

RAÍZES E PERSPECTIVAS DO HIDROGÊNIO VERDE: ORIGENS HISTÓRICAS DO INTERESSE NO HIDROGÊNIO COMO VETOR ENERGÉTICO E OS DESAFIOS PARA A VIABILIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DO HIDROGÊNIO VERDE**ROOTS AND PERSPECTIVES OF GREEN HYDROGEN: HISTORICAL ORIGINS OF INTEREST IN HYDROGEN AS AN ENERGY SOURCE AND THE CHALLENGES TO MAKING THE GREEN HYDROGEN INDUSTRY VIABLE****RAÍCES Y PERSPECTIVAS DEL HIDRÓGENO VERDE: ORÍGENES HISTÓRICOS DEL INTERÉS POR EL HIDRÓGENO COMO FUENTE DE ENERGÍA Y LOS DESAFÍOS PARA HACER VIABLE LA INDUSTRIA DEL HIDRÓGENO VERDE**

10.56238/revgeov16n5-173

Luís Guilherme Tavares Santos

Mestrando em Direito

Instituição: Universidade Federal do Piauí

E-mail: luis.tavares@ufpi.edu.br

Orcid: <https://orcid.org/0000-0002-9806-9051>Lattes: <http://lattes.cnpq.br/6445600439303027>**Sebastião Patrício Mendes da Costa**

Pós-doutorado em Direito Civil e Filosofia do Direito

Instituição: Universität Augsburg - Alemanha

E-mail: sebastiaocosta@ufpi.edu.br

Orcid: <https://orcid.org/0000-0002-2821-1235>Lattes: <http://lattes.cnpq.br/6810023102929766>**RESUMO**

O artigo investiga as origens e as perspectivas do Hidrogênio Verde, abordando desde o interesse histórico na utilização do hidrogênio como vetor energético até sua redescoberta sob novas cores (Hidrogênio Verde) e as barreiras à sua viabilização como instrumento de transição energética. O estudo analisa como o hidrogênio pode contribuir para a redução de emissões e a descarbonização do modelo econômico global, medidas essenciais ao enfrentamento da crise climática e ambiental contemporânea. Adota-se metodologia descritiva e qualitativa, baseada em premissas jurídico-teóricas e em literatura especializada que inclui produções científicas, normas, precedentes jurisprudenciais e relatórios técnicos pertinentes. O artigo é estruturado em duas seções, cada uma com foco em uma dimensão, histórica e prospectiva, do processo de inserção do Hidrogênio Verde na matriz energética global, buscando justificar tanto as origens do interesse quanto os desafios de sua consolidação na transição energética.

Palavras-chave: Hidrogênio Verde. Energias Renováveis. Transição Energética. Desenvolvimento Sustentável.**ABSTRACT**

The article explores the origins and prospects of Green Hydrogen, tracing the historical interest in hydrogen as an energy carrier and its recent rediscovery under new colors (Green Hydrogen). It examines the barriers to its implementation as an instrument of energy transition, as well as its potential to reduce emissions and promote the decarbonization of the global economic model, essential measures to address the current climate and environmental crisis. The study adopts a descriptive and qualitative research methodology, grounded in legal-theoretical premises and a specialized body of literature that includes scientific works, legal norms, judicial precedents, and technical reports. The article is divided into two sections, each focusing on a distinct dimension, historical and prospective, of Green Hydrogen's integration into the global energy matrix, explaining both the origins of interest and the challenges of its consolidation within the energy transition process.

Keywords: Green Hydrogen. Renewable Energy. Energy Transition. Sustainable Development.

RESUMEN

Este artículo investiga los orígenes y perspectivas del hidrógeno verde, abordando desde el interés histórico en su uso como vector energético hasta su redescubrimiento bajo nuevas denominaciones (hidrógeno verde) y las barreras para su viabilidad como instrumento de transición energética. El estudio analiza cómo el hidrógeno puede contribuir a la reducción de emisiones y la descarbonización del modelo económico global, medidas esenciales para afrontar la actual crisis climática y ambiental. Se adopta una metodología descriptiva y cualitativa, basada en premisas jurídico-teóricas y literatura especializada que incluye publicaciones científicas, normas, precedentes jurisprudenciales e informes técnicos relevantes. El artículo se estructura en dos secciones, cada una centrada en una dimensión histórica y prospectiva del proceso de incorporación del hidrógeno verde a la matriz energética global, buscando justificar tanto los orígenes del interés como los desafíos de su consolidación en la transición energética.

Palabras clave: Hidrógeno Verde. Energías Renovables. Transición Energética. Desarrollo Sostenible.



1 INTRODUÇÃO

As consequência da utilização de um modelo comercial centrado na utilização de fontes de combustível fósseis e com alto volume de emissões de gases e resíduos poluentes (GEE) é a constatação de graves impactos nas condições climáticas e ambientais, trazendo urgência e peso ao projeto de transição energética. Nesse cenário, a utilização de fontes renováveis de energia, com baixa ou nenhuma emissão de GEE tem sido identificada como uma rota necessária e eficiente para lidar com o desafio de descarbonização da indústria global.

Ciente da relevância do tema, este artigo elege uma das “novas” alternativas de energia renovável como objeto de pesquisa, o Hidrogênio, mais especificamente o Hidrogênio Verde, nomenclatura utilizada para designar o Hidrogênio obtido por meio de um processo de eletrólise da água com base em energia elétrica de origem renovável (e.g. eólica, solar), livre de emissões em seu ciclo de vida (Thomsen, 2023; CNI, 2022).

O objetivo da discussão é demonstrar duas dimensões dessa nova fonte de energia que tem atraído o interesses dos atores internacionais do projeto de transição energética, o passado e o futuro desse instrumento de descarbonização. Desse modo, a primeira seção discute as raízes históricas do interesse no Hidrogênio como um vetor energético, apresentando as primeiras iniciativas nesse escopo, bem como os avanços e retrocessos desse percurso histórico.

A seção posterior migra para a discussão das principais barreiras para a viabilização do Hidrogênio, sob novas cores (i.e. Hidrogênio Verde) como instrumento do projeto de transição energética global, almejando a descarbonização e a redução das emissões de GEE, indispensáveis para lidar com a grave crise climática e ambiental contemporânea. Ao final, espera-se fornecer um panorama amplo das origens e perspectivas do Hidrogênio (Verde).

Apresentados o tema de pesquisa, os objetivos e a estrutura do artigo, esclarece-se que o presente trabalho foi desenvolvido sob uma metodologia qualitativa, descriptiva e de premissas jurídico-teóricas, utilizando a pesquisa e revisão de bibliografia especializada, internacionais e nacionais, sobre tópicos como energias renováveis, transição energética, regime jurídico e bases econômicas dos projetos de Hidrogênio Verde e o desenvolvimento econômico sustentável; a ser realizado com remissão a dispositivos legais, produções científicas e relatórios técnicos pertinentes aos temas de pesquisa.

