

Article

Hidrogênio na Transição Energética: Desafios e Soluções para a Segurança Ambiental na Região Norte Fluminense

Mariana Miki Fukushima¹, Marcos Antonio Cruz Moreira², Luís Felipe Umbelino dos Santos³,
Corinne Arrouvel⁴, Gabriel de Pinna Mendez⁵

¹ Mestranda em Engenharia Ambiental. Instituto Federal Fluminense. ORCID: 0009-0004-2622-4464. E-mail: marianamikifukushima@gmail.com

² Doutorado em Engenharia Elétrica. Docente no Instituto Federal Fluminense. ORCID: 0000-0001-9928-7846. E-mail: mcruzcn@gmail.com

³ Doutorado em Ecologia. Docente no Instituto Federal Fluminense. ORCID: 0000-0002-2392-1908. E-mail: lfumbelino@gmail.com

⁴ Doutorado de Especialidade Química Física. Docente na Universidade Federal do Rio de Janeiro. ORCID: 0000-0003-4938-348X. E-mail: corinne.arrouvel@imq.macaefluminense.br

⁵ Doutorado em Engenharia Civil. Docente no Instituto Federal Fluminense. ORCID: 0000-0002-9692-830X. E-mail: gabriel.mendez@ifff.edu.br

RESUMO

A transição energética rumo a uma economia de baixo carbono tem impulsionado o interesse global por tecnologias associadas ao hidrogênio como vetor energético limpo e versátil. Nesse contexto, o presente artigo tem como objetivo uma análise bibliométrica de caráter exploratório, baseada na revisão sistemática da literatura científica e na análise de projetos existentes, avaliando a viabilidade da implementação dessa nova matriz energética na região Norte Fluminense. Foram analisados projetos em escala nacional e internacional, incluindo iniciativas como o *European Hydrogen Backbone*, o corredor H2Med, *hubs* de hidrogênio na Austrália e na Ásia, bem como projetos da Petrobrás, no Porto do Açu e em estados como Bahia e Piauí. A pesquisa adota uma abordagem multidisciplinar, contemplando aspectos técnicos, ambientais, normativos e socioeconômicos, com ênfase na viabilidade territorial e nos riscos associados à fragilização por hidrogênio, fenômeno que compromete a integridade de materiais expostos a esse elemento. O estudo destaca as alternativas tecnológicas mais promissoras, como o armazenamento geológico em cavernas de sal e a utilização de materiais resistentes à degradação por hidrogênio, além de abordar a necessidade de atualização regulatória, planejamento ambiental integrado e protocolos de segurança ocupacional. Os resultados apontam que, apesar dos desafios estruturais e ambientais, a região apresenta potencial estratégico para integrar a cadeia do hidrogênio, desde que amparada por políticas públicas coerentes, rigor técnico e participação social.

Palavras-chave: hidrogênio; armazenamento; transporte; riscos ambientais; Norte Fluminense.

ABSTRACT

The energy transition towards a low-carbon economy has driven global interest in hydrogen-related technologies as a clean and versatile energy vector. In this context, this article aims to conduct an exploratory bibliometric analysis, based on a systematic review of the scientific literature and the analysis of existing projects, evaluating the feasibility of implementing this new energy matrix in the Northern Fluminense region. Projects at the national and international scale were analyzed, including initiatives such as the European Hydrogen Backbone, the H2Med corridor, hydrogen hubs in Australia and Asia, as well as projects by Petrobras, in the Port of Açu and in states such as Bahia and Piauí. The research adopts a multidisciplinary approach, encompassing technical, environmental, regulatory, and socioeconomic aspects, with an emphasis on territorial viability and the risks associated with hydrogen embrittlement, a phenomenon that compromises the integrity of materials exposed to this element. The study highlights the most promising technological alternatives, such as geological storage in salt caverns and the use of materials resistant to hydrogen degradation, in addition to addressing the need for regulatory updates, integrated environmental planning, and occupational safety protocols. The



Submissão: 16/03/2026



Aceite: 14/04/2026



Publicação: 18/06/2026



results indicate that, despite structural and environmental challenges, the region has strategic potential for integrating the hydrogen supply chain, provided it is supported by coherent public policies, technical rigor, and social participation.

Keywords: hydrogen; storage; transport; environmental risks; North Fluminense.

Introdução

O hidrogênio, desde a sua descoberta em 1766 (RSC, [s.d.]), vem sendo estudado como vetor energético, ganhando relevância no cenário da transição energética. Com o avanço das pesquisas científicas e o crescente interesse por fontes energéticas alternativas, o hidrogênio passou a ser considerado um dos vetores energéticos mais promissores no contexto da transição energética global, em função de seu potencial de descarbonização e versatilidade de aplicação. Conforme apresentado no relatório elaborado pela McKinsey & Company (2024), observou-se um crescimento expressivo no número de projetos voltados ao desenvolvimento do hidrogênio nos últimos anos.

Diante do aumento expressivo dos projetos voltados à produção e distribuição de hidrogênio em larga escala, tornou-se relevante o avanço tecnológico e seu reflexo na produção científica. A partir desse contexto, realizou-se um levantamento bibliométrico com o objetivo de analisar a evolução temporal das publicações sobre hidrogênio, bem como identificar tendências e lacunas na produção científica, com foco nos processos de produção, transporte, armazenamento e nos impactos ambientais associados.

Embora apresente elevado potencial, o hidrogênio ainda apresenta importantes desafios, especialmente no que se refere à segurança de suas cadeias de transporte e armazenamento. Por ser um gás extremamente volátil e inflamável, sua manipulação demanda tecnologias específicas e protocolos rigorosos. Conforme apontado por Li et al. (2022), em presença de oxigênio, qualquer fissura ou vazamento em dutos e recipientes pressurizados pode ocasionar explosões, representando riscos significativos tanto ao meio ambiente quanto às populações vizinhas. Nesse sentido, a análise dos riscos associados ao transporte e armazenamento torna-se fundamental para o planejamento seguro da cadeia do hidrogênio. Por outro lado, do ponto de vista técnico, um dos pontos positivos do hidrogênio como vetor energético é a sua alta densidade energética, em que 1 kg de hidrogênio possui cerca de 2,4 vezes mais energia do que o gás natural (CSIRO, 2022).

Sob a perspectiva teórica, esta pesquisa fundamenta-se em abordagens associadas à transição energética, à segurança de sistemas energéticos e à análise de riscos socioambientais. Adota-se como eixo analítico a compreensão do hidrogênio como vetor energético inserido em um sistema no qual aspectos tecnológicos, ambientais e territoriais se inter-relacionam. Além disso, são mobilizados conceitos como fragilização por hidrogênio (*hydrogen embrittlement*), segurança de infraestrutura energética e planejamento territorial, os quais orientam a análise e interpretação dos dados, além da identificação das principais lacunas e desafios associados à implementação dessa cadeia no Norte Fluminense.

Para a coleta dos dados, foi utilizada a Plataforma de Periódicos CAPES, por meio de ferramentas de busca integrada, reunindo bases indexadas nacionais e internacionais. A pesquisa foi realizada em setembro de 2025 entre os anos 2010 e 2024, de forma a contemplar o intervalo mais recente da expansão das publicações relevantes ao tema. A figura 01 apresenta o total de artigos publicados entre os anos de 2010 e 2024, evidenciando a tendência de crescimento ao longo dos anos referente ao tema, mostrando o crescente interesse acadêmico e tecnológico na consolidação do hidrogênio como vetor energético. Ressalta-se que os valores apresentados não correspondem a publicações exclusivas distintas, pois um mesmo artigo pode ser indexado em múltiplas palavras-chave, ocasionando sobreposição entre as categorias analisadas.

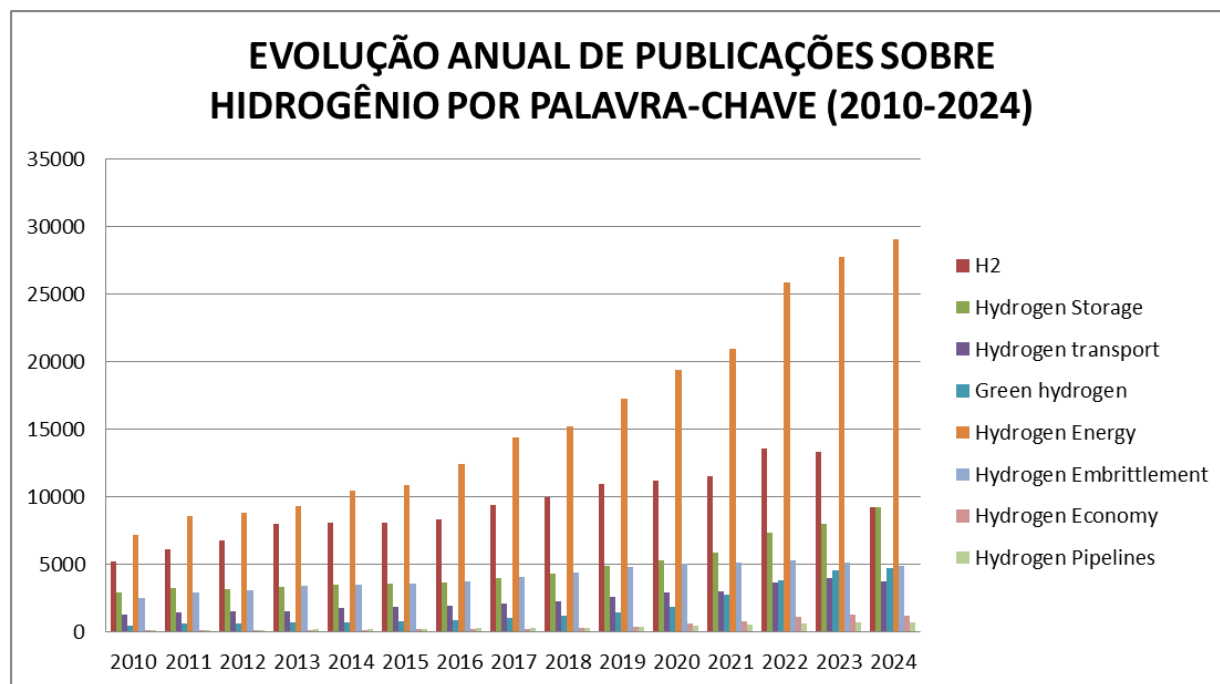


Figura 01: Evolução anual de publicações sobre o hidrogênio por palavra-chave entre os anos 2010 e 2024. Fonte: Elaboração própria, a partir de dados obtidos na Plataforma de Periódicos da CAPES.

A Figura 02 apresenta a distribuição dos artigos publicados de acordo com as palavras-chave associadas ao tema hidrogênio na Plataforma de Periódicos CAPES, entre 2010 e 2024, com levantamento realizado em novembro de 2025. Observa-se que o termo *Hydrogen energy* concentra quase metade das ocorrências (41%), seguido por H₂ (24%). As demais palavras-chave: *hydrogen storage*, *hydrogen transport*, *green energy*, *hydrogen economy*, *hydrogen embrittlement* e *hydrogen pipelines*, representam os 35% restantes. Esses resultados indicam que, embora as pesquisas ainda priorizem abordagens gerais sobre hidrogênio, temas mais específicos, como fragilização por hidrogênio, infraestrutura de transporte e armazenamento, vêm ganhando relevância nos últimos anos. Vale ressaltar que os valores apresentados não correspondem a trabalhos distintos, uma vez que um mesmo artigo pode estar indexado sob múltiplas palavras-chave, gerando sobreposição entre categorias. Apesar dessa limitação, os dados permitem evidenciar o hidrogênio como vetor energético no cenário científico internacional, bem como a expansão gradual das discussões sobre sua infraestrutura associada.

A análise nos permitiu identificar a interconexão temática entre os subcampos da pesquisa relacionada ao hidrogênio, mostrando a interdisciplinaridade do tema. A partir dessa metodologia, foi possível verificar o crescimento progressivo do campo acadêmico nas publicações dos últimos 15 anos, bem como um crescimento expressivo a partir de 2020.

Essa crescente atenção da comunidade científica reflete a importância estratégica do hidrogênio na matriz energética global. Nesse contexto, de acordo com o Relatório do *International Energy Agency* (IEA) de 2019 para a produção total de 70 milhões de toneladas (Mt) de hidrogênio por ano, eram necessários em torno de 205 milhões de m³ de gás natural, sendo esse valor aproximadamente 6% do total de gás natural consumido pela população no decorrer de um ano (IEA, 2019).

