FID não preveem a mistura com o gás natural como modelo de negócio, e o mercado de gás natural não cativo possui capacidade limitada de absorver sobrecustos de adaptação da infraestrutura, o que leva à necessidade de se avaliar a estruturas incentivadas para o funding de projetos de infraestrutura voltados a serem estabelecidos como instrumento de política energética;
- V. No âmbito da experiência internacional, a alternativa de injeção de H<sub>2</sub> em redes de distribuição e o desenvolvimento de infraestrutura dedicada ao H<sub>2</sub>, em particular sob a forma de hubs de hidrogênio, aparecem como rotas tecnicamente mais favoráveis para o contexto brasileiro no curto e médio prazo.

Os métodos adotados, as discussões e os materiais analisados, abrangendo legislação comparativa, literatura técnica especializada, dados experimentais e experiências regulatórias internacionais, foram suficientes para cumprir o objetivo do trabalho.



# 15.

## RECOMENDAÇÕES



## 15. Recomendações

O Subgrupo I sugere as seguintes recomendações ao Grupo de Trabalho, para que a ANP lide adequadamente com os desafios e oportunidades regulatórias da integração do H<sub>2</sub> ao setor de gás natural:

### 15.1. Coordenação Regulatória Centralizada

Uma UORG Responsável na ANP: Avaliar a possibilidade de designar uma única Unidade Organizacional (UORG) como responsável pela coordenação das ações regulatórias sobre o hidrogênio, atendendo assim ao escopo da mistura de hidrogênio ao gás natural e outras atividades reguladas. Do ponto de vista de atribuições regimentais, esta UORG seria o ponto focal para receber, coordenar a análise e responder a todos os pedidos de outorgas, admitindo a regulação experimental (sandboxes regulatórios e projeto específico), de forma transversal às demais UORGs envolvidas, bem como coordenar a Agenda Regulatória associada ao hidrogênio.

Essa centralização é indispensável para garantir consistência técnica e jurídica das respostas da ANP, evitar fragmentação regulatória e assegurar que os diferentes aspectos regulatórios sejam analisados de forma integrada.

### 15.2. Capacitação Técnica da ANP em Regulação do Gás Natural e do Hidrogênio

Capacitação do seu corpo técnico para os desafios que a introdução do hidrogênio imporia ao setor de gás natural. O gás natural, por si só, enfrenta desafios regulatórios próprios e crescentes (liberalização do mercado, livre acesso, introdução do biometano, novos modelos de negócio, ciclos tarifários), que já demandam conhecimento técnico extremamente especializado. A mistura do H<sub>2</sub> ao gás natural adicionaria uma camada de complexidade considerável, que requer maior conhecimento especializado.

A capacitação deve incluir: (a) participação sistemática em fóruns técnicos (ABH2, ABNT, JIPs, ENTSOG, ACER, IEA, DNV) sobre gás natural e hidrogênio; (b) missões técnicas a reguladores que já acumulam experiência em H<sub>2</sub> (Ofgem/UK, CRE/França, Bundesnetzagentur/Alemanha, AEMC/Austrália); (c) reserva de recursos no Plano de Desenvolvimento de Pessoal (PDP) anual das áreas envolvidas com a regulação do gás natural e do hidrogênio; e (d) avaliação da formalização de participação da ANP como membro de Joint Industry Partnerships (JIPs) relevantes para a regulação do gás natural e do H<sub>2</sub>.





### 15.3. Alternativas Preferenciais ao Contexto Brasileiro

Reconhecer, com base nas evidências técnicas, econômicas e de mercado apresentadas nesta Nota Técnica, que a mistura de H<sub>2</sub> aos gasodutos de transporte de alta pressão NÃO é, no estágio atual, a alternativa mais favorável para o contexto brasileiro. Três razões fundamentais sustentam essa avaliação:

- I. Ainda não foi realizado o inventário dos gasodutos de transporte brasileiros, de forma a caracterizar as alterações nas instalações com o uso do H<sub>2</sub>, identificando as abordagens, do ponto de vista técnico e econômico, que cada uma exigirá para operar com a mistura de hidrogênio ao gás natural. Os gasodutos de transporte brasileiros possuem idades diferenciadas, diferentes ligas de aço carbono, operam em pressões elevadas, o que em princípio sugere maiores riscos de fragilização por H<sub>2</sub> e maiores custos de adaptação.
- II. O mercado de gás natural brasileiro é majoritariamente não cativo e com demanda elástica, limitando a capacidade de absorção de sobre custos; e
- III. Os projetos industriais de H<sub>2</sub> em estruturação no Brasil não preveem a mistura ao gás natural como parte do modelo de negócio.

Diante disso, as alternativas tecnicamente mais favoráveis para a introdução do H<sub>2</sub> via infraestrutura de gás são:

- a) Segmento de distribuição de gás natural, não regulado pela ANP: Considerando as condições de operação das redes estaduais, em pressões significativamente menores, com utilização de tubulações tanto em aço carbono quanto em polietileno de alta densidade (PEAD), e maior proximidade ao consumidor final, apresentam, portanto, menores riscos e maior compatibilidade de materiais; e
- b) Infraestrutura dedicada ao hidrogênio: a criação de infraestrutura própria, projetada desde a concepção para o H<sub>2</sub> e economicamente modelada para esse energético, seja nova, seja por conversão controlada de ativos de gás natural, elimina os riscos de interferência com a cadeia de gás natural e permite desenvolver um mercado de H<sub>2</sub> com requisitos técnicos, regulatórios e econômicos adequados. Essa é a direção predominante na UE, Alemanha, Países Baixos, e está alinhada às estratégias dos projetos industriais brasileiros em desenvolvimento.

O Grupo de Trabalho, como sugestão: dar ciência ao COGES do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), no momento que sejam definidas as políticas públicas da mistura de H<sub>2</sub> ao gás natural, da necessidade da prévia elaboração do inventário da infraestrutura de gasodutos de transporte, de forma coordenada, como uma das ações a serem implementadas no futuro Plano Trienal a ser aprovado, quanto a avaliação da necessidade de políticas de incentivos para lidar com eventuais custos de adaptação de infraestrutura por instrumentos específicos de funding.

### 15.4. Demais Recomendações

Além das recomendações prioritárias acima, o Subgrupo I sugere ao Grupo de Trabalho:



- a) Regulamentação experimental: reconhecer a utilização de regulamentação experimental como instrumento adequado ao tratamento de pedidos de autorização de mistura de  $H_2$  no gás natural, com apreciação pela Diretoria Colegiada, enquanto não há o arcabouço normativo completo;
- b) Coordenação interinstitucional: fortalecer e retomar a articulação com ANEEL, ANA, EPE, MME, Inmetro e órgãos ambientais, por meio de acordos de cooperação técnica e memorandos de entendimento, para reduzir assimetria de informações, integrar o hidrogênio ao controle metrológico legal e garantir consistência no arcabouço regulatório do  $H_2$ ;
- c) Incentivo a projetos de P&D: no âmbito da Resolução CNPE nº 2/2021, avaliar esforços para estabelecer projetos multicliente de P&D em  $H_2$  que envolva segurança técnica, medição, integridade mecânica, novos materiais e estudos técnico-econômicos específicos para o Brasil.



# 16.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS



## 16. Considerações Finais

Esta Nota Técnica aprofundou o conhecimento do tema da injeção de hidrogênio em gasodutos de gás natural, abordando a experiência internacional, políticas e estratégias de mercado, atualizações normativas necessárias, questões técnicas operacionais, de segurança, medição, econômica e uma análise do atual mercado interno do hidrogênio em desenvolvimento no Brasil.

Esta Nota Técnica cumpre o objetivo de atender à Ação 3.3 do Plano de Trabalho Trienal 2023–2025 do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2),<sup>[5]</sup> Estudo da possibilidade de mistura de hidrogênio na rede de gás natural existente com foco na qualidade, nas condições do serviço de transporte, nos sistemas de medição e segurança operacional, no âmbito da Câmara Temática de Arcabouço Legal e Regulatório-Normativo.

A análise realizada revela que a mistura de H<sub>2</sub> ao gás natural é uma alternativa tecnicamente possível, mas que exige avaliação cuidadosa caso a caso. Os desafios impostos pela fragilização de materiais,<sup>[113]</sup> pela redução do poder calorífico e da capacidade de transporte,<sup>[82][84]</sup> e pelas limitações dos sistemas de medição<sup>[107][108][109]</sup> são reais e substanciais, especialmente no segmento de transporte de alta pressão que caracteriza a malha brasileira.<sup>[97]</sup>

A presente Nota Técnica provê os subsídios técnicos e regulatórios necessários para fundamentar iniciativas regulatórias futuras.





## REFERÊNCIAS

- [1]** EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Nacional de Energia 2050. Brasília: EPE/MME, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 24 mar. 2024.
- [2]** IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Global Hydrogen Review 2025. Paris: IEA, 2025. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a6c466dd-b6f0-44bd-a60a-6940eccfb1c3/GlobalHydrogenReview2025.pdf>. Acesso em: 4 mar. 2026.
- [3]** ABIHV – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DO HIDROGÊNIO VERDE. Perspectivas do mercado de hidrogênio no Brasil: avanços regulatórios e oportunidades para a transição energética. Nov. 2025.
- [4]** BRASIL. Resolução CNPE nº 6, de 27 de setembro de 2022. Institui o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) e cria o Comitê Gestor do PNH2 (Coges-PNH2). Brasília: DOU, 28 set. 2022.
- [5]** MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano de Trabalho Trienal PNH2 2023–2025. Brasília: MME, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/PlanodeTrabalhoTrienalPNH2.pdf>.
- [6]** BRASIL. Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024. Institui o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, a Política Nacional do Hidrogênio, o Rehidro e o PHBC. Brasília: DOU, 5 ago. 2024.
- [7]** BRASIL. Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. Regulamenta a Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás). Brasília: DOU, 3 jun. 2021.
- [8]** BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Estabelece as bases para o mercado de gás natural no Brasil (Lei do Gás). Brasília: DOU, 9 abr. 2021.
- [9]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 982, de 2025. Estabelece os limites de composição e as características do gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 2025.
- [10]** BRASIL. Lei nº 14.993, de 24 de outubro de 2024. Dispõe sobre combustíveis de aviação sustentáveis e combustíveis sintéticos (Lei do Combustível do Futuro). Brasília: DOU, 25 out. 2024.
- [11]** BRASIL. Lei nº 15.103, de 18 de março de 2025 (PATEN). Altera a Lei nº 9.478/1997 para incluir o hidrogênio de baixo carbono no rol de atribuições da ANP. Brasília: DOU, 19 mar. 2025.
- [12]** AEMC – AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION. Review into extending the regulatory frameworks to hydrogen and renewable gases. 2022. Disponível em: <https://www.aemc.gov.au>.





**[13]** AUSTRÁLIA. Statutes Amendment (National Energy Laws) (Other Gases) Act 2023. Proclamado em 7 mar. 2024.

**[14]** AEMC – AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION. National Gas and National Energy Retail amendment rules: hydrogen blends and renewable gases. 2024. Disponível em: <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/hydrogen-blends-and-renewable-gases>.

**[15]** AUSTRÁLIA. Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water – DCCEEW. Hydrogen in the gas distribution networks report 2019. Canberra, 2019.

**[16]** AGIG – AUSTRALIAN GAS INFRASTRUCTURE GROUP. NSW Backing Wider Hydrogen Use. 2023.

**[17]** STANDARDS AUSTRALIA. SA HB 225:2023 — Hydrogen blending in natural gas and distribution networks: guidelines. Sydney: Standards Australia, 2023.

**[18]** AGIG – AUSTRALIAN GAS INFRASTRUCTURE GROUP. Hydrogen Park South Australia. 2024b. Disponível em: <https://www.agig.com.au/hydrogen-park-south-australia>.

**[19]** ATCO AUSTRALIA. Hydrogen Blending. 2024. Disponível em: <https://www.atco.com/en-au/projects/hydrogen-blending.html>.

**[20]** AGIG – AUSTRALIAN GAS INFRASTRUCTURE GROUP. Hydrogen Park Gladstone. 2024a. Disponível em: <https://www.agig.com.au/hydrogen-park-gladstone>.

**[21]** GPA ENGINEERING. Hydrogen Impacts on Downstream Installations and Appliances (Report No. 19567-REP-001). Prepared for SA Government, COAG Energy Council Technical Review. 2019.

**[22]** FUTURE FUELS COOPERATIVE RESEARCH CENTRE. Hydrogen Pipeline Systems Code of Practice. 2023. Disponível em: <https://www.futurefuelsrc.com>.

**[23]** UK. Gas Act 1986. Chapter 44. London: HMSO, 1986. Disponível em: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1986/44/contents>.

**[24]** UK. Gas Safety (Management) Regulations 1996 – GSMR 1996. Statutory Instrument 1996 No. 551. London: HMSO, 1996.

**[25]** ISAAC, T. HyDeploy: The UK's First Hydrogen Blending Deployment Project. Clean Energy, v. 3, n. 2, p. 114–125, jun. 2019. <https://doi.org/10.1093/ce/zkz006>.

**[26]** OFGEM – OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. Gas Network Innovation Competition: 2016 Funding Decision — HyDeploy. London: Ofgem, 2016.

**[27]** DESNZ – DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO. Hydrogen Blending into the GB Gas Transmission Network: Consultation Document. London: DESNZ, 2025.

**[28]** NATIONAL GAS (UK). FutureGrid Phase 1 Closure Report. July 2024. Disponível em: <https://www.nationalgas.com>.



- [29] UK. Energy Act 2023. Chapter 52. London: HMSO, 2023.
- [30] ENGIE. The GRHYD Demonstration Project. Disponível em: <https://www.engie.com>.
- [31] DESNZ – DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO. Hydrogen Blending into GB Gas Distribution Networks: A Consultation. London: DESNZ, 2023.
- [32] BSI – BRITISH STANDARDS INSTITUTION. PAS 4445:2025 — Hydrogen technologies: Specification for hydrogen compatible equipment for blending with natural gas. London: BSI, 2025.
- [33] EUROPEAN UNION. Diretiva (UE) 2024/1788 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, relativa a regras comuns para os mercados internos de gás renovável, gás natural e hidrogênio. Jornal Oficial da UE, L 2024/1788, 15 jul. 2024.
- [34] EUROPEAN UNION. Regulamento (UE) 2024/1789 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, relativo aos mercados internos de gás renovável, gás natural e hidrogênio. Jornal Oficial da UE, L 2024/1789, 15 jul. 2024.
- [35] CEN – COMITÉ EUROPÉEN DE NORMALISATION. EN 16726:2025 — Gas Infrastructure – Quality of Gas – Group H. Brussels: CEN, 2025.
- [36] ENNOH – EUROPEAN NETWORK OF NETWORK OPERATORS FOR HYDROGEN. Statutory documents adopted em junho de 2025. Disponível em: <https://ennoh.eu>.
- [37] ACER – EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS. European Hydrogen Markets: 2025 Monitoring Report. Ljubljana: ACER, 2025.
- [38] EUROPEAN HYDROGEN OBSERVATORY. Netherlands – National Hydrogen Strategy. Clean Hydrogen Partnership, 19 jul. 2023. Disponível em: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/policies-and-standards/national-strategies/netherlands>. Acesso em: 27 abr. 2026.
- [39] COLLINS, L. Why the Netherlands' planned hydrogen network will be difficult to replicate. Recharge News, 7 jul. 2022.
- [40] TODOROVIC, I. Construction of Europe's first hydrogen pipeline system underway in Netherlands. Balkan Green Energy News, 2 nov. 2023.
- [41] CMS LAW-NOW. Netherlands to develop national legislation for the Dutch hydrogen market. 7 set. 2022.
- [42] SIMONETTI, S.; VAN DER HOEVEN, C. Renewable Energy 2025 – Netherlands: Trends and Developments. *Chambers and Partners Global Practice Guides*, 25 set. 2025. Disponível em: <https://practiceguides.chambers.com/practice-guides/renewable-energy-2025/netherlands/trends-and-developments>. Acesso em: 27 abr. 2026.





- [43]** GH2 – GREEN HYDROGEN ORGANISATION. France. Disponível em: <https://gh2.org/countries/france>.
- [44]** EUROPEAN HYDROGEN OBSERVATORY. France – National Hydrogen Strategy. Clean Hydrogen Partnership, 23 jun. 2025. Disponível em: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/policies-and-standards/national-strategies/france>. Acesso em: 27 abr. 2026.
- [45]** FRANCE. Commission de Régulation de l'Énergie – CRE. *Answer to a Consultation: contribution of the Commission de régulation de l'énergie to the feedback period on the legislative proposal of the European Commission on the revision of the European Union rules on access to the gas market and networks*. Paris, 12 abr. 2022. 7 p. Disponível em: [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Actualites/import/220412\\_Contribution\\_CRE\\_Proposition\\_legislative\\_Paquet\\_decarbonation.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Actualites/import/220412_Contribution_CRE_Proposition_legislative_Paquet_decarbonation.pdf). Acesso em: 27 abr. 2026.
- [46]** EUROPEAN COMMISSION. Hydrogen interconnector Spain–France [BarMar]. PCI/PMI Project Fiche 9.1.4. Brussels: EC, mar. 2025.
- [47]** GRTGAZ. MosaHYc – the first cross-border hydrogen transport network between France and Germany. Press Release, 16 abr. 2024.
- [48]** COLLINS, L. 'Final investment decision' taken on the €110m Franco-German hydrogen pipeline project MosaHYc. Hydrogen Insight, 11 abr. 2024.
- [49]** GRTGAZ. Jupiter 1000. 2022. Disponível em: <https://www.jupiter1000.eu/english>.
- [50]** BRISSAUD, F. et al. Lessons learned from Jupiter 1000, an industrial demonstrator of Power-to-Gas. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 49, p. 925–932, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.097>.
- [51]** BURCHARD, F.; BELZ, S. Hydrogen law, regulations & strategy in Germany. *CMS Law*, 21 nov. 2024.
- [52]** BUNDESNETZAGENTUR. Hydrogen Core Network. Bonn, 22 out. 2024. Disponível em: <https://www.bundesnetzagentur.de>.
- [53]** COLLINS, J.; KYLLMANN, C. Hydrogen to start to flow in pipelines in Germany in 2025. *Clean Energy Wire*, 23 nov. 2024.
- [54]** MARKETSCREENER. ITM Power: Thüga Group's Power-to-Gas plant officially commissioned. 3 mar. 2020.
- [55]** 2G ENERGY. In Haßfurt, Hydrogen is the present. 23 fev. 2024. Disponível em: <https://2-g.com>.
- [56]** FRAUNHOFER ISE. Fraunhofer ISE Launches New Hydrogen Feed-In Plant. *Innovations Report*, 25 jan. 2018.



**[57]** ZSW – ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG. The Öhringen Hydrogen Island. Stuttgart: ZSW. Disponível em: <https://www.zsw-bw.de>.

**[58]** IVANOVA, T. Netze BW successfully tests 30% hydrogen blending in gas grid. Renewables Now, 25 abr. 2024.

**[59]** U.S. DOE – DEPARTMENT OF ENERGY. Bipartisan Infrastructure Law – Clean Hydrogen Electrolysis, Manufacturing and Recycling. 2024. Disponível em: <https://www.energy.gov>.

**[60]** U.S. DOE – DEPARTMENT OF ENERGY. Inflation Reduction Act of 2022: Section 45V Clean Hydrogen Production Credit. Disponível em: <https://www.energy.gov>.

**[61]** U.S. DOE – DEPARTMENT OF ENERGY. U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap. Washington, DC: DOE, jun. 2023.

**[62]** U.S. DOE – DEPARTMENT OF ENERGY. Biden-Harris Administration Announces \$7 Billion for America's First Clean Hydrogen Hubs. 2023.

**[63]** NORTON ROSE FULBRIGHT. Hydrogen Pipeline Regulation. Project Finance Newswire, jun. 2023.

**[64]** TOPOLSKI, K. et al. Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology. Golden, CO: NREL, 2022. (NREL/TP-5500-81704).

**[65]** HAWAII GAS. Company History. 2022. Disponível em: <https://www.hawaiigas.com/history>.

**[66]** S&P GLOBAL. New Jersey Resources Starts up 1st East Coast Green Hydrogen Blending Project. 2022.

**[67]** JOSSI, F. Gas utility's Minnesota hydrogen pilot 'good news' so far, but questions remain. Minnesota Reformer, 31 jan. 2023.

**[68]** U.S. DOE – DEPARTMENT OF ENERGY. HyBlend: Opportunities for Hydrogen Blending in Natural Gas Pipelines. Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. Disponível em: <https://www.energy.gov>.

**[69]** CHILE. Gobierno de Chile. Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Santiago: Ministerio de Energía, 2020.

**[70]** CHIAPPINI, G. Meta do Chile é produzir hidrogênio verde mais barato do mundo. Eixos, 2021.

**[71]** HIF GLOBAL. HIF Haru Oni — the first operating e-fuels facility in the world. Disponível em: <https://hifglobal.com>.

**[72]** TOTALENERGIES. Proyecto de Producción de Hidrógeno y Amoníaco Verde H2 Magallanes. Disponível em: <https://www.h2magallanes.cl>.



**[73]** ALPES ENERGY. Hidrógeno verde en gasoductos de Chile, pionero en Latinoamérica. 20 nov. 2025.

**[74]** RÚSSIA. Conceito para o Desenvolvimento da Energia do Hidrogênio na Federação Russa. Governo da Rússia, 2021.

**[75]** HYDROGEN INSIGHT. Russia scraps blue hydrogen export plans following Ukraine invasion. 2022.

**[76]** GH2 – GREEN HYDROGEN ORGANISATION. Russia. Disponível em: <https://gh2.org/countries/russia>.

**[77]** ISA-GHIC – INTERNATIONAL SOLAR ALLIANCE GREEN HYDROGEN INNOVATION CENTRE. Russia. Disponível em: <https://isa-ghic.org>.