2 RAÍZES HISTÓRICAS DO INTERESSE NO HIDROGÊNIO COMO VETOR ENERGÉTICO

O debate sobre a utilização do Hidrogênio não é propriamente uma novidade, uma vez que desde a sua descoberta e nomenclatura no século XVIII, suas características potencialmente relacionadas à energia atraíram atenção, incluindo propriedades como a leveza, o alto poder calorífico



e a sua capacidade energética, a sua disponibilidade – embora seja o elemento mais comum no universo, raramente é encontrado de forma isolada (Santos; Santos, 2005, p. 2-3; Jaradat et al, 2024, p. 1-2).

Com o avanço tecnológico e o surgimento de processos eletroquímicos como as células de combustíveis, o Hidrogênio passou a ser objeto de interesse para o setor industrial, o que no século XIX foi evidenciado por sua inserção em setores como metalurgia, iluminação e viagens aéreas (Jaradat et al, 2024, p. 2).

Esse progresso foi acompanhado de ressalvas quanto ao risco da utilização do Hidrogênio, mas ainda assim o século XX registrou significativos avanços na aplicação industrial desse elemento, incluindo o processo *Haber-Bosch*, que utiliza hidrogênio para a síntese de amônia e a produção de hidrogênio por meio da reforma a vapor do gás natural (metano), bem como o surgimento de um movimento político e acadêmico voltado à “Economia do Hidrogênio” (Jaradat et al, 2024, p. 2; Bockris; Appleby, 1972; Yap, Mclellan, 2023, p. 1).

Utilizada pela primeira vez em 1972 pelo pesquisador John Bockris, essa expressão trouxe a ideia do Hidrogênio como uma alternativa aos combustíveis fósseis, incentivada pelo cenário geopolítico crítico da década de 1970¹, dando base a análises sobre os arranjos econômicos e institucionais necessários de um recurso antes visto como “transportador de energia” para a produção oriunda de fontes de energia solar e nuclear (Yap; Mclellan, 2023, p. 1; Thomsen, 2023, p. 13; Bockris; Appleby, 1972). Como efeito, o Hidrogênio passou a permear as esferas acadêmicas e políticas – e.g. criação do Jornal Internacional de Energia do Hidrogênio em 1975, eventos como as “Conferências Mundiais da Energia do Hidrogênio (WHEC), cuja primeira edição ocorreu em 1976 – até alcançar o campo do interesse público, em debates que se fortaleceram nas décadas seguintes (Veziroğlu, 2000).²

¹ “The 1970s was a critical decade in the context of energy, in which the international energy crises (1973 oil crisis and 1979 energy crisis started a search for a more resilient energy system, including options such as utilizing hydrogen. Hydrogen interest in this decade peaked in 1974 with the establishment of the International Energy Agency (IEA) and the International Association for Hydrogen Energy (IAHE). One of IEA’s priorities was to respond to the global oil crisis by exploring alternative technologies such as hydrogen. The golden age of nuclear power has widely been considered to span from the mid-1940s to the late 1970s before the Chernobyl Accident in 1986. In line with this, nuclear energy was widely considered as an option to produce abundant and cheap hydrogen in addition to electricity. In this decade, environmental concerns were not the main motivation for a hydrogen economy.” Yap; Mclellan, 2023, p. 7). No mesmo sentido: A partir da primeira crise petrolífera, na década de 70, passou-se a considerar o hidrogênio como uma possível fonte de energia, através da conversão electroquímica, usando células de combustível, que até então tinham como grande aplicação prática a utilização em missões espaciais.” (Santos, F.; Santos F., 2005, p. 1).

² Conclui o autor sobre o progresso no período de análise do estudo (1974-2000): “As you can gather from this overview, during the past quarter of a century, the fundamentals of the Hydrogen Energy System have been worked out, and strong foundations have been laid. As we enter the 21st Century, the development and commercialization of the various components of the Hydrogen Energy System are being accelerated. Our studies show that the world economy would essentially be based on Hydrogen Energy towards the end of the forthcoming three-quarters of a century, i.e., by 2074 (Fig. 19). In one-quarter of a century | 1974{2000 | Hydrogen Energy has moved forward on all fronts; making in-roads in all areas of energy. Because of the unrelenting work of scientists, engineers and dreamers, such as the participants of the WHEC Conferences and the membership of the International Association for Hydrogen Energy. We can all rejoice in the progress made to date, and this progress has been substantial.” (Veziroğlu, 2000, p. 1150). No mesmo sentido, cf. também: Bockris, John O’M. *Energy options: real economics and the solar-hydrogen system*. New York: Wiley, 1980.



Na década de 1980, o prognóstico foi de que seria necessária uma produção significativa do Hidrogênio com base na água, distanciando-se de métodos tradicionais – reforma do vapor do gás natural –, para que contribuir na descarbonização (Brockis, 2011, p. 2084).³ Contudo, a repercussão se mostrou aquém do esperado, inserida em um período de baixa no preço do petróleo e de retrocesso em alguns setores de energia, mas que retomou o ciclo de crescimento com o surgimento de compromissos internacionais voltados a combater os danos climáticos-ambientais – i.e. UNFCCC/1992 e o Protocolo de Kyoto/1997 (Yap; Mclellan, 2023, p. 8).

Os resultados dessa virada no ciclo de interesse começaram a ser percebidos no início dos anos 2000, alçados por uma expansão de temas ligados à novas energias e às tecnologias a elas vinculadas no debate público, coligando preocupações governamentais e do setor privado acerca dos efeitos econômicos da crise climática e dos riscos inerentes a uma cadeia comercial excessivamente dependente de combustíveis como o petróleo, cuja oferta e flutuações de preço estão sob a influência de um grupo restrito de países. Tornaram-se prolíficos os estudos sobre o Hidrogênio no campo científico, abordando desde a sua potencial utilização em alguns setores comerciais até a variabilidade dos métodos de obtenção desse recurso, bem como os discursos políticos anunciando a inserção do Hidrogênio como ferramenta prioritária na substituição dos combustíveis fósseis (Santos; Santos, 2005; Galich, 2015, p. 5-6).⁴

À atenção, seguiram-se os investimentos. No período entre 2003 e 2012, o valor anual destinado às energias renováveis cresceu mais de dez vezes, ultrapassando os investimentos nos combustíveis fósseis e revigorando campos promissores como o Hidrogênio, cujos benefícios de poder lidar com a intermitência/sazonalidade das energias renováveis e diversificar o campo energético ganharam eco ao longo da década em cenários como a ratificação do Acordo de Paris e a criação do

³ De acordo com palavras do próprio autor, ele continha um capítulo específico sobre a “divisão da água” que trata desse processo para obtenção do Hidrogênio sem consequências danos aos meio ambiente e ao clima: “It was realized in the 1980s that a mass production of hydrogen from water would be needed. The main methods being used to produce hydrogen at that time were connected with the steam reforming of natural gas (methane). At that point, few people realized the use of hydrogen as a fuel could eliminate CO₂ and therefore global warming. In 1980, I published a book called “Energy Options”. This book has an entire chapter headed, “The Splitting of Water” so it was a novel objective 30 years ago. Among the methods which were seen as worth developing was heating water to 3,000 °K which would split it a little in order to get finally some hydrogen. Recombination of the dissociated water was a problem.” (Bockris, 2011, p. 2084).