No ano de 2023, a demanda global de hidrogênio atingiu 97 Mt, representando um aumento de 2,5% em relação ao ano anterior. Estima-se que até o ano de 2030 a capacidade de fornecimento de hidrogênio de baixa emissão, como a eletrólise da água e a produção a partir de combustíveis fósseis com captura de carbono (CCUS), alcance 49 Mt/ano com base nos projetos em andamento, sendo quase 30% a mais do que o previsto no Relatório da *International Energy Agency* 2023 (IEA, 2024).



A demanda global de hidrogênio aumentou cerca de 2% em 2024 se comparada ao ano anterior, com aproximadamente 100 Mt, sendo seu consumo majoritariamente nos setores de refino de petróleo e indústria. Em contrapartida, a produção de hidrogênio de baixa emissão cresceu 10% no mesmo período, no entanto, representa apenas 1% do total global. Projeta-se que os projetos já em operação ou que atingiram a decisão final de investimento (FID) alcancem 4,2 Mt por ano até 2030, correspondendo a um aumento de aproximadamente cinco vezes em relação aos níveis de 2024 (IEA, 2025).

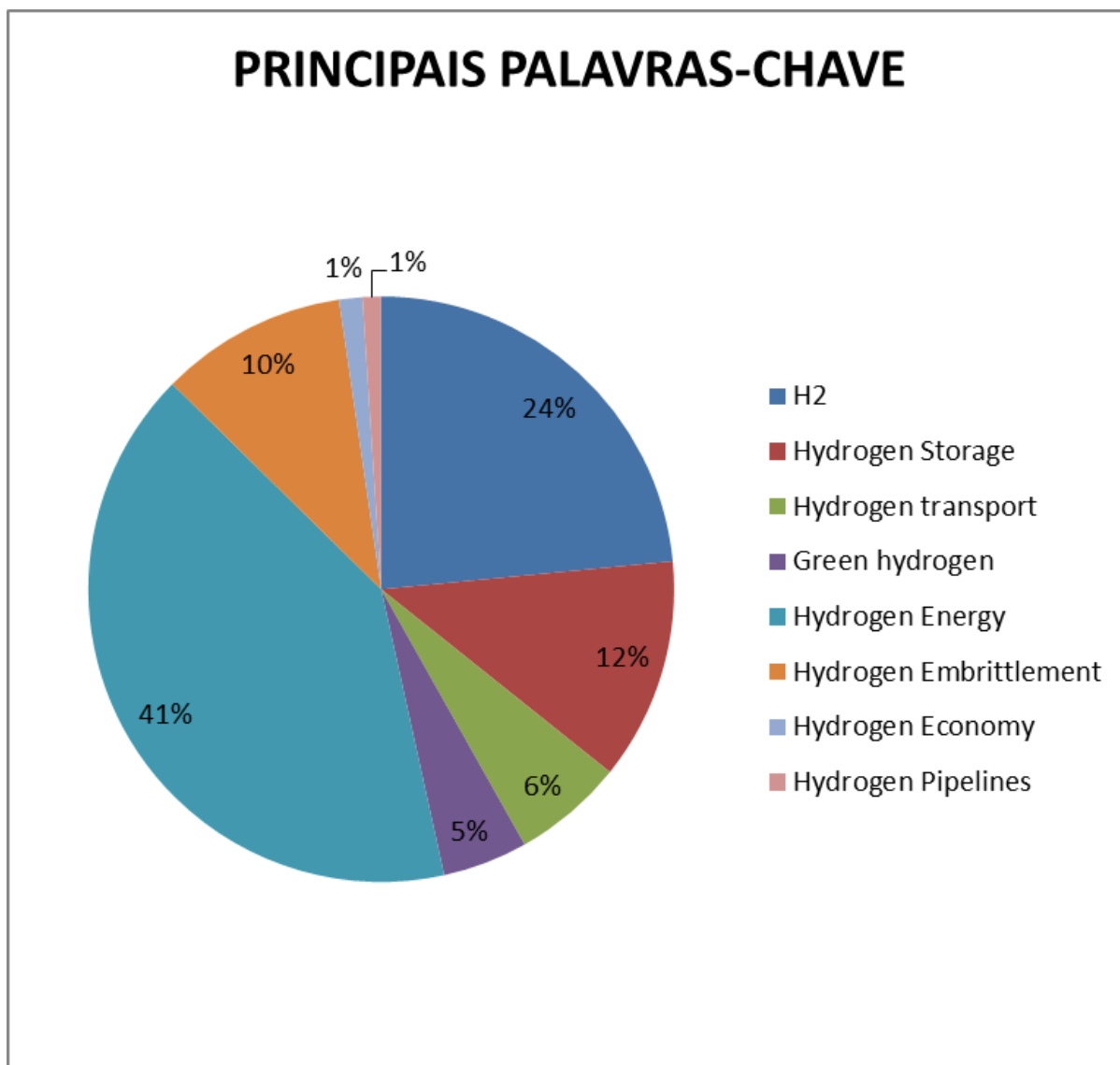


Figura 02: Principais palavras chaves de busca. Fonte: Elaboração própria, a partir de dados obtidos na Plataforma de Periódicos da CAPES.

Do ponto de vista energético, o hidrogênio apresenta elevada densidade energética, com valor de 120,1 megajoule por quilograma (MJ/kg), correspondendo a quase três vezes a densidade energética da gasolina. Essa vantagem é um dos principais fatores que justifica o interesse do hidrogênio como vetor energético a longo prazo (IEA, 2019).

Este estudo tem como objetivo avaliar a viabilidade da implementação da cadeia de hidrogênio na região Norte Fluminense, por meio de uma análise bibliométrica de caráter exploratório, baseada na revisão sistemática da literatura científica e na análise de projetos nacionais e internacionais, considerando aspectos técnicos,



ambientais, normativos e socioeconômicos. Adicionalmente, analisa os desafios relacionados à implementação das infraestruturas de transporte e armazenamento de hidrogênio, com ênfase nos tipos de materiais utilizados nas tubulações, bem como as diferentes formas de armazenamento do gás.

Material e Método

Material

As fontes utilizadas para a confecção do artigo foram teses publicadas, documentos, livros e estudos de caso referentes ao tema abordado como também *sites* governamentais e empresas focadas na implementação do hidrogênio como fonte de energia e combustível.

Método

A pesquisa teve natureza exploratória-descritiva, tendo como foco contextualizar, fundamentar e fazer o levantamento de artigos científicos com essa temática, objetivando os possíveis impactos e as contaminações que poderiam ocorrer com instalações de transporte e armazenamento de hidrogênio, focando nos impactos à fauna e à flora, bem como à segurança com relação a vazamentos e impactos socioeconômicos gerados na região Norte Fluminense.

Para a realização da revisão bibliográfica, utilizou-se predominantemente a base de dados do Portal de Periódicos da CAPES. A seleção dos artigos teve como foco os seguintes eixos temáticos: hidrogênio verde, impactos socioambientais, tubulações e transporte, fragilização dos dutos e economia. As palavras-chave empregadas nas buscas incluíram: “*hydrogen energy*”, “*socioeconomic*”, “*hydrogen embrittlement*” e “*hydrogen pipelines*”, escolhidas por sua relevância e capacidade de contemplar a literatura mais significativa relacionada ao tema. Optou-se por empregar a nomenclatura em inglês com o intuito de ampliar o alcance da pesquisa e possibilitar a identificação de um número mais expressivo de artigos pertinentes ao assunto.

A seleção dos artigos utilizados na pesquisa foi realizada inicialmente por meio da análise dos títulos, de modo a identificar aqueles que apresentavam alinhamento direto com o tema. Em seguida, deu-se continuidade a uma segunda etapa de triagem, baseada na leitura dos resumos (*abstracts*), a fim de confirmar a relevância e a aderência do conteúdo às questões centrais do estudo.

Embora não tenha sido adotado um protocolo sistemático formal, como o PRISMA, a revisão realizada, por ser de teor exploratório, teve como finalidade mapear o desenvolvimento tecnológico e regulatório do hidrogênio de baixo carbono. Por esse motivo, não foi aplicado um critério quantitativo de contabilização de estudos identificados, incluídos ou excluídos, pois o objetivo central da pesquisa era identificar temas, convergências, lacunas e conceitos essenciais à construção do arcabouço teórico da pesquisa.

A inclusão das obras seguiu critérios qualitativos baseados em: aderência aos eixos temáticos; relevância científica ou institucional das fontes e atualidade do conteúdo, dando prioridade aos materiais mais recentes. A exclusão ocorreu quando os materiais apresentavam foco tangencial, tema distante do escopo ou ausência de informação aplicável ao objetivo da pesquisa.

Além das publicações indexadas na Plataforma de Periódicos da CAPES, recorreu-se também a outras fontes complementares de dados, a fim de enriquecer a análise com informações atualizadas e contextualizadas. Entre essas fontes, destacam-se documentos institucionais, como relatórios técnicos e planos de investimento em tecnologias sustentáveis. Empresas e projetos relevantes para o desenvolvimento do hidrogênio verde no Brasil também foram incluídos na análise, como no caso do Porto do Açú localizado na região Norte Fluminense, os relatórios da empresa *McKinsey & Company* e da Agência Internacional de Energia (IEA) também agregaram valor à sua elaboração.



A diversidade de fontes visou garantir uma abordagem abrangente e multidisciplinar, capaz de conectar o conhecimento acadêmico com as práticas do setor produtivo, contribuindo assim para uma visão mais completa sobre as potencialidades e implicações do hidrogênio no contexto brasileiro.

Revisão da Literatura

O Brasil ocupa posição de destaque no cenário energético mundial, figurando entre os países com maior capacidade instalada de energia renovável (IRENA, 2023). Conforme projeções da McKinsey & Company (2024), o país poderá alcançar, até 2030, um custo de produção de hidrogênio verde em torno de US\$1,50 por quilograma. Esse valor se aproxima das estimativas para nações líderes no setor, como Austrália, Estados Unidos, Arábia Saudita e Espanha, que devem atingir cerca de US\$1,25/kg até 2040 (MME, 2024).

No ano de 2023 a produção de hidrogênio emitiu cerca de 920 Mt de CO₂, sendo predominante de processos sem mitigação de emissões (IEA 2024). A rota majoritária continua sendo a Reforma a Vapor do Metano (*Steam Methane Reforming* - SMR), responsável por cerca de dois terços da produção mundial, cujas emissões variam entre 10 a 12 kg de CO₂ equivalente para cada quilograma de hidrogênio. Considerando o conjunto das tecnologias fósseis, estima-se que 96% do hidrogênio global ainda derive de fontes não renováveis (IEA, 2023). Em contraste, a eletrólise representava apenas 2% da produção em 2021, com projeções de alcançar aproximadamente 34% até 2030, impulsionada pela expansão dos eletrolisadores e políticas de descarbonização. Os custos de mitigação variam entre US\$60 a US\$85/t de CO₂ para taxas de captura de 55-70%, podendo alcançar US\$85 a US\$110/t de CO₂ para taxas acima de 90% (IEA, 2024). De acordo com o relatório do IEA (2024), de 75% a 95% dessas emissões ocorrem no ponto de produção, podendo ser realizadas remediações para a redução das emissões por meio da captura de carbono.

O hidrogênio produzido através da eletrólise da água apresenta emissões praticamente nulas no ponto de produção, contudo, sua viabilidade ambiental depende da intensidade de carbono da eletricidade utilizada no processo. A eletricidade empregada deve apresentar intensidade inferior a 200-240 g CO₂/KWh (IEA, 2024).

Contudo, segundo dados do Hydrogen Council, os investimentos dedicados para 2025 já ultrapassam US\$110 bilhões, tendo mais de 500 projetos que já estão em fase de decisão final de investimento (FID), em construção ou já operacionais. Tendo um aumento de US\$35 bilhões em relação ao ano anterior (2024). Dentre os projetos globais, a China lidera em investimentos, sendo cerca de US\$33 bilhões de produção de hidrogênio renovável, seguida pela América do Norte com US\$23 bilhões e Europa com US\$19 bilhões (HYDROGEN COUNCIL, 2025).