**[78]** RWE. RWE and Novatek cooperate on decarbonisation of industry. Press Release, 7 dez. 2021.

**[79]** LUKOIL. Press Releases — hydrogen and carbon technologies. Disponível em: <https://www.lukoil.com>.

**[80]** HYDROGEN COUNCIL. Hydrogen Insights 2024. 2024. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com>.

**[81]** SEDIGAS; BIP CONSULTING. CavendisH2 Study: Costs of hydrogen blending in the Spanish gas network. Madrid: Sedigas, 2023.

**[82]** FRAUNHOFER IEE. The Limitations of Hydrogen Blending in the European Gas Grid. Kassel: Fraunhofer IEE, jan. 2022. 50 p.

**[83]** MARCOGAZ. H2 Infographic 2023: Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure. Brussels: Marcogaz, 2023.

**[84]** RIEZEBOS, H. Hydrogen flow capacity and hydrogen flow metrology. Presentation at Enagas H2 Technical Day, 9 abr. 2024. DNV Energy Systems.

**[85]** CLEGG, S.; MANCARELLA, P. Storing Renewables in the Gas Network. IET Generation, Transmission & Distribution, v. 10, n. 3, p. 566–575, 2016. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0439>.

**[86]** QADRAN, M. et al. Role of Power-to-Gas in an Integrated Gas and Electricity System in Great Britain. International Journal of Hydrogen Energy, v. 40, n. 17, p. 5763–5775, 2015.

**[87]** TIMMERBERG, S.; KALTSCHMITT, M. Hydrogen from Renewables: Supply from North Africa to Central Europe as Blend in Existing Pipelines. Applied Energy, v. 237, p. 795–809, 2019.

**[88]** QADRAN, M. et al. Efficacy of Options to Address Balancing Challenges: Integrated Gas and Electricity Perspectives. Applied Energy, v. 190, p. 181–190, 2017.



**[89]** ABIHV – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DO HIDROGÊNIO VERDE. Fact Sheet FID até 2030. Abril. 2026.

**[90]** ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Chamada Estratégica de PDI nº 023/2024: Hidrogênio no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro. 2024.

**[91]** ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Propostas relativas à Chamada Estratégica de PDI sobre Hidrogênio serão avaliadas em reuniões técnicas. 2024.

**[92]** ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL aprova projetos de PDI de uso de Hidrogênio. 2025.

**[93]** MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. MME anuncia resultado da Chamada de Hubs de Hidrogênio para Descarbonização da Indústria (CIF-ID). 2025.

**[94]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Autorização nº 435, de 15 de setembro de 2009. Autoriza a TRANSPETRO a operar o gasoduto REVAP-PQU com HLR contendo 26,05% de H<sub>2</sub> (fração molar). Rio de Janeiro: ANP, 2009.

**[95]** OLIVEIRA, E. V. A. de et al. Impacto da adição de hidrogênio nas propriedades do gás natural e biometano em um sistema local canalizado. Revista Observatório de la Economía Latinoamericana, dez. 2024. (UFRJ/UFC/UTFPR).

**[96]** SIFFERT, N.; ROCHA, K. O Mercado do Hidrogênio de Baixo Carbono no Brasil: Perspectivas e Desafios até 2030. Brasília: IPEA, fev. 2025. (Texto para Discussão).

**[97]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 6, de 5 de março de 2012. Aprova o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT). Rio de Janeiro: ANP, 2012.

**[98]** BRASIL. Lei nº 14.990, de 30 de outubro de 2024. Constitui fonte de recursos para a transição energética a partir do uso do hidrogênio de baixa emissão de carbono (PHBC). Brasília: DOU, 31 out. 2024.

**[99]** BRASIL. Resolução CNPE nº 5, de 26 de agosto de 2024. Institui a Política Nacional de Transição Energética (PNTE). Brasília: DOU, 27 ago. 2024.

**[100]** BRASIL. Emenda Constitucional nº 132, de 20 de dezembro de 2023. Altera o Sistema Tributário Nacional; inclui regime fiscal favorecido para biocombustíveis e hidrogênio de baixa emissão de carbono. Brasília: DOU, 21 dez. 2023.

**[101]** BRASIL. Resolução CNPE nº 2, de 24 de março de 2021. Orienta a priorização da destinação de recursos de P&D regulados pela ANEEL e pela ANP para hidrogênio. Brasília: DOU, 25 mar. 2021.

**[102]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Portaria ANP nº 148, de 19 de outubro de 2022. Institui o Grupo de Trabalho de Hidrogênio da ANP. Rio de Janeiro: ANP, 2022.



**[103]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Manual: Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono – Manual para Solicitação de Autorizações. Rio de Janeiro: ANP, out. 2025.

**[104]** EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Painel de dados sobre o potencial de recursos para a produção de H<sub>2</sub> de baixo carbono. Brasília: EPE, mar. 2026.

**[105]** THYGA PROJECT – TESTING HYDROGEN ADMIXTURES FOR GAS APPLIANCES. Roadmap H2NG for Europe. 25 maio 2023. Disponível em: <https://thyga-project.eu>.

**[106]** BAM – BUNDESANSTALT FÜR MATERIALFORSCHUNG UND -PRÜFUNG. Estudo experimental de propriedades termodinâmicas de misturas binárias CH<sub>4</sub>+H<sub>2</sub> (5%, 10% e 50% H<sub>2</sub>), medidas a 240–350 K e pressões até 20 MPa. Berlin: BAM, 2022.

**[107]** NEWGASMET. New Gas Metrology for Grid Injection of Biomethane and Hydrogen (EMPIR Project 19ENG06). 2019–2022. Disponível em: <https://www.newgasmnet.eu>.

**[108]** CEN/TC 237. Working Group series on hydrogen-compatible gas meters: WG2 (EN 12480), WG3 (EN 12261), WG8 (EN 1359), WG9 (EN 14236). Brussels: CEN, 2022–2025.

**[109]** HIGGS – HYDROGEN IN THE GAS GRIDS (FCH JU Project). Final deliverables on meter compatibility with H<sub>2</sub>/GN mixtures. 2022. Disponível em: <https://higgs-project.eu>.

**[110]** Met4H2. Metrology for Hydrogen Mobility (EURAMET Project 20IND14). Iniciado em out. 2022. Disponível em: <https://www.met4h2.eu>.

**[111]** ANP; INMETRO. Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 10 de junho de 2013. Regulamenta os sistemas de medição de petróleo e gás natural. Rio de Janeiro: ANP/Inmetro, 2013.

**[112]** OIML – ORGANISATION INTERNATIONALE DE MÉTROLOGIE LÉGALE. OIML R 139 (Ed. 2, 2018): Compressed gaseous fuel measuring systems for vehicles. Paris: OIML, 2018.

**[113]** ASME – AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. ASME B31.12: Hydrogen Piping and Pipelines. New York: ASME, 2019.

**[114]** API – AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 1183: Pipeline Risk Management. Washington, DC: API, 2020.

**[115]** PEARL, L. Hydrogen blends higher than 5% raise leak, embrittlement risks for natural gas pipelines: California PUC. Utility Dive, 2022.

**[116]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução de Diretoria Colegiada ANP nº 256, de 20 de junho de 2024. Institui o mecanismo de sandbox regulatório para projetos de CCUS. Rio de Janeiro: ANP, 2024.



**[117]** HSE – HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE (UK). Hydrogen in the natural gas distribution network: preliminary analysis of gas release and dispersion behaviour. Research Report RR1169. London: HSE, 2022.

**[118]** SAFEN JIP – SAFETY OF HYDROGEN FUEL CELL AND ELECTROLYSIS ACTIVITIES IN NORWAY'S ENERGY TRANSITION. Joint Industry Partnership entre reguladores noruegueses (DSB, NKOM, Ptil) e parceiros industriais internacionais. Disponível em: <https://www.standard.no/safen>.

**[119]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 11, de 26 de janeiro de 2016. Regula as Condições de Serviços de Transporte de gás natural por gasodutos. Rio de Janeiro: ANP, 2016.

**[120]** CTDUT; ATGAS; NATRAN R&I; PIPELINE BRAZIL. Relatório Final H2 R&D Roadmap Project (CTDUT 006/2025 – P.004.24 ATGÁS H2). 2025. [Disponibilizado à ANP].

**[121]** SOUZA FILHO, B. et al. Study of Hydrogen Transportation through Existing Natural Gas Pipelines. Revista ABRACO, n. 82, dez. 2025. Disponível em: <https://abraco.org.br>.

**[122]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Portaria ANP nº 125, de 11 de julho de 2002. Estabelece procedimentos para obras em faixas de domínio de dutos. Rio de Janeiro: ANP, 2002.

**[123]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 40, de 20 de setembro de 2016. Regulamenta o envio de informações de transporte de gás natural à ANP. Rio de Janeiro: ANP, 2016.

**[124]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 52, de 22 de dezembro de 2011. Regulamenta a comercialização de gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 2011.

**[125]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 42, de 16 de março de 2012. Regulamenta o compartilhamento de infraestruturas de gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 2012.

**[126]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 991, de 2026. Regulamenta o regime tarifário para sistemas de transporte de gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 2026.

**[127]** ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 810, de 23 de julho de 2020. Aprova o Regulamento Técnico de Terminais (RTT). Rio de Janeiro: ANP, 2020.

**[128]** BAUKNECHT, D.; KUBECZKO, K. Regulatory experiments and real-world labs: A fruitful combination for sustainability. v. 33, n. S1, p. 44–50, 2024. <https://doi.org/10.14512/gaia.33.S1.7>.



# APÊNDICE I



# APÊNDICE I

## 1. Introdução

Este apêndice reúne e aprofunda a experiência internacional acumulada sobre a mistura de hidrogênio em redes de gás natural, com o objetivo de oferecer um panorama técnico e regulatório robusto que possa ser comparado ao panorama brasileiro.

A inclusão do hidrogênio como vetor energético em infraestruturas de gás pré-existentes constitui uma das estratégias de descarbonização possíveis, e envolve desafios técnicos, regulatórios e econômicos cuja magnitude varia em função do nível de mistura adotado, das características físicas da infraestrutura e do perfil dos consumidores finais.

A análise que se segue abrange nove jurisdições de referência - Austrália, Reino Unido, União Europeia (com ênfase em Países Baixos, França e Alemanha), Estados Unidos, Chile, Rússia e Japão -, organizadas de forma a evidenciar os diferentes estágios de maturidade regulatória e técnica, bem como as principais lições transferíveis ao contexto brasileiro.

Mercados de gás natural com infraestrutura extensa e densa, elevada liquidez e consumidores finais diversificados apresentam condições distintas daqueles onde o gás natural atende apenas segmentos industriais concentrados ou onde a infraestrutura é pouco desenvolvida e pouco interconectada.

## 2. Austrália

**Contexto do mercado de gás natural:** Mercado de gás maduro, com infraestrutura de distribuição urbana em múltiplos estados, gasodutos de transmissão de alta pressão e exportação expressiva de GNL. A extensa capilaridade das redes de distribuição de baixa pressão - que alcança residências e pequenos comércios - criou o ambiente propício para os primeiros projetos-piloto de mistura em larga escala do país.

### 2.1 Arcabouço Regulatório

A regulação do setor de gás na Austrália opera por meio de um sistema multinível que integra instâncias nacional e estadual. No plano federal, a National Gas Law (NGL) e as National Energy Retail Rules (NERR) constituem os pilares do arcabouço legal para os mercados de gás natural. A Australian Energy Market Commission (AEMC) exerce papel central como órgão responsável pela elaboração, revisão e modificação dessas regras.

Reconhecendo a necessidade estratégica de clareza regulatória para viabilizar o desenvolvimento da economia do hidrogênio, a AEMC promoveu revisão abrangente da NGL





e das NERR com vistas a incorporar formalmente misturas de hidrogênio e outros gases renováveis ao sistema regulatório existente. O objetivo inicial foi permitir que misturas de baixo teor - limitadas a até 10% de hidrogênio em volume - fossem adequadamente tratadas na estrutura vigente, evitando a criação de um regime completamente novo.

As alterações legislativas foram implementadas por meio do *Statutes Amendment (National Energy Laws) (Other Gases) Act 2023* e dos regulamentos correspondentes, proclamados em 7 de março de 2024. As regras de emenda da NGL e da NERR foram publicadas em 21 de março de 2024.<sup>[1,2,3]</sup>

Uma consequência fundamental dessas mudanças é a atualização significativa da terminologia. A NGL passou a empregar o termo "gases cobertos" (covered gases) para abranger gás natural, hidrogênio, biometano, metano sintético e misturas desses gases. A NERR adotou os conceitos de "equivalentes de gás natural" (natural gas equivalents – NGEs), para gases utilizáveis em aparelhos existentes sem modificações, e "gases cobertos prescritos" (prescribed covered gases – PCGs), para gases que podem requerer adaptações na rede ou nos aparelhos.

Está prevista uma revisão quinquenal do novo arcabouço, refletindo a necessidade de ajuste das regras à medida que projetos de mistura amadurecem e novas tecnologias se consolidam.<sup>[4,5]</sup>

Os governos estaduais desempenham um papel crucial e complementar, estabelecendo suas próprias estratégias específicas para o hidrogênio, muitas vezes incluindo disposições particulares para a mistura em redes de gás, além de fornecerem financiamento significativo para projetos piloto e desenvolvimento de infraestrutura<sup>[63]</sup>. Esta estrutura de governança multinível permite uma abordagem adaptada às condições locais enquanto mantém a coerência nacional.

## 2.2 Normas Técnicas

As normas técnicas australianas para distribuição de gás (AS/NZS 4645) e para gasodutos de transmissão (AS/NZS 2885) foram originalmente concebidas para gás natural, sem contemplar explicitamente o hidrogênio. Embora esses padrões não proibam diretamente misturas com até 10% de hidrogênio, análises técnicas identificaram importantes lacunas de conhecimento. Essas lacunas se concentram especialmente no impacto do hidrogênio sobre os materiais dos gasodutos e na segurança de sistemas de transmissão de alta pressão, incluindo o risco potencial de fragilização por hidrogênio<sup>[64]</sup>.

No caso da distribuição, uma revisão federal abrangente de 2019 concluiu que até 10% de H<sub>2</sub> (em volume) pode ser adicionado ao gás natural típico sem violar os limites de qualidade estabelecidos pela AS/NZS 4564, sem comprometer a segurança operacional nem afetar adversamente aparelhos de queima.<sup>[6]</sup>



A norma AS/NZS 4645 incorpora fatores de projeto conservadores para aço (20%), que mitigam inerentemente alguns efeitos do H<sub>2</sub> em baixas concentrações. Atualmente, essa norma passa por processo de revisão para garantir compatibilidade explícita com misturas de até 10–15% de hidrogênio.<sup>[7,9]</sup>

A norma AS/NZS 2885, que regula gasodutos de alta pressão, foi identificada como necessitando de revisão específica, ou do desenvolvimento de um código de práticas dedicado, para abordar as características únicas do hidrogênio - em especial o risco de fragilização por hidrogênio em aços carbono de alta resistência operando sob pressões elevadas.<sup>[7]</sup>

O Future Fuels Cooperative Research Centre desenvolveu um Código de Práticas para Sistemas de Gasodutos de Hidrogênio, oferecendo orientação de engenharia para projeto, construção e operação de sistemas de transmissão que transportam hidrogênio gasoso ou misturas hidrogênio-hidrocarboneto.<sup>[8]</sup>

A Standards Australia, por meio do comitê ME-093 Hydrogen Technologies, tem priorizado a adoção de normas internacionais relevantes. Em julho de 2020, oito normas internacionais fundamentais foram incorporadas ao sistema nacional, cobrindo segurança, desempenho, qualidade do combustível e projeto de sistemas. Em 2023, foi publicado o SA HB 225:2023, manual de diretrizes para mistura de hidrogênio em gasodutos e redes de distribuição.

## 2.3 Metas de Mistura por Estado

A Austrália não adota mandato nacional único para o teor de hidrogênio. Cada estado define suas próprias estratégias, com iniciativas do setor privado complementando as metas governamentais.

Tabela 1 – Metas estaduais e corporativas de mistura de hidrogênio na Austrália. Fonte: AGIG (2023a, 2023b), ATCO (2024), Governo da Austrália Ocidental (2024).

| Estado / Empresa                             | Meta de Mistura | Prazo    | Instrumento   |
|--|-----------------|----------|---|
| Austrália Ocidental (Western Australia - WA) | 10% (renovável) | Até 2030 | Renewable Hydrogen Strategy   |
| Nova Gales do Sul (New South Wales - NSW)    | 10% (renovável) | Até 2030 | Net Zero Plan   |
| Queensland (QLD)                             | Até 10%         | Em curso | Estratégia da Indústria de Hidrogênio 2019–2024 (Hydrogen Park Gladstone) |
| Austrália Meridional (South Australia - SA)  | 10% (renovável) | 2021     | Hydrogen Park South Australia (HyP AS) – Operacional                      |





|  |                     |           |   |
|--|---------------------|-----------|---|
| Australian Gas Infrastructure Group - AGIG (privado) | 10% (renovável)     | Até 2030  | Estratégia corporativa (meta de completa descarbonização até 2040–2050) |
| ATCO Australia (privado)                             | Até 10% (renovável) | 2022–2024 | Hydrogen Blending Project   |

## 2.4 Projetos-Piloto em Operação

Os projetos-piloto australianos constituem o conjunto mais expressivo do mundo em termos de cobertura geográfica e número de clientes atendidos com misturas de hidrogênio em redes de distribuição de gás natural.

### 2.4.1 Hydrogen Park South Australia (HyP SA)

Localizado no Tonsley Innovation District, sul de Adelaide, operado pela Australian Gas Networks (AGN), parte da Australian Gas Infrastructure Group (AGIG), desde maio de 2021. Utiliza eletrolisador PEM de 1,25 MW, produzindo hidrogênio renovável injetado em mistura de até 10% em volume na rede de distribuição. Atende cerca de 4.000 conexões residenciais e comerciais. Investimento total de A\$ 14,5 milhões, com subsídio de A\$ 4,9 milhões do Governo da Austrália Meridional. As instalações também permitem o fornecimento de hidrogênio puro para a indústria e aplicações de transporte via carretas de tubo.<sup>[10,12]</sup>

### 2.4.2 ATCO Hydrogen Blending Project (WA)

Operado pela ATCO Australia em Cockburn (Austrália Ocidental), iniciado em dezembro de 2022. Injetou hidrogênio renovável em proporções de 2% a 10% na rede de distribuição dos bairros de Glen Iris, Treeby e Calleya, atendendo cerca de 3.000 conexões residenciais e comerciais. Gerou dados valiosos sobre compatibilidade de aparelhos e aceitação social, tendo encerrado sua fase piloto ao final de 2024.<sup>[11,13]</sup>

### 2.4.3 Hydrogen Park Gladstone (QLD)

Localizado em South Gladstone (Queensland), operado pela Australian Gas Networks (AGN), parte da Australian Gas Infrastructure Group (AGIG), com eletrolisador PEM de 175 kW. Operações de mistura iniciadas em novembro de 2024, com meta de até 10% de hidrogênio renovável na rede de distribuição local, atendendo cerca de 700 clientes. Cofinanciado pelo Fundo de Desenvolvimento da Indústria de Hidrogênio de Queensland.<sup>[14]</sup>

### 2.4.4 Hydrogen Park Murray Valley

Situado na fronteira entre Victoria e Nova Gales do Sul (região de Albury-Wodonga), o projeto prevê eletrolisador de 10 MW com meta de mistura de 10% na rede de distribuição de Albury-Wodonga, operado por Australian Gas Infrastructure Group (AGIG), com potencial para atender mais de 40.000 clientes. Apoiado por financiamento vitoriano de A\$ 12,3 milhões e pela Australian Renewable Energy Agency (ARENA) com A\$ 36 milhões.





## 2.4.5 Western Sydney Green Gas Project

Operado pela Jemena no oeste de Sydney (NSW), em operação desde 2021, com injeção de 2% de hidrogênio para abastecimento de aproximadamente 250 residências.

Tabela 2 – Resumo dos projetos-piloto de mistura de hidrogênio em redes de distribuição na Austrália. Fonte: AGIG (2024a, 2024b), ATCO (2024), Australian Gas Networks (2024).

| Projeto          | Localização             | Operador       | Início      | Status                      | Meta de Mistura | Cientes Atendidos |
|------------------|-------------------------|----------------|-------------|-----------------------------|-----------------|-------------------|
| HyP SA           | Adelaide, SA            | AGIG/AGN       | Mai 2021    | Operacional                 | 5% → 10%        | ~4.000            |
| ATCO Blending    | Cockburn, WA            | ATCO Australia | Dez 2022    | Encerrado (dados coletados) | 2%–10%          | ~3.000            |
| HP Gladstone     | Gladstone, QLD          | AGIG/AGN       | Nov 2024    | Operacional                 | Até 10%         | ~700              |
| HP Murray Valley | Albury-Wodonga, VIC/NSW | AGIG           | 2025 (est.) | Desenvolvimento             | 10%             | >40.000           |
| Western Sydney   | Sydney, NSW             | Jemena         | 2021        | Operacional                 | 2%              | ~250              |

## 2.5 Desafios Técnicos e Síntese

Pesquisas e testes extensivos demonstram que aparelhos de gás australianos modernos podem operar com segurança com hidrogênio misturado em proporções de até 10% sem exigir modificações. O foco das iniciativas de mistura está concentrado nas redes de distribuição de baixa pressão, onde as pressões operacionais mais baixas reduzem preocupações imediatas sobre fragilização por hidrogênio em aços carbono.

A mistura em gasodutos de transmissão de alta pressão apresenta complexidade técnica significativamente maior, em especial quanto à fragilização do material e à compatibilidade de compressores e equipamentos de controle de fluxo. Sistemas robustos de medição e monitoramento são identificados como requisitos críticos para o controle operacional, a gestão da segurança e o faturamento preciso dos clientes.