⁴ Nesse trabalho, publicado ainda no ano de 2005, concluem os autores sobre o potencial do “combustível Hidrogênio” (p. 268): “Os combustíveis fósseis são um bem escasso, na posse de apenas alguns países, que cada vez se vão tornando mais caros e cuja utilização liberta poluentes. Neste contexto, procura-se uma forma alternativa e competitiva de produzir energia que possa vir a substituir os combustíveis fósseis. Esta pode estar nos combustíveis hidrogenados. Uma possibilidade que se põe actualmente e é tecnicamente possível é a substituição das infra-estruturas de armazenamento dos combustíveis fósseis por hidrogénio, ou até mesmo através de metanol (processamento a bordo do equipamento), o que significaria custos volumosos a conversão das estações de abastecimento. Foi calculado que uma infra-estrutura deste tipo para o hidrogénio puro para os Estados Unidos da América, tem um custo aproximado de \$300 bilhões e para o metanol de cerca de \$100 bilhões. Porém este custo vai depender, ainda e de modo considerável, do método usado para armazenar o hidrogénio. Para que se dê uma transformação do mercado actualmente dominado pelos combustíveis fósseis para os combustíveis hidrogenados há que continuar o desenvolvimento da tecnologia do hidrogénio (a nível da segurança, produção, distribuição, armazenamento e utilização) de forma a que esta ganhe cada vez mais competitividade”.



Conselho do Hidrogênio⁵ (HC) (Yap; Mclellan, 2023, p. 9-10). Esse momento representou um novo pico de crescimento em um percurso marcado por variações cíclicas de interesse desde a primeira menção à “Economia do Hidrogênio” ainda na década de 1970.

No estágio atual dessa trajetória irregular, registra-se um estágio de ápice desse interesse no Hidrogênio, amadurecido, com a proliferação de “roteiros”, “estratégias” e “mapeamentos” do necessário para torná-lo realidade, despertando inclusive questionamentos sobre um eventual descompasso entre sua maturidade tecnológica e a sua visibilidade pública (“ciclo de hype”) (Yap; Mclellan, 2023, p. 11-12). Saber se há um “hype” no tema foge ao escopo desse artigo, uma vez que ele próprio empresta ao Hidrogênio a relevância que o justifica.

A questão é transmitir as duas dimensões desse interesse, desde as razões históricas que embasam essa atenção renovada às perspectivas futuras do seu desenvolvimento, aqui vistas sob a perspectivas das principais barreiras para a viabilizar de uma indústria do Hidrogênio Verde, compilando os obstáculos à remodelagem do setor de energia por meio do Hidrogênio, servindo de base às investigações futuras sobre não apenas se explorá-lo ou não, mas em como fazê-lo.

2 AS BARREIRAS PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA DO HIDROGÊNIO VERDE

Visto de forma geral, o cenário atual do Hidrogênio Verde possui traços típicos de uma indústria em desenvolvimento, marcada por um estágio inicial com investimentos focados em desenvolver a base tecnológica necessária à produção vindoura – i.e. eletrolisadores, instrumentos de conversão, armazenamento, transporte, células de combustível –, cuja fase seguinte exige transportar essas inovações para a prática, viabilizando projetos de grande escala na produção de Hidrogênio Verde (Weichenhain, Schmitt, 2022, p. 11).

Essa mudança de estágio traz novos desafios, que incluem aspectos econômicos (e.g. modelos de financiamento e incentivos fiscais), logísticos-tecnológicos (e.g. integração dos núcleos de produção do Hidrogênio Verde às demais renováveis, cadeias de transporte, modelos de conversão-reconversão, armazenamento), e regulatórios (e.g. taxonomia, exigências de produção, normas de padronização, políticas públicas) (Weichenhain, Schmitt, 2022, p. 11; Thomsen, 2023, p. 10; IEA, 2024).⁶

⁵ Sobre esse Órgão, cita-se a apresentação constante da sua página eletrônica: “The Hydrogen Council is a global CEO-led initiative that brings together leading companies with a united vision and ambition for hydrogen to accelerate the clean energy transition. The Council is committed to unlocking the sustainability potential of hydrogen through coalitions for action, boosting sustainable economic growth, creating quality jobs, and delivering social value. Using its global reach to promote collaboration between industry, governments, investors, and civil society, the Council provides insights on and pathways for accelerating the deployment of hydrogen ecosystems around the world. It also supports the development of international safety and sustainability standards, paving the way for the deployment of reliable hydrogen solutions at scale. The Hydrogen Council brings together a diverse group of 140 companies from North America to Asia-Pacific, Europe, Africa and MENA region, across the entire hydrogen value chain, including large multinationals, innovative SMEs, and investors.” (Hydrogen Council, [s.d.]).

⁶ Abordando as barreiras comumente enfrentadas pelas novas tecnologias (verdes) quando confrontam o regime dominante,



Nesse percurso, os projetos surgem com dimensões, focos e núcleo de atuação distintos, cada um empregando um peso maior no enfrentamento de alguns dos desafios citados acima, reforçando a importância de uma abordagem seletiva para avaliar os riscos e os prospectos do investimento, cujo êxito dependerá das condições asseguradas em cada experiência, o que no caso do campo dos empreendimentos em energia está frequentemente associado a fatores como a existência de compromissos vinculantes de aquisição da produção futura, ao acesso a um volume significativo de fontes renováveis a um baixo custo e à disponibilidade de estruturas logísticas viáveis para armazenamento e transporte (Weichenhain, Schmitt, 2022, p. 12-13).

Em uma perspectiva realista, não basta que o Hidrogênio Verde seja promissor ou que possa reduzir a emissão anual de GEE em milhares de toneladas. Para que se torne um ponto sério de debate, implementá-lo deve ser possível, seguro e economicamente atrativo, dimensões que exigem um difícil diálogo sobre as barreiras ainda existentes.