De acordo com o Relatório *Hydrogen Scaling Up* (HYDROGEN COUNCIL, 2017) as primeiras estimativas consolidadas do potencial econômico do hidrogênio em nível global indicam uma movimentação de mercado em torno de US\$2,5 trilhões por ano até o ano de 2050, considerando as vendas de hidrogênio e de equipamentos associados. Essa projeção reforça a redução do CO₂ em até 6Gt anual e geração de mais de 30 milhões de empregos.

Atualmente, o gás natural figura entre as principais matérias-primas para a produção de hidrogênio, por meio do processo de reforma a vapor. No entanto, apesar de sua relevância e viabilidade técnica, essa rota apresenta limitações importantes, sobretudo devido às expressivas emissões de carbono associadas, o que reforça a necessidade de acelerar a transição para alternativas mais limpas e sustentáveis (SHARMA et al., 2023).

Panorama Internacional e Nacional das infraestruturas de hidrogênio.

Nos últimos anos, diversos países têm mostrado avanços na estruturação das redes de transporte e armazenamento de hidrogênio em larga escala, buscando viabilizar a transição para o mercado do hidrogênio e, com isso, descarbonizar suas matrizes energéticas. Na Europa, o Projeto *European Hydrogen Backbone* (EHB)



representa uma das maiores referências, reunindo iniciativas de 28 países voltadas à adaptação dos gasodutos existentes, bem como à construção de dutos dedicados e à implantação de novos sistemas de armazenamento subterrâneo em cavernas salinas e reservatórios esgotados. Essa estratégia demonstra tendências de aproveitamento da infraestrutura existente, reduzindo gastos e impactos gerados com construção de novas tubulações (EHB, 2024; IEA, 2023).

Segundo o cenário *Net Zero Emission by 2050* (NZE) da IEA, 2024, com o aumento da produção através da eletrólise alimentada por fontes renováveis, o custo de produção do hidrogênio deve cair para US\$ 2-9 dólares por quilo de hidrogênio, sendo metade do custo atual e o produzido por fontes fósseis reduzir substancialmente indo de US\$ 1,5-8 dólares por quilo para US\$ 1-3 dólares por quilo de hidrogênio até 2030.

De acordo com o relatório do IEA (2024) seriam necessários em torno de US\$50 bilhões de dólares por ano ao longo da próxima década para que se possa viabilizar a expansão dos projetos para alinhar ao cenário NZE.

Nesse contexto, a experiência europeia surge como um referencial importante para reflexão sobre o caso brasileiro. A rede de hidrogênio na Europa está sendo planejada pela iniciativa *European Hydrogen Backbone* (EHB), que apresenta um panorama país a país das estratégias nacionais para a transição energética. No portal do EHB, encontram-se descrições da infraestrutura existente, projetos de adaptação de gasodutos, planos de construção de novas rotas dedicadas ao hidrogênio, bem como cronogramas com previsão de início e/ou conclusão (EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE, 2024). Após essa contextualização geral, na tabela abaixo destacam-se os principais projetos europeus.

Tabela 01: Panorama das estratégias nacionais para a infraestrutura de hidrogênio no âmbito do European Hydrogen Backbone (EHB).

| PAÍS | DIMENSÃO | FORMAS DE TRANSPORTE | PREVISÃO DE CONCLUSÃO |
|----------|---|--|--|
| ÁUSTRIA | 1.700 km | Transportado misturado ao metano ou na forma pura Transporte bidirecional, integrando gasodutos existentes | A partir de 2035 estaria pronta para atuar como um Hub completo |
| BÉLGICA | 4.000 km de gasodutos com interconexões | Planejam reconfigurar suas redes de tubulações de gás natural para o transporte de H ₂ importando e exportando o gás | Previsão da primeira infraestrutura de hidrogênio pronta em 2026 |
| BULGÁRIA | 3.380 km de gasodutos de alta pressão e unidades de armazenamento subterrâneo | Está em desenvolvimento uma infraestrutura de transmissão de hidrogênio por todo o País, com gasodutos e oleodutos já prontos para o uso de H ₂ . Planejam readaptar os gasodutos para poder transportar o H ₂ em concentrações de até 10% | Sem data exata definida |



| | | | |
|------------------|--|---|---|
| CROÁCIA | 2.500 km de gasodutos de transporte e distribuição | Reaproveitamento das interconexões existentes e a construção de novos dutos | Readaptação até o ano de 2040, posteriormente expansão da infraestrutura |
| REPÚBLICA TCHECA | 4.000 km de gasodutos com interconexões | Readaptação dos gasodutos existentes para o transporte de hidrogênio | Transporte entre fronteiras em 2030 e expansão da infraestrutura até 2040 |
| DINAMARCA | 925 km de gasodutos com expansão para 1.250 km | Reaproveitamento das tubulações existentes e a construção de novos dutos, conexão entre os ramais e a produção offshore de H ₂ | Infraestrutura até 2030, com capacidade de 6,5 GW. Interconexões completas até 2040 |
| ESTÔNIA | 977 km de gasodutos mais interconector submarino com a Finlândia | Construção de novos dutos por falta de gasodutos paralelos de gás natural | Desenvolvimento inicial em 2030 e posteriormente expansão ao longo dos anos |
| FINLÂNDIA | 1.300 km de gasodutos e interconector submarino com a Estônia | Construção de novos dutos, interconexões submarinas e ligações ao corredor nórdico e báltico | Conexões regionais até 2030 e rede nacional até 2040 |
| FRANÇA | Mais de 37.000 km de gasodutos | Transportado misturado a outros gases, construção de gasodutos dedicados de H ₂ e interconexões marítimas | Hubs regionais até 2030 e até o ano de 2040 uma infraestrutura consolidada e madura |
| ALEMANHA | 12.000 km | Reaproveitamento de gasodutos, construção de novos dutos e interconexões | Rede nacional inicial entre 2027 e 2032 |
| GRÃ-BRETANHA | 7.630 km | Reaproveitamento de gasodutos, novas construções de trechos onde necessário | Até 2035 conexão dos clusters industriais e entre 2035 e 2040 a adaptação de gasodutos existentes |
| GRÉCIA | 1.456 km | Novos dutos de hidrogênio, seguindo a rota já existente | Até 2030 conexão dos clusters principais, interconexão com os sistemas adjacentes até 2040 |



| | | | |
|------------|---|---|---|
| HUNGRIA | 5.874 km de gasodutos existentes | Construção de novos dutos específicos e reaproveitamento de algumas partes específicas | Até 2030 um corredor norte-sul pode ser construído, 2040 rede madura com interconexões |
| IRLANDA | 2.477 km de tubulações de transmissão e 12.044 km de distribuição | Reaproveitamento de gasodutos, construção de novos dutos e interconexões submarinas | Rede de "vale" de hidrogênio até 2035 e interconector convertido para o transporte de 100% de hidrogênio até 2040 |
| ITÁLIA | Mais de 32.500 km de rede de transporte | Reaproveitamento e construção de dutos dedicados de hidrogênio, importação via Norte da África | Rede principal nacional até 2030, expansão e interconexões até 2040 |
| LETÔNIA | 1.190 km de gasodutos | Reaproveitamento parcial das tubulações e a criação de dutos dedicados de hidrogênio, transporte misturado a outros gases | Estudo técnico até o ano de 2024 e os resultados gerados serão usados para decisões futuras |
| LITUÂNIA | 2.285 km de gasodutos de alta pressão | Mistura, adaptação de gasodutos e novos dutos dedicados de H ₂ | Infraestrutura de hidrogênio a partir de 2030, conectividade regional posteriormente |
| LUXEMBURGO | 2.175 km com interconexões | Reaproveitamento de interconexões e construção de novos dutos se necessário | Até 2040 está previsto a conexão completa da rede principal |
| HOLANDA | 16.000 km de gasodutos | Reaproveitamento da infraestrutura existente de gás natural, e construção de novos dutos offshore | Rede principal operacional esperado até 2027, ampliação da rede até 2030 |
| NORUEGA | 9.000 km de gasodutos mistos, terrestres e submarinos | Mistura no transporte de hidrogênio, reaproveitamento dos gasodutos de exportação e o planejamento de novos dutos | Modificação nas tubulações até 2030 e novas ligações até 2040 |
| PORTUGAL | 5.493 km de gasodutos de distribuição | Transporte misturado ao gás natural (até 15% de hidrogênio na mistura) e construção de dutos dedicados | Expansão para rede 100% de hidrogênio entre 2035 e 2040 |



| | | | |
|------------|--|---|---|
| ROMÊNIA | Não foi informado | Reaproveitamento de gasodutos e a construção de novos trechos para ligar corredores regionais | Desenvolvimento alinhado com corredores europeus 2030 a 2040 |
| ESLOVÁQUIA | Não foi informado | Reaproveitamento de gasodutos, conexão a rotas de importação e hubs nacionais | Fluxos iniciais e entradas possíveis já por 2030, consolidação até 2040 |
| ESLOVÊNIA | 1.195 km para transporte de gás para uso doméstico | Reaproveitamento e interconexões regionais | Integração com a rede principal regional entre 2030 e 2035, finalização em 2040 |
| ESPANHA | Rede de gás com 11.000 km de extensão | Reaproveitamento de tubulações, construção de novos dutos, importação via portos e integração com o Norte da África | Desenvolvimento de corredores até 2030 e 2035; expansão até 2040 |
| SUÉCIA | Não foi informado a extensão, rede focada em ligações ao mercado nórdico | Reaproveitamento de tubulações, novos dutos regionais e conexões aos corredores bálticos/nórdicos | Implementação entre os anos de 2030 e 2040 |
| SUIÇA | Não foi informado | Reaproveitamento de interconexões transfronteiriças | Integração à rede principal europeia prevista até 2040 |
| UCRÂNIA | Não foi informado | Não foi informado | Não foi informado |

Fonte: A autoria própria, dados extraídos de EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE (2025).

A tabela acima reúne uma visão panorâmica dos 28 países que participam do *European Hydrogen Backbone*, explicando como cada país projeta sua infraestrutura de transporte de hidrogênio. Em muitos casos a estratégia adotada foi a de readaptação da infraestrutura existente, fazendo o seu transporte através da mistura de hidrogênio com o gás natural, como também a construção de novos dutos dedicados quando necessário. O prazo estimado entre todos os países envolvidos varia entre 2030 e 2040, tendo um desenvolvimento gradual e faseado.

Ainda no contexto europeu, o projeto H2Med desponta como um dos principais projetos transnacionais de infraestrutura para hidrogênio, conectando a Península Ibérica ao Noroeste Europeu. Seu cronograma prevê a execução de estudos entre 2022 e 2027, seguida da fase de implantação entre 2027 e 2029, com orçamento estimado em € 2,5 bilhões. A operação está projetada para 2032, com capacidade de transporte aproximada de 2 milhões de toneladas de hidrogênio por ano (H2MED, 2025). Complementarmente, destaca-se o Corredor SouthH₂, uma infraestrutura dedicada ao transporte de hidrogênio composta por aproximadamente 3.300 km de gasodutos que conectam o Norte da África à Itália, Áustria e Alemanha. O projeto tem previsão de entrar



em operação em 2030, com potencial de importação de cerca de 4 milhões de toneladas anuais de hidrogênio, podendo atender até 40% da meta estabelecida pelo programa REPowerEU.

Além da Europa, outras regiões do mundo vêm consolidando investimentos estratégicos em tecnologias de hidrogênio, especialmente no eixo Ásia–Pacífico. No Japão, destaca-se o Centro de Pesquisa em Energia de Hidrogênio de Fukushima, já em operação, cujo objetivo é produzir hidrogênio verde de baixo custo a partir de fontes renováveis. A planta possui capacidade de geração de aproximadamente 1.200 Nm³ de hidrogênio por hora utilizando energia solar, configurando-se como uma das maiores instalações de hidrogênio verde do mundo (NEDO, 2020).

Ainda na região, a Austrália e o Japão desenvolveram um projeto-piloto conjunto iniciado em 2018, voltado à produção de hidrogênio a partir de carvão marrom por meio dos processos de gaseificação e refino do gás. O hidrogênio produzido é posteriormente liquefeito e transportado por navio até o porto de Kobe, no Japão. O primeiro carregamento foi realizado em janeiro de 2022, e a previsão é que o empreendimento alcance a escala comercial por volta de 2030 (DCCEEW, 2022).