A experiência australiana demonstra que o arcabouço regulatório pode ser adaptado de forma incremental, sem criar um regime completamente novo, desde que as alterações terminológicas e os limites de mistura sejam claramente definidos em lei. O modelo de governança multinível - com estratégias estaduais diferenciadas dentro de um quadro nacional coerente - é particularmente relevante para o Brasil, dado o seu regime federativo.

A Estratégia Nacional de Hidrogênio da Austrália, ressalta a importância de utilizar a infraestrutura de gás existente para facilitar a introdução de hidrogênio no sistema energético e contribuir para objetivos mais amplos de descarbonização <sup>[65]</sup>.

O objetivo principal por trás da política e estratégia da Austrália para mistura de hidrogênio é multifacetado. Primeiro, a mistura é vista como um mecanismo estratégico para criar uma





demanda inicial e crescente por hidrogênio renovável produzido domesticamente<sup>1</sup>). Segundo, oferece um caminho prático e relativamente de baixo custo para reduzir emissões de carbono da rede de gás existente, substituindo gradualmente uma porção do gás natural por hidrogênio de zero emissão<sup>[66]</sup>. Terceiro, a mistura visa descarbonizar o fornecimento de gás para clientes residenciais e industriais, fornecendo uma opção de energia mais limpa enquanto permite que continuem utilizando seus aparelhos de gás existentes<sup>[67]</sup>.

### 3. Reino Unido

**Contexto do mercado de gás natural:** Mercado de gás altamente desenvolvido, com rede de transmissão e distribuição de classe mundial (National Transmission System), cadeia de suprimento diversificada (GNL importado, gás norueguês, produção doméstica declinante) e base de consumidores residenciais densamente conectados. A elevada penetração do gás natural no setor residencial para aquecimento e cocção torna os impactos da mistura de hidrogênio sobre os aparelhos domésticos uma questão central do debate regulatório britânico.

#### 3.1 Arcabouço Legal

O hidrogênio já se encontra no âmbito da definição de gás constante do Gas Act 1986, que define "gás" como qualquer substância em estado gasoso composta integral ou principalmente por metano, etano, propano, butano, hidrogênio ou monóxido de carbono, ou misturas dessas substâncias. Com base nessa definição, qualquer agente que pretenda transportar, distribuir, comercializar ou carregar hidrogênio por meio de gasodutos deve obter licença do Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem). Os agentes licenciados devem cumprir os seguintes códigos setoriais:

**Uniform Network Code (UNC):** documento setorial, base legal e comercial para o transporte e suprimento de gás na Grã-Bretanha, administrado pela Joint Office of Gas Transporters. É um contrato entre o transportador de gás, responsável pela operação do gasoduto, e os carregadores, usuários da infraestrutura cujo gás natural é transportado, além de outras partes claramente definidas, como os operadores de instalações conectas ao sistema.

**Independent Gas Transporter Uniform Network Code (IGT UNC):** define as regras aplicáveis aos transportadores independentes (os operadores dos gasodutos de transporte não integrantes da rede de transporte de gás nacional) que operam redes locais conectadas à rede principal, porém fora da área de cobertura da distribuição local de gás canalizada, atuando como extensões da rede principal.





**Retail Energy Code (REC):** trata dos aspectos de varejo dos mercados de gás natural e eletricidade, incluindo o *Programa de Troca de supridor* (“Switching Programme”) da Ofgem.

### 3.2 Normas de Segurança

O Health and Safety Executive (HSE) regula a segurança de projetos de hidrogênio com base no seguinte conjunto normativo:

**Gas Safety (Management) Regulations 1996 (GSMR 1996) e emendas:** se aplica à movimentação de gás natural (metano) por meio de dutos para consumidores finais na Grã-Bretanha<sup>[68]</sup>. Estabelecem a composição máxima permitida de gás natural na rede britânica. O Anexo 3 do GSMR 1996 fixa em 0,1% (molar) o teor máximo de hidrogênio na rede de gás natural da Grã-Bretanha.

**Pipeline Safety Regulations 1996 (PSR 1996):** regulam a integridade de dutos para movimentação de qualquer fluido, incluindo requisitos de projeto, construção, instalação, operação, manutenção e descomissionamento.

**Planning (Hazardous Substances) Regulations 2015 (PHSR 2015) e Control of Major Accident Hazards Regulations 2015 (COMAH 2015):** representam as normas que tratam das permissões para o uso e armazenamento de substâncias perigosas na Inglaterra (PHSR 2015)<sup>[69]</sup> e na Grã-Bretanha (COMAH 2015)<sup>[70]</sup>. Exigem permissões para estocagem de 2 ou mais toneladas de hidrogênio (PHSR 2015) e para mais de 5 toneladas (COMAH 2015), transpondo a Diretiva Seveso III (2012/18/EU).

**Dangerous Substances and Explosive Atmosphere Regulations 2002 (DSEAR 2002):** estabelecem requisitos para equipamentos e sistemas de proteção em ambientes potencialmente perigosos.

### 3.3 Projeto HyDeploy e Consultas Públicas

Com o objetivo de demonstrar que o hidrogênio pode ser misturado com segurança à rede de distribuição sem exigir mudanças nos aparelhos, o projeto HyDeploy foi aprovado pela Ofgem em novembro de 2016. O projeto teve a participação da Cadent Gas, Northern Gas Networks, Progressive Energy Ltd, Universidade de Keele, Solutions (ex-Laboratório de Saúde e Segurança) da HSE e ITM Power<sup>[71]</sup>.

O teste piloto ocorreu na Universidade de Keele entre 2019 e 2021, injetando até 20% (em volume) de hidrogênio na rede existente da universidade, suprindo 100 residências e 30 prédios de faculdades. O teor de 20% foi selecionado por corresponder ao nível mais alto testado na Europa continental naquela época - nível análogo ao testado pelo projeto GRHYD da Engie no norte da França.<sup>[15,16,17]</sup>





Entre setembro e outubro de 2023, o Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ) conduziu consulta pública sobre a proposta de elevação do limite de mistura para 20% nas redes de distribuição, estimando potencial de redução de emissões de carbono da ordem de 6–7% do consumo britânico de gás natural.<sup>[18,19]</sup>

Como resultado, o governo identificou potencial valor estratégico e econômico no apoio à mistura de até 20% em determinados cenários, sinalizando o Hydrogen Production Business Model (HPBM) como mecanismo principal de subsídio. Contudo, uma decisão final permanece pendente, condicionada à análise robusta e independente das evidências técnicas.

Em setembro de 2025 teve encerramento a etapa de recebimento de contribuições da consulta pública *“Hydrogen Blending into the GB Gas Transmission Network - A consultation to further assess the case for hydrogen blending and lead options for its implementation, if enabled”*, que buscou compreender o potencial valor estratégico e econômico da mistura de hidrogênio na rede de transmissão de gás da Grã-Bretanha (GB), avaliando os aspectos comerciais, de mercado, técnicos e de faturamento, considerando as implicações para os usuários finais já conectados diretamente à rede de transmissão, solicitando opinião das partes interessadas se devemos apoiar e permitir a mistura de até 2% de hidrogênio em volume na transmissão. A consulta encontra-se em fase de avaliação das contribuições<sup>[72]</sup>.

### 3.4 Projeto FutureGrid

O FutureGrid, liderado pela National Gas, está na vanguarda dos testes para avaliar a segurança da mistura no sistema de transmissão de gás. O projeto opera em duas fases:

**Fase 1:** avaliação do desempenho dos principais ativos de transporte (válvulas, filtros, tubulações) com diferentes misturas hidrogênio-gás natural (2%, 5%, 20% e 100% de hidrogênio). Os resultados já foram publicados.

**Fase 2:** estudos sobre separação do hidrogênio do gás natural (deblending) e comportamento de compressores para misturas de até 20% e com 100% de hidrogênio, com participação de DNV, Siemens, Premtech e demais parceiros.

Até o momento, foram divulgados os resultados da Fase 1, os quais se encontram disponível no sítio eletrônico do projeto<sup>[73]</sup>.

### 3.5 Energy Act 2023 e PAS 4445:2025

Em 26 de outubro de 2023, foi publicado o Energy Act 2023, cuja Parte 2 trata do fomento a projetos de captura de carbono (CCUS) e de produção, transporte e estocagem de hidrogênio. A legislação concede tratamento explícito aos projetos de hidrogênio, incluindo



os esquemas de incentivo à produção (como o HPBM) e o licenciamento das atividades de transporte e estocagem.<sup>[20,21]</sup>

Adicionalmente, o British Standards Institution publicou a PAS 4445:2025, especificação que fornece recomendações sobre o projeto, construção e desempenho de equipamentos de grande porte projetados para usar hidrogênio ou passíveis de conversão, em aplicações industriais e comerciais.

O caso britânico ilustra como um mercado maduro pode conduzir um debate técnico aprofundado sobre mistura de hidrogênio com consultas públicas formais e revisões regulatórias estruturadas. A abordagem incremental - avançar os limites somente após validação rigorosa dos dados de segurança - e a separação analítica entre redes de distribuição e de transmissão oferecem um modelo processual relevante para o regulador brasileiro.

## 4. União Europeia

### 4.1 Visão Geral e Posicionamento Estratégico

O gás natural é responsável por pelo menos 22% das emissões de gases de efeito estufa na União Europeia. Para atingir as metas de redução de emissões a 2050, a UE adota políticas que visam reduzir progressivamente o uso de gás natural, promovendo sua substituição nos setores onde o combustível desempenha papel mais relevante.<sup>[23]</sup>

A regulamentação da mistura de hidrogênio com gás natural na UE é regida principalmente pelo "Hydrogen and Decarbonized Gas Market Package" (Pacote do Mercado de Hidrogênio e de Gás Descarbonizado), adotado pelo Conselho da União Europeia em 21 de maio de 2024. O Pacote prioriza explicitamente o uso de redes dedicadas de hidrogênio, tratando a mistura como solução de "último recurso".

O Pacote é composto pela Diretiva (UE) 2024/1788 e pelo Regulamento (UE) 2024/1789, que atualizam as regras do mercado de gás natural da UE e introduzem novo arcabouço regulatório para infraestruturas dedicadas ao hidrogênio.

### 4.2 Limite Regulatório para Mistura

A norma europeia EN 16726:2025 fixa em 2% o teor máximo de hidrogênio na composição do gás natural para fins de interoperabilidade no comércio entre Estados-membros do Comitê Europeu de Normalização (CEN). O Regulamento (UE) 2024/1789, em seu Artigo 21, prevê a possibilidade de misturas de até 2% em volume nos pontos de fronteira entre sistemas nacionais de transporte de gás, permitindo que os operadores de sistemas adjacentes acordem limites mais elevados localmente.

O posicionamento estratégico da UE é claro: a mistura deve ser tratada como medida transitória de alcance limitado. O Considerando nº 74 do Regulamento (UE) 2024/1789 é





categorico ao afirmar que a mistura de hidrogênio no sistema de gás natural deve ser encarada como solução de último recurso, por ser menos eficiente do que o uso do hidrogênio em sua forma pura, comprometer o valor econômico do hidrogênio e afetar a interoperabilidade dos sistemas transfronteiriços.

Cumprir destacar que, apesar de a EU sempre privilegiar o transporte de hidrogênio na sua forma pura, a Diretiva (UE) 2024/1788, ao estabelecer que cada Estado-Membro deve designar uma única entidade reguladora a nível nacional, determinou que caberá a esta entidade adotar uma série de medidas que viabilizam tratar mistura do hidrogênio, não eliminado, portanto, a possibilidade de eventual mistura.

#### *Artigo 77*

*“Na execução das funções reguladoras especificadas na presente diretiva, a entidade reguladora adota todas as medidas razoáveis na prossecução dos seguintes objetivos no quadro das suas obrigações e competências estabelecidas no artigo 78.º, em estreita consulta com outras autoridades nacionais competentes, incluindo as autoridades responsáveis pela concorrência e as autoridades pertinentes dos Estados-Membros vizinhos e de países terceiros vizinhos, quando adequado, e sem prejuízo das competências destas últimas:*

*(...)*

*c) Supressão das restrições ao comércio de gás natural e de hidrogênio entre Estados-Membros, incluindo a eliminação das restrições devidas a diferenças na qualidade do gás natural ou do hidrogênio ou no volume de hidrogênio misturado no sistema de gás natural ou devidas a diferenças na qualidade do hidrogênio no sistema de hidrogênio, o desenvolvimento de capacidades adequadas de transporte ou de condução transfronteiriços para satisfazer a procura e o reforço da integração dos mercados nacionais assegurando a interoperabilidade do sistema de gás natural interligado da União ou do sistema de hidrogênio interligado da União, que possa facilitar o fluxo do gás natural através da União;*

*(...)*

#### *Artigo 78*

*“1. As entidades reguladoras têm as seguintes obrigações:*

*(...)*

*(g) Monitorar o desenvolvimento das qualidades do gás e a gestão da qualidade do gás pelos operadores das redes de transporte e, se for caso disso, pelos operadores das redes de distribuição, nomeadamente a monitorização da evolução dos custos relacionados com a gestão da qualidade do gás pelos operadores da rede e **os desenvolvimentos relacionados com a mistura e a separação de hidrogênio no***





**sistema de gás natural, pelos operadores das redes de armazenamento de gás natural e pelos operadores de instalações de GNL. Se um Estado-Membro tiver mandatado outra autoridade competente para recolher essas informações, essa autoridade competente deve partilhar essas informações com a entidade reguladora;**”

O Considerando nº 94 da Diretiva (EU) 2024/1788 estabelece que: “(94) Em consonância com a Estratégia do Hidrogênio da UE, importa que haja uma tônica no transporte e na utilização do hidrogênio na sua forma pura. Nesse sentido, é importante que a rede de hidrogênio transporte, armazene e manuseie hidrogênio de elevado grau de pureza, tendo em conta os requisitos de qualidade dos utilizadores finais do hidrogênio, e não hidrogênio misturado no sistema de gás natural.”

### 4.3 Limites Técnicos à Mistura

O relatório do Instituto Fraunhofer de Economia Energética e Tecnologia de Sistemas Energéticos (IEE) avaliou a viabilidade técnica, a redução de emissões e os impactos nos custos ao consumidor final em função das adaptações necessárias para a adição de hidrogênio à rede de transporte europeia.

Os resultados indicam que a adição de 20% de hidrogênio à rede aumentaria os custos industriais em média 23,8% na UE, com Portugal chegando a 43,3%. A redução de emissões, contudo, seria de apenas 6–7%, dado que a mistura é expressa em volume e o poder calorífico volumétrico do hidrogênio é significativamente inferior ao do gás natural - a adição de 20% em volume reduziria o teor energético da mistura em cerca de 13%.

As restrições mais relevantes à mistura ocorrem no uso de materiais industriais, em turbinas a gás e na utilização como GNC/GNV.

A utilização de concentrações elevadas de hidrogênio podem exigir medidas de separação do hidrogênio para aqueles consumidores finais cujos processos sejam sensíveis ao hidrogênio.

Além disso, muitos outros ajustes podem ser necessários, por vezes de alto custo de implementação.

A figura a seguir, elaborada pelo Fraunhofer IEE, sintetiza os limites de compatibilidade por componente e por nível de concentração de hidrogênio:



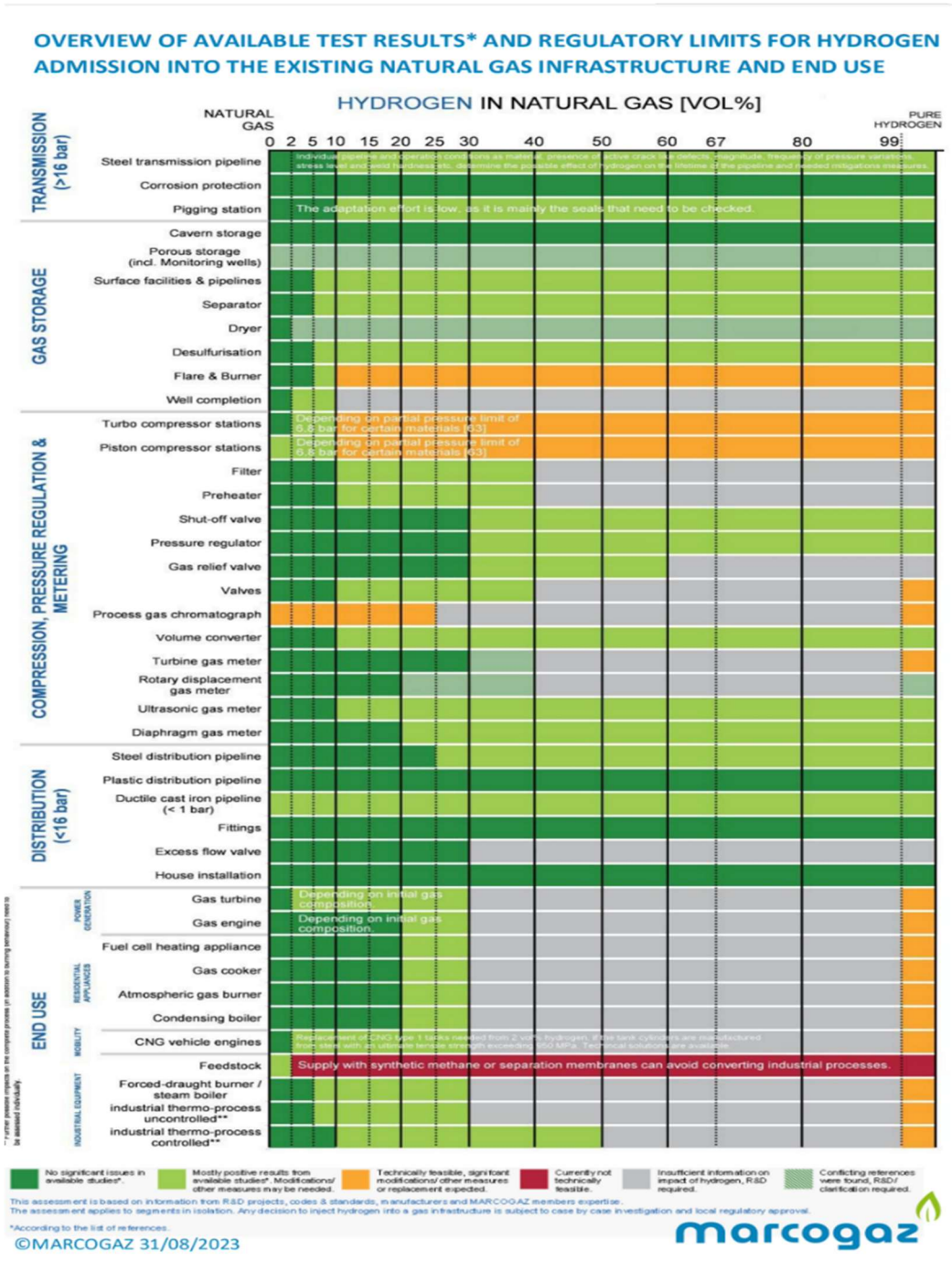
Figura 1 – Limites para teor de H<sub>2</sub> em misturas com gás natural para componentes da infraestrutura de movimentação de gás natural [TS: Sistema de transporte; ST: Estocagem; DS: Sistema de distribuição; U: Utilização]. Cores: verde escuro = possível sem ajustes; verde claro = modificações podem ser necessárias; amarelo = referências conflitantes, mais P&D necessário; laranja = modificações/substituições significativas; vermelho = não tecnicamente viável. Fonte: Fraunhofer IEE, 2022.

|       |                               | [%]→ | 2          | 5          | 10         | 20         | 25         | 30         | 40         | 50         | 60         | 70         | 80         | 90         | 100        |            |
|-------|-------------------------------|------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| TS    | Pipeline (steel, > 16 bar)    | 10%  | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| TS    | Compressors                   | 5%   | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| ST    | Storage (cavern)              | 100% | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| ST    | Storage (porous)              |      | Yellow     | Yellow     | Yellow     | Yellow     | Yellow     | Yellow     | Yellow     | Yellow     | Yellow     | Yellow     | Yellow     | Yellow     | Yellow     | Yellow     |
| ST    | Dryer                         | 5%   | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| TS/DS | Valves                        | 10%  | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| TS/DS | Process gas chromatographs    |      | Orange     | Orange     | Orange     | Orange     | Orange     | Orange     | Orange     | Orange     | Orange     | Orange     | Orange     | Orange     | Orange     | Orange     |
| TS/DS | Volume converters             | 10%  | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| TS/DS | Volume measurement            | 10%  | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| DS    | Pipeline (plastics, < 16 bar) | 100% | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| DS    | Pipeline (steel, < 16 bar)    | 25%  | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| DS    | House installation            | 30%  | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| U     | Gas engines                   | 10%  | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| U     | Gas cooker                    | 10%  | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| U     | Atmospheric gas burner        | 10%  | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| U     | Condensing boiler             | 10%  | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| U     | CNG-vehicles                  | 2%   | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| U     | Gas turbines                  | 1%   | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green | Dark Green |
| U     | Feedstock                     |      | Red        | Red        | Red        | Red        | Red        | Red        | Red        | Red        | Red        | Red        | Red        | Red        | Red        | Red        |

A Marcogaz, associação internacional que representa a indústria de gás europeia, elaborou estudo amplo verificando a tolerância ao hidrogênio de componentes da infraestrutura de gás e dos consumidores finais. Especial atenção deve ser dada a cromatógrafos, compressores, turbinas e ao uso como matéria-prima. O quadro a seguir apresenta a síntese dos resultados:



Figura 2 – Visão geral dos resultados dos testes disponíveis e dos limites regulamentares para admissão de hidrogênio na infraestrutura existente de gás natural e na utilização final. Fonte: Marcogaz, 2023.