A primeira objeção feita à viabilidade do Hidrogênio Verde, comumente oriunda dos segmentos que defendem a manutenção do modelo atual de produção energia, diz respeito ao aspecto econômico desses projetos, apontando-se a disparidade entre os custos desse recurso em comparação às fontes de combustíveis fósseis, ou mesmo entre ele e as rotas de eletrificação direta. Esse desafio financeiro é próprio das novas tecnologias, que passam a competir com modelos tradicionais nos quais um alto volume de investimentos já foi aplicado, com modelos funcionais de grande escala e cadeias comerciais consolidadas (Thomsen, 2023, p. 10).

No caso do Hidrogênio Verde esse desafio se torna verdadeiro em duas linhas, tanto naquela voltada aos custos da fabricação de equipamentos, quanto aqueles relacionados à produção, incluindo nesta as despesas de infraestrutura, armazenamento, transporte e produção de derivados; demanda-se, portanto, a utilização de instrumentos financeiros destinados aos riscos desse novo campo a fim de reduzir a margem de vantagem das rotas que usam fontes fósseis, equiparando-as economicamente às rotas verdes, possibilitando então que o aspecto da sustentabilidade se torne o fiel da escolha (Aquino et al, 2024, p. 7).

Essa é uma ressalva realista e verdadeira. A disparidade atual no aspecto dos custos de produção do Hidrogênio Cinza para as rotas sustentáveis como o Hidrogênio Azul e Verde é significativa, com os preços do primeiro variando entre USD 0,8 e 5,7/kgH₂ no caso da reforma do gás natural e USD 1,2-2,2/kgH₂ para a gaseificação de carvão (IEA, 2024a). Esses preços reduzidos podem sofrer variações a depender de fatores como a maturidade tecnológica, os incentivos produtivos de cada país

Thomsen apresenta cinco categorias: *econômicas*, relativas às dificuldades dessas inovações em competir com os preços e mercados já estabelecidos; *institucionais*, pelo apoio sistêmico das políticas e bases regulatórias aos modelos já consolidados; *ausência de recursos*, incluídos aqui os financeiros, humano e materiais; *infraestrutura de suporte insuficiente*, por exigir planejamento de longo prazo e altos custos iniciais; e *desafios de coordenação*, já que deve conciliar interesses diversos e por vezes conflitantes em uma grande escala (2023, p. 10).



e o preço dos insumos, mas ainda assim são inferiores aos do Hidrogênio Azul (USD 1,5-2,9/kgH₂) e do Hidrogênio Verde (USD 2-6/kgH₂) (IEA, 2024a; Thomsen, 2023; CNI, 2022).⁷⁸

Essas estimativas por vezes não incluem algumas despesas associadas que elevam o custo de produção do Hidrogênio Verde, como os gastos com eletrolisadores, tecnologias de conversão-reconversão, armazenamento e transporte, sem contar o impacto da substituição das fontes fósseis no custo final em produtos derivados (IEA, 2024a, p. 85). Ainda que a energia elétrica renovável corresponda ao principal custo de produção (\approx 50-70%), as despesas com as instalações das plantas e os eletrolisadores devem ser consideradas ao mapear o futuro dessa indústria nascente, especialmente considerando a concentração da fabricação destes em polos como a China e a Europa (Thomsen, 2023, p. 16; IEA, 2024a, p. 78; Oliveira, 2022, p. 21).

Além de repercutir na viabilidade logística da produção, o armazenamento e o transporte do Hidrogênio Verde influenciam no custo final dessa operação, sobretudo em cenários de alta sazonalidade e de grandes distâncias territoriais entre os polos de produção e os centros onde a energia será consumida (Oliveira, 2022, p. 22; Lu et al, 2025). O mesmo ocorre nos casos em que a logística de escoamento exige (re)conversão do Hidrogênio em outros produtos como a amônia, o que significaria aumento nos custos (Oliveira, 2022, p. 22; Lu et al, 2025).⁹¹⁰

⁷ Além dos fatores já citados inerentes ao local de produção (i.e. disponibilidade de renováveis, incentivos governamentais, custos operacionais, maturidade tecnológica), os preços do Hidrogênio Verde variam de acordo com a fonte renovável utilizada, por exemplo a eletrólise via energia solar fotovoltaica ou eólica *on-shore* apresenta um custo menor que a eletrólise via energia eólica *off-shore* (USD 2-4/kgH₂ e USD 2,5-6/kgH₂, respectivamente) (IEA, 2024a).

⁸ Os dados utilizados nesta seção tem como base principal o relatório da IEA produzido em 2024 que levou em consideração as informações disponíveis até o mês de setembro/2024, para outras menções à disparidade de preços entre essas modalidade de produção, cita-se: “Green hydrogen, produced through electrolysis powered by renewable energy, is today more expensive than fossil fuel based technological routes, such as grey or blue hydrogen. As of 2021, gray hydrogen cost on average 1.5-2.5 US\$/kg H₂, blue hydrogen 1.5-3.0 US\$/kg H₂ and green hydrogen 4.0-9.0 US\$/kg H₂ (IEA, 2022b). Because induced electric energy makes up a large share of these costs, they have recently been quite volatile due to the turmoil induced in global natural gas and energy markets that resulted from the Russian invasion of Ukraine in February 2022. At the time of writing this article, prices had started to return to pre-invasion levels.” (Thomsen, 2023, p. 15). No mesmo sentido: “A lacuna de custo entre o hidrogênio de combustíveis fósseis e o de baixo carbono é uma barreira que precisa de estímulos de políticas públicas para ser superada. Dependendo dos preços regionais do gás, o custo nivelado da produção de hidrogênio cinza (a partir do gás natural) varia de US\$ 0,5/kg a US\$ 1,7/kg. No caso do hidrogênio azul (gás natural com uso de tecnologias de CCUS), o custo aumenta para cerca de US\$ 1/kg a US\$ 2/kg. O uso de eletricidade renovável para produzir H2V eleva para de US\$ 3/kg a US\$ 8/kg (IEA, 2019). Entretanto, há um espaço significativo para cortar custos de produção com o ganho da escala e inovação, o que poderia levar o H2V a custar US\$ 1,3/kg até 2030 em regiões com recursos renováveis abundantes (IEA, 2019).” (Oliveira, 2022, p. 21-22).

⁹ Prossegue a Autora: “Em relação aos custos de transmissão de longa distância em dutos, considerando todos os custos de capital e operacionais, estima-se um valor de US\$ 1/kgH₂ para transportar hidrogênio como gás por cerca de 1.500 km. Já o custo de conversão do hidrogênio em amônia é de cerca de US\$ 1/kgH₂. Embora seja mais barato transportar a amônia por dutos do que o hidrogênio, esses custos de conversão significam que o custo total de transmissão de amônia por cerca de 1.500 km é cerca de US\$ 1,5/kgH₂ (IEA, 2019). O custo de conversão e movimentação de hidrogênio de 1.500 km por navio como um LOHC é US\$ 0,6/kgH₂, como amônia é US\$ 1,2/kgH₂ e como hidrogênio líquido é US\$ 2/kgH₂”. (Oliveira, 2022, p. 22).