De forma complementar, destaca-se a iniciativa da KOGAS (Korea Gas Corporation) para a expansão da infraestrutura de hidrogênio na cidade de Gwangju, na Coreia do Sul. O projeto contempla a produção de hidrogênio verde com zero carbono, com meta de alcançar o custo de 6.000 KRW (Korean Won) por quilograma (cerca de R\$22, cotação de dezembro de 2025) até 2030. As projeções indicam capacidade de produção de 100 mil toneladas por ano em 2025, com expansão para 1 milhão de toneladas anuais em 2030 (KOGAS, [s.d.]).

Além disso, o setor de mobilidade sustentável sul-coreano vem sendo impulsionado por iniciativas da Hyundai Motor Group, que, em parceria com a cidade de Pyeongtaek, desenvolve um modelo nacional de descarbonização portuária. O plano inclui a instalação de geradores de energia a células a combustível de hidrogênio no Porto, visando criar infraestrutura para transporte em larga escala. Um projeto-piloto foi realizado em novembro de 2024, e, em novembro de 2025, foi firmado um memorando de entendimento para expansão do modelo, com aproveitamento de aproximadamente 15 km de infraestrutura existente (HYUNDAI, 2025).

Em um contexto semelhante, o Governo Australiano tem desempenhado papel ativo na consolidação da cadeia de hidrogênio de baixo carbono por meio de investimentos públicos direcionados ao desenvolvimento de polos regionais de hidrogênio. Estima-se que cerca de US\$ 500 milhões estejam sendo destinados à implantação de *hydrogen hubs*, com foco em estudos de engenharia, desenho de projetos e aprimoramento tecnológico, visando à integração entre produção, armazenamento, transporte e consumo final de hidrogênio (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2025).

Nesse sentido, destaca-se um grande projeto integrado de geração de energia renovável e produção de hidrogênio na Austrália Ocidental, que combina usinas eólicas e solares com capacidade total de 6 GW, destinadas a alimentar 3 GW de eletrolisadores. O empreendimento prevê a produção de até 1,9 milhão de toneladas de amônia verde por ano, com foco na exportação para o Japão e a Coreia do Sul até 2030. O início da construção está previsto para 2027, com Decisão Final de Investimento (FID) estimada para o final de 2026, totalizando um investimento de aproximadamente A\$ 814 milhões, proveniente do programa *Australian Hydrogen Headstart* (AUSTRALIAN TRADE AND INVESTMENT COMMISSION, 2024).

Outro projeto estratégico é o *Port Bonython Hydrogen Hub*, localizado no estado da Austrália do Sul, que reúne investimentos governamentais e privados e está avaliado em até US\$13 bilhões. O hub possui capacidade projetada para produzir cerca de 1,8 milhão de toneladas de hidrogênio até 2030, além de contribuir significativamente para o desenvolvimento econômico regional. As projeções indicam a geração de mais de 16



mil empregos até 2050, com impacto estimado de US\$50 bilhões no Produto Interno Bruto (PIB) australiano (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2023).

Adicionalmente, o governo australiano apoia iniciativas de menor escala e caráter demonstrativo, como o *Hydrogen Park South Australia* (HyP SA), que conta com investimento de aproximadamente A\$14,5 milhões e opera eletrolisadores de 1,25 MW, voltados ao uso local de hidrogênio renovável. Soma-se a esse conjunto o projeto *Eyre Peninsula Gateway*, desenvolvido pela *Hydrogen Utility* (H2U), que prevê a instalação de 75 MW de eletrolisadores para a produção de hidrogênio e amônia verde, reforçando a estratégia australiana de diversificação tecnológica e fortalecimento da cadeia produtiva do hidrogênio (GOVERNMENT OF SOUTH AUSTRALIA, 2025).

A aplicação desse panorama ao contexto brasileiro, é possível confrontar os modelos europeus com a realidade nacional, identificando estratégias que se mostram mais compatíveis como a readaptação da infraestrutura já existente ou o estabelecimento de corredores de importação. Nesse sentido, a região Norte Fluminense desponta como um território estratégico, visto a sua infraestrutura consolidada no setor de petróleo e gás, favorecendo a adaptação dos dutos existentes.

Além das iniciativas europeias, o Brasil também vem investindo em projetos voltados à produção, transporte e armazenamento de hidrogênio, refletindo um movimento de alinhamento com as tendências internacionais.

Para contextualizar a importância do cenário nacional no desenvolvimento da economia do hidrogênio, a tabela 02 apresenta um levantamento de projetos nacionais voltados à produção de hidrogênio. Sendo destacados dados como a produção, capacidade, investimento e o estágio em que se encontra o projeto atualmente, mostrando que o país tem estruturado a sua participação na transição energética e na integração de energias renováveis

Tabela 02: Projetos nacionais voltados à produção de hidrogênio

| PROJETOS NACIONAIS | PRODUÇÃO E CAPACIDADE | INVESTIMENTO | ANDAMENTO | LOCALIZAÇÃO |
|--|--|--|--|-------------|
| Fortescue: Projeto Pecém de hidrogênio verde | Produção: 500 toneladas de hidrogênio através da eletrólise | R\$ 20 Bilhões | Projeto em fase de viabilidade, contudo já foi concedida a Licença Prévia (LP) | Ceará |
| Green Energy Park | Produção: 2,4 milhões de toneladas de hidrogênio verde Capacidade: 10,8Gw | R\$ 200 Bilhões | O projeto foi iniciado em 2023 com previsão de início da construção em 2028 | Piauí |
| Solatio | Produção: 4GW de hidrogênio e | R\$ 25 Bilhões em projetos pelo Brasil | Início das instalações em 2025 | Piauí |



| | | | | |
|--|--|-------------------------|--|----------------|
| | amônia como vetor energético (via H ₂ verde) Capacidade: 11,4GW | | | |
| Projeto realizado no Porto do Açú em colaboração entre a Prumo Logística, o Porto do Açú e a Fuella AS | Produção: 400 mil toneladas de amônia verde como vetor energético (via H ₂ verde) por ano Capacidade: 520 MW | Ainda não foi divulgado | A decisão final está prevista para os próximos anos e até o ano de 2030 será entregue as primeiras moléculas | Rio de Janeiro |
| Unigel | Produção: 100 mil toneladas de hidrogênio verde e 600 mil toneladas de amônia como vetor energético (via H ₂ verde) por ano Capacidade: 60MW | US\$ 1,5 Bilhões | A primeira fase do projeto já está em construção com investimento inicial de US\$ 120 milhões | Bahia |
| Casa dos Ventos e Comerc realizado no Pecém | Produção: 4 mil toneladas ao dia Capacidade: 2,4GW | US\$ 4 Bilhões | A primeira fase está prevista para o ano de 2026 | Ceará |
| AES Brasil | Produção: 800 mil toneladas de amônia verde como vetor energético (via H ₂ verde) por ano Capacidade: 2,5GW | US\$ 2 Bilhões | Não divulgado | Ceará |

Fonte: Adaptado de Fortescue Brasil (2025); GEP-Piauí (2025); Brasil (2025); Hub Industrial Brasileiro (2024); Bahia (2023); complexo do Pecém (2022); Ceará (2022).



Embora a maioria dos projetos ainda estejam em fase inicial, há concentrações em locais estratégicos como zonas portuárias e polos industriais como Pecém (CE), Suape (PE) e o Porto do Açu (RJ). Essa configuração evidencia o potencial brasileiro de integrar redes logísticas de exportação e distribuição de hidrogênio, mostrando compatibilidade com o modelo europeu *European Hydrogen Backbone* (EHB).

Além desses projetos, a Petrobras vem investindo em pesquisa de hidrogênio natural, com capital inicial de R\$20 milhões de reais, tendo início em 2023 na Bahia com pretensão de expansão para outros estados (PETROBRAS, 2024). A Petrobras também tem previsão de operação da sua primeira planta piloto de produção de hidrogênio renovável, prevista para estar em funcionamento em 2026, tendo investimento de R\$90 milhões a planta será construída na Usina Termelétrica do Vale do Açu, no Rio Grande do Norte. O processo para a produção do hidrogênio verde será por meio da eletrólise com a utilização de energia solar, com capacidade de 2MW. A energia produzida terá finalidade em estudos sobre a adição de hidrogênio no gás natural para alimentação de microturbinas (PETROBRAS, 2024).

Gonçalves et al. (2025) ressalta que, apesar do Brasil possuir vantagens competitivas como matriz energética renovável, desafios envolvendo legislação e inovação tecnológica ainda precisam ser mais estudados e aprimorados para que possam atrair investimentos. Os aspectos sociais como a aceitabilidade da população e os impactos socioambientais que possam vir a acontecer também devem ser levados em consideração, pois é de fundamental importância para a implementação do projeto na região e requer o entendimento da comunidade em relação aos riscos e benefícios dessa nova tecnologia (ALMARAZ et al., 2024).

Comparando os modelos internacionais e os projetos em andamento no Brasil pode ser analisado que ambos buscam por soluções que conciliem a segurança operacional, viabilidade econômica e a sustentabilidade ambiental. Apesar dos avanços, se comparado os avanços nacionais e internacionais, os países europeus já estão com os projetos mais avançados em estágios mais consolidados de integração regional e readaptação das infraestruturas para o transporte do hidrogênio, já o Brasil ainda se encontra em fase inicial de estruturação tanto do marco regulatório quanto da consolidação tecnológica. Com isso pode ser analisado que ambas buscam o aproveitamento da infraestrutura de gasodutos existentes, principalmente redes de gás natural como forma de minimizar os custos da construção de novos dutos como também uma forma de mitigar os impactos socioambientais que seriam gerados.

Potenciais configurações para o transporte e armazenamento do hidrogênio na Região Norte Fluminense.

A partir dos panoramas internacional e nacional apresentados, é possível estabelecer correlações com o contexto energético do Norte Fluminense, região cuja infraestrutura consolidada no setor de gás natural cria condições propícias para a inserção gradual da cadeia de valor do hidrogênio.

Nesse contexto de transformação energética, a região Norte Fluminense assume papel estratégico, não apenas por seu sistema operacional consolidado da indústria de óleo e gás, mas também por sua relevância econômica e territorial. O município de Macaé, por exemplo, situado nessa região, passou por profundas mudanças estruturais a partir do século XX (MACAÉ, 2022). O principal ponto de inflexão ocorreu na década de 1970, com a descoberta e a intensificação da exploração de petróleo na Bacia de Campos. A partir desse momento, a economia local, anteriormente baseada na agricultura, pesca e pequenas atividades industriais, passaram a se configurar como um polo nacional de referência para o setor energético, sediando importantes unidades operacionais, logísticas e de apoio técnico (MACAÉ, 2022).

O reaproveitamento da infraestrutura já existente, antes utilizada para o transporte de hidrocarbonetos, é uma estratégia para viabilizar tecnicamente e reduzir os custos de projetos de hidrogênio de baixo carbono (WILCOX et al., 2024). Alguns projetos globais já adotaram a reutilização de gasodutos existentes, como é o



caso de Países que participam do projeto European Hydrogen Backbone fazendo o transporte em pequenas frações junto ao gás natural. Esse método de reaproveitamento pode ser um ponto de interesse estratégico de empresas como a Petrobras, ao articular a agenda de descomissionamento offshore das instalações com a implantação de uma cadeia de hidrogênio de baixo carbono, capacitando mão de obra especializada para poder despoluir e remediar os impactos negativos. O reaproveitamento não apenas reduziria os custos de desinstalação, como também poderia contribuir para o meio socioambiental (WILCOX et al., 2024). A figura 04 apresenta o Estado do Rio de Janeiro, com destaque para a Mesorregião Norte Fluminense, região de interesse estratégico para projetos de baixo carbono.