## 4.4 Infraestrutura Dedicada de Hidrogênio na UE

Apesar dos planos ambiciosos descritos no Ten-year Network Development Plan (TYNDP) 2024 da ENTSOG, o progresso efetivo tem sido limitado: apenas 55 km de novos gasodutos de hidrogênio foram comissionados em 2024, elevando o total na UE para 1.636 km, concentrados principalmente na Bélgica, França, Alemanha e Países Baixos. Uma instalação de demonstração de armazenamento subterrâneo de hidrogênio de 500.000 m<sup>3</sup> na Alemanha foi comissionada pela Uniper em agosto de 2024.





Até o momento, o hidrogênio está incluído nos planos de desenvolvimento das redes de gás natural em 12 Estados-Membros, conforme ilustrado no mapa a seguir:

Figura 3 – Planos de desenvolvimento de rede de hidrogênio nos Estados-Membros da UE – novembro de 2025. Fonte: ACER (2025).

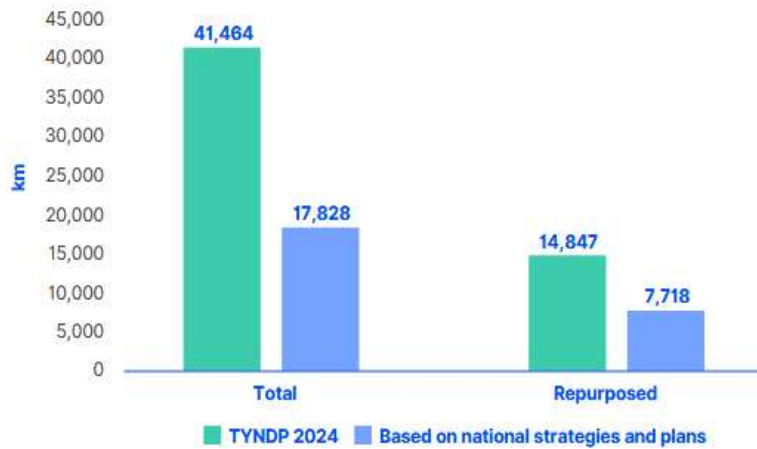


A comparação entre a infraestrutura incluída no TYNDP 2024 da ENTSOG e as informações sobre infraestrutura planejada com base em estratégias nacionais revela discrepâncias significativas. Os desenvolvimentos de rede previstos no TYNDP 2024 são substancialmente maiores do que os atualmente planejados em nível nacional, de acordo com as Autoridades Reguladoras Nacionais (NRAs), conforme mostra o gráfico abaixo:





Figura 4 – Comparação entre rede de hidrogênio planejada com base em estratégias nacionais e projetos TYNDP 2024 (km). Fonte: ACER (2025), com base em informações de NRAs e ENTSOG TYNDP 2024.



## 4.5 ENNOH e Acesso às Redes

No sentido de coordenar as ações necessárias, foi criada a ENNOH (European Network of Network Operators for Hydrogen), com o objetivo de elaborar códigos de rede comuns e planos decenais de desenvolvimento para o setor do hidrogênio. Em 25 de junho de 2025, os futuros operadores adotaram os documentos estatutários, com expectativa de que a ENNOH se torne totalmente operacional em 2026. A European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER, lançou, em março de 2025, consulta pública sobre mecanismos de alocação intertemporal de custos para financiamento de infraestrutura de hidrogênio. A UE também concedeu mais de EUR 250 milhões para 21 estudos de desenvolvimento de infraestrutura de hidrogênio em janeiro de 2025.

Para promover a concorrência, o Pacote exige separação completa de propriedade no transporte de hidrogênio (Ownership Unbundling), com as transportadoras totalmente separadas de atividades de produção e fornecimento.





## 5. Países Baixos

**Contexto do mercado de gás natural:** Uma das redes de gás natural mais densas e sofisticadas do mundo: 136.000 km de gasodutos, mais de 7 milhões de conexões, alcançando praticamente todas as residências e empresas do país. A redundância de múltiplos gasodutos paralelos favorece a segregação gradual e a conversão para hidrogênio sem comprometer o fornecimento de gás natural. O Porto de Roterdã - maior da Europa - posiciona o país como hub regional de hidrogênio no Noroeste Europeu.

### 5.1 Estratégia Nacional e Infraestrutura Planejada

O Programa Nacional de Hidrogênio 2022–2025 estabeleceu as condições para a expansão do mercado e optou pelo reaproveitamento de parcelas da rede de gás existente para o transporte de hidrogênio. Os Países Baixos estão desenvolvendo uma rede nacional com aproximadamente 1.200 km, dos quais cerca de 85% consistirão em gasodutos de gás natural reaproveitados, reduzindo os custos em estimados 75% em relação a gasodutos novos.<sup>[25,26]</sup> O país já dispõe de rede de gasodutos de hidrogênio puro com mais de 1.000 km de extensão, ligando-o a instalações industriais na Bélgica e na França.

A Gasunie, operadora do sistema de transporte de gás natural, foi incumbida pelo governo de desenvolver essa rede até 2030, interligando grandes instalações de produção de hidrogênio com clusters industriais, instalações de armazenamento e países vizinhos. A configuração prevista para 2030 está ilustrada no mapa abaixo. As linhas amarelas correspondem à infraestrutura de gás reaproveitada, enquanto as linhas azuis são dutos novos para interligar fábricas e portos à rede de transporte de hidrogênio.<sup>[27,28]</sup>

Figura 5 – Rede de dutos de hidrogênio prevista para 2030 nos Países Baixos. As linhas amarelas indicam gasodutos de gás natural reaproveitados; as linhas azuis, novos dutos. Fonte: MFAT (2022).





## 5.2 Arcabouço Regulatório em Desenvolvimento

O hidrogênio não está contemplado pela atual Lei do Gás holandesa. A legislação existente baseia-se no uso do hidrogênio como gás industrial e matéria-prima para a indústria química, sendo insuficiente para as novas aplicações de descarbonização. A legislação nacional específica está em desenvolvimento, devendo incorporar as regras da UE no prazo de cinco anos a partir de 2025. Em 2031, o governo holandês pretende ter em vigor arcabouço jurídico completo, incluindo regras sobre balanceamento, alocação de capacidade e gestão de congestionamentos.<sup>[29,30]</sup>

## 5.3 Experiências com Mistura

Os Países Baixos conduziram projetos de mistura que demonstram viabilidade técnica. Em Amerland, foi injetado até 20% (em volume) de hidrogênio na rede de gás natural para consumidores domésticos, demonstrando a operabilidade segura em infraestruturas existentes. O projeto piloto PosHYdon, que iniciou sua operação em 2024, visa produzir hidrogênio verde offshore, misturá-lo ao gás natural e transportá-lo por gasodutos existentes até a costa.<sup>[31]</sup>

## 5.4 Revisão do Plano e Desafios Financeiros

Em publicação recente da ACER, a Hynetwork (subsidiária da Gasunie) propôs adiamento da implantação plena da rede Nacional de Hidrogênio em quatro a cinco anos. A nova estimativa de custo é de 3,8 bilhões de euros - mais do dobro dos 1,5 bilhão estimados em 2019, em decorrência da menor proporção de gasodutos reaproveitados e dos aumentos nos custos de construção. O avanço mais lento na implantação de eletrolisadores (expectativa revisada de 1,2–1,5 GW até 2030, frente aos 4 GW planejados) e outras dificuldades encontradas geraram a necessidade de reavaliação do modelo financeiro.<sup>[32]</sup>

A nova proposta prevê a conclusão das obras em polos industriais estratégicos até 2030, a interconexão desses polos — incluindo conexões com a Alemanha e a Bélgica — até 2033, e um reforço adicional com novas interconexões com Alemanha e Bélgica no mesmo ano.





## 6. França

**Contexto do mercado de gás natural:** Mercado de gás natural de grande porte, com operadores de transmissão de envergadura europeia (Natran/ex-GRTgaz e Teréga) e forte base industrial e residencial. O papel do regulador nacional (CRE – Commission de Régulation de l'Énergie) foi determinante para o redirecionamento da estratégia francesa da mistura para redes segregadas de hidrogênio puro.

### 6.1 Estratégia Nacional de Hidrogênio

A França publicou seu primeiro Programa Nacional do Hidrogênio em 2018, ampliado em 2020 com a criação de uma estratégia nacional para o desenvolvimento de hidrogênio renovável de baixo carbono, com três áreas prioritárias: descarbonização da indústria por meio da eletrólise, desenvolvimento do hidrogênio de baixo carbono para mobilidade pesada e promoção de P&D para usos futuros.

Em outubro de 2021, o "Plan France 2030" estabeleceu como segundo objetivo nacional tornar o país líder em hidrogênio de baixo carbono. Em abril de 2025, foi publicada estratégia atualizada com abordagem mais conservadora, priorizando polos industriais (refino, química, amônia e siderurgia) e combustíveis sintéticos para aviação e transporte marítimo. A meta de eletrolisadores foi reduzida para 4,5 GW em 2030 e 8 GW em 2035.

A estratégia também defende uma implantação mais gradual das redes de hidrogênio e prevê a construção de 500 km de gasodutos de hidrogênio no médio prazo, principalmente dentro dos polos industriais, mas também com vistas a conectar esses polos conforme apropriado. As necessidades reais de rede e armazenamento serão identificadas em um estudo previsto para ser concluído no início de 2026.

### 6.2 Posição Contrária à Mistura nas Redes de Transporte

O regulador francês Commission de Régulation de l'Énergie – CRE, manifestou posição explicitamente contrária à mistura de hidrogênio nas redes de transporte de gás, em resposta à proposta legislativa da Comissão Europeia que previa obrigação aos operadores de aceitar até 5% de hidrogênio nos pontos de interconexão. Os argumentos centrais do CRE incluíam: incompatibilidade com instalações de consumidores industriais sensíveis à qualidade do gás; riscos de segurança associados às propriedades moleculares do hidrogênio (molécula menor, maior risco de vazamento); necessidade de investimentos em estações de mistura na injeção e de separação na saída; e destruição de valor econômico ao injetar hidrogênio caro em uma rede de gás natural, degradando a qualidade da mistura resultante.<sup>[33]</sup>

Em 2018, os operadores de gás franceses haviam identificado limite de 6% de mistura de hidrogênio no gás natural, com projeção de aumento para 10% até 2030. Entretanto, após





discussão entre operadores e usuários, o limite foi reduzido para 2%, e a estratégia foi reorientada para redes segregadas de hidrogênio puro.

### 6.3 Infraestrutura Dedicada e Projetos

O foco da França tem sido efetivamente no desenvolvimento de infraestrutura dedicada ao hidrogênio, como os hubs regionais de gasodutos de hidrogênio e projetos como o Hy-Fen, da GRTGáz (ora Natran) que visa conectar a França a países vizinhos como a Alemanha. Neste sentido, a possibilidade de adaptar os gasodutos existentes para o transporte de hidrogênio tem sido alvo de avaliação. Neste sentido, as duas principais transportadoras de gás natural da França, a Natran (Ex-GRTgaz) e a Teréga, têm desenvolvido projetos de dutos dedicados ao hidrogênio, dentre eles:

**BarMar:** gasoduto submarino de hidrogênio interligando Barcelona (Espanha) ao porto de Fos-sur-Mer (França), integrante do corredor H2Med - um projeto amplo que visa a conectar a Península Ibérica à França, Alemanha e outros países do Noroeste da Europa.

**Hy-Fen:** interliga a região de Marselha à fronteira com a Alemanha, conectando projetos regionais como Hynframed, MidHY, Vallée de la chimie, RHYn e mosaHYc, o qual também faz parte do corredor H2Med.

**MosaHYc:** converte 90 km de gasoduto de gás natural para hidrogênio na fronteira franco-alemã. Decisão final de investimento assinada em 2024, com início das operações previsto para 2027.

**Hubs regionais:** estudos em andamento para múltiplos hubs, tais como MosaHYc, DHUNE, HYNframed, WHHYN e RHYn, visando quase 500 km de dutos de hidrogênio até 2030.

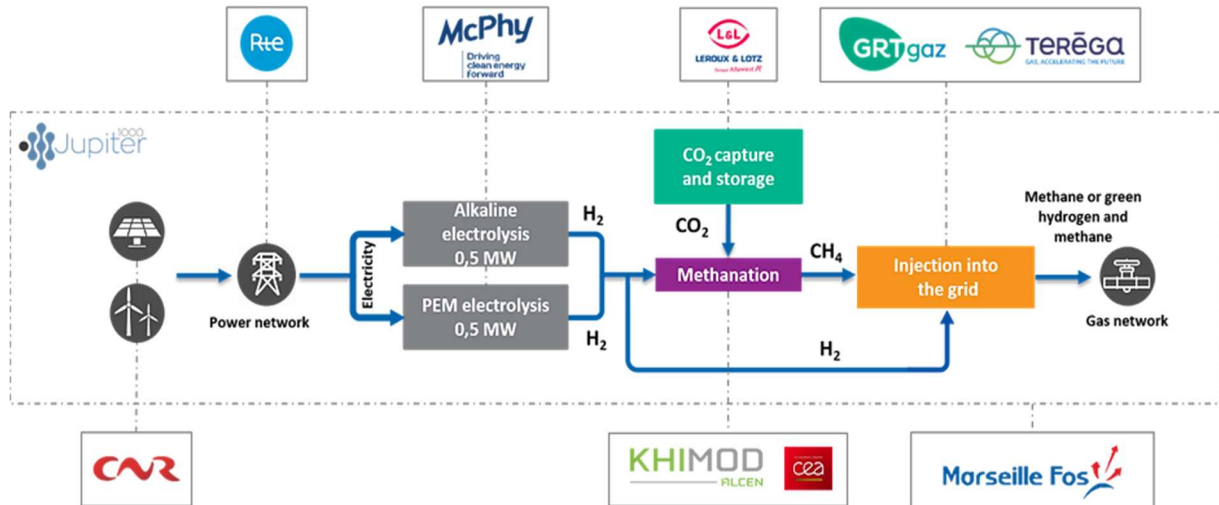
### 6.4 Projeto-Piloto Jupiter 1000

A França possui um projeto piloto de mistura - o Jupiter 1000, em Fos-sur-Mer - que permite mistura de hidrogênio em gasoduto de gás natural em teor máximo de 2%. O projeto envolve conversão Power-to-Gas, com hidrogênio verde produzido por eletrólise (eletrólise alcalina e PEM, 0,5 MW cada) a partir de energia renovável e CO<sub>2</sub> capturado de uma indústria vizinha para produção de metano sintético. Ambos são comprimidos e injetados na rede da Natran (ex-GRTgaz) que abastece três indústrias locais. A limitação de 2% decorre da alta vazão de gás natural na rede receptora.<sup>[34,35]</sup>

O diagrama esquemático do projeto Jupiter 1000 é apresentado a seguir:



Figura 6 – Diagrama esquemático do projeto piloto Jupiter 1000. Fonte: GRTgaz/Natran (2022).



## 7. Alemanha

**Contexto do mercado de gás natural:** Maior mercado de gás natural da Europa em volume de consumo, com extensa rede de transmissão e distribuição e importante hub de interconexão europeia. Historicamente, a Alemanha transportou gases com elevado teor de hidrogênio ("gás de cidade" ou Stadtgas, com cerca de 50% de H<sub>2</sub>, até a década de 1970), o que confere ao país base de conhecimento técnico diferenciada para iniciativas de mistura.

### 7.1 Estratégia Nacional de Hidrogênio

Em 2020, a Alemanha aprovou a Estratégia Nacional de Hidrogênio - Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS), atualizada em 2023 com objetivos de aumento da capacidade de eletrólise, desenvolvimento de infraestrutura de hidrogênio e definição de setores prioritários de consumo. O país optou por desenvolver redes segregadas de hidrogênio puro como espinha dorsal do sistema de energia limpa, sem previsão legal explícita para misturas de hidrogênio com gás natural na legislação nacional.<sup>[36]</sup>

### 7.2 Rede Central de Hidrogênio

Em outubro de 2024, a Bundesnetzagentur (BNetzA) - National Regulatory Authorities (NRA alemã), aprovou a rede central de hidrogênio (Hydrogen Core Network) da Alemanha, apresentada por quinze operadores de sistemas de transmissão de gás. A rede aprovada consiste em 9.040 km de gasodutos, dos quais 56% serão gasodutos de gás natural reaproveitados. Custo estimado: 19 bilhões de euros. Prazo de conclusão: 2032 (ou 2037, se a demanda não se desenvolver conforme esperado). Conecta a Alemanha a múltiplos

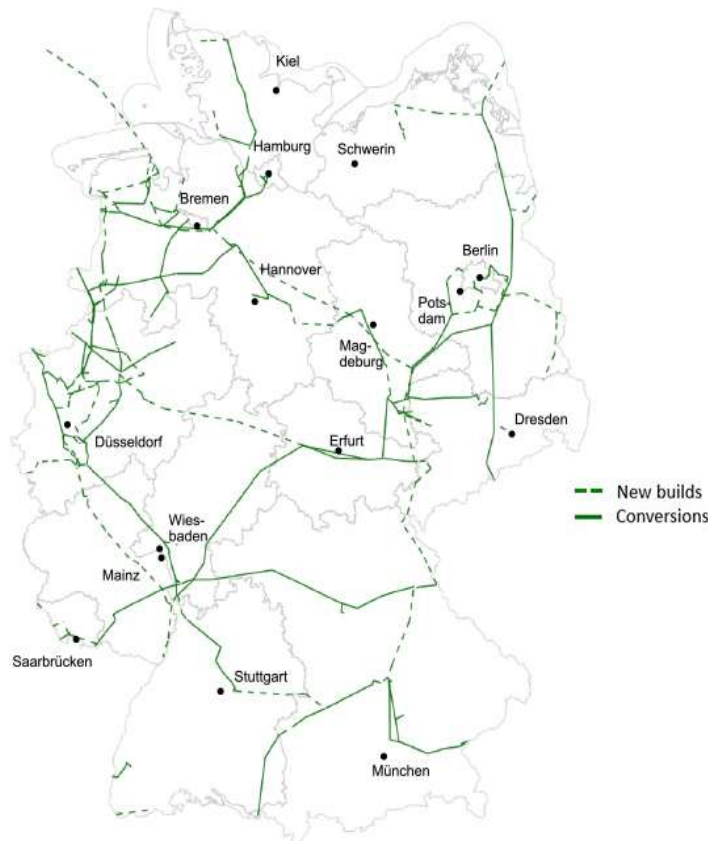




países da UE, ligando rotas principais de importação a polos de demanda estratégicos. A rede está ilustrada no mapa abaixo:<sup>[37,38,47]</sup>

Figura 7 – Rede central de dutos de hidrogênio aprovada na Alemanha (Hydrogen Core Network). Linha sólida = conversão de gasoduto de gás natural existente; linha tracejada = nova construção. Fonte: Bundesnetzagentur (2024).

#### Approved hydrogen core network



### 7.3 Marco Legal

A Energiewirtschaftsgesetz (Lei da Energia) é o principal instrumento legal para o setor. Emendas ao final de 2023 introduziram a obrigação de elaboração do plano central do hidrogênio. Em maio de 2024, foram adicionadas disposições sobre planejamento integrado gás natural-hidrogênio, permitindo que operadores identifiquem gasodutos de gás natural com potencial futuro de conversão. Em maio de 2024, o governo também aprovou o projeto de Lei da Aceleração do Hidrogênio (Wasserstoffbeschleunigungsgesetz), que classifica projetos de hidrogênio como de interesse público e segurança pública, simplificando licenciamentos.





## 7.4 Projetos-Piloto de Mistura

Embora a estratégia alemã foque em redes segregadas, a Alemanha acumulou experiência pioneira em mistura de hidrogênio com gás natural:

### 7.4.1 ITM Power Thüga Plant (Frankfurt)

---

Primeiro projeto no mundo a produzir hidrogênio por eletrólise e injetá-lo diretamente na rede de distribuição de gás canalizado, em teores máximos de 2%, desde 2013. Avaliou a viabilidade técnica e econômica da tecnologia Power-to-Gas para armazenamento de energia renovável e balanceamento da rede elétrica. Descomissionada em 2017.<sup>[39,40]</sup>

### 7.4.2 WindGas Haßfurt (Baviera)

---

Converte energia renovável (principalmente eólica) em hidrogênio por eletrólise, injetando-o na rede de distribuição local em teores de até 5%. O projeto converte eletricidade excedente em hidrogênio, permitindo o armazenamento de energia renovável em forma de gás. Há um projeto conjunto na cidade, incluindo o Helmholtz Institute Erlangen Nuremberg (HI ERN) e o Institute for Energy Technology (IfE) para a separação do hidrogênio da mistura de gás natural da rede de distribuição para futura utilização em células de combustíveis.<sup>[41,42]</sup>

### 7.4.3 Freiburg Municipal Energy Network

---

Em funcionamento desde agosto de 2017, o projeto, localizado na cidade de Freiburg, utiliza planta do laboratório Fraunhofer ISE para injetar hidrogênio em gasoduto da rede de distribuição municipal em teor de 2%, operando como plataforma de pesquisa para estratégias operacionais em condições reais.<sup>[43]</sup>

### 7.4.4 Wind2Gas Energy (Brunsbüttel)

---

Projeto piloto em Schleswig-Holstein que combina balanceamento da rede elétrica com injeção de hidrogênio (até 2%) na rede de distribuição de gás natural e abastecimento de veículos com célula de combustível.<sup>[44]</sup> O hidrogênio gerado é tanto armazenado em tanques e utilizado em como combustível veicular (H2 Mobility) em veículos com célula de combustível a hidrogênio, como injetado na rede de distribuição de gás natural.