¹⁰ Aprofundando os desafios dos campos de armazenamento e transporte do Hidrogênio Verde, é possível dividi-los em grupos de “fatores técnicos”, que incluem a análise da capacidade do sistema de armazenamento e a quantidade que será armazenada, o nível de pressão, as matérias-primas utilizadas, a energia e eficiência do sistema, a distância a ser transportada; “fatores econômicos”, como os custos de capital relativos aos investimentos iniciais, os custos operacionais fixos e variáveis, as taxas de depreciação do capital, as taxas de desconto, inflação; e os “fatores ambientais” como o volume das emissões de GEE nesses campos, o preço do carbono e danos potenciais ao meio ambiente. (Lu et al, 2025, *passim*).



Esses fatores mencionados até aqui servem para ilustrar o universo de variáveis que podem influir na viabilidade econômica desses projetos, outros podem e devem ser levados em consideração quando o debate for transportado a contextos específicos – i.e. o segundo capítulo deste trabalho rediscute esses desafios sob a perspectiva brasileira –, de modo que algumas despesas hoje consideradas marginais poderão sofrer um aumento de preço em razão da crescente demanda.¹¹

Mesmo com a utilização de metodologias comparativas que considerem as flutuações de preço e as despesas indiretas citadas acima, permanece válida a constatação de uma barreira econômica para o Hidrogênio Verde. Contudo, esse diagnóstico não encerra o debate, é possível trazer competitividade ao setor por meio de incentivos e estruturas de financiamento. Adotando essa perspectiva, relatórios técnicos recentes projetam a diminuição do custo de produção do Hidrogênio Verde no médio e longo prazo (Oliveira, 2022; IEA, 2024a; Aquino et al, 2024).¹²

Considerando a dimensão do desafio, serão necessários investimentos dos setores privado e público, com instrumentos financeiros, políticas de incentivos e subsídios adaptados às necessidades de cada etapa, comunhão de esforços que obteve êxito na trajetória de outras fontes de energia renovável como a solar e a eólica (Aquino et al, 2024, p. 7).

Reservando a análise mais aprofundada dos exemplos de financiamento existentes ao item seguinte, projeta-se que a transição para o Hidrogênio Verde exigirá um financiamento de longo prazo, oriundo de fundos públicos e privados, necessários para que o setor amadureça e possa então gozar dos modelos de financiamento disponibilizados por canais como os investidores institucionais e os bancos comerciais (Aquino et al, 2024, p. 8).¹³

Caso o Hidrogênio consiga superar a barreira econômica, estima-se um efeito imediato no aumento da demanda e da produção no setor, momento em que alguns dos desafios logísticos e

¹¹ Como exemplo: “Next to these two main cost drivers, operation and maintenance (~5-10%) can be countryspecific and cost of capital (~5-10%) depends largely on the current economic situation. Water cost is, in most cases, only of marginal importance. Increases in scale and water demand of green hydrogen production will, however, likely see to an increase in discussions about which are the best ways of sourcing water so that the hydrogen industry does not begin to compete with other, more basic consumers of water.” (Thomsen, 2023, p. 16).

¹² Nesse sentido: “O custo de produção de hidrogênio renovável pode diminuir rapidamente se for ampliado com a estrutura regulatória de longo prazo certa e apoio público, declínio contínuo nos custos renováveis e um aumento rápido das cadeias de valor para eletrólise e gestão de carbono. As projeções mostram que, em 2030, os custos da produção de hidrogênio renovável podem ficar na faixa entre US\$ 2,3/kg e US\$ 1,4/kg.” (Oliveira, 2022, p. 20).

¹³ Ainda sobre a necessidade de atuação governamental para viabilizar essa indústria: “Low carbon hydrogen faces regulatory uncertainty common with other energy sector businesses – government taxation, rules on market design, standards, general energy policy including climate change policies. It is much more vulnerable than most other sectors, however, because the business case is entirely dependent on large scale government intervention. Oil and gas are profitable without government support because they provide energy at low financial cost. Renewable electricity generation is becoming increasingly competitive with fossil fuel generation, can plug into an existing infrastructure and access existing markets and demand. None of these conditions apply to low carbon hydrogen which is much higher cost than fossil fuel alternatives (even where carbon pricing is in place) and faces considerable demand uncertainty. Existing infrastructure is also very limited or non-existent. Without government subsidies, tax breaks or legally binding targets companies will not have the confidence to invest in low carbon hydrogen supply, infrastructure and demand. The only reason that governments are intervening to support low carbon hydrogen is the potential it offers to decarbonize parts of the economy. To look at it another way, if low carbon hydrogen made sense without government intervention, companies would be using it already” (Barnes, 2024, p. 31).



tecnológicos ganhariam destaque. A preocupação com essa dimensão significa pensar formas eficientes de armazenar, transportar e reduzir os risco técnicos dessa produção, tornando a cadeia tão segura quanto economicamente proveitosa.

Atenção justificada pelas características do Hidrogênio – altamente volátil, inflamável, energeticamente denso –, exigindo-se uma avaliação rigorosa capaz de avaliar a compatibilidade do projeto e da tecnologia a ser utilizada, influenciada por critérios como o volume da produção e infraestrutura preexistente (Thomsen, 2023, p. 17; Lu et al, 2025, p. 311; IRENA; UNIDO; IDOS, 2024, p. 64).

O Hidrogênio pode ser armazenado nos estados líquido, sólido e gasoso, cada uma dessas rotas possui custos e desafios técnicos próprios, em regra associados a métodos de alta pressão, baixas temperaturas ou conversão em compostos derivados (CNI, 2022, p. 32; Lu et al, 2025, p. 311).

Algumas das rotas mais comuns para armazenamento são a compressão do Hidrogênio gasoso em tanques de alta pressão, favorecida pela maturidade tecnológica, baixo custo operacional e alta eficiência energética, mas com capacidade de armazenamento ainda limitada;¹⁴ a liquefação em tanques criogênicos, com alto grau de pureza e sem necessidade de etapas de conversão ou purificação, mas que possui alto custo e baixa eficiência energética; e a utilização de processos de conversão em compostos químicos derivados¹⁵ como a amônia líquida, o metanol e os “portadores líquidos orgânicos de hidrogênio” (LOHC)¹⁶, rotas que permitem que o Hidrogênio seja armazenado e transportado na forma líquida em temperatura ambiente (CNI, 2022, p. 33; Lu et al, 2025, p. 311).¹⁷

¹⁴ Desafio que poderá observar melhorias caso se concretize o potencial de crescimento desse mercado. Nesse sentido: “The main challenge of CGH2 tanks is the low storage capacity, even when using the high-pressurized CGH2 tank option. Therefore, with the expectation of a rapid growth of the hydrogen economy, underground facilities associated with a larger capacity for large-scale and long-term CGH2 storage play a more vital role in the hydrogen supply chain. Plenty of underground facilities, such as salt caverns, aquifers, and depleted oil and gas reservoirs, display great potential to store hydrogen in the long term” (Lu et al, 2025, p. 311).