REGIÃO NORTE FLUMINENSE – RJ

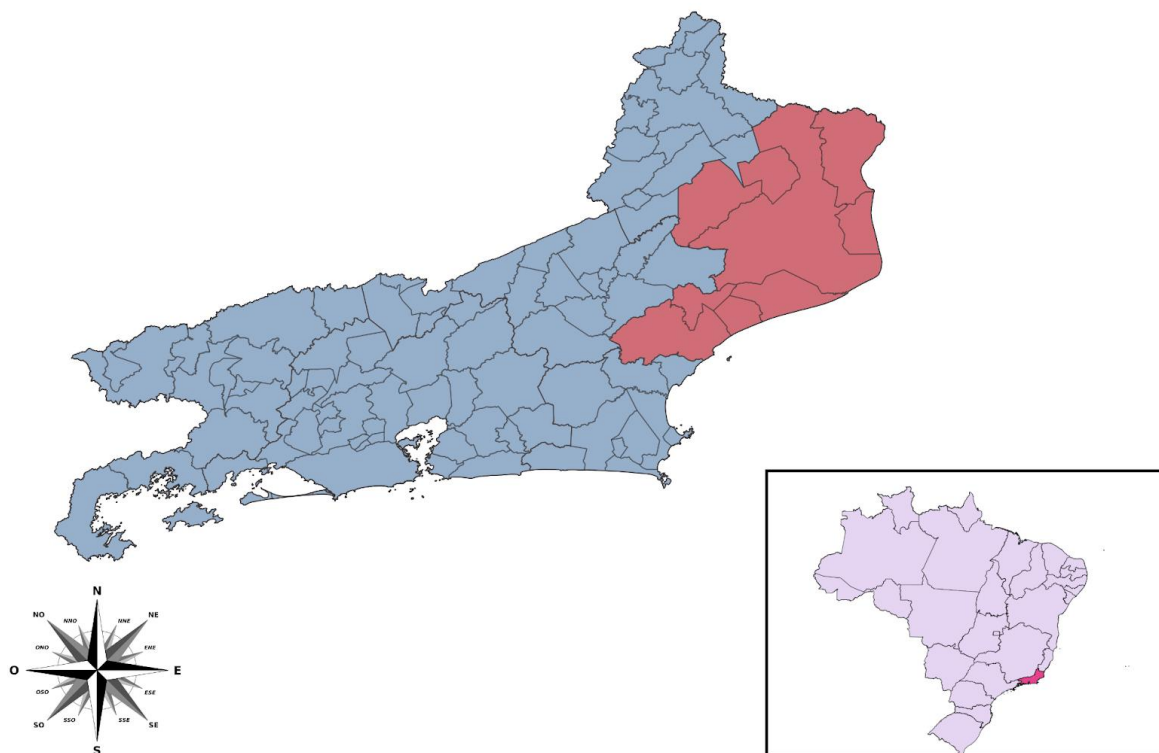


Figura 04: Mapa do Estado do Rio de Janeiro com destaque para a Mesorregião Norte Fluminense. Fonte: Elaboração própria, 2026.

A região Norte Fluminense se destaca como estratégica para a transição energética no Estado do Rio de Janeiro, especialmente no que se refere à adaptação da infraestrutura de gás natural para o transporte e armazenamento de hidrogênio. O Porto do Açu, localizado no município de São João da Barra, é um porto privado que tem investido em projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis, como eólica e solar, aproveitando os recursos naturais disponíveis na região. Sua infraestrutura foi projetada para permitir a implantação de novas tecnologias, favorecendo a integração de fontes renováveis ao sistema energético nacional (PORTO DO AÇU, 2025).

Além disso, a região Norte Fluminense abriga uma extensa rede de gasodutos com 101km de extensão e 20 metros de largura, transportando 10 milhões de m³/dia de gás natural (EPE, 2022). Essa malha dutoviária conecta ativos importantes, como o Terminal de Cabiúnas (TECAB/TEPOR), a Refinaria Duque de Caxias (REDUC) e o Polo Gaslub em Itaboraí, consolidando o estado como um hub logístico de gás natural e potencial vetor para a cadeia do hidrogênio (FIRJAN, 2021; EPE, 2023).



Assim, a infraestrutura instalada não apenas garante o escoamento do gás natural produzido nas diferentes rotas do pré-sal (Rotas 2, 3, 4b, 5b e 6b), figura 5, como também se configura como base de apoio para futuras adaptações voltadas ao hidrogênio, reforçando o papel do Norte Fluminense na transição energética brasileira (EPE, 2023; FIRJAN, 2021).

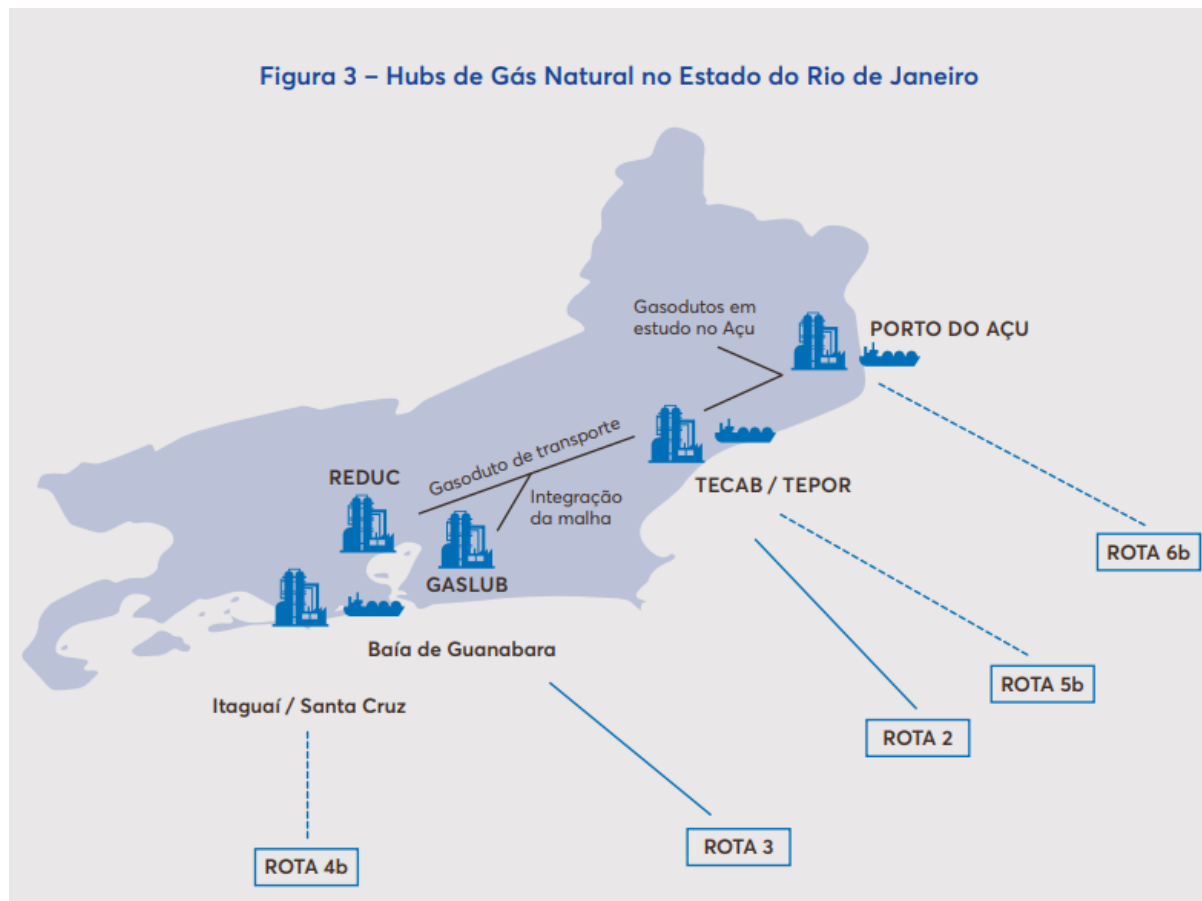


Figura 05: Infraestrutura de Gasodutos de transporte no Estado do Rio de Janeiro. Fonte: FIRJAN, 2021.

A imagem acima destaca a malha dutoviária já existente e os polos de processamento. A concentração de dutos nessa área reforça o seu potencial estratégico para a transição energética e a implantação de tecnologias de transporte e armazenamento de hidrogênio (EPE, 2019). Nesse contexto, dados oficiais da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis indicam um aumento contínuo na produção de gás natural no Brasil nos últimos 15 anos, evidenciando assim a dependência da população com relação ao combustível fóssil, como pode ser observado na tabela 03 (ANP, 2024).

Como pode ser observado na tabela 03, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento constante ao longo dos últimos 15 anos. Essa dependência reforça a relevância de estratégias de transição energética, como o aproveitamento do hidrogênio de baixo carbono, reduzindo o consumo de fontes fósseis e diversificando a matriz energética nacional.

No caso de Macaé, essa intensificação da produção tem desencadeado efeitos ambientais expressivos. Entre os principais impactos destacam-se a degradação das zonas costeiras e marinhas em decorrência das atividades offshore, incluindo vazamentos acidentais de óleo, descarte de efluentes e aumento do tráfego de embarcações, que afetam diretamente os ecossistemas costeiros e interferem nas atividades pesqueiras artesanais (IBAMA, 2019). Existe também a pressão sobre os recursos hídricos por conta do aumento populacional resultando em um maior consumo de água potável e maior transporte de sedimentos e



contaminantes para os corpos d'água, além do lançamento de esgoto doméstico e industrial sem tratamento adequado, podendo ocorrer a perda da qualidade hídrica (COSTA, 2018).

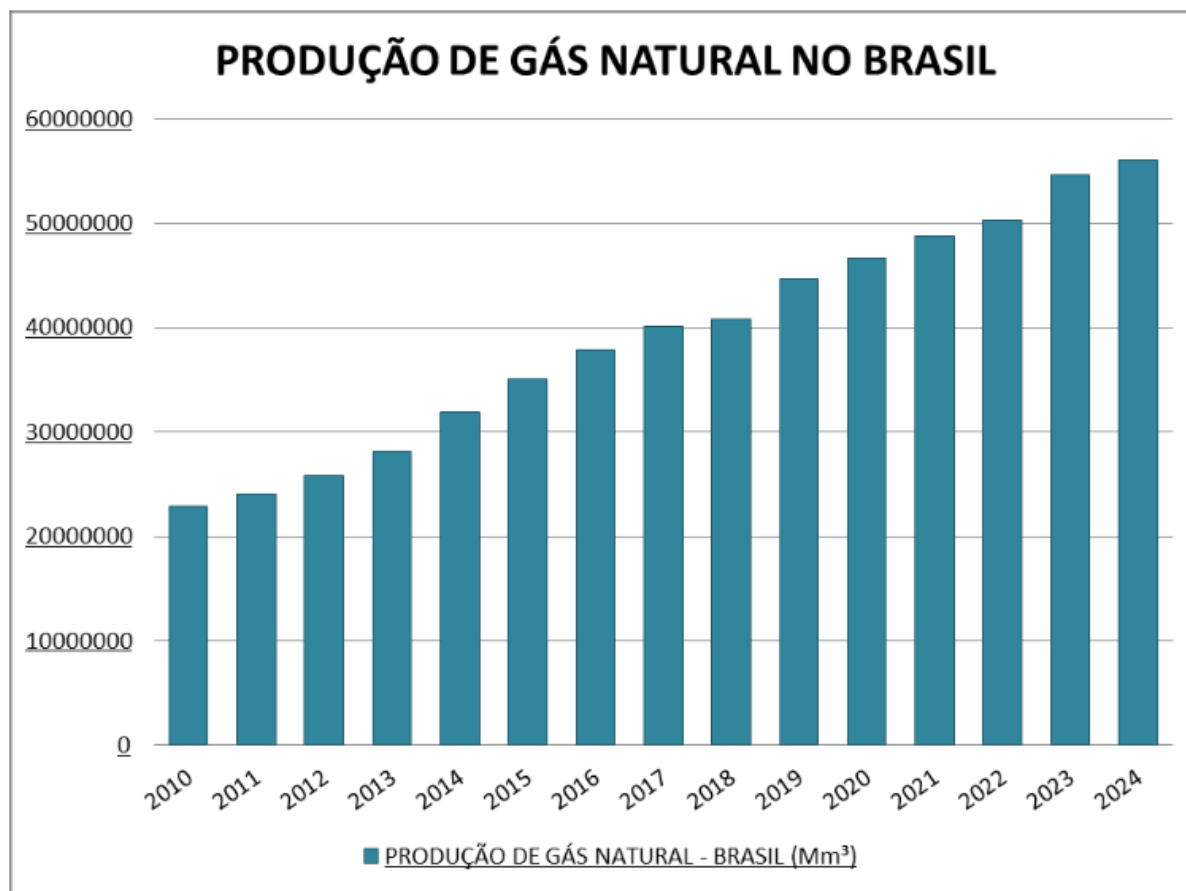


Tabela 03: Produção de Gás Natural no Brasil nos últimos 15 anos. Dados retirados do site da ANP, 2024, produção própria

Outro reflexo desse processo foi a supressão de vegetação nativa, principalmente restingas, e a fragmentação de habitats, ocasionando a perda da biodiversidade em áreas até então preservadas (MACAÉ, 2022). Por fim, todo esse processo de transformação de Macaé em um polo energético também contribuiu para a poluição atmosférica, devido à queima de gases e ao aumento de veículos pesados circulando por conta do crescente fluxo de prestadores de serviço associados ao setor de óleo e gás, fazendo com que se afete diretamente a população do entorno e o equilíbrio ecológico (IBAMA, 2019).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT) 2013-2022, as definições feitas na ocasião de traçar novas rotas para a implantação de dutos visa minimizar os impactos socioambientais ocasionados pelo processo, dando preferência a rotas próximas às estradas já existentes, evitando assim o desmatamento e a redução da supressão da vegetação nativa, além de serem áreas menos propensas à erosão (EPE, 2013). Da mesma forma, a etapa de armazenamento, que complementa a infraestrutura de transporte, deve ser planejada com igual rigor técnico e ambiental, visto que o hidrogênio precisa ser mantido sob condições específicas de pressão e temperatura para garantir sua viabilidade e segurança.