### 7.4.5 Projeto Hydrogen Island Öhringen

---

Iniciado em 2020 em Öhringen, o projeto abastece 26 residências com mistura de gás natural e hidrogênio por rede isolada ("ilha" de distribuição), com meta de elevar progressivamente o teor de hidrogênio até 30%. Os resultados reportados em 2024 são promissores, indicando viabilidade de operação com altas misturas usando infraestrutura existente sem adaptações de grande porte.<sup>[45,46]</sup>





## 8. Estados Unidos

**Contexto do mercado de gás natural:** O maior mercado de gás natural do mundo em infraestrutura dutoviária: mais de 500.000 km de gasodutos de transporte interestadual de gás natural e aproximadamente 3.700.000 km de dutos de distribuição. Apenas cerca de 2.600 km são dedicados ao hidrogênio, concentrados na região do Golfo do México. A fragmentação regulatória entre múltiplas agências federais e estaduais é o principal desafio para a expansão da infraestrutura de hidrogênio.

### 8.1 Arcabouço de Políticas Nacionais

As políticas públicas desenvolvidas para o hidrogênio adotaram três diretrizes principais: Redução de Custos, Desenvolvimento de Mercado e Coordenação Interinstitucional. No primeiro, o U.S. Department of Energy (DoE) lidera a iniciativa Hydrogen Shot, que estabelece a meta de US\$ 1/kg, ancorada em inovação, escala e aprendizagem. No segundo, a Hydrogen Interagency Task Force promove alinhamento entre agências, reduzindo incertezas regulatórias. No terceiro, instrumentos como os incentivos do Inflation Reduction Act e os hubs regionais atuam na criação de demanda e na mitigação de riscos.

**H2@Scale (2016):** iniciativa do Departamento de Energia (DOE – Department of Energy) para P&D em produção, transporte, armazenamento e uso de hidrogênio, com foco em descarbonização e resiliência do sistema energético.

**Bipartisan Infrastructure Law (BIL, 2021):** US\$ 9,5 bilhões para hidrogênio, incluindo US\$ 8 bilhões para sete Hubs Regionais de Hidrogênio Limpo (H2Hubs).

**Inflation Reduction Act (IRA, 2022):** crédito fiscal para produção de hidrogênio limpo (Section 45V), calibrado conforme a intensidade de carbono do processo de produção.

**U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap (2023):** o Departamento de Energia dos EUA (DOE) lançou a Estratégia e Roteiro Nacional de Hidrogênio Limpo, que estabelece um plano abrangente para a produção, processamento, entrega, armazenamento e uso de hidrogênio limpo em larga escala. Metas de 10 Mt/ano até 2030, 20 Mt até 2040 e 50 Mt até 2050, com guia nacional de limites para mistura de hidrogênio previsto para 2026–2029.

### 8.2 H2Hubs – Hubs Regionais de Hidrogênio Limpo

Em outubro de 2023, o Departamento de Energia dos EUA (DOE) anunciou um investimento de US\$7 bilhões para lançar sete Hubs Regionais de Hidrogênio Limpo (H2Hubs) em todo o país. Os H2Hubs são redes de produtores, consumidores e infraestrutura de conexão de hidrogênio limpo que ajudarão a acelerar a produção e o uso em larga escala de hidrogênio limpo<sup>[74]</sup>. Financiado pela Lei Bipartidária de Infraestrutura (BIL), os \$7 bilhões anunciados





para impulsionar a economia do hidrogênio, serão complementados pela contribuição dos selecionados dos H2Hubs em mais de \$40 bilhões.

Juntos, os H2Hubs devem produzir quase 8.000 toneladas de hidrogênio por dia — equivalente a 3 milhões de toneladas por ano — o que representa quase 30% da meta do U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap de produzir 10 milhões de toneladas de hidrogênio limpo por ano até 2030.

O mapa abaixo indica as regiões selecionadas:

Figura 8 – Hubs Regionais de Hidrogênio Limpo selecionados nos EUA (H2Hubs). Fonte: DOE/OCED (2023).



Tabela 3 – Hubs Regionais de Hidrogênio Limpo dos EUA (H2Hubs). Fonte: DOE (2023).

| Hub Regional             | Localização | Produção Principal          | Investimento Federal | Empregos Diretos |
|--------------------------|-------------|-----------------------------|----------------------|------------------|
| Appalachian H2 Hub       | WV, OH, PA  | Gás natural + CCUS          | US\$ 925 mi          | 21.000           |
| California H2 Hub        | CA          | Renovável + biomassa        | US\$ 1,2 bi          | 220.000          |
| Pacific Northwest H2 Hub | WA, OR, MT  | Eletrólise (renovável)      | US\$ 1 bi            | 10.000           |
| Gulf Coast H2 Hub        | TX          | Diversificado incl. CCUS    | US\$ 1,2 bi          | 45.000           |
| Heartland H2 Hub         | MN, ND, SD  | Renovável + fóssil          | US\$ 925 mi          | 3.880            |
| Mid-Atlantic H2 Hub      | PA, DE, NJ  | Renovável + nuclear         | US\$ 750 mi          | 20.800           |
| Midwest H2 Hub           | IL, IN, MI  | Diversificado incl. nuclear | US\$ 1 bi            | 13.600           |





### 8.3 Regulação do Transporte Dutoviário de Hidrogênio

Atualmente o transporte interestadual de hidrogênio é regulado pelo NGA, nos casos em que a movimentação é de misturas de gás natural, e pelo ICCTA que é aplicado quando não há mistura com gás natural.

**Federal Energy Regulatory Commission (FERC) / Natural Gas Act (NGA):** aplica-se à movimentação interestadual de misturas de hidrogênio com gás natural. A FERC tem autoridade para emitir certificados de utilidade pública, para regular tarifas e para impor padrões de qualidade do gás, inclusive exigir a mistura de hidrogênio ao gás natural.

**Federal Energy Regulatory Commission (FERC) / Interstate Commerce Act (ICA):** aplica-se a dutos de petróleo e derivados, mas pode alcançar commodities que concorram com energéticos petroquímicos. Não exige certificado de utilidade pública.

**Surface Transportation Board (STB) / Interstate Commerce Commission Termination Act (ICCTA):** aplica-se ao hidrogênio puro (sem mistura) em dutos interestaduais. O STB atua principalmente como fórum de resolução de disputas.

**Department of Transportation (DOT) e Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA):** regula a segurança de dutos que transportam hidrogênio desde 1970 (49 CFR Part 192), abrangendo projeto, construção, medição, controle de corrosão, operação e manutenção.

A fragmentação regulatória impõe complexidade para operadores que queiram desenvolver infraestrutura dutoviária de hidrogênio em escala nacional. Proposta legislativa em tramitação no Senado prevê a inclusão do hidrogênio como "gás natural" para fins do NGA.

### 8.4 Misturas de Hidrogênio com Gás Natural

A mistura de hidrogênio com gás natural não é atualmente regulada de forma unificada nos EUA. Misturas de 2% a 10% são consideradas tecnicamente possíveis a depender das condições do duto, e alguns operadores acreditam ser viável movimentar misturas de até 20% de hidrogênio. Até maio de 2023, cerca de 22 projetos de gasodutos para misturas haviam sido anunciados.

A PHMSA, agência federal, possui regulamentos que já compreendem a movimentação dutoviária de misturas de combustíveis, porém, o local onde será feita a mistura, definirá qual será o regulador competente. Quando a mistura for realizada no ponto de entrega (*city gate*) de empresas distribuidoras locais de gás canalizado, a regulação é competência da agência estadual.

No *U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap*<sup>[75]</sup>, consta que será desenvolvido um guia nacional com limites para misturas com hidrogênio entre 2026 e 2029.



Entre os projetos nos EUA, encontram-se em curso:

**CenterPoint Energy (Minneapolis):** distribui gás natural com 5% de hidrogênio para sistemas de aquecimento e cocção.

**Dominion Energy:** pesquisa concluída indicando que misturas de até 5% de hidrogênio são compatíveis com equipamentos domésticos.

## 9. Chile

**Contexto do mercado de gás natural:** *O mercado de gás natural no Chile é relativamente modesto em termos de distribuição residencial, mas possui infraestrutura de gás canalizado nas principais cidades, incluindo as regiões de Coquimbo/La Serena e Santiago. A base de eletricidade renovável abundante - especialmente solar no Atacama e eólica na Patagônia - é o principal diferencial que posiciona o Chile como potencial exportador de hidrogênio verde.*

### 9.1 Estratégia Nacional de Hidrogênio Verde

O Chile publicou em novembro de 2020 sua Estratégia Nacional de Hidrogênio Verde, fruto de trabalho colaborativo entre indústria, academia, sociedade civil e setor público. Ao contrário do Brasil, que no Plano Nacional do Hidrogênio prevê múltiplas rotas de produção, o Chile concentra seus esforços no hidrogênio verde produzido a partir de fontes renováveis. O potencial energético renovável estimado é superior a 1.800 GW - aproximadamente 70 vezes a demanda doméstica atual -, dos quais 65% correspondem à energia solar fotovoltaica.<sup>[48,49]</sup>

A Estratégia prevê implementação em três ondas:

1ª onda (2020–2025): substituição de amônia importada por produção local e de hidrogênio cinza nas refinarias; início do uso em transporte.

2ª onda (2025–2030): expansão do uso em transportes, início das exportações e incorporação em redes de distribuição de gás.

3ª onda (a partir de 2030): abertura de novos mercados de exportação - aviação, transporte marítimo e combustíveis sintéticos.

### 9.2 Mineração como Setor-Âncora

A mineração representa 16% do PIB chileno e mais da metade das exportações do país, sendo o Chile o maior produtor mundial de cobre e lítio. O setor é responsável por 5–7% das emissões globais de GEE, criando demanda robusta por alternativas de descarbonização. Serviço Nacional de Geologia e Mineração chileno (SERNAGEOMIN - órgão fiscalizador em





matéria de segurança na mineração), publicou em 2021 o Guia de Implementação de Pilotos e Validação de Tecnologias que Utilizam Hidrogênio como Combustível em Mineração.<sup>[50,51]</sup>

## 9.3 Projetos em Destaque

### 9.3.1 Haru Oni (Região de Magalhães)

Primeira planta de e-combustíveis do mundo a operar em escala industrial. Utiliza energia eólica (turbina de 3,4 MW) para produzir hidrogênio verde por eletrólise (eletrolisador de 1,25 MW), que é combinado com CO<sub>2</sub> capturado de fontes biogênicas para criar gasolina sintética verde e GLP sintético. Produção inicial estimada em 350 toneladas/ano de metanol e 130.000 litros/ano de gasolina sintética. Em operação desde dezembro de 2022, com produção em larga escala iniciada em abril de 2023. Liderada pela HIF Global, com participação de Porsche, Enel, Siemens e ExxonMobil.<sup>[52,53,54]</sup>

### 9.3.2 H2 Magallanes (TotalEnergies / Eren)

Projeto de amônia verde a partir de hidrogênio renovável, destinado principalmente à exportação. Prevê 10 GW de capacidade eólica instalada, 8 GW de eletrólise, planta de dessalinização e terminal portuário. Capacidade projetada de 4,4 milhões de toneladas de amônia verde/ano. Construção prevista para iniciar em 2027, com operação a partir de 2030.

### 9.3.3 Projeto H2GN – Mistura em Redes de Gás Natural (Coquimbo/La Serena)

Em 2022, a GASVLAPO Energias iniciou o Projeto Piloto H2GN, voltado à injeção de hidrogênio verde em redes de gás natural nas cidades de Coquimbo e La Serena. Em julho de 2025, o projeto alcançou a marca de 5% de hidrogênio verde na mistura, com a incorporação de segundo eletrolisador de alta eficiência. A meta é ampliar gradualmente a proporção até 20%, com monitoramento em tempo real por sensores e válvulas que ajustam automaticamente a proporção de hidrogênio conforme pressão e demanda. A infraestrutura local, construída em polietileno de alta densidade (PEAD), apresenta plena compatibilidade com o processo.<sup>[55]</sup>

Atualmente, mais de 4.500 lares e estabelecimentos comerciais recebem gás natural enriquecido com hidrogênio, sem alterações no serviço ou nas tarifas. Quando atingir 20%, estima-se evitar cerca de 340 toneladas de CO<sub>2</sub> por ano, equivalente ao plantio de mais de 15.000 árvores.





## 9.4 Arcabouço Regulatório

Em 2024, a Superintendência de Eletricidade e Combustíveis (SEC) lançou guia para solicitação de autorização de projetos especiais de hidrogênio. Em 2025, o Serviço Nacional de Geologia e Mineração, Sernageomin, publicou guia técnico de padronização de critérios e requisitos para implementação de tecnologias de descarbonização em operações de mineração, cobrindo hidrogênio verde, eletrificação de frota, energias renováveis e captura de carbono.<sup>[56,57]</sup>

## 10. Rússia

**Contexto do mercado de gás natural:** A Rússia possui a maior rede de gasodutos do mundo em extensão, com décadas de experiência em exportação de gás natural. O "gás de cidade" com elevado teor de hidrogênio foi amplamente utilizado na era soviética. A estratégia de hidrogênio foi fortemente impactada pelas sanções internacionais impostas após a invasão da Ucrânia em 2022, levando a uma reformulação profunda das ambições exportadoras.

### 10.1 Contexto Histórico e Estratégia

A Rússia possui longa história de pesquisa e aplicação industrial do hidrogênio, com Programa de "Energia do Hidrogênio" adotado já em 1970. O Conceito para o Desenvolvimento da Energia do Hidrogênio (2021, Ordem nº 2162-r) definiu prioridades de curto prazo (até 2024), médio prazo (até 2035) e longo prazo (até 2050). Os princípios centrais eram: diversificar as exportações de energia, reduzir a pegada de carbono da produção industrial e estabelecer a Rússia como força preeminente em tecnologia de hidrogênio e exportações globais.<sup>[58,59,60]</sup>

As metas de exportação eram agressivas: 0,2 Mt até 2024, 2–12 Mt até 2035 e 15–50 Mt até 2050, com potencial participação de até 20% do mercado global de hidrogênio até 2030. A estratégia priorizava o hidrogênio de baixo carbono a partir de combustíveis fósseis (com captura de carbono) e energia nuclear até 2035, com o hidrogênio verde previsto para se tornar competitivo em custo posteriormente.<sup>[61]</sup>

A Rússia fez alguns progressos no desenvolvimento de normas nacionais, principalmente novas normas para tubos e cilindros de aço usados no transporte de hidrogênio, que abordam questões críticas, como a fragilização do hidrogênio. No entanto, a padronização geral do hidrogênio ainda é considerada subdesenvolvida global e nacionalmente





## 10.2 Impactos das Sanções Internacionais

As sanções impostas após a invasão da Ucrânia em 2022 causaram reveses significativos. As metas de produção foram reduzidas em quase 75%, para 550.000 toneladas por ano até 2030. O principal projeto de hidrogênio azul da Gazprom teve sua data de comissionamento adiada em três anos. A Rússia foi obrigada a reorientar a estratégia para soberania tecnológica nacional e desenvolvimento do mercado interno.

## 10.3 Projetos em Andamento

Atualmente, a Rússia implementa 41 projetos-piloto em diversas rotas de produção:

- 30 instalações (75%) dedicadas à produção de hidrogênio verde por eletrólise, sendo que seis também produzem amônia verde;
- 5 projetos de hidrogênio azul (processamento de gás natural com captura e armazenamento de carbono);
- 1 projeto de hidrogênio rosa (usinas nucleares, com a Rosatom buscando P&D para uma usina no Tartaristão capaz de produzir 400.000 t/ano até 2035); e
- 1 projeto de hidrogênio turquesa (pirólise de metano) com envolvimento da Lukoil.

Tabela 4 – Principais projetos russos de hidrogênio e status pós-2022. Fonte: elaboração própria a partir de múltiplas fontes.

| Projeto                          | Operador Principal          | Método / Foco                                      | Status (pós-2022)   |
|----------------------------------|-----------------------------|--|---|
| Sakhalin Green H2                | Governo regional (SKB SAMI) | Verde (solar FV, 30 kW)                            | Operacional até junho de 2024, vitrine para o cluster Eastern H2, potencial de exportação |
| Gazprom Blue H2                  | Gazprom                     | Azul (SMR+CCS)                                     | Comissionamento adiado 3 anos   |
| Rosatom Pink H2 NPP              | Rosatom                     | Rosa (nuclear) – 400 kt/ano até 2035               | P&D; construção planejada 2028  |
| Novatek Blue H2/Amônia           | Novatek (c/ RWE)            | Hidrogênio e Amônia Azul (SMR+CCS) para exportação | MoU com RWE suspenso  |
| Lukoil Pyrolysis H2              | Lukoil                      | Turquesa (pirólise CH <sub>4</sub> )               | P&D em andamento  |
| Embarcação movida a H2 (Ecobalt) | Centro Krylov               | Célula a combustível                               | Testes no mar (out 2024)  |



## 11. Japão

**Contexto do mercado de gás natural:** O Japão é um dos maiores importadores mundiais de GNL e praticamente não possui produção doméstica de combustíveis fósseis, tornando a dependência externa de energia um imperativo estratégico. O mercado de gás urbano é atendido por grandes concessionárias (Tokyo Gas, Osaka Gas, Toho Gas) com redes de distribuição robustas e base de consumidores residenciais e comerciais extensas. A estratégia japonesa de hidrogênio busca equilibrar segurança de abastecimento com descarbonização.

### 11.1 Instrumentos de Planejamento Energético

O 6º Plano Estratégico de Energia (2021) estabelece a meta de que hidrogênio e amônia representem conjuntamente cerca de 1% da matriz energética japonesa até 2030. A Estratégia de Crescimento Verde do Estudos do Ministério da Economia, Comércio e Indústria, METI, classifica o hidrogênio como setor prioritário, com diretriz de maximização do uso de infraestruturas existentes, incluindo gasodutos.

A mistura de hidrogênio em redes de gás é tratada no Japão como alternativa de transição, complementar ao desenvolvimento do e-metano pelas concessionárias. As concessionárias têm como meta substituir aproximadamente 1% do volume de gás de cidade por e-metano até 2030, com a meta da Associação Japonesa de Gás de alcançar 90% de metano neutro em carbono até 2050.

### 11.2 Projetos em Desenvolvimento

#### 11.2.1 Projeto Iwatani (Minami-Soma, Fukushima)

Prevê mistura de até 10% de hidrogênio em volume ao gás liquefeito de petróleo (GLP), destinado ao atendimento de aproximadamente 80 residências. Conta com apoio financeiro da NEDO e utiliza hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis locais. A taxa de mistura foi deliberadamente fixada abaixo do potencial máximo avaliado, para evitar necessidade de adaptação ou substituição de aparelhos de uso final.

#### 11.2.2 Kansai Electric Power – Usina Himeji Daini

Demonstração de co-combustão em turbina a gás comercial de grande porte com até 30% de hidrogênio misturado ao gás natural. O hidrogênio será majoritariamente produzido no local por eletrólise da água. O projeto avalia aspectos operacionais, de manutenção e de segurança da co-combustão em larga escala, além de criar demanda relevante por hidrogênio.





## 11.3 Aspectos Regulatórios e Técnicos

A Lei do Negócio do Gás constitui o principal marco normativo aplicável aos gasodutos de gás urbano, mas a adequação de suas normas técnicas à mistura direta de hidrogênio ainda não foi plenamente validada. Estudos do Ministério da Economia, Comércio e Indústria METI identificam lacunas relevantes quanto à compatibilidade de materiais metálicos e integridade estrutural dos dutos (fragilização por hidrogênio), segurança dos aparelhos de uso final (necessidade de adaptação ou substituição), odorização, detecção de vazamentos e procedimentos de resposta a emergências.

No tocante à segurança operacional, avaliações para projetos específicos indicam a possibilidade de uso de odorantes próprios para o hidrogênio ou de sistemas avançados de detecção, desde que comprovado nível de segurança equivalente ao exigido para o gás natural.

A experiência japonesa evidencia uma abordagem gradual e cautelosa em relação à mistura de hidrogênio em redes de gás. A estratégia nacional indica a coexistência de diferentes rotas para a descarbonização do setor de gás, combinando a mistura de hidrogênio em baixas proporções, o desenvolvimento do e-metano e aplicações específicas de hidrogênio em setores como a geração de energia elétrica.

## 12. Síntese Comparativa e Lições para o Brasil

### 12.1 Panorama Comparativo por Jurisdição

Tabela 5 – Comparativo internacional sobre estratégia, limites regulatórios e infraestrutura de hidrogênio. Fonte: elaboração própria.

| Jurisdição     | Foco Estratégico                            | Limite Regulatório (mistura)             | Projetos-Piloto Relevantes        |
|----------------|---|--|-----------------------------------|
| Austrália      | Mistura em redes de distribuição            | Até 10% (estados)                        | HyP SA, ATCO, HP Gladstone        |
| Reino Unido    | Mistura distribuição; avaliação transmissão | 0,1% vigente; 20% em avaliação           | HyDeploy, FutureGrid              |
| União Europeia | Redes dedicadas (prioritário)               | 2% (fronteiras UE)                       | Múltiplos – nível membro          |
| Países Baixos  | Rede dedicada nacional                      | Estratégia segregada                     | PosHYdon, Amerland (20%)          |
| França         | Redes dedicadas                             | 2% (operacional)                         | Jupiter 1000                      |
| Alemanha       | Rede central de H <sub>2</sub>              | Não regulamentada (legislação segregada) | Öhringen (30%), Haßfurt, Freiburg |





|                |   |                                  |                                |
|----------------|---|----------------------------------|--------------------------------|
| Estados Unidos | Hubs regionais + infraestrutura nova            | Não regulamentada (guia 2026–29) | CenterPoint, Dominion (5%)     |
| Chile          | H <sub>2</sub> verde exportador + mistura local | Em desenvolvimento               | H2GN (Coquimbo, 5%→20%)        |
| Rússia         | Reorientação para mercado interno               | Não regulamentada                | ~41 projetos-piloto            |
| Japão          | E-metano + mistura (transição)                  | Não regulamentada                | Iwatani, Kansai Electric (30%) |

## 12.2 Principais Lições para o Brasil

### 12.2.1 Adaptação Regulatória Incremental

Nenhuma jurisdição analisada optou por criar um regime regulatório integralmente novo para a mistura de hidrogênio. A abordagem dominante foi a adaptação incremental dos marcos legais e normativos existentes, com revisões terminológicas (Austrália), novos limites quantitativos em normativas de qualidade de gás (Reino Unido, UE) e emendas à legislação de energia (Alemanha, Reino Unido). Esse modelo é transferível ao contexto brasileiro, onde a base normativa da ANP pode ser progressivamente adaptada.