¹⁵obre esses “carreadores químicos”, interessante compreender alguns delimitações e subdivisões conceituais. Primeiro, todos eles armazenam o Hidrogênio em moléculas maiores para então liberá-lo no local de uso, podendo ser divididos em “não-reversíveis”, já que para liberar o Hidrogênio exige-se uma reação química que não permite o reaproveitamento do carreador utilizado (e.g. amônia, metanol); e “reversíveis”, no qual a conversão não impede a reutilização deles (e.g. hidretos e alguns careadores sólidos) (CNI, 2022, p. 33).

¹⁶Sobre a modalidade dos LOHC, suas características e desafios: “Chemical liquefied molecules, including liquid organic hydrogen carriers (LOHC), liquid ammonia (LNH3), and methanol (CH₃OH), are other potential hydrogen carriers that have been studied in recent years. They store hydrogen in a liquid state under ambient conditions, enabling storage and transportation using existing infrastructure. The LOHC storage system consists of reusable liquid organic compounds for hydrogen storage, storage tanks, a reusable catalyst for hydrogenation, and a catalyst for dehydrogenation. The storage capacity, referring to the hydrogen molecule content stored in the utilized chemical compounds, is vital for LOHC and is typically expressed as gravimetric storage capacity (also known as weight percent capacity, wt.%/kgH₂). Depending on the selected compounds, the storage capacities of LOHC range between 5.7 wt%/kgH₂ and 7.3 wt%/kgH₂ [57]. Dibenzyl toluene (DBT) and Toluene (TOL), which can last for 1000 cycles of hydrogenation and dehydrogenation, are the most considered compounds due to the high storage capacity of DBT and the high cost-effectiveness of TOL. Although LOHCs are the third most mentioned hydrogen carrier in our database, following CGH2 and LH2 (see Fig. 5), their technologies are still in the demonstration phase with a TRL between 4 and 7, indicating that they are not commercially mature yet (see Table 1) (Lu et al, 2025, p. 311).

¹⁷Fazendo um diagnóstico desse cenário dos desafios de transporte e armazenamento do Hidrogênio Verde: “Transport and distribution networks, along with the necessary infrastructure, play a crucial role in efficiently moving GH2 from production sites to consumption destinations. Hydrogen is mostly produced on-site in clusters that co-locate production



Quanto a essa última via – carreadores químicos – é necessário considerar os custos adicionais envolvidos na conversão-reconversão e infraestrutura tecnológica existente, motivo pelo qual os LOHC se mostram menos viáveis que o metanol e a amônia, produtos com alta densidade energética e cadeia comercial consolidada em razão dos projetos já existentes na indústria química (CNI, 2022, p. 33-34; Lu et al, 2025, p. 311).

Outra rota que tem atraído interesse é o armazenamento por vetores sólidos – e.g. hidretos metálicos, adsorção de nanotubos de carbono –, apresentando um custo reduzido em razão de dispensarem as etapas de conversão, desnecessidade de altas temperaturas e baixa pressão de armazenamento ainda que em espaços reduzidos, limitadas pelo seu atual estágio de desenvolvimento tecnológico (CNI, 2022, p. 33; Lu et al, 2025, p. 311).

Partindo da perspectiva de que as etapas de produção e consumo do Hidrogênio Verde nem sempre coincidem geograficamente, as alternativas para o seu transporte se tornam ainda mais relevantes, segmento no qual há uma ampla diversidade de rotas – rodoviária, ferroviária, gasodutos, marítima – dependendo do volume da produção, das distâncias envolvidas, do estado físico escolhido (gasoso, líquido, sólido) e das peculiaridades logísticas de cada operação (CNI, 2022, p. 35).

Os meios de transporte mais comuns na produção atual são os caminhões e os gasodutos, sendo que o primeiro ganha destaque por sua disponibilidade comercial e o segundo engloba tanto os sistemas específicos de Hidrogênio como as tubulações de gás natural que poderão ser redirecionadas para o transporte de Hidrogênio, reduzindo显著mente os custos dessa etapa (Lu et al, 2025, p. 313;

and demand. In the future, however, as economies of scale improve, it may become more profitable to establish large-scale hydrogen production facilities and distribute hydrogen to users that are located farther away (Cammeraat et al., 2022). Section 6.5 examines potential trade routes and patterns in more detail. As global demand for GH2 continues to rise, both production volumes and transport distances will increase. This will necessitate the development of a centralized GH2 production system that includes a comprehensive hydrogen storage and transport infrastructure. This network will connect regions with favourable GH2 production conditions to demand centres in domestic and international markets. International coordination will be essential in cross-border GH2 trade to ensure the infrastructure's effective functioning. Retrofitting and repurposing the existing natural gas networks, as well as constructing new dedicated hydrogen infrastructure will be required, including pipelines, ports and terminals, cargo ships and trains for hydrogen and its derivatives, large-scale hydrogen storage conversion technologies and plants, refuelling station networks for hydrogen-powered, trucks, ships, planes and trains, upgraded transmission networks to harness renewable energy potential. The low energy density of hydrogen compared to natural gas presents significant technical challenges when repurposing existing infrastructure. One cubic meter of hydrogen contains only one-third of the energy found in one cubic meter of natural gas at equivalent pressure and temperature. Moreover, hydrogen has a considerably lower boiling point of -253 °C compared to -162 °C for natural gas. The transmission of hydrogen therefore necessitates a conversion of hydrogen into a form with higher density, such as liquefaction or transformation into substances such as ammonia, LOHC or synthetic hydrocarbon fuels (IRENA, 2022c). Not only do these hydrogen derivatives have higher energy density, they are also more suitable for long-distance trade and transport. The large-scale conversion and reconversion of hydrogen present significant challenges, including high energy consumption and technological uncertainties. This ambiguity contributes to the overall costs of hydrogen production (Roland Berger, 2021), and directly impacts the profitability and perceived risks of GH2 projects. As a result, investments in GH2 have primarily focused on production and end-user applications. To achieve widespread GH2 adoption and decarbonization, efficient transportation solutions for GH2 must be developed. This requires planning relevant hydrogen infrastructure projects early on in alignment with the broader hydrogen strategy. Local infrastructure requirements for hydrogen transport need to be evaluated to identify the appropriate economic model for transport infrastructure and efforts between the public and private sectors need to be coordinated. Policymakers should take these key considerations into account when planning, regulating and financing a GH2 transport network. By addressing these factors, the development of GH2 infrastructure can be effectively integrated with the country's overall hydrogen strategy, enabling efficient GH2 transportation and accelerating its adoption for decarbonization purposes.” (IRENA; UNIDO; IDOS, 2024, p. 64-65).