Com base no princípio de planejamento sustentável e o aproveitamento da infraestrutura existente, a região Norte Fluminense poderia se beneficiar da experiência europeia, adotando um modelo híbrido de infraestrutura, como é o caso de alguns países da Europa, utilizando a combinação da readaptação dos gasodutos existentes com o armazenamento subterrâneo de salinas e reservatórios desocupados. Visto a sua base sólida, essa configuração utilizaria de forma otimizada a estrutura já instalada reduzindo os gastos com implantação de



novas tubulações ao mesmo tempo que minimizam os impactos ambientais gerados. Contudo, é imprescindível que as intervenções venham acompanhadas de análises de riscos, planos de contingência e instrumentos de licenciamento ambiental de acordo com o contexto regional.

A economia do hidrogênio no Norte Fluminense depende da capacidade de integrar a infraestrutura já existente na região às novas demandas da transição energética. Por ter uma estrutura bem construída, caracterizada pela presença de grandes empreendimentos energéticos, portuários e industriais, como o Terminal Cabiúnas (TECAB), o Porto do Açú com extensa malha dutoviária juntamente com o Programa de Antecipação da Produção de Gás (PLANGAS), torna possível uma logística que pode ser aproveitada para o transporte e armazenamento do hidrogênio, reduzindo custos de implantação e minimização dos impactos ambientais decorrentes da construção de novos dutos (EPE, 2022; BRASIL, 2011).

No contexto regional, a adaptação dos gasodutos existentes desponta como uma alternativa mais viável a curto e médio prazo, seguindo as tendências de países europeus conforme os dados apresentados do *European Hydrogen Backbone* (2024). De acordo com Witkowski et. al (2018) a mistura controlada de hidrogênio ao gás natural, em concentrações de até 15%, pode ser feita sem grandes alterações na integridade estrutural dos dutos, contudo é necessário materiais adequados e monitoramento contínuo.

Na questão do armazenamento, a médio e longo prazo, uma das opções que vem como uma solução estratégica é o armazenamento subterrâneo (UHS). Por conta da geologia regional, pelas formações salinas e campos de gás natural esgotados na Bacia de Campos, a região apresenta condições favoráveis para o armazenamento seguro e em larga escala (CIOTTA et al., 2023). Essa abordagem reduziria os impactos e riscos associados ao armazenamento superficial e ao transporte de longas distâncias, além disso teria uma melhor estabilidade do fornecimento.

Contudo, a sua implementação requer avaliações ambientais e territoriais criteriosas, principalmente em áreas de alta sensibilidade ecológica, pois o risco de fragmentação de habitats, contaminação do solo, vazamento e pressão urbana sobre áreas de proteção podem ser desafios que devem ser mitigados por meio de planejamento estratégico, licenciamento ambiental preventivo e medidas de compensação ecológica (IBAMA, 2021; BRASIL, 1986).

Formas de armazenamento de hidrogênio

O estabelecimento de uma economia de hidrogênio no Brasil requer uma infraestrutura robusta e bem estruturada, capaz de atender as demandas de produção, armazenamento e distribuição em larga escala. Para que ocorra o desenvolvimento dessa tecnologia de forma sustentável no Norte Fluminense, minimizando os impactos gerados, devem ser realizados estudos minuciosos que contemplem as perspectivas técnicas, socioeconômicas e ambientais (GONÇALVES et al., 2025). A tabela 04 apresenta um comparativo das principais vantagens e desvantagens das tecnologias de transporte e armazenamento de hidrogênio, evidenciando os pontos críticos a serem considerados para a implementação dessa infraestrutura.



Tabela 04: Quadro comparativo das vantagens e desvantagens das tecnologias de transporte e armazenamento.

| QUADRO COMPARATIVO DAS TECNOLOGIA DE ARMAZENAMENTO: VANTAGENS X DESVANTAGENS | | | | |
|---|--|---|--|--|
| TECNOLOGIAS | DESCRIÇÃO | VANTAGENS | DESVANTAGENS | ESCALA RECOMENDADA |
| Gás comprimido | Armazenamento a 350-700 bar em cilindros ou tanques pressurizados | Flexibilidade logística: transporte rodoviário | Limite de volume, custo por quilograma elevado | Pequena e média escala |
| Hidrogênio gasoso em cavernas salinas | Injeção em formações geológicas profundas | Grande capacidade de armazenamento, segurança geológica | Necessidade de formações adequadas, investimento inicial elevado | Grande escala, armazenamento sazonal |
| Reservatórios depletados | Reaproveitamento de campos esgotados de petróleo e gás | Reaproveitamento de campos esgotados | Risco de integridade geológica, necessidade de avaliação sísmica | Grande escala |
| Microesferas de vidro | Armazenamento em microesferas de vidro porosas contendo H ₂ | Segurança elevada, pode operar em altas temperaturas, alta densidade de armazenamento | Tecnologia ainda experimental, baixa adsorção, necessidade de aquecimento para descarregar | Pesquisas e aplicações experimentais |
| MOF (<i>Metal-Organic Framework</i>) | Estruturas porosas que adsorvem H ₂ | Grande área de superfície, alta porosidade, potencial para alta densidade | Tecnologia ainda em desenvolvimento, custo elevado, baixa adsorção | Pesquisa avançada, previsão futura de média escala |
| Hidretos metálicos | Armazenamento por absorção química em metais | Alta densidade volumétrica, operação em baixa pressão | Massa elevada, cinética lenta, alto custo | Aplicações estacionárias e nichos específicos |
| Hidrogênio líquido em tanques criogênicos | Arrefecimento a -253°C, armazenados em tanques isolados | Armazenamento em pontos fixos, maior densidade energética | Custo elevado, isolamento térmico rigoroso, perdas por boil-off | Média e grande escala (Terminais portuários, exportação) |

Fonte: Autoria própria, dados retirados de IEA (2019); IBAMA (2021); SHARMA et al. (2023); YANG et al. (2023); CHEN (2025).



Fragilização por hidrogênio

Com o crescimento do interesse global no hidrogênio como vetor energético, surgem também desafios significativos relacionados à sua cadeia logística, especialmente nos processos de transporte e armazenamento. O hidrogênio necessita de equipamentos e procedimentos para o seu manejo. Por ser um gás muito leve pode acabar se propagando em alguns materiais, sendo de extrema importância a escolha dos materiais para os dutos para que não ocorra a falha dos mesmos (IEA, 2019).

Um dos principais riscos técnicos associados a essas etapas diz respeito à exposição prolongada de materiais metálicos a ambientes de alta pressão contendo hidrogênio, condição que pode comprometer a integridade estrutural dos dutos. Esse fenômeno, conhecido como fragilização por hidrogênio (*Hydrogen Embrittlement* – HE), resulta na perda de ductilidade, favorece a nucleação e propagação de trincas e, conseqüentemente, reduz a vida útil dos gasodutos, aumentando a probabilidade de falhas por fadiga (LIU et al., 2023).

Segundo Liu et al. (2023), a fragilização por hidrogênio pode ocorrer por três mecanismos distintos: (i) fragilização interna por hidrogênio (*Internal Hydrogen Embrittlement* – IHE), (ii) fragilização induzida pelo ambiente (*Hydrogen Environment Embrittlement* – HEE) e (iii) fragilização por reação com hidrogênio (*Hydrogen Reaction Embrittlement* – HRE). Os impactos por fragilização podem gerar sérios danos ao meio ambiente. A perda de tenacidade e resistência à fratura pode acabar gerando trincas e fissuras culminando em falhas, vazamentos e até mesmo explosões, podendo ser agravado principalmente em gasodutos, por se tratar de uma extensão maior que dificulta a fiscalização constante (NAQUASH et al., 2022).

Adicionalmente, o estudo de Liu et al. (2023) destaca que, embora aços de alta resistência como os graus API X70 e X80 sejam amplamente considerados promissores para o transporte de hidrogênio em longas distâncias, esses materiais demonstram maior susceptibilidade à fragilização por hidrogênio quando comparados a ligas metálicas de menor resistência. Tal característica exige atenção no processo de seleção de materiais, bem como no desenvolvimento de estratégias de mitigação que visem garantir a segurança e a durabilidade das infraestruturas associadas.

A suscetibilidade de materiais metálicos utilizados em dutos, como é o caso do API 5L X80, evidência a necessidade de um controle mais rigoroso das condições operacionais (BALLESTEROS et al., 2012). Além da fragilização, a corrosão ocorre principalmente em ambientes de solo, que podem conter microorganismos que influenciam a degradação do aço (QUEIROZ et al., 2016). Solos argilosos tendem a ser mais agressivos para as tubulações do que solos arenosos, o que acaba influenciando a integridade dos materiais (GONÇALVES et al., 2025).

Com o aumento do interesse no hidrogênio na transição energética houve um aumento nas pesquisas de aprimoramento dos materiais utilizados nas tubulações. Atualmente vem sendo estudadas ligas mais resistentes ao hidrogênio e compostos metálicos para tanques pressurizados, visando à resistência mecânica e à difusão de hidrogênio (NAQUASH et al., 2022).

Riscos à saúde e a segurança

Com a Revolução Industrial e os avanços na tecnologia, a intensificação de acidentes e doenças profissionais se mostraram presentes, sendo necessário o surgimento de medidas preventivas. O gerenciamento de riscos é de fundamental importância para garantir a integridade física dos trabalhadores, a preservação da sustentabilidade do meio ambiente (RUPPENTHAL, 2023).

A necessidade de expansão da malha de dutos de transmissão vem se tornando cada vez mais evidente, sendo necessária à sua implementação também em áreas populosas. A regulamentação referente a dutos de transmissão era concentrada principalmente nas questões técnicas como a parte de construção, operação e



manutenção, ocorrendo a negligência em outros setores como o impacto gerado por conta das decisões no uso e ocupação do solo e na segurança pública além de oferecer riscos à população podendo aumentar a vulnerabilidade dos dutos a danos externos por conta de escavações acidentais (TRANSPORTATION RESEARCH BOARD, 2004).

Contudo o gás H_2 como substância não apresenta toxicidade nem riscos à saúde humana, sob condições normais. Contudo possui alto risco de inflamabilidade e explosão, fatores críticos para a segurança operacional. O H_2 quando em contato com ar é altamente inflamável. Já o hidrogênio líquido refrigerado (em estado criogênico) pode causar queimaduras graves por congelamento (PUBCHEM, 2025).

Com isso, a análise de risco pode ser feita através de inspeções de segurança, investigação de acidentes e a construção de fluxogramas, buscando detectar irregularidades, identificar as causas dos acidentes, para propor medidas corretivas e evitar a reincidência do acidente, e os fluxogramas ajudam a mapear os processos e identificar os pontos críticos (RUPPENTHAL, 2023).

Os riscos empresariais podem ser classificados em riscos especulativos tendo o risco de perdas ou ganhos, e os riscos puros, onde somente tem as perdas, podendo afetar as propriedades, às pessoas e o meio ambiente (RUPPENTHAL, 2023).