### 12.2.2 Limites de Mistura e Perfil da Infraestrutura

O teor de hidrogênio admissível nas redes existentes varia conforme o material dos dutos, as pressões operacionais e os equipamentos dos consumidores. Redes de distribuição de baixa pressão em polietileno de alta densidade (PEAD) - que correspondem à maior parte das redes de distribuição urbana no Brasil - apresentam menor vulnerabilidade à fragilização por hidrogênio, facilitando a introdução de misturas de 5% a 10% com menor necessidade de adaptação. Gasodutos de aço de alta pressão requerem avaliação técnica mais rigorosa.

### 12.2.3 Prioridade às Redes Segregadas nos Mercados Maduros

Os mercados europeus mais desenvolvidos convergem para a construção de redes dedicadas de hidrogênio puro, tratando a mistura como solução transitória de segundo plano. Esse posicionamento reflete tanto as restrições técnicas identificadas quanto a lógica econômica de preservar o valor do hidrogênio como energético de alta qualidade. O Brasil, ao planejar sua infraestrutura de longo prazo, deve considerar a compatibilidade entre projetos de mistura no curto prazo e a eventual separação das correntes energéticas no futuro.

### 12.2.4 Papel dos Projetos-Piloto

Em todas as jurisdições analisadas, a validação técnica de misturas ocorreu prioritariamente por meio de projetos-piloto em escala real antes da adoção de regulações





permanentes. O modelo australiano - com múltiplos pilotos em estados distintos, gerando dados comparáveis e robustos - oferece arquitetura replicável para o Brasil. A definição de um programa nacional de projetos-piloto com monitoramento padronizado seria elemento essencial de uma política de introdução de hidrogênio nas redes de gás natural.

### 12.2.5 Interoperabilidade e Harmonização

---

Em mercados interconectados, a falta de harmonização dos limites de mistura cria barreiras comerciais e compromete a operabilidade dos sistemas de transmissão transfronteiriços. Para o Brasil, embora a interconexão com países vizinhos seja limitada, a questão da harmonização interna entre distribuidoras, transportadoras e consumidores industriais é igualmente relevante.

### 12.2.6 Compatibilidade de Equipamentos dos Usuários Finais

---

A compatibilidade dos aparelhos de uso final é identificada como um dos principais condicionantes da taxa de mistura admissível. Testes realizados nos projetos HyDeploy e HyP SA indicam que aparelhos modernos suportam até 10–20% de hidrogênio sem modificações, mas essa tolerância varia conforme a tecnologia, a idade e o tipo de aparelho. Uma estratégia de comunicação e gerenciamento da compatibilidade de equipamentos é indispensável para viabilizar qualquer programa de mistura em larga escala.

## 12.3 Consideração Final

A experiência internacional demonstra que a mistura de hidrogênio em redes de gás natural não é uma solução monolítica: é uma família de opções técnicas e regulatórias cujo grau de viabilidade depende fundamentalmente das condições específicas da infraestrutura, do perfil dos consumidores e dos objetivos de política energética de cada jurisdição. O Brasil, com seu mercado de gás em processo de expansão, suas metas de descarbonização e seu potencial singular de produção de hidrogênio verde, tem a oportunidade de aprender com os avanços e com os erros das jurisdições pioneiras para construir um arcabouço regulatório adequado ao seu contexto - tecnicamente robusto, economicamente eficiente e capaz de contribuir para a transição energética nacional.

## Referências Bibliográficas

[1] AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION – AEMC. Review into extending the regulatory frameworks to hydrogen and renewable gases. 2022a. Disponível em: <https://www.aemc.gov.au/market-reviews-advice/review-extending-regulatory-frameworks-hydrogen-and-renewable-gases>. Acesso em: 5 maio 2025.





- [2] AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION – AEMC. National Gas and National Energy Retail amendment rules. 2024. Disponível em: <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/hydrogen-blends-and-renewable-gases>. Acesso em: 5 maio 2025.
- [3] AUSTRÁLIA. Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. Statutes Amendment (National Energy Laws) (Other Gases) Act 2023. 2023.
- [4] AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION – AEMC. Extending the national gas regulatory framework to hydrogen, biomethane and other renewable gases. 2022b.
- [5] DEPARTMENT OF CLIMATE CHANGE, ENERGY, THE ENVIRONMENT AND WATER. National Hydrogen Strategy 2024. 2024. Disponível em: <https://www.dcceew.gov.au>. Acesso em: 27 maio 2025.
- [6] AUSTRÁLIA. Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. Hydrogen in the gas distribution networks report 2019. 2019. Disponível em: <https://www.dcceew.gov.au>. Acesso em: 5 maio 2025.
- [7] AUSTRALIAN GAS INFRASTRUCTURE GROUP – AGIG. 10% Hydrogen Distribution Networks: Victoria Feasibility Study. 2023b.
- [8] FUTURE FUELS COOPERATIVE RESEARCH CENTRE. Hydrogen Pipeline Systems Code of Practice. 2023. Disponível em: <https://www.futurefuelscrc.com>.
- [9] STANDARDS AUSTRALIA. AS/NZS 4645 series review and updates. 2023.
- [10] GOVERNO DA AUSTRÁLIA MERIDIONAL. SA reaches new heights – hydrogen blended gas milestone. 2024.
- [11] ATCO AUSTRALIA. Hydrogen Blending. 2024. Disponível em: <https://www.atco.com/en-au>. Acesso em: 22 maio 2025.
- [12] AUSTRALIAN GAS INFRASTRUCTURE GROUP – AGIG. Hydrogen Park South Australia. 2024b.
- [13] ATCO AUSTRALIA. Hydrogen Blending. 2024. Acesso em: 22 maio 2025.
- [14] AUSTRALIAN GAS INFRASTRUCTURE GROUP – AGIG. Hydrogen Park Gladstone. 2024a.
- [15] HYDEPLOY PROJECT REPORT. Ofgem, 2020. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk>.
- [16] ISSAC, T. HyDeploy: The UK's first hydrogen blending deployment project. Clean Energy, v. 3, n. 2, p. 114–125, 2019.
- [17] THE GRHYD DEMONSTRATION PROJECT. Disponível em: <https://www.engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project>.
- [18] HYDROGEN TRANSPORT AND STORAGE INFRASTRUCTURE: MINDED TO POSITIONS. DESNZ, 2023.
- [19] HYDROGEN BLENDING INTO GB GAS DISTRIBUTION NETWORKS. A consultation. DESNZ, 2023.





- [20] HYDROGEN BLENDING INTO GB GAS DISTRIBUTION NETWORKS: STRATEGIC POLICY DECISION. DESNZ, 2023.
- [21] ENERGY ACT 2023. UK Public General Acts, 2023 c. 52. Disponível em: <https://www.legislation.gov.uk>.
- [22] CLOSED CONSULTATION. Hydrogen Blending into the GB Gas Transmission Network. DESNZ, 2025.
- [23] FRAUNHOFER IEE. The Limitations of Hydrogen Blending in the European Gas Grid. 2022. Disponível em: <https://www.iee.fraunhofer.de>.
- [24] EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS – ACER. European hydrogen markets: 2025 Monitoring Report. 2025. Disponível em: <https://www.acer.europa.eu>.
- [25] MFAT. The Netherlands looks to move from Russian Gas to Green Hydrogen. Market Report. Jun. 2022.
- [26] TODOROVIĆ, I. Construction first hydrogen pipeline system underway in Netherlands. Balkan Green Energy News. 2 nov. 2023.
- [27] NETHERLANDS – Ministry of Economic Affairs. Government Strategy on Hydrogen. 6 abr. 2020. Disponível em: <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>. Acesso em: 24 abr. 2024.
- [28] COLLINS, L. Why the Netherlands’ planned hydrogen network will be difficult to replicate in other countries. Recharge News, 7 jul. 2022. Disponível em: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/why-the-netherlands-planned-hydrogen-network-will-be-difficult-to-replicate-in-other-countries/2-1-1253792>. Acesso em: 24 abr. 2024.
- [29] CMS Law-Now. Netherlands to develop national legislation for the Dutch hydrogen market. Set. 2022.
- [30] SIMONETTI, S.; VAN DER HOEVEN, C.; KERCKHOFFS, M. Renewable Energy 2024. Netherlands: Trends. Chambers and Partners. 2024.
- [31] HYDEPLOY. Have there been other trials showing safe use of hydrogen blended with natural gas? Disponível em: <https://hydeploy.co.uk>.
- [32] EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS – ACER. European hydrogen markets: 2025 Monitoring Report. 2025.
- [33] COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE – CRE. Answer to a consultation on the legislative proposal of the European Commission on revision of EU rules on access to the gas market and networks. 2022.
- [34] BRISSAUD, F. et al. Lessons learned from Jupiter 1000, an industrial demonstrator of Power-to-Gas. International Journal of Hydrogen Energy, v. 49, p. 925–932, 2024.





- [35] GRTGAZ. Jupiter 1000. Disponível em: <https://www.jupiter1000.eu/english>. 2022.
- [36] BURCHARD, F.; BELZ, S. Hydrogen law, regulations & strategy in Germany. CMS Law, 21 nov. 2024.
- [37] BUNDESNETZAGENTUR. Hydrogen core network. Out. 2024. Disponível em: <https://www.bundesnetzagentur.de>.
- [38] COLLINS, J.; KYLLMANN, C. Hydrogen to start to flow in pipelines in Germany in 2025. Clean Energy Wire. 23 nov. 2024.
- [39] MARKETSCREENER. ITM Power: Thüga Group's Power-to-Gas plant officially commissioned and operational. 3 mar. 2020.
- [40] ITM. Thüga Group: Power-to-Gas technology performance update. 13 jun. 2016.
- [41] 2G. In Haßfurt, Hydrogen is the present. 23 fev. 2024.
- [42] SIQENS GmbH. Stadtwerke Haßfurt relies on Siqens technology for hydrogen separation. 2024.
- [43] FRAUNHOFER ISE. Fraunhofer ISE Launches New Hydrogen Feed-In Plant. Innovations Report, 25 jan. 2018.
- [44] H2 LIVE. Opening of power-to-gas plant and hydrogen filling station – Brunsbüttel. 8 ago. 2019.
- [45] ZSW. The Öhringen Hydrogen Island. Disponível em: <https://www.zsw-bw.de>.
- [46] IVANOVA, T. Netze BW successfully tests 30% hydrogen blending in gas grid. Renewables Now, 25 abr. 2024.
- [47] EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS – ACER. European hydrogen markets: 2025 Monitoring Report. 2025.
- [48] GOBIERNO DE CHILE. Estrategia Nacional de Hidrogênio Verde. 2020. Disponível em: <https://energia.gob.cl>.
- [49] CHIAPPINI, G. Meta do Chile é produzir hidrogênio verde mais barato do mundo, afirma ministro Juan Carlos Jobet. Eixos, 2021. Disponível em: <https://eixos.com.br/hidrogenio/meta-do-chile-e-produzir-hidrogenio-verde-mais-barato-do-mundo-afirma-ministro-juan-carlos-jobet/>. Acesso em: 6 mar. 2026.
- [50] SECCIÓN CONSULAR DE CHILE EM TEHERÁN. Economía de Chile. Ministério de Relaciones Exteriores.
- [51] SERNAGEOMIN. Guia de Implementação de Pilotos e Validação de Tecnologias que Utilizam Hidrogênio como Combustíveis em Mineração. 2021.
- [52] HIF GLOBAL. HIF Haru Oni is the first operating e-Fuels facility in the world. Disponível em: <https://hifglobal.com>.
- [53] ENEL. 'Haru Oni': Hidrógeno verde hecho en Chile. Disponível em: <https://www.enel.cl>.
- [54] SIEMENS ENERGY. Green hydrogen production. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com>.





- [55] ALPES ENERGY. Hidrogênio verde em gasoductos de Chile, pionero en Latinoamérica. 2025. Disponível em: <https://www.alpesenergy.com>.
- [56] SUPERINTENDÊNCIA DE ELETRICIDADE E COMBUSTÍVEIS – SEC. Guia de apoio para solicitud de autorización de proyectos especiales de hidrógeno. 2024.
- [57] SERVICIO NACIONAL DE GEOLOGÍA Y MINERÍA – SERNAGEOMIN. Guía de implementación de proyectos mineros y revisión de tecnologías de descarbonización. 2025.
- [58] POCHANIN, Y. S. Hydrogen fuel. Production, storage, use. Litres, p. 319, 2022.
- [59] Energia do Hidrogênio na Rússia: Previsões de desenvolvimento. E3S Conferences, 2024.
- [60] Conceito para o Desenvolvimento da Energia do Hidrogênio na Federação Russa. Governo Federal Russo, 2021.
- [61] Rússia. Green Hydrogen Innovation Centre | International Solar Alliance. 2022.
- [62] Desenvolvimento de Normas para o Transporte e Armazenamento de Hidrogênio como Base para o uso Seguro do Hidrogênio. Journal of Risk and Reliability, 2024.
- [63] AUSTRALIAN GAS INFRASTRUCTURE GROUP - AGIG. NSW Backing Wider Hydrogen Use. 2023a. Disponível em: <https://www.agig.com.au/nsw-hydrogen-backing-welcomed-under-states-2030-net-zero-emissions-target>. Acesso em: 5 de maio de 2025;
- [64] AUSTRÁLIA. Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. Hydrogen in the gas distribution networks report 2019. 2019. Disponível em: <https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/nhs-hydrogen-in-the-gas-distribution-networks-report-2019.pdf>. Acesso em: 5 de maio de 2025;
- [65] AUSTRÁLIA. Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. National Hydrogen Strategy 2024. 2024. Disponível em: <https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/national-hydrogen-strategy-2024.pdf>. Acesso em: 27 de maio de 2025.
- [66] AUSTRALIAN GAS NETWORKS. **Blended Gas**. 2024. Disponível em: <https://www.australiangasnetworks.com.au/blended-renewable-gas>. Acesso em: 9 de junho de 2025.
- [67] NAB NEWS. **AGIG plots a course for renewable gas**. 2023. Disponível em: <https://news.nab.com.au/news/agig-plots-a-course-for-renewable-gas/>. Acesso em: 9 de junho de 2025.
- [68] A GSMR 1996 e suas emendas se aplicam apenas à Inglaterra, Escócia e País de Gales. A norma equivalente aplicável na Irlanda do Norte é o Gas Safety (Management) Regulations (Northern Ireland) 1997.
- [69] Na Escócia a norma correspondente é o Town and Country Planning (Hazardous Substances) (Scotland) Regulations 2015, no País de Gales é o Planning (Hazardous Substances) (Wales) Regulations 2015 e na Irlanda do Norte é o Planning (Hazardous Substances) (No. 2) Regulations (Northern Ireland) 2015;





[70] Na Irlanda do Norte é o Control of Major Accident Hazards Regulations (Northern Ireland) 2015;

[71] ISSAC, TOMMY (2019). HYDEPLOY: THE UK'S FIRST HYDROGEN BLENDING DEPLOYMENT PROJECT. CLEAN ENERGY, VOLUME 3, ISSUE 2, JUNE 2019, PAGES 114-125. Disponível em: <https://academic.oup.com/ce/article-pdf/3/2/114/53678746/zkz006.pdf>. Acesso em: 09/10/2024.

[72] CLOSED CONSULTATION, HYDROGEN BLENDING INTO THE GB GAS TRANSMISSION NETWORK: CONSULTATION DOCUMENT, Department for Energy Security & Net Zero (DESNZ), 2025, disponível em <https://www.gov.uk/government/consultations/hydrogen-blending-into-the-gb-gas-transmission-network/hydrogen-blending-into-the-gb-gas-transmission-network-consultation-document>, acessado em 05/03/2025.

[73] FUTUREGRID, Phase 1 Facility Closure Report, National Gas, 2024, disponível em <https://www.nationalgas.com/sites/default/files/documents/FutureGrid%20Phase%201%20Closure%20Report%20July%202024.pdf>, acessado em 05/03/2026;

[74] BIDEN-HARRIS ADMINISTRATION ANNOUNCES \$7 BILLION FOR AMERICA'S FIRST CLEAN HYDROGEN HUBS, DRIVING CLEAN MANUFACTURING AND DELIVERING NEW ECONOMIC OPPORTUNITIES NATIONWIDE, Texas Hydrogen Alliance, 2023, disponível em <https://texashydrogenalliance.org/biden-harris-administration-announces-7-billion-for-americas-first-clean-hydrogen-hubs-driving-clean-manufacturing-and-delivering-new-economic-opportunities-nationwide/>, acessado em 06/03/2026;

[75] U.S. NATIONAL CLEAN HYDROGEN STRATEGY AND ROADMAP, U.S Department of Energy, disponível em <https://www.hydrogen.energy.gov/library/roadmaps-vision/clean-hydrogen-strategy-roadmap>, acessado em 06/03/2026;





# APÊNDICE II



# APÊNDICE II

## 1. SISTEMAS DE MEDIÇÃO

O surgimento do hidrogênio como uma das fontes de energia associada a transição energética em um cenário de baixo carbono impõe alguns desafios, sobretudo técnicos, relacionados com os impactos de sua presença nas infraestruturas de transporte. Parte significativa desses impactos estão associados aos potenciais efeitos sobre estruturas voltadas para medição, fundamentais para conferir confiabilidade regulatória e segurança jurídica nas transações. A mistura ao gás natural em redes pode ser um caminho de curto prazo, antes da opção pela construção de infraestruturas dedicadas. Neste sentido, na medida em que projetos de produção de hidrogênio, por diferentes rotas, se materializam, a necessidade de movimentação dessa fonte de energia acaba por impor uma agenda regulatória para adaptação dos dispositivos normativos em vigor, além de exigir dos técnicos que operam a infraestrutura já existente um olhar crítico e imediato para potenciais impactos decorrentes da presença do hidrogênio, estabelecendo limites, sempre que necessário. Esse objetivo implica na necessidade de revisão do estado da arte sobre a injeção e mistura de hidrogênio na rede atual de gasodutos, além de demandar a análise dos limites técnicos e regulatórios existentes, dos impactos operacionais e das experiências internacionais.

O hidrogênio possui menor densidade energética, o que acaba por exigir maior volume e pode causar queda de pressão e redução de capacidade de transporte. Pode ainda elevar o risco de fragilização de materiais de tubulações, compressores e armazenamentos subterrâneos. Por fim, propicia maior difusão e possíveis vazamentos, além de mudanças nas características de combustão (Índice de Wobbe, velocidade de chama etc.) com potencial de afetar turbinas e aparelhos industriais e domésticos. Conclui-se, portanto, pela necessidade de adaptar medidores, reguladores e sistemas de controle.

A criação de referências técnicas baseadas em evidências é fundamental para prover garantias, em especial quando se fala na operação de infraestruturas já existentes. Alguns trabalhos apresentam dados experimentais sobre o comportamento de propriedades, tais como densidade de um gás natural de alto poder calorífico, em misturas contendo diferentes concentrações de hidrogênio, com o objetivo de verificar como a adição de  $H_2$  altera as propriedades termodinâmicas, assim como o desempenho das equações de estado de referência usadas na indústria do gás natural. Tais medidas são importantes pois, em que pese as misturas com até 20% de  $H_2$  serem vistas como opção viável a curto prazo, espera-se que a adição de  $H_2$  altere propriedades como densidade, poder calorífico e Índice de Wobbe, influenciando transporte, armazenamento e medição, inclusive para fins de faturamento.





O resultado de testes indica que a adição de 10% e 20% de H<sub>2</sub> reduz a densidade normalizada, o poder calorífico e o índice de Wobbe do gás natural. Além disso o Poder Calorífico Superior cai cerca de 7% (10% H<sub>2</sub>) e 14% (20% H<sub>2</sub>), assim como o Índice de Wobbe, que cai 2,5% e 5%, respectivamente. Outra questão observada foi de que pontos críticos e parâmetros de fase se deslocaram para menores temperaturas e pressões na presença de quantidades maiores de H<sub>2</sub>.

No que se refere ao desempenho das equações de estado, que muitas vezes são essenciais para a determinação da vazão de gás natural quando do uso da maioria das tecnologias de medição, é possível observar que, para o gás natural puro, diferentes modelos preveem densidades dentro das incertezas experimentais, ao passo que para as misturas com H<sub>2</sub>, as discrepâncias aumentam, especialmente a temperaturas mais baixas e pressões mais altas.

O **NEWGASMET**, que ocorreu entre 2019 e 2022, foi um projeto europeu financiado pelo **Programa Europeu de Metrologia para a Inovação e Investigação - EMPIR**, que visava a melhoria da medição de gases renováveis, como o biogás e o hidrogênio, ao aumentar o conhecimento sobre a exatidão e durabilidade de medidores comerciais quando expostos a estes gases.

O objetivo principal era investigar como gases renováveis afetam a precisão, o custo e a vida útil de medidores de gás comerciais. O projeto procurou definir um intervalo aceitável de composições de gás para apoiar o novo quadro "renovável" e identificar os testes necessários para a calibração de medidores que utilizam estes gases. O **NEWGASMET** desenvolveu métodos rastreáveis para o tipo de teste e verificação de medidores de vazão de gás utilizados para medir gases renováveis, em conformidade com a **Diretiva de Instrumentos de Medição da UE (2014/32/EU)**. O projeto trabalhou para garantir que as suas descobertas fossem rapidamente comunicadas aos comitês de normalização (como a CEN/TC 237 e a OIML TC8/SC7) para serem incorporadas nas normas. Portanto, o foco foi avaliar precisão, durabilidade, conformidade e padrões metrológicos para garantir medições corretas e seguras quando esses gases são injetados nas redes existentes.