CNI, 2022, p. 35).¹⁸ Além destes, o surgimento de uma cadeia internacional para o comércio de Hidrogênio Verde exigirá investimentos em rotas de transporte marítimo, nos quais se necessitará da conversão deste a compostos derivados líquidos (e.g. amônia verde, LOHCs) (Lu et al, 2025, p. 313).¹⁹

As rotas aqui resumidamente apresentadas demonstram que apesar dos desafios que o setor impõe, o avanços nesse campo tecnológico-logístico tem sido expressivo, dispondo os projetos de Hidrogênio Verde de maturidade técnica suficiente – i.e. estrutura, transporte e armazenamento – para que sejam implementados em grande escala; permanecerá, contudo, a necessidade de avaliar as adaptações específicas a cada empreendimento (e.g. disponibilidade de recursos, desenvolvimento econômico local, estabilidade político-institucional) (Schaadt, Hank, Edenhofer, 2022, p. 25).

Por fim, a última barreira analisada é a regulatória (normativa-institucional), dimensão que se mostra especialmente relevante para este trabalho, haja vista a vinculação do problema de pesquisa aos desafios jurídicos para o sucessos dos projetos de Hidrogênio Verde. A própria definição do conteúdo desta barreira pode se mostrar confusa, já que sob a categoria *regulatória* podem estar reunidos pontos tão diversos como as regras de taxonomia e certificação (dizer o que seria o Hidrogênio Verde, quais os seus requisitos e os responsável por avaliar a satisfação desses critérios); a tutela jurídica do mercado em formação (políticas de incentivo econômico e fiscal, regime contratual e normas de defesa concorrencial); e a adequação destes às políticas gerais de incentivo à transição energética (Barnes, 2024, p. 31; Thomsen, 2023, p. 16).

Sem a pretensão de tentar exaurir todos esses desafios, vistos com maior profundidade e especificidade nos capítulos seguintes, a indústria nascente do Hidrogênio Verde terá que lidar com questionamentos envolvendo normas que tutelam todas as etapas da cadeia produtiva, o que se torna ainda mais difícil pela concorrência direta com uma indústria de combustíveis fósseis que já possui

¹⁸ A título de complemento: “Atualmente, existem cerca de 5.000 km de gasodutos de H2 no mundo, em face de 3.000.000 km de gasodutos para gás natural. O transporte sob forma gasosa é predominante, apesar do liquefeito ser capaz de transportar, em um mesmo volume, uma massa cinco vezes maior. O transporte na forma liquefeita é adequado quando existe uma demanda elevada e estável, porém insuficiente para investimento no transporte por dutos” (CNI, 2022, p. 35).

¹⁹ “The government plays a leading role in identifying domestic and international routes and preferred transport solutions and GH2 infrastructure, which should be outlined in roadmaps and strategies. Aligning these strategies with concrete long-term energy plans is crucial to attract investment and maximize planning efficiency. The capital-intensiveness and long-term nature of such infrastructure projects involves detailed planning based on considerations of the projects’ potential to create long-term dependencies for industrial and residential users (IRENA, 2021). Cross-border integration can further bolster infrastructure capacity plans and improve the overall

system’s efficiency by linking production and demand centres (Hydrogen Council, 2021). The successful growth of the global liquefied natural gas (LNG) market is a valuable lesson in international collaboration between the government, industry and other stakeholders that can be leveraged to achieve this goal. Robust public policies must be implemented to support the development of a GH2 grid. Repurposing parts of existing fossil gas infrastructure to accommodate GH2 transport is a cost-effective approach that capitalizes on existing infrastructure while meeting growing GH2 demand. Prior to initiating the gas grid’s conversion to hydrogen, policymakers should conduct comprehensive planning assessments as an initial step to identify “no-regret” areas for hydrogen

pipelines based on industrial demand. Furthermore, the transport sector’s projected increase in demand should be considered when determining pipeline placement. These planning assessments will not only identify necessary supply lines but can also help mitigate the risks associated with oversizing, stranded assets or abandoned projects. Avoiding failed green hydrogen projects is important, to avoid political frustration and backlash against further decarbonization projects.” (IRENA; UNIDO; IDOS, 2024, p. 65).



maturidade normativa e institucional. O objetivo maior nesse processo deverá ser mitigar óbices regulatórias e criar uma cadeia de produção harmônica, integrando os atores envolvidos (governos, empresas, sociedade civil, produtores, entidades internacionais de fiscalização) (Oliveira, 2022, p. 47-48).

O que se percebe atualmente é um cenário regulatório internacional fragmentado, com pouco acordos sobre os padrões desse Hidrogênio que será foco de investimentos, debatendo-se as rotas de produção admitidas, como classificar esse recurso (e.g. cores, níveis de emissão, fonte utilizada, critérios mistos), as maneiras de fomentar a criação de demanda, e os incentivos necessários para que a indústria se mostre competitiva ainda na fase inicial de funcionamento. Ilustrando essa diversidade, até o ano de 2022 mais de vinte países já possuíam uma estratégia nacional para esse Hidrogênio ou estavam trabalhandoativamente na elaboração de um plano nesse sentido; tendência de crescimento que tem se acelerado, com a publicação de dezenove novas estratégias no período compreendido entre setembro de 2023 e setembro de 2024 (IEA, 2024a, p. 164; Boemke, 2022, p. 37). Repisa-se que esses desafios já foram citados ao longo da seção inicial deste trabalho, evidenciando a amplitude da questão regulatória.

A necessidade de definições comuns é central para que seja possível formar uma cadeia de comércio internacional do Hidrogênio Verde, permitindo que todos envolvidos partilhem das informações sobre o bem negociado, ou seja, que haja um entendimento consensual prévio sobre as especificidades do Hidrogênio (ou produtos dele derivados) comercializado. Essa é uma exigência própria de um sistema de “infraestrutura de qualidade”, incluindo os aspectos de padronização, metrologia, certificação, avaliações de conformidade e de monitoramento do mercado, componentes interligados e complementares para assegurar a funcionalidade desse arcabouço regulatório (IRENA, 2024, p. 16-18).²⁰

Como mostra dessa produção, observa-se um aumento no número de políticas nacionais com o objetivo de desenvolver sistemas de certificação e de tornar mais acessíveis as exigências legais para a produção de Hidrogênio Verde, dos quais são exemplos as recentes diretivas feitas em programas como o “Inflation Reduction Act” (EUA), “Hydrogen and Gas Decarbonisation Package” (EU), “Low-