De acordo com os dados analisados no relatório *Transmission pipelines and use: A risk-informed approach - Special report 28* (TRANSPORTATION RESEARCH BOARD, 2004) entre os anos 1999 e 2001 os principais causadores de acidentes eram as falhas de construção, corrosão, falhas operacionais e danos por terceiros por conta de escavações, sendo este último responsável por cerca de 24% dos incidentes em dutos de gás natural.

Resultados e Discussão

A partir das análises realizadas, observa-se que a economia do hidrogênio no Brasil ainda se encontra em fase emergente, embora apresente potencial estratégico em regiões historicamente estruturadas pelo setor energético, como o Norte Fluminense. A revisão bibliográfica e documental sobre transporte e armazenamento de hidrogênio permitiu identificar elementos centrais que influenciam a viabilidade técnica, os desafios tecnológicos e os impactos socioambientais envolvidos na transição para uma economia de baixo carbono.

Desde a década de 1970, a cidade de Macaé e municípios adjacentes se consolidaram como um importante pólo energético nacional em razão da expansão da indústria do petróleo e gás, com efeitos diretos sobre a infraestrutura urbana, dinâmica econômica e configuração territorial (MACAÉ, 2022; FONTOURA et al., 2023). A malha dutoviária, de aproximadamente 101 km de extensão e transporte diário de cerca de 10 milhões de metros cúbicos de gás natural, constitui componente essencial desse sistema. Embora essa malha apresente potencial para adaptação ao transporte de hidrogênio, tal conversão exige a consideração cuidadosa de riscos técnicos, como a fragilização de materiais e a necessidade de padrões rigorosos de segurança operacional (EPE, 2022).

Projeções internacionais indicam que a produção de hidrogênio limpo poderá alcançar entre 18 e 48 milhões de toneladas anuais até 2030, dependendo do avanço tecnológico e do grau de comprometimento das políticas públicas (MCKINSEY & COMPANY, 2024).

Quanto ao armazenamento, sistemas baseados em tanques pressurizados ou criogênicos apresentam eficiência elevada, com taxas de descarga que podem atingir até 99% (IEA, 2019). No entanto, as limitações intrínsecas ao hidrogênio, cuja densidade energética corresponde a cerca de 15% da gasolina, exigem volumes até sete vezes maiores para armazenar a mesma quantidade de energia, o que impõe restrições logísticas relevantes. Por essa razão, soluções subterrâneas em larga escala, como cavernas de sal e reservatórios esgotados de petróleo e gás, têm ganhado destaque. Por reunirem segurança operacional, robustez técnica e viabilidade



econômica. O uso de cavernas de sal apresenta histórico consolidado desde as décadas de 1970 e 1980 em países como Reino Unido e Estados Unidos, sobretudo no setor químico (IEA, 2019).

No que se refere ao transporte por dutos, a fragilização por hidrogênio (*hydrogen embrittlement* – HE) representa um dos principais desafios técnicos. Ligas metálicas de alta resistência — como os aços API X70 e X80 — podem apresentar perda de ductilidade e maior propensão ao aparecimento de trincas internas quando expostas ao hidrogênio, comprometendo sua integridade estrutural (LIU et al., 2023; NAQUASH et al., 2022). Além disso, acidentes em dutos de gás natural são frequentemente associados a corrosão, falhas construtivas, escavações não autorizadas e ausência de manutenção preventiva, reforçando a necessidade de inspeção contínua e tecnologias de monitoramento avançado (TRANSPORTATION RESEARCH BOARD, 2004; RUPPENTHAL, 2023).

A avaliação dos impactos socioambientais relacionados à infraestrutura energética da região Norte Fluminense evidencia a necessidade de uma abordagem integrada ao planejamento territorial. A expansão das atividades industriais e da malha de dutos em Macaé resultou em degradação de áreas costeiras, fragmentação de ecossistemas, contaminação de corpos hídricos e aumento da poluição atmosférica, segundo diversos estudos e relatórios institucionais (COSTA, 2015; 2018; 2019). Assim, eventuais ampliações da infraestrutura voltada ao hidrogênio devem estar alinhadas às diretrizes do Plano de Expansão da Malha de Transporte (PEMAT), incorporando medidas de controle de erosão, supressão vegetal seletiva e proteção de áreas ambientalmente sensíveis (EPE, 2013).

Em síntese, os resultados indicam que a viabilidade da implantação de uma cadeia do hidrogênio na região depende tanto do amadurecimento das tecnologias de produção, armazenamento e transporte quanto de uma gestão territorial integrada, orientada pela mitigação de impactos socioambientais e pela segurança das infraestruturas existentes.

Conclusão

O presente artigo teve como finalidade identificar e avaliar os impactos ambientais, sociais e socioeconômicos decorrente da implantação de infraestrutura de transporte e armazenamento de hidrogênio no Norte Fluminense. A partir do panorama internacional e nacional apresentado é possível estabelecer uma base comparativa das análises técnicas realizadas em diferentes países. Pelo levantamento dos artigos científicos voltados a área do hidrogênio pode ser visto um crescimento exponencial ao longo dos anos, principalmente após o ano de 2020, contudo ainda carece de artigos em áreas específicas como a fragilização por hidrogênio e artigos voltados aos impactos por conta da construção de infraestrutura na região Norte Fluminense.

A presente investigação permitiu identificar e articular os principais fatores técnicos, ambientais e socioeconômicos que condicionam a viabilidade da implementação de uma infraestrutura voltada ao transporte e armazenamento de hidrogênio na região Norte Fluminense. A análise integrada dos dados evidencia que, embora o território apresente vantagens logísticas e estruturais, a transição para uma economia baseada em hidrogênio requer uma abordagem multissetorial, fundamentada em critérios científicos, tecnológicos e normativos.

Destaca-se, nesse sentido, o potencial logístico da região, favorecido por uma infraestrutura energética já consolidada, proximidade com centros consumidores estratégicos e um histórico de desenvolvimento técnico-industrial associado à cadeia do petróleo e gás. Todavia, a viabilização dessa nova matriz exige investimentos significativos na atualização de dutos e na reconfiguração de sistemas operacionais. A substituição ou adaptação de materiais e equipamentos, além da qualificação técnica dos profissionais envolvidos, torna-se condição indispensável para assegurar a integridade dos ativos e a eficiência operacional.



Entre os riscos analisados, a fragilização por hidrogênio (*hydrogen embrittlement* – HE) desponta como um dos aspectos críticos, principalmente pela facilidade do hidrogênio de penetrar no interior de estruturas metálicas. O fenômeno conhecido como permeação atômica ocorre quando as moléculas de hidrogênio se dissociam na superfície metálica penetrando na microestrutura, se acumulando em regiões de alta tensão, o que contribui para o surgimento de microfissuras, contribuindo para a fragilização por hidrogênio (LIU et al., 2023).

Essa condição impõe a necessidade de adoção de materiais de alta resistência, bem como da implementação de planos robustos de inspeção, manutenção preditiva e gestão de riscos, em conformidade com padrões internacionais de segurança e com as recomendações técnicas da literatura especializada (LIU et al., 2023; NAQUASH et al., 2022).

No que se refere ao armazenamento, as soluções geológicas despontam como alternativas estratégicas à escala industrial. O uso de cavernas salinas e reservatórios exauridos, já testado em países como Estados Unidos e Reino Unido desde meados do século XX (IEA, 2019), oferece vantagens significativas em termos de estabilidade térmica, custo-benefício e menor ocupação da superfície, além de garantir maior segurança operacional frente às limitações volumétricas dos métodos convencionais de alta pressão e criogenia.

Contudo, a expansão dessa infraestrutura exige atenção redobrada aos impactos socioambientais decorrentes. A região Norte Fluminense, especialmente a cidade de Macaé, já apresenta um histórico de degradação ambiental vinculado à exploração de petróleo e gás, incluindo contaminação de corpos hídricos, fragmentação de habitats naturais e sobrecarga em áreas urbanas e costeiras (COSTA, 2015; 2018; 2019). A inserção de novas rotas de dutos e unidades de armazenamento deve, portanto, respeitar os princípios do desenvolvimento sustentável, assegurando o cumprimento das diretrizes legais estabelecidas, como a Resolução CONAMA n.º 001/1986, e os parâmetros definidos por órgãos reguladores como a ANP, o IBAMA e a EPE (EPE, 2013).

Frente a esse panorama, recomenda-se:

- A realização de ensaios técnicos laboratoriais e em campo, voltados à avaliação da fragilização por hidrogênio nos dutos existentes na região;
- O incentivo ao desenvolvimento e aplicação de materiais metálicos ou compósitos com alta resistência à permeação e degradação por hidrogênio;
- O planejamento de rotas de transporte que priorizem áreas já antropizadas e evitem zonas de preservação permanente, respeitando as particularidades ambientais e sociais locais;
- A exigência de estudos de impactos ambientais consistentes e participativos nos processos de licenciamento, contemplando de maneira integrada os aspectos sociais, ecológicos e ocupacionais dos empreendimentos;
- A implementação de rotinas contínuas de monitoramento, capacitação técnica, elaboração de protocolos operacionais e estratégias de resposta a emergências, com foco na prevenção de acidentes e proteção da saúde humana e ambiental.

De acordo com a literatura analisada, instituições que são responsáveis pela infraestrutura dos dutos, como órgãos reguladores, empresas operadoras e centros de pesquisa, devem promover ensaios técnicos, laboratoriais e em campo voltados à avaliação da fragilização por hidrogênio. Tais recomendações não integram o escopo metodológico desta pesquisa, de caráter exclusivamente exploratório-descritiva, mas refletem lacunas técnicas identificadas ao longo da pesquisa.



Além disso, a existência de reservatórios de hidrogênio natural na região Norte Fluminense vem sendo avaliada, oferecendo potencial para exploração local com custos reduzidos e contribuindo para a aceleração da transição energética (ARROUVEL, 2025).

Nesse contexto, a integração entre inovação tecnológica, planejamento territorial e justiça ambiental mostra-se essencial para que o hidrogênio cumpra seu papel como vetor de desenvolvimento sustentável, sobretudo em regiões historicamente marcadas pela exploração intensiva de recursos naturais.

Conclui-se que o Norte Fluminense reúne condições técnicas, logísticas e estratégicas adequadas à consolidação como um dos principais polos da economia do hidrogênio no país, possibilitando a introdução gradual da cadeia do hidrogênio. A integração entre a adaptação dos dutos existentes, a construção de dutos dedicados, o armazenamento subterrâneo e o suporte portuário representam uma oportunidade significativa para o desenvolvimento regional sustentável. Contudo, a adoção dessas tecnologias requer planejamento integrado, considerando as características ambientais e sociais do território, especialmente a presença de ecossistemas sensíveis e comunidades em áreas de influência direta. A transição para a economia do hidrogênio dependerá da articulação entre o setor público, produtivo, acadêmico e sociedade civil, garantindo que o avanço ocorra de forma segura, participativa e ambientalmente responsável.

Adicionalmente, a consolidação dessa infraestrutura exigirá o fortalecimento da governança e do arcabouço regulatório voltado ao hidrogênio, sendo necessário o desenvolvimento de diretrizes específicas para o transporte e armazenamento em larga escala. Tais diretrizes devem contemplar aspectos como a segurança operacional e ambiental, processos de licenciamento ambiental e o monitoramento integrado das atividades.

Referências

Agência Nacional do Petróleo, gás natural e biocombustíveis (ANP). Reservas nacionais de petróleo e gás natural. Brasília: ANP, c2024. Acesso em: 15 jun. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural>.

Almaraz SDL, Kocsis T, Azzaro-Pantel C, Szántó ZO 2024. Identifying social aspects related to the hydrogen economy: Review, synthesis, and research perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy* 49: 601-618.

Arrouvel C 2025. Natural hydrogen exploration in Brazil: From theory to fieldwork case studies. In Rezaee, R., and Evans, B. J. (Eds.), *Natural hydrogen systems: Properties, occurrences, generation mechanisms, exploration, storage and transportation*. De Gruyter, pp. 417-446.