Dentre os principais resultados, foi observado que o biometano é amplamente considerado equivalente ao gás natural, sem impacto significativo nos medidores. O Hidrogênio, por sua vez, representa desafio específico quanto a estanqueidade. Além disso, a indicação é de que **misturas com até 10% de H<sub>2</sub> não afetam significativamente a metrologia**, mas o biogás incorpora risco de contaminação e variação de composição.

Com base nisso, foram apontadas algumas recomendações técnicas para adaptação de medidores e métodos de teste, entre as quais destaca-se a necessidade de novos ensaios de durabilidade (>1000h) e avaliação de fragilização por hidrogênio, ajuste de limites de pressão, faixas de vazão, requisitos de estanqueidade e o uso de gases de teste mais próximos às condições reais de operação.





Os ensaios de durabilidade demonstraram que medidores de diafragma se mantiveram dentro das tolerâncias após exposição a gás natural e, em grande parte, a hidrogênio e biogás (embora este último tenha causado depósitos e corrosão em partes internas). Já os medidores de massa térmica apresentaram deriva de até 2% após testes com hidrogênio. Foi ainda desenvolvido ensaio específico para avaliar estanqueidade a H<sub>2</sub>, com perdas de pressão abaixo dos critérios de falha.

No âmbito do projeto foi criada e validada uma infraestrutura de transferência (fluxo laminar, bocal crítico e medidor rotativo) para calibrar medidores com gases renováveis em várias vazões (25 a 9.000 l/h), de forma a prover comparação interlaboratorial. Foram realizados testes com ar e H<sub>2</sub> em medidores domésticos, os quais cumpriram requisitos de incerteza da **OIML R137**, que é um documento da **Organização Internacional de Metrologia Legal** que estabelece os requisitos técnicos e metrológicos para medidores de gás, definindo classes de precisão e limites máximos de erro permitidos tanto para o fabrico quanto para o uso (em serviço). Para outras tecnologias, ainda são necessários estudos adicionais. Medidores rotativos testados a alta pressão com gás natural e mistura com H<sub>2</sub> (15%) mostraram comportamento similar, mas indicaram possíveis medições subdimensionadas em razão de vazamentos com H<sub>2</sub>.

Desta forma, o projeto trouxe impactos positivos materializados na criação de uma rede europeia de *stakeholders* (metrologia, fabricantes, operadores, e comitês de normalização), além de contribuições diretas aos trabalhos do **CEN/TC237 e OIML** para adaptar normas de medidores ao contexto dos gases renováveis. Foi fomentado o desenvolvimento de infraestruturas de ensaio e durabilidade para serviços futuros de fabricantes e operadores, propiciando apoio à transição energética ao dar confiança sobre medições corretas de gases renováveis e viabilizar faturamento justo.

Na mesma linha, o projeto europeu **Met4H2**, financiado pela **EURAMET (European Partnership on Metrology)**, iniciado em outubro de 2022, buscou desenvolver padrões e métodos metrológicos para toda a cadeia de suprimento do hidrogênio — da produção ao uso final — com foco em segurança, qualidade do gás, medição de vazão e transferência de custódia. A missão do projeto era desenvolver normas e métodos de medição melhorados para o hidrogênio, abordando necessidades críticas para a segurança, qualidade e transferência de custódia do hidrogênio "verde" e de baixo carbono, impulsionando a sua utilização segura e eficaz para mitigar as alterações climáticas.

O projeto surgiu no contexto do **Green Deal** europeu, que prevê a substituição gradual dos combustíveis fósseis por fontes renováveis, entre elas o hidrogênio. Entende-se que para usar hidrogênio em redes de gás existentes e novas aplicações (geração elétrica, transporte e indústria), é preciso ter medições rastreáveis e precisas de vazão, qualidade, presença de odorantes, prevenção de vazamentos e compatibilidade de materiais, além do cumprimento de normas como **ISO 14687** (qualidade do H<sub>2</sub>), **OIML R137 e R140** (metrologia legal), essencial para segurança, faturamento justo e aceitação regulatória.





Neste sentido o projeto buscou: desenvolver métodos de calibração e medição para garantir medições confiáveis de hidrogênio; criar padrões de medição para calibrar medidores de vazão sob condições reais (pressão e temperatura), inclusive para hidrogênio misturado ao gás natural; desenvolver e melhorar padrões para avaliação de qualidade do hidrogênio (impurezas como  $O_2$ ,  $H_2S$ , umidade,  $HCl$  e  $Cl_2$ ), com analisadores para monitoramento *online*; criar novos métodos para avaliar a incerteza de medição para quantidade total, energia e teor de impurezas ao longo da cadeia e promover a adoção das tecnologias e infraestrutura de medição pelo mercado, fabricantes de instrumentos e organismos de normalização (ISO e OIML).

Diversos foram os avanços e resultados observados:

- Foram projetados padrões de calibração para medição de vazamentos de hidrogênio, com diferentes princípios (pressão-volume-temperatura, refratometria e fluxo gravimétrico);
- Foi criada instalação para ensaios de permeação em polímeros e *O-rings* até 300 bar, com sucesso em medições;
- Foi desenvolvido protocolo para avaliação de desempenho de sensores (exatidão, seletividade, deriva, tempo de resposta etc.);
- Foi realizada seleção e preparação de misturas de referência para odorantes em hidrogênio, além de otimização de métodos analíticos para compostos de enxofre em ppm;
- Foi realizado estudo sobre uso de hidrogênio em gasodutos na Europa e avaliação de modelos de escoamento adequados;
- Teve início o desenvolvimento de padrões primários de vazão e padrões de referência para comparar medições de hidrogênio puro e misturado ao gás natural entre laboratórios;
- Foram construídas bancadas para amostragem segura de hidrogênio até 70 MPa e para 1–10 bar, além do desenvolvimento de geradores portáteis de umidade e ponto de orvalho para traçar umidade em  $H_2$ ;
- Foram realizados trabalhos com analisadores multicomponentes (baseados em espectroscopia UV distante, fotoacústica e laser) para impurezas como  $H_2S$ ,  $H_2O$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $CO$ ,  $HCl$  e  $Cl_2$ ; e
- Foi desenvolvido estrutura computacional para cálculo de incertezas (volume total, energia e pureza) usando leis de propagação e Monte Carlo, integrando AGA8 e GERG-2008.

Espera-se, com isso, dar suporte à indústria da cadeia de hidrogênio com padrões confiáveis para vazamentos, materiais, odorantes, sensores e medição de fluxo, viabilizando segurança e faturamento justo, além de permitir que laboratórios nacionais e acreditados calibrem instrumentos para hidrogênio e suas misturas com gás natural.





Também se ambiciona fornecer bases para atualização de normas internacionais (OIML, ISO) incluindo totalização de quantidade e energia e requisitos de compatibilidade de materiais, assim como ajudar a descarbonizar a matriz energética, permitindo que consumidores e indústrias adotem gradualmente hidrogênio com mínima disrupção.

Outra questão fundamental diz respeito a determinação da capacidade energética para  $H_2$  em gasodutos de gás natural existentes. Um estudo da **GERG (European Gas Research Group)** avaliou os efeitos de usar gasodutos de gás natural existentes para transportar hidrogênio puro ou misturado, com foco em entender como a introdução de  $H_2$  afeta a capacidade energética, os parâmetros de escoamento e os riscos de integridade das tubulações e equipamentos.

Tal iniciativa se deu pois o hidrogênio é parte essencial da **“European Hydrogen Backbone”**, que prevê aproveitar gasodutos existentes para acelerar a descarbonização. Entretanto, como o  $H_2$  tem valor calorífico por volume cerca de 3 vezes menor que o gás natural, de forma que é necessário aumentar a velocidade do fluido para manter a mesma capacidade energética. A pesquisa analisou três tipos de gás natural (alto, médio e baixo poder calorífico) e concentrações de  $H_2$  de 5%, 10%, 20% e 100%, em pressões de 4–30 bar (distribuição), 40–80 bar (transmissão) e 120–250 bar (armazenamento).

Os principais objetivos eram avaliar impactos na vazão e propriedades físicas ao misturar hidrogênio, determinar efeitos na capacidade energética e nos riscos de integridade (vibração, erosão, pulsação, turbulência e ruído), além de identificar cenários operacionais para reutilização da infraestrutura de gasodutos existente para transportar hidrogênio. A reutilização é uma estratégia chave na transição energética para reduzir as emissões de carbono e aproveitar os ativos de infraestrutura que, de outra forma, poderiam se tornar obsoletos.

Dentre as principais conclusões temos que:

- Densidade, viscosidade e valor calorífico caem quando a concentração de  $H_2$  aumenta e a compressibilidade se aproxima de 1;
- A velocidade do som aumenta e o número de Mach também;
- Reynolds não varia significativamente (0,5–2,0), indicando regime de fluxo semelhante;
- Para 100%  $H_2$ , velocidade deve ser 2,5–5,5 vezes maior (dependendo do tipo de gás e pressão) para transportar a mesma energia;
- Misturar  $H_2$  aumenta pressão dinâmica → maior perda de carga → redução de capacidade do gasoduto;
- Válvulas e estações de redução de pressão também sofrem perda de capacidade e sistemas de medição podem precisar de linhas extras ou diâmetros maiores;
- Sistemas de aquecimento pouco afetados e com 100%  $H_2$ , praticamente não é necessário aquecer;





- Vibrações (pulsação, turbulência, ruído e elementos intrusivos) tendem a aumentar com maior teor de H<sub>2</sub>, especialmente devido à maior velocidade e frequência de desprendimento de vórtices;
- Maior potencial de erosão em curvas e juntas, mas mitigável com manutenção e filtragem adequadas;
- Para misturas de até 20% H<sub>2</sub> (e ocasionalmente 30%), não há impactos significativos na capacidade e integridade se o sistema operar abaixo de 90% da capacidade máxima; e
- Para teores altos (50–98%), há mais riscos e acima de 98% (H<sub>2</sub> puro), o efeito na capacidade tende a estabilizar ou até diminuir.

Com base nestes achados as recomendações seguem no sentido de avaliar cada seção da rede e elementos sensíveis (termopços, válvulas e estações reguladoras de pressão), de reforçar práticas operacionais e de limpeza para reduzir partículas que aumentem erosão, de analisar o risco de vibração antes de atingir limites de capacidade e considerar efeitos de fragilização por hidrogênio nos materiais.

Um dos pontos mais importantes a serem enfrentados diz respeito ao efeito da mistura de hidrogênio com o gás natural na instrumentação fiscal e metrológica. Partindo de uma revisão abrangente de alguns estudos sobre os impactos da mistura de hidrogênio ao gás natural (H<sub>2</sub>+GN) nas redes europeias de transporte e distribuição de gás, com foco em aspectos fiscais e metrológicos (medições), podemos apontar alguns impactos mapeados sobre as principais tecnologias de medição de gás natural disponíveis no mercado.

### **Medidores Rotativos (Rotary Displacement)**

Os medidores rotativos (deslocamento positivo) operam por princípio mecânico, possuem dois rotores em forma de "oito" interligados dentro de uma câmara de medição. O fluxo do gás natural faz com que esses rotores girem, e à medida que giram, eles separam o gás em volumes predeterminados, transferindo-o da entrada para a saída do medidor. A cada rotação, um volume específico de gás é deslocado. A contagem dessas rotações permite calcular o volume total de gás que passou pelo medidor.

A adição de hidrogênio ao gás natural traz alguns possíveis impactos aos medidores rotativos, considerando que altera as propriedades físico-químicas da mistura, podendo afetar as forças de atrito nos rotores e a pressão diferencial, influenciando a precisão da medição, aumenta o risco de vazamentos através de microfissuras e juntas, comprometendo a estanqueidade e a segurança do sistema (moléculas menores), lubrificação de rolamentos e engrenagens pode ser afetada pela presença de hidrogênio, interação com certos metais, levando a processos de corrosão ou degradação mecânica, o que pode afetar a vida útil do medidor e atenção as diferenças na medição entre o gás





natural puro e a mistura com hidrogênio devem ser quantificadas para garantir a precisão metrológica.

### **Medidores de Turbina**

Os medidores de turbina são dispositivos de medição de vazão do tipo velocimétrico, utilizados para determinar o volume de um gás (como o gás natural) que passa por uma tubulação. Dentro do medidor, um rotor (turbina) é posicionado no caminho do fluxo do gás. O fluxo de gás faz com que o rotor gire, e a velocidade de rotação é diretamente proporcional à vazão do gás. São muito usados em transporte e distribuição de alta pressão.

Os medidores sofrem impactos com a adição de hidrogênio ao gás natural, é necessária uma nova calibração para garantir a precisão da medição em teores acima de 10% de  $H_2$  na mistura, a presença de hidrogênio aumenta a possibilidade de vazamentos, especialmente em vedações e juntas, uma mistura rica em hidrogênio, requer vazão volumétrica maior para entregar a mesma quantidade de energia, o que pode levar a velocidades mais altas do que o medidor foi projetado para suportar, devido densidade e viscosidade cinemática do hidrogênio ser mais baixa que a do gás natural os medidores podem apresentar desvios significativos nas medições da mistura, a alteração do perfil de escoamento causada pelo hidrogênio também pode impactar o desempenho do medidor, alterando sua precisão, e as moléculas de hidrogênio podem interagir com materiais metálicos de componentes internos, como os rolamentos e as pás, podendo causar fragilização e afetar a vida útil do medidor.

### **Medidores Ultrassônicos**

Os medidores ultrassônicos de vazão são dispositivos que medem a vazão de um gás (ou líquido) utilizando ondas sonoras de alta frequência (ultrassom). A tecnologia é conhecida por sua alta precisão, durabilidade e baixo custo de manutenção, pois não possui partes móveis em contato com o fluido. Muito usados em grandes dutos.

A mistura  $H_2$ +GN traz alguns impactos aos medidores ultrassônicos que devem ser considerados, tais como a alteração da velocidade do som na mistura em comparação com o gás natural puro (até +12% para 12%vol de  $H_2$ ), tendo como princípio que os medidores ultrassônicos dependem diretamente da velocidade do som para calcular a velocidade do fluxo e precisam ser recalibrados ou ter seus algoritmos de cálculo ajustados para compensar essa mudança, a variação da concentração de hidrogênio ao longo do tempo ou em diferentes pontos da rede de distribuição introduz uma incerteza na medição, o que pode ocasionar a necessidade de calibração dos medidores para cada possível teor mistura de  $H_2$ +GN, o hidrogênio pode interagir com os materiais dos transdutores e revestimentos, causando desgaste ou alteração das propriedades, a presença de gases corrosivos ou partículas na mistura pode interferir na medição ultrassônica, especialmente no desempenho dos transdutores, e a menor densidade da mistura  $H_2$ +GN, especialmente em baixas vazões, pode afetar a sensibilidade da medição.





## Medidores de Diafragma

Os medidores de diafragma são medidores de vazão de gás do tipo deslocamento positivo. Funcionam de maneira mecânica e são amplamente utilizados em aplicações residenciais e comerciais de pequeno porte devido à sua confiabilidade e baixo custo.

Como principais Impactos da mistura  $H_2+GN$  aos medidores do tipo diafragma podemos citar a maior incerteza metrológica da calibração dos medidores quando realizada com ar, a exposição prolongada ao hidrogênio pode afetar a integridade de alguns materiais, especialmente os polímeros usados nos diafragmas e vedações (estudos de durabilidade com misturas de até 15% de hidrogênio não encontraram danos significativos nos diafragmas), possibilidade de vazamentos internos e externos através de vedações e juntas e sua edição do consumo de gás, em concentrações de hidrogênio de até 15% ou 20% por volume, o impacto metrológico na precisão dos medidores de diafragma é geralmente pequeno e não significativo, no entanto, a precisão pode ser mais afetada pelo desgaste geral dos componentes mecânicos ao longo do tempo do que pela presença do hidrogênio em si.

## Medidores de Massa Térmica (Thermal mass flow)

Os medidores de massa térmica são dispositivos de medição de vazão que operam com base na transferência de calor para medir a vazão mássica direta de um gás. Ao contrário de medidores volumétricos que medem o volume e requerem compensação de pressão e temperatura, os medidores de massa térmica fornecem uma leitura direta da massa de gás, sendo ideais para aplicações onde a pressão e a temperatura podem variar.

Os medidores podem sofrer impactos devido a adição de hidrogênio ao gás natural, mesmo que em pequenas quantidades, ocorre alteração drástica na condutividade térmica da mistura, resultando em medições incorretas se o medidor não for recalibrado (hidrogênio tem uma condutividade térmica cerca de sete vezes maior que o metano), medidores térmicos calibrados para gás natural podem ter medições com erros substanciais, especialmente em concentrações mais altas de hidrogênio, o sensor de condutividade térmica é muito mais sensível à presença de hidrogênio do que a outros componentes do gás natural, tornando a leitura desproporcional à concentração real do hidrogênio, a variabilidade na composição da mistura de  $H_2+GN$  ao longo do tempo ou entre diferentes pontos da rede de distribuição introduz uma grande incerteza na medição, e para garantir a precisão, seria necessário recalibrar o medidor constantemente para cada nova composição, é preciso conhecer a composição exata para que os algoritmos de cálculo do medidor possam compensar a mudança na condutividade térmica, o que requer equipamentos adicionais e mais complexos, como analisadores de composição de gás.

## Medidores Coriolis (vazão Mássica / densidade / volume)

Os medidores Coriolis, também conhecidos como medidores de vazão mássica, utilizam o princípio da força de Coriolis para medir diretamente a vazão mássica de fluidos





(líquidos ou gases). Eles consistem em um ou mais tubos de medição vibratórios por onde o fluido passa. A força de Coriolis causa uma torção ou deflexão nesses tubos, que é detectada por sensores. A magnitude dessa torção é diretamente proporcional à vazão mássica.

O hidrogênio quando adicionado ao gás natural causa impacto aos medidores, se a mistura contiver bolhas de líquido ou se houver condensação (grandes variações de temperatura) a medição pode ser afetada, medidores são sensíveis a vibrações externas, que podem afetar a medição e a estabilidade do ponto zero, variações na densidade da mistura podem afetar a precisão, exigindo modelos mais sensíveis para medições de baixa pressão e densidade o *design* dos tubos de medição pode gerar perdas de pressão significativas, o que é uma desvantagem em sistemas onde a pressão do gás é uma preocupação, tendem a ter um custo inicial mais alto em comparação com outras tecnologias de medição.

De forma geral, podemos elencar alguns desafios comuns a todas as principais tecnologias de medição aqui abordadas, no que se refere a presença de hidrogênio em misturas com o gás natural:

- **Vedação e estanqueidade:**  $H_2$  é muito mais difusivo que  $CH_4$ ;
- **Calibração e algoritmos:** os fatores de compressibilidade, densidade e valor calorífico mudam;
- **Envelhecimento e durabilidade:** falta dados de longo prazo com misturas  $H_2+GN$ ;
- **Limites de aplicação:** até 10% vol de  $H_2$ , a maioria dos medidores atuais parece funcionar bem, mas acima disso, faltam dados confiáveis.

Portanto, há desafios técnicos, econômicos, normativos e de segurança, compatibilidade de materiais, vazamentos, controle de qualidade, adaptação de equipamentos e aceitação pública. As normas técnicas precisam ser revisadas para contemplar novos parâmetros físicos e operacionais do gás misto, pois existem lacunas quanto à precisão, calibração, vedação e durabilidade em misturas  $H_2+GN$ , especialmente acima de 10 – 20% de  $H_2$ . Também há necessidade de modernizar métodos de cromatografia para medir corretamente o teor de  $H_2$ .

Abaixo segue tabela que consolida alguns resultados identificados em estudos realizados com diferentes tecnologias de medição:

| Tipo de Medidor                       | Principais Impactos com $H_2/H_2+GN$   | Situação / Status Normativo            | Percentual de $H_2$ já testado/validado  |
|---------------------------------------|--|--|--|
| <i>Rotativo (Rotary displacement)</i> | – Compatibilidade de materiais (vedantes/lubrificantes).<br>– $H_2$ mais difusivo exige testes de estanqueidade. | EN12480 (CEN/TC 237 WG2) em preparação | Alguns estudos até 100%vol (capacidade indicada pelo projeto HIGGS para certos |





|  |   |  |  |
|--|---|--|--|
|  | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Possível impacto na exatidão a baixas vazões.</li> <li>– Faltam dados de longa duração.</li> </ul>   | para incluir H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> +GN.   | modelos), mas sem validação ampla; consenso até 20 – 30%vol.   |
| <i>Turbina</i>                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Menor densidade pode alterar resposta do rotor.</li> <li>– Até 10%vol H<sub>2</sub> efeito desprezível dentro dos limites de calibração.</li> <li>– Necessário rever faixas de Reynolds/algoritmos.</li> </ul>   | EN 12261 (CEN/TC 237 WG3) em preparação. Validação CEN/TC 237-N764 até 10%vol H <sub>2</sub> . | Testado até 10%vol com resultados positivos; dados conflitantes acima de 10 – 40%vol.  |
| <i>Ultrassônico</i>                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Velocidade do som aumenta (até +12% para 12%vol H<sub>2</sub>).</li> <li>– Limite EN 14236 = 475 m/s; misturas com 23% H<sub>2</sub> já excedem.</li> <li>– Nenhuma degradação significativa até ~10%vol em testes domésticos.</li> <li>– Pode precisar recalibração acima disso.</li> </ul> | EN 14236 (CEN/TC 237 WG9) em preparação.   | Testes domésticos até 10%vol OK; limites físicos excedidos em gases com 23%vol H <sub>2</sub> .  |
| <i>Diafragma</i>                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Compatibilidade de membranas/vedantes com H<sub>2</sub>.</li> <li>– Ensaio preliminares: nenhum efeito 0–15%vol; até 50%vol em alguns estudos.</li> <li>– Fluxo inicial pode mudar com menor densidade.</li> <li>– Faltam dados de longo prazo.</li> </ul>                                   | EN 1359 (CEN/TC 237 WG8) em preparação.  | Maioria dos estudos até 15%vol sem problemas; alguns até 50%vol com resultados positivos; indicação HIGGS de operação até 100%vol para certos modelos.                       |
| <i>Massa Térmica (Thermal mass flow)</i> | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Propriedades térmicas mudam (capacidade calorífica/condutividade).</li> <li>– EN 17526 já atualizada para incluir gases renováveis.</li> <li>– Misturas 0–5%vol H<sub>2</sub> cumprem limites de erro máximo.</li> </ul>   | EN 17526 (CEN/TC 237 WG10) publicada 2022 incluindo H <sub>2</sub> .                           | Testado principalmente até 5%vol H <sub>2</sub> com conformidade; acima disso carece de dados.   |
| <i>Coriolis</i>                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>– H<sub>2</sub> altera significativamente a precisão.</li> <li>– Necessária calibração específica com H<sub>2</sub>.</li> <li>– Validar em ampla faixa de pressão/temperatura e teores de H<sub>2</sub>.</li> <li>– Recomenda-se modificar ISO 10790.</li> </ul>                               | ISO 10790 (ISO/TC 30 SC5) precisa ser modificada; nenhum projeto em curso.                     | Estudos mostram necessidade de calibração já com misturas baixas; alterações significativas reportadas mesmo em misturas moderadas; não há consenso para valores >10–20%vol. |





Um dos estudos realizados como parte de um projeto para fornecer dados experimentais de alta precisão que permitam aprimorar modelos e equações de estado usadas no cálculo das propriedades termodinâmicas de gases naturais contendo hidrogênio tinha a seguinte característica:

- Foram preparadas três misturas binárias de metano e hidrogênio:
  - 95% CH<sub>4</sub> + 5% H<sub>2</sub>
  - 90% CH<sub>4</sub> + 10% H<sub>2</sub>
  - 50% CH<sub>4</sub> + 50% H<sub>2</sub>
- As misturas foram preparadas gravimetricamente pelo BAM (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung) **Instituto Federal Alemão de Pesquisa e Teste de Materiais**, que é uma autoridade federal sênior, científica e técnica, subordinada ao Ministério Federal da Economia e Energia da Alemanha, conforme a ISO 6142-1 e validadas por cromatografia gasosa.
- As propriedades pressão (p), densidade ( $\rho$ ) e temperatura (T) foram medidas com um densímetro *single-sinker* com acoplamento magnético, a 240–350 K e pressões até 20 MPa.
- Calcularam-se também os coeficientes viriais (B(T,x), C(T,x) e B<sub>12</sub>(T)) para o sistema CH<sub>4</sub>+H<sub>2</sub>.

O estudo preenche lacunas de dados existentes para baixas frações de H<sub>2</sub> a altas temperaturas e altas frações de H<sub>2</sub> a baixas temperaturas, onde havia pouca ou nenhuma medição experimental disponível. As densidades medidas foram comparadas com as previstas pelas equações de estado **GERG-2008 (ISO 20765-2)** e **AGA8-DC92**. Algumas características foram observadas:

- Em geral, os dados experimentais ficaram dentro da incerteza das equações de estado ( $\approx 0,1\%$  em densidade);
- Desvios maiores (até  $-0,22\%$ ) ocorreram para misturas com 5–10% H<sub>2</sub> a 240–250 K e pressões acima de 14 Mpa;
- Para misturas com maior teor de H<sub>2</sub> (10% e 50%), as densidades experimentais em pressões muito baixas ficaram tão pequenas que pequenas diferenças absolutas geraram desvios relativos grandes, mas sem significado prático;
- A incerteza expandida das medições de densidade foi muito baixa (tipicamente  $\leq 0,05 \text{ kg/m}^3$  ou  $< 0,1\%$ ); e
- O trabalho fornece valores confiáveis de coeficientes viriais para CH<sub>4</sub>+H<sub>2</sub> de 240 a 350 K, úteis para modelagem termodinâmica e aprimoramento das equações de estado.





O conjunto de dados obtido amplia significativamente a base experimental para misturas metano–hidrogênio, permitindo maior confiabilidade nas previsões de propriedades termodinâmicas em condições representativas do transporte de gás natural com H<sub>2</sub>. Esses resultados são fundamentais para o desenvolvimento de normas, calibração de instrumentos e segurança na futura injeção de hidrogênio nas redes de gás.

Por último, é importante tratar dos impactos da presença de hidrogênio em misturas com o gás natural em um componente essencial que frequentemente integra sistemas de medição, sobretudo em ambientes de transporte, que são os cromatógrafos, utilizados para determinara a composição do gás, sem a qual não se consegue calcular adequadamente a vazão.

Um dos problemas identificados é que detectores de condutividade térmica medem a diferença de condutividade térmica entre o gás de arraste e o gás que sai da coluna. Para a análise de hidrogênio, a escolha do gás de arraste é crítica. Se o hélio for usado como gás de arraste e a concentração de hidrogênio for alta, a diferença de condutividade térmica pode ser pequena, resultando em sensibilidade e linearidade inadequadas.

Outra questão diz respeito a composição da mistura H<sub>2</sub>+GN que pode variar ao longo da rede e ao longo do tempo. Medições de alta precisão, como para transferência de custódia, exigem que o cromatógrafo seja calibrado para a faixa de concentração de H<sub>2</sub> esperada. A variabilidade da composição aumenta a incerteza da medição. A cromatografia é um processo sequencial e relativamente lento. O tempo de ciclo, que inclui o tempo de amostragem, separação e análise, pode não ser rápido o suficiente para capturar variações rápidas na composição da mistura H<sub>2</sub>+GN. Isso é especialmente crítico em redes inteligentes que exigem dados quase em tempo real.

Temos ainda que componentes internos do cromatógrafo e do sistema de amostragem podem não ser compatíveis com hidrogênio, causando fragilização em partes metálicas. Além disso, a segurança é uma preocupação, pois o hidrogênio é altamente inflamável e pode vazar através de conexões e juntas. A compatibilidade de materiais, especialmente os elastômeros usados em vedações, é fundamental para garantir a estanqueidade.

Para tentar mitigar os problemas apontados anteriormente é preciso recorrer ao uso de gás de arraste alternativo (como argônio), sistemas com dois injetores ou dois detectores, ou algoritmos de compensação, além do uso de padrões de calibração específicos para H<sub>2</sub>+GN, bem como a validação e verificação regular do desempenho do equipamento. É possível também utilizar tecnologias de cromatografia de gás de alta velocidade (*fast GC*) ou complementar com outras tecnologias de análise mais rápidas, como espectroscopia Raman, para monitoramento contínuo, sem deixar de usar materiais comprovadamente compatíveis com H<sub>2</sub> em todos os componentes e *design* que minimize pontos de vazamento.





## Considerações Finais

A mistura de hidrogênio em redes de gás natural é tecnicamente promissora para acelerar a transição energética, mas requer ajustes operacionais, padronização regulatória, desenvolvimento tecnológico (materiais, medição e separação) e evidências de segurança. Os limites atuais variam amplamente e, em geral, permanecem conservadores (<10% em volume).

A adição de H<sub>2</sub> modifica significativamente propriedades relevantes para transporte, armazenamento e medição. As equações de estado atuais funcionam bem para gás natural puro, mas precisam de ajustes para misturas com maiores teores de hidrogênio.

Dados experimentais de alta precisão permitem aprimorar modelos e equações de estado usadas no cálculo das propriedades termodinâmicas de gases naturais contendo hidrogênio. Essa informação é crucial para a introdução segura e eficiente do hidrogênio nas redes de gás natural. Alguns projetos e estudos realizados forneceram conhecimento e ferramentas para avaliar e melhorar medidores de gás usados com biogás, biometano e hidrogênio, reforçando a base técnica para normas europeias. Trata-se de um passo importante para garantir medições confiáveis e padronização na crescente utilização de gases renováveis nas redes europeias fornecendo dados, métodos e recomendações que apoiam tanto a indústria quanto os órgãos de normalização na adaptação à transição energética.

Foi possível identificar que misturas de até 20% H<sub>2</sub> no gás natural são viáveis sem grandes impactos na capacidade e integridade se o sistema não estiver próximo do limite máximo. Para concentrações mais elevadas, recomenda-se transição para 98–100% H<sub>2</sub> com redes adaptadas, pois a queda de densidade e as mudanças nas propriedades físicas exigem maiores velocidades e aumentam riscos específicos.

Em linhas gerais, a relevância do impacto do teor de H<sub>2</sub> no desempenho de medidores de vazão depende da tecnologia e da aplicação. Medidores térmicos de primeira geração podem apresentar erros de até 7% com apenas 10% de H<sub>2</sub>. Acima de 10% ou 15%, os erros podem exceder os limites de erro máximo permitido para medição. Medidores ultrassônicos requerem recalibração ou compensação de algoritmo para as novas propriedades do gás. A baixa densidade do H<sub>2</sub> também dificulta a propagação do sinal ultrassônico, exigindo projetos de transdutores otimizados. Em medidores de turbina e rotativos a menor densidade e viscosidade da mistura podem causar um leve desvio na precisão, principalmente em vazões baixas. A estanqueidade também é uma preocupação para vazamentos de H<sub>2</sub>. Em medidores coriólis a menor densidade e viscosidade da mistura podem causar um leve desvio na precisão, principalmente em vazões baixas. Nestes medidores, a estanqueidade também é uma preocupação por conta de vazamentos de H<sub>2</sub>.

Alguns pontos se destacam no que se refere a impactos em materiais. A fragilização por hidrogênio aumenta o risco de fissuras e falhas por fadiga, comprometendo a





integridade da tubulação e dos componentes do medidor. Os elastômeros e polímeros usados em diafragmas e vedações podem ser afetados pela presença de hidrogênio. A menor molécula de  $H_2$  pode permear esses materiais, causando inchaço, envelhecimento acelerado ou degradação, o que pode levar a vazamentos. Isso não só representa um risco de segurança devido à inflamabilidade do  $H_2$ , mas também pode causar submedição, especialmente em medidores mecânicos como os de diafragma e rotativos.

Ainda sobre a medição de  $H_2$  existem laboratórios e institutos de metrologia que possuem a capacidade e a tecnologia para calibrar medidores de hidrogênio, entretanto, a acreditação específica para hidrogênio puro, especialmente em altas pressões e vazões, pode ser menos comum do que para gás natural. A infraestrutura e a expertise para medição de hidrogênio puro são mais recentes e ainda estão em desenvolvimento em alguns lugares, portanto, o desenvolvimento de padrões e protocolos para medição de hidrogênio é uma área ativa de pesquisa e colaboração internacional.

A medição de hidrogênio de forma isolada consiste em um grande desafio, mas não necessariamente um impedimento. Algumas tecnologias que não se aplicam diretamente sem modificações significativas, tais como medidores térmicos antigos. Existem outras tecnologias que requerem adaptações, tais como medidores ultrassônicos, turbinas e rotativos. Mesmo as tecnologias que são intrinsicamente adequadas requerem atenção a detalhes de calibração e estabilidade, tais como medidores Coriolis.

Um caso concreto que pode ilustrar os desafios dessa fase de adaptação das normas existentes a realidade do uso do hidrogênio, puro ou em mistura com gás natural, foi a adaptação da OIML R139, a qual define os requisitos metrológicos e técnicos para sistemas de medição de combustíveis gasosos comprimidos para veículos, incluindo CNG (gás natural comprimido) e  $H_2$ . As revisões da norma, em particular a de 2018, buscaram garantir que os procedimentos de teste e os requisitos se adequassem às características únicas do hidrogênio. A adaptação da OIML R139 foi um passo crucial para a metrologia do hidrogênio automotivo, estabelecendo um quadro regulatório internacional. No entanto, a implementação revelou que a norma, em sua forma atual, enfrenta desafios práticos significativos.

Os problemas estão relacionados à falta de infraestrutura de teste, à complexidade das condições de medição de  $H_2$  de alta pressão e às questões de validação metrológica e segurança. A comunidade de pesquisa e a indústria de metrologia estão trabalhando para resolver essas questões, o que aponta para a necessidade de futuras revisões e atualizações da recomendação OIML R139.

A ANP agora tem a responsabilidade de regular, autorizar e fiscalizar atividades relacionadas ao hidrogênio, incluindo o transporte, a comercialização e a medição. O Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) é o órgão responsável pela metrologia legal no Brasil. Para que a medição de hidrogênio seja regulamentada para fins fiscais e de transferência de custódia, talvez seja necessário que o Inmetro desenvolva





e publique regulamentos técnicos metrológicos (RTMs) específicos. Além disso, a falta de laboratórios acreditados para calibração de medidores de H<sub>2</sub> em condições de alta pressão e vazão, bem como a necessidade de desenvolver competências técnicas específicas, é um dos principais desafios.

Portanto, a falta de uma regulamentação metrológica detalhada para o H<sub>2</sub> isoladamente cria um vácuo de normas técnicas obrigatórias. Sem essas regras, não é possível ter uma base legal robusta para a medição fiscal e de transferência de custódia, resultando em insegurança jurídica. Sem os RTMs do Inmetro, não há padrões e requisitos claros para a medição de H<sub>2</sub>. Isso leva à incerteza sobre quais medidores são aceitáveis, quais procedimentos de calibração são válidos e qual a incerteza de medição esperada.

A criação de uma medição fiscal e de transferência de custódia regulamentada depende da existência de laboratórios acreditados para calibração de medidores de H<sub>2</sub> em condições de alta pressão, temperatura e vazão. A capacitação e a infraestrutura de laboratórios de metrologia no Brasil para H<sub>2</sub> ainda estão em desenvolvimento. Além disso, a adaptação das normas internacionais, como a OIML R139, para a realidade brasileira e a validação metrológica dos sistemas de medição de H<sub>2</sub> precisam ser realizadas antes que uma regulamentação completa possa ser implementada.

Neste sentido, apesar dos avanços no marco legal, a regulamentação metrológica específica pelo Inmetro e a capacidade da infraestrutura metrológica nacional para lidar com a medição de H<sub>2</sub> em alta pressão ainda precisa ser estabelecida.

Embora já existam bases para a regulamentação do hidrogênio de baixa emissão de carbono (HBC) no Brasil, com a Lei nº 14.948/2024, a regulamentação metrológica específica e detalhada para a medição fiscal e de transferência de custódia ainda não está totalmente estabelecida.

No que se refere a medição de vazão de misturas de hidrogênio com gás natural, estudos mostram que, para concentrações até 10%, muitos medidores existentes (como os de diafragma e rotativos) podem apresentar desvios metrológicos pequenos, embora a compatibilidade de materiais e a estanqueidade ainda precisem ser avaliadas. Muitos estudos e projetos-piloto (principalmente na Europa, onde a regulamentação está mais avançada) indicaram que a infraestrutura de gás natural existente pode suportar a mistura de até 20% de hidrogênio, mas que o limite de 10% é considerado um valor inicial seguro que requer poucas ou nenhuma adaptação.

Entretanto, as questões de lacunas normativas existentes para o hidrogênio puro também estão presentes para a mistura com o gás natural. A segurança e o desempenho dos medidores em misturas de H<sub>2</sub>+GN precisam ser validados para a infraestrutura, equipamentos e medidores específicos usados no Brasil. As características das redes de gás brasileiras podem variar das redes europeias e americanas. Portanto, esse limite deve





ser tratado como um ponto de partida para discussões, e não como uma regra de segurança estabelecida no Brasil.

No que se refere ao uso de cromatógrafos para a análise de misturas de hidrogênio (H<sub>2</sub>) e gás natural (GN), embora seja a tecnologia padrão de referência, os dados disponíveis demonstram que o cenário atual apresenta desafios específicos no contexto de movimentação de gás.

Conclui-se que, em geral, há boa compatibilidade de sistemas de medição para concentrações de até 10% de H<sub>2</sub>. Acima disso faltam dados confiáveis. É urgente revisar normas e padrões técnicos, harmonizar regras entre países e realizar testes pré-normativos para definir limites seguros e confiáveis de H<sub>2</sub> nas redes. Recomenda-se colaboração entre órgãos normativos, operadores de rede, fabricantes de medidores e institutos de pesquisa para preencher lacunas sobre desempenho metrológico, algoritmos de conversão e detecção de vazamentos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**EURAMET/EMPIR — NEWGASMET.** NEWGASMET — Metrology for Renewable Gases. Projeto financiado pelo Programa Europeu de Metrologia para a Inovação e Investigação (EMPIR), coordenado pela EURAMET. Período: 2019–2022. Contribuições diretas ao CEN/TC 237 e OIML TC8/SC7. Disponível em: <https://www.euramet.org/research-innovation/empir/>

**EURAMET — Met4H2.** Met4H2 — Metrology for Hydrogen: Metrology for the Hydrogen Fuel Supply Chain. Projeto financiado pela European Partnership on Metrology (EURAMET). Iniciado em outubro de 2022. Normas-base: ISO 14687, OIML R137, OIML R140.

**GERG — European Gas Research Group.** Study on the use of existing natural gas pipelines for transporting hydrogen: energy capacity, flow parameters and integrity risks.

**BAM — Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung.** Dados experimentais de alta precisão para misturas binárias CH<sub>4</sub>+H<sub>2</sub> (95/5, 90/10 e 50/50 %mol). Misturas preparadas gravimetricamente conforme ISO 6142-1 e validadas por cromatografia gasosa. Medições p-p-T com densímetro single-sinker magnético, 240–350 K, até 20 MPa. Cálculo de coeficientes viriais B(T,x), C(T,x) e B<sub>12</sub>(T) para o sistema CH<sub>4</sub>+H<sub>2</sub>.

**OIML R137.** Gas meters. International Organisation of Legal Metrology (OIML). Disponível em: [https://www.oiml.org/en/publications/recommendations/publication\\_view?p\\_document\\_id=1049](https://www.oiml.org/en/publications/recommendations/publication_view?p_document_id=1049)

**OIML R139.** Compressed gaseous fuel measuring systems for vehicles. International Organisation of Legal Metrology (OIML). Disponível em: [https://www.oiml.org/en/publications/recommendations/publication\\_view?p\\_document\\_id=1258](https://www.oiml.org/en/publications/recommendations/publication_view?p_document_id=1258)





- OIML R140.** Gas meters — meters for natural gas and other combustible gases above 50 kPa. International Organisation of Legal Metrology (OIML).
- ISO 14687.** Hydrogen fuel quality — Product specification. International Organization for Standardization (ISO). Define os requisitos de qualidade para o hidrogênio combustível em aplicações de células a combustível e outras utilizações.
- ISO 6142-1.** Gas analysis — Preparation of calibration gas mixtures — Part 1: Gravimetric method for Class I mixtures. International Organization for Standardization (ISO). Norma utilizada na preparação gravimétrica das misturas binárias CH<sub>4</sub>+H<sub>2</sub> pelo BAM.
- GERG-2008 / ISO 20765-2.** Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures. Kunz, O.; Wagner, W. Journal of Chemical & Engineering Data, 57(11), 3032–3091, 2012. Publicada como ISO 20765-2. Equação de estado avaliada para misturas CH<sub>4</sub>+H<sub>2</sub> nas faixas 240–350 K e até 20 MPa. Disponível em: <https://doi.org/10.1021/je300655b>
- AGA8-DC92.** Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. American Gas Association, 2nd ed., 1992. Equação de estado comparada com GERG-2008 para misturas CH<sub>4</sub>+H<sub>2</sub>; desvios maiores observados especialmente a baixas temperaturas e altas pressões.
- Diretiva (UE) 2014/32/EU.** Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de fevereiro de 2014, relativa à harmonização das legislações dos Estados-Membros respeitantes à disponibilização no mercado de instrumentos de medição. Jornal Oficial da União Europeia, L 96, 2014. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0032>
- CEN/TC 237.** Gas meters — Comitê Técnico Europeu de Normalização (CEN) responsável por normas de medidores de gás. Grupos de trabalho em preparação de normas para H<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>+GN: WG2 (EN 12480 — rotativos); WG3 (EN 12261 — turbina); WG8 (EN 1359 — diafragma); WG9 (EN 14236 — ultrassônicos domésticos); WG10 (EN 17526 — massa térmica, publicada 2022, incluindo gases renováveis). Documento de validação: CEN/TC 237-N764 (turbina, até 10%vol H<sub>2</sub>). Disponível em: <https://www.cencenelec.eu/committees/CEN/CEN-TC-237/>
- ISO 10790.** Measurement of fluid flow in closed conduits — Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters. ISO/TC 30/SC 5. Norma identificada como necessitando de modificações para contemplar H<sub>2</sub> e misturas H<sub>2</sub>+GN; nenhum projeto de revisão em curso na ISO.
- MARCOGAZ, 2023.** H2 Infographic 2023: Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use. Brussels: Marcogaz, 2023. Disponível em: <https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2023/10/20231002-H2-Infographic-2023-Version-Revised-Final-draft-02102023-1.pdf>
- FRAUNHOFER IEE, 2022.** The Limitations of Hydrogen Blending in the European Gas Grid. Kassel: Fraunhofer IEE, January 2022. 50 p. Disponível em: <https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documen>





[ts/Studies-Reports/FINAL\\_FraunhoferIEE\\_ShortStudy\\_H2\\_Blending\\_EU\\_ECF\\_Jan22.pdf](#)

**TOPOLSKI et al., 2022.** Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2022. NREL/TP-5400-81704. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/81704.pdf>

**INMETRO.** Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. Regulamentos Técnicos Metrológicos (RTMs) para medidores de gás. Rio de Janeiro: Inmetro. Disponível em: <https://www.gov.br/inmetro>





anp