²⁰ No mesmo sentido: “The reason d’être for low carbon hydrogen is that it will assist governments in their efforts to decarbonise their economies. This in turn depends on the cost effectiveness of low carbon hydrogen in doing so. If low carbon hydrogen fails to demonstrate this it risks losing the government support it needs for companies to invest in the sector, a major source of regulatory risk. Markets are best placed at managing those risks that can easily be internalised – financial costs, project implementation – but are less able to deal with externalities such as GHG emissions. Governments can enable markets to bring down the cost of low carbon hydrogen by providing a stable and clear regulatory framework. Crucially this includes proper accounting of low carbon hydrogen’s carbon intensity, alongside common accounting standards and nomenclature. To date efforts to provide this have been disjointed and confusing, made worse by a focus on production pathways in the EU. Industry lobbying to have looser carbon accounting standards could be counter-productive in the long term if it opens low carbon hydrogen open to accusations of ‘greenwashing’ as a result of understating the true carbon intensity. Only rigorous accounting standards, backed up by flexible government support based on carbon intensity, will enable investment in low carbon hydrogen supply, infrastructure and demand where it makes the most sense - both financially and environmentally”. (Barnes, 2024, p. 35).



Carbon Hydrogen Standard” (Reino Unido), além de novas legislações aprovadas ou em etapa de desenvolvimento em países como o Brasil, Japão e Quênia (IEA, 2024a, p. 165; Brasil, 2024).

No mesmo sentido, pode-se mencionar o compromisso multilateral firmado durante a COP-28 em que trinta e sete países concordaram em buscar o reconhecimento mútuo dos padrões nacionais de certificação com base em princípios comuns; a criação da iniciativa “CertiHiLAC” por quatorze países da América Latina com o objetivo de estabelecer sistemas de certificação padronizados; e o projeto da Organização Internacional de Padronização (ISO) lançado em 2023 que fornece as bases para elaboração de uma norma sobre a metodologia a ser utilizada para determinar o volume de emissões de GEE relacionados à produção de Hidrogênio, cuja publicação final é esperado para 2025/2026 (IEA, 2024a, p. 163).

A questão regulatória inclui também aspectos voltados à implementação dos projetos de Hidrogênio Verde, promovendo a expansão da capacidade produtiva do setor e incentivando a sua integração à matriz energética existente, utilizando-se de medidas para reduzir a disparidade de custos entre essa nova energia e as fontes fósseis existentes como as políticas de incentivo fiscal e subsídios à produção de Hidrogênio Verde, a imposição de taxas e encargos adicionais às rotas de produção com alta emissão de GEE, aplicação de mecanismos financeiros como os “Contratos de Carbono Diferenciados” (CCfDs)²¹ ou mesmo a imposição legal de que setores do mercado com significativo volume de emissões substituam as fontes atualmente utilizadas por alternativas com emissões menores ou neutras (Boemke, 2022, p. 38).²² Além dessas, podem ser criadas exigências adicionais para garantir que os investimentos no Hidrogênio Verde não repercutam negativamente em outras iniciativas de

²¹ Para uma definição dessa modalidade contratual: “Carbon Contracts are one way to minimize this price uncertainty. A Carbon Contract is a contract by which a government or institution agrees with an agent on a fixed carbon price over a given time period. During the contractually agreed period this agent can then sell any carbon emission reductions (or allowances) at that given price. If formulated as a strike price over a carbon market price (a two-sided option) then they become Carbon Contracts for Differences (CCfDs), as first proposed by Richstein (2017). If the market price is lower than the strike price, the agent receives the difference. If the market price is higher, the agent has to return the additional revenue to the government. Carbon contracts were first proposed by Helm and Hepburn (2005) to correct the regulatory risk and lack of long-term carbon markets, in turn arising from the inherent lack of credibility of governments when setting carbon reduction goals or carbon prices.” (Gerres; Linares, 2020, p. 2).

²² Ainda sobre a função desse modelo contractual no setor: “CCfDs also target the demand side for green hydrogen and aim at bridging the price gap between green hydrogen and fossil fuels. Even if carbon prices apply, they are often not high enough in order to make green hydrogen competitive. The central idea of CCfDs is that the state (or another public body) concludes a contract with the offtaker procuring green hydrogen, who would otherwise need to purchase CO₂ certificates for the emissions that are now being avoided by the use of green hydrogen. Under the CCfD, the parties agree to pay the difference between the price for CO₂ certificates and the price for the use of green hydrogen. Under the CCfD, the price for using green hydrogen is set at the beginning (strike price). If the price for emission certificates falls below the strike price, the state will pay the difference to the company. If the price for CO₂ emissions is higher than the price for the use of green hydrogen the company will pay the difference to the state. Naturally, this example is highly simplified, and any legal framework will need to consider various issues before CCfDs can be implemented in practice. A CCfD system will definitely support the offtake price of green hydrogen and hence diminish the market risk of green hydrogen production. The current regulatory framework for green hydrogen does not yet contain any regulations for CCfDs. However, it is safe to assume that such provisions will be provided by European and national legislators in the foreseeable future” (Boemke, 2022, p. 38-39).



energia renovável preexistentes (e.g. adicionalidade, correlação geográfica e temporal) (Boemke, 2022, p. 40).

A análise das medidas aqui apresentadas permite duas conclusões, a primeira é que o objetivo comum desses caminhos regulatórios é proporcionar um incentivo à nascente indústria do Hidrogênio Verde, tornando-o competitivo com as fontes de combustível fósseis que almeja substituir – seja pela obrigação a certos setores de reduzir suas emissões, seja pelo incentivo a que esse Hidrogênio atue como um dos vetores de descarbonização –; o segundo é a relevância da atuação governamental nesse esforço, permitindo um amadurecimento regulatório capaz de estimular um “efeito dominó positivo” na formação de uma cadeia comercial estável e pautada em diretrizes claras para todos os envolvidos (Boemke, 2022, p. 41; Barnes, 2024, p. 31).

3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os pontos investigados neste artigo tiveram como objetivo trazer luz à posição do Hidrogênio Verde no debate da transição energética, desde as raízes históricas que direcionaram o interesse no Hidrogênio como um vetor energético, até as perspectivas da sua inserção – sob novas cores (Hidrogênio Verde) – como instrumento de transição energética para um modelo centrado em fontes com baixa ou nenhuma emissão de GEE em sua cadeia produtiva.

A discussão aqui trazida demonstrou que apesar de ser propalado nos tons de uma nova rota para a descarbonização, o Hidrogênio possui um longo histórico de pesquisas e avanços na seara política e científica investigando a possibilidade de utilizá-lo como vetor energético. As novas cores a ele atribuídas em razão da utilização de rotas com baixa (azul) ou nula (verde) emissão de GEE renovaram esse interesse histórico, hoje associado com um fortalecimento da pauta política e dos compromissos internacionais direcionados à descarbonização da matriz energética global.

Com esse novo