Australian Government. Building regional hydrogen hubs. Canberra: Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water, c2025. Acesso em: 15 dez. 2025. Disponível em: <https://www.dcceew.gov.au/energy/hydrogen/building-regional-hydrogen-hubs>

Australian trade and investment commission. New 6 GW plant in Western Australia to spearhead hydrogen exports. Canberra: Austrade, c2024. Acesso em: 15 dez. 2025. Disponível em: <https://international.austrade.gov.au/en/news-and-analysis/success-stories/new-6-gw-plant-in-western-australia-to-spearhead-hydrogen-exports>.



Australian Government. Port Bonython hydrogen hub to boost Australia's hydrogen industry. Canberra: Prime Minister of Australia, c2023. Acesso em: 15 dez. 2025. Disponível em: <https://www.pm.gov.au/media/port-bonython-hydrogen-hub-boost-australias-hydrogen-industry>.

Bahia. Com investimento total de US\$1,5 bilhão, Bahia terá primeiro projeto de hidrogênio verde em escala industrial no Brasil. Salvador: Governo da Bahia, 2023. Acesso em: 15 jan. 2026. Disponível em: <https://www.ba.gov.br/comunicacao/2023/01/noticias/com-investimento-total-de-us-15-bilhao-bahia-tera-primeiro-projeto-de-hidrogenio-verde-em-escala-industrial-no-brasil>.

Ballesteros AF, Bott IS, Ponciano JAC 2012. Evaluation of the susceptibility to sulphide stress corrosion cracking and hydrogen embrittlement of API 5L X80 girth welds steel manufactured in Brazil. ION 25: 7–15.

Brasil. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). Resolução nº 001, de 23 de janeiro de 1986. Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 1986. Acesso em: 13 jun. 2025. Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/sophia/cnia/legislacao/MMA/RE0001-230186.PDF>.

Brasil. Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC) Projeto de hidrogênio verde vai operar no Piauí, em Parnaíba, 2025. Acesso em: 15 set. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/noticias/2025/marco/projeto-de-hidrogenio-verde-vai-operar-no-piaui-em-parnaiba>.

Chen G, Liang D, Kang Z, Fan S, Zhou X 2025. Review of Hydrogen Storage in Solid-State Materials. Energies 18 (11): 2930. Acesso em: 12 dez. 2025. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/11/2930>.

Giotta MR, Tassinari CCG, Zacharias LGL, Van Der Zwaan B, Peyerl D 2023. Hydrogen storage in depleted offshore gas fields in Brazil: potential and implications for energy security. International Journal of Hydrogen Energy 48 (100): 39967–39980.

Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES). Portal de Periódicos da CAPES [s.d.]. Acesso em: 27 mar. 2026. Disponível em: <https://www.periodicos.capes.gov.br/>

Costa MBR, Barbosa FAR 2018. Impactos ambientais da exploração de petróleo na região de Macaé-RJ: desafios e perspectivas. Cadernos de Geociências 10 (1): 75-90. Acesso em: 15 jun. 2025. Disponível em: <https://www.macaee.rj.gov.br/midia/conteudo/arquivos/1574421486.pdf>.

CSIRO. HyResource – Hydrogen Knowledge Centre. CSIRO/HyResource, c2022. Acesso em: 28 nov. 2025. Disponível em: <https://research.csiro.au/hyresource/>.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). PIG 2022 - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte, c2022. Acesso em: 12 dez. 2025. Disponível em: <https://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/petroleo-gas->

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Relatório PEMAT 2013–2022: Plano de Expansão de Malha de Transporte de Gás Natural, c2013. Acesso em: 15 jun. 2025. Disponível em: https://iema.es.gov.br/Media/iema/CQAI/EIA/2005/Gasoduto%20CacimbasCatu/25_II_02_Caracterizacao_Empreendimento-1.pdf.



Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Mapa da Infraestrutura de Gasodutos de Transporte no Brasil [s.d.]. Acesso em: 28 set. 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/mapa-da-infraestrutura-de-gasodutos-de-transporte-no-brasil>.

European Hydrogen Backbone (EHB). European Hydrogen Backbone: Boosting EU Resilience and Competitiveness, c2024. Acesso em: 28 set. 2025. Disponível em: <https://ehb.eu/newsitems#new-ehb-publication-european-hydrogen-backbone-boosting-eu-resilience-and-competitiveness>.

European Hydrogen Backbone (EHB). Country-Specific Developments, c2026. Acesso em: 28 jan. 2026. Disponível em: <https://ehb.eu/page/country-specific-developments>.

European Hydrogen Backbone (EHB). Country narratives – hydrogen infrastructure development in individual countries. EHB – European Hydrogen Backbone, c2025. Acesso em: 01 out. 2025. Disponível em: <https://ehb.eu/page/country-specific-developments>.

Federação das Indústrias do Rio de Janeiro (FIRJAN). Potencial de geração de energia no Norte Fluminense. Acesso em: 13/02/2025. Disponível em: <https://firjan.com.br/pagina-inicial.htm>.

Fortescue. Projeto Pecém de hidrogênio verde no Brasil. Brasil: Ceará, c2025. Acesso em: 12 nov. 2025. Disponível em: <https://brasil.fortescue.com/pt/our-projects/brazil-project-pecem>.

Governo do Piauí. Green Energy Park assina contrato de colaboração com líder global para projeto de H2V no Piauí. Piauí: Governo do Piauí, c2024. Acesso em: 04 dez. 2025. Disponível em: <https://www.pi.gov.br/green-energy-park-assina-contrato-de-colaboracao-com-lider-global-para-projeto-de-h2-v-no-piaui/>.

Governo do Ceará. Superintendência Estadual do Meio Ambiente (SEMASE). Hidrogênio verde: primeira resolução de licenciamento ambiental do país é aprovada pelo Coema do Ceará. Ceará: Governo do Estado do Ceará, c2022. Acesso em: 12 out. 2025. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2022/02/11/hidrogenio-verde-primeira-resolucao-de-licenciamento-ambiental-do-pais-e-aprovada-pelo-coema-do-ceara/>.

Government of South Australia. Hydrogen in South Australia. Adelaide: Department for Energy and Mining, c2025. Acesso em: 15 dez. 2025. Disponível em: <https://www.energymining.sa.gov.au/industry/hydrogen-and-renewable-energy/hydrogen-in-south-australia>.

Governo do Ceará. Hidrogênio verde: Governo do Ceará avança para instalação de empreendimento que deve gerar quase 9 mil empregos. Ceará, c2025. Acesso em: 01 out. 2025. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2025/06/19/hidrogenio-verde-governo-do-ceara-avanca-para-instalacao-de-empreendimento-que-deve-gerar-quase-9-mil-empregos/>.

Green Energy Park Piauí (GEP-PIAUI). Green Energy Park Piauí: produção de hidrogênio verde. GEP Piauí, c2025. Acesso em: 22 out. 2025. Disponível em: <https://gep-piaui.com/>.

H2MED. H2med – Europe’s first major green hydrogen corridor. H2med, [s.d.]. Acesso em: 01 dez. 2025. Disponível em: <https://h2medproject.com/>.



Hydrogen Council. Hydrogen Insights 2024: An update on the global hydrogen economy. Brussels: Hydrogen Council, 2024. Acesso em: 21 jul. 2025. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2024/>.

Hydrogen Council. Hydrogen scaling up: A sustainable pathway for the global energy transition. Brussels, 2017. 78 p. Acesso em: 27 ago. 2025. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-scaling-up/>.

HYUNDAI. Hyundai Hydrogen Energy — Hyundai Heavy Industries signs agreement on building 1st Liquid-Hydrogen Carrier in Korea. Hyundai, c2025. Acesso em: 01 dez. 2025. Disponível em: <https://www.hyundai.com/worldwide/en/newsroom/detail/0000001054>.

International Energy Agency (IEA). The future of hydrogen: seizing today's opportunities. Paris: IEA, c2019. Acesso em: 27 jun. 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.

International Energy Agency (IEA). Global Hydrogen Review 2024 – Executive Summary. Paris: International Energy Agency, c2024. Acesso em 19 nov. 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/executive-summary>.

International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable capacity statistics 2023. Abu Dhabi: IRENA, c2023. Acesso em: 27 mar. 2026. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2023>

Korea Gas Corporation (KOGAS). Korea: KOGAS, [s.d.]. Acesso em: 01 dez. 2025. Disponível em: <https://www.kogas.or.kr/site/eng/1030501000000>.

Li Y, Sun Z, Zhang H, Liu Y 2022. Risk analysis of hydrogen leakage and explosion in hydrogen energy systems. *Energies* 15 (3): 1032. Acesso em: 28 out. 2025. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/3/1032>.

Liu J, Zhao M, Rong L 2023. Overview of hydroge-resistant alloys for high-pressure hydrogen environment: on the hydrogen energy structural materials. *Clean Energy* 7 (1): 99–115. Acesso em: 23 jul. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1093/ce/zkad009>.

Mckinsey & Company. Insights sobre o hidrogênio – setembro de 2024. Hydrogen Council, c2024. Acesso em: 23 jul. 2025. Disponível em: <https://www.hydrogencouncil.com>.

Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS). Petrobras vai construir sua primeira planta para produção de hidrogênio renovável. Agência Petrobras, c2024. Acesso em: 24 nov. 2025. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/inovacao/petrobras-vai-construir-sua-primeira-planta-para-producao-de-hidrogenio-renovavel>.

Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS). Petrobras investirá R\$ 20 milhões em pesquisas sobre hidrogênio natural. Agência Petrobras, c2024. Acesso em: 26 nov. 2025. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/sustentabilidade/petrobras-investira-r-20-milhoes-em-pesquisas-sobre-hidrogenio-natural>.



Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS). Plano de Antecipação da Produção de Gás – PLANGAS: Estudo de Impacto Ambiental do Terminal de Cabiúnas (TECAB). Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2011. Acesso em: 8 out. 2025. Disponível em: <https://acrobat.adobe.com/id/urn:aaid:sc:US:f072965f-adcf-4b92-b0d2-f9af8f594806>.

PORTO DO AÇU. Indústrias de baixo carbono. Porto do Açú, [s.d.]. Acesso em: 9 ago. 2025. Disponível em: <https://portodoacu.com.br/industrias-de-baixo-carbono/>.

PUBCHEM. Hydrogen — PubChem Compound Database [s.d.]. Acesso em: 09 dez. 2025. Disponível em: <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Hydrogen>.

Royal Society of Chemistry (RSC). Hydrogen. [s.d.]. Acesso em: 28 mar. 2026. Disponível em: <https://periodic-table.rsc.org/element/1/hydrogen>.

RUPPENTHAL JE. Gerenciamento de riscos. Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria; Colégio Técnico Industrial de Santa Maria; Rede e-Tec Brasil, 2013. 120 p. Acesso em: 01 mai. 2025. Disponível em: https://www.academia.edu/24633727/Gerenciamento_de_Riscos_2013_Santa_Maria_RS?auto=download

Sharma GD, Verma M, Taheri B, Chopra R, Parihar JS 2023. Socio-economic aspects of hydrogen energy: An integrative review. *Technological Forecasting & Social Change* 192: 122574. Acesso em: 13 fev. 2025. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040162523002597>

SOUTH2 Corridor. The SouthH₂ Corridor – Our Connection for a Clean Future. SouthH₂ Corridor, [s.d.]. Acesso em: 04 dez. 2025. Disponível em: <https://www.south2corridor.net/>.

Transportation Research Board. Transmission Pipelines and Land Use: A Risk-Informed Approach. Special Report 281. Washington, D.C. The National Academies Press, c2004. Acesso em: 10 jul. 2025. Disponível em: <https://onlinepubs.trb.org/onlinepubs/sr/sr281.pdf>.

Witkowski A, Rusin A, Majkut M, Stolecka-Antczak K 2018. Analysis of compression and transport of the methane/hydrogen mixture in existing natural gas pipelines. *International Journal of Pressure Vessels and Piping* 166: 24-34.

Yang X, Li W, Zhang J, Hou Q 2023. Hydrogen Storage Performance of Mg/MgH₂ and Its Improvement Measures: Research Progress and Trends. *Materials*, Basel 16 (1587): 1-35.

Zakeri B, Paulavets K, Barreto-Gomez L, Echeverri LG, Pachauri S, Boza-Kiss B, Zimm C, Rogelj J, Creutzig F, Ürge-Vorsatz D 2022. Pandemic, War, and Global Energy Transitions. *Energies* 15 (17): 6114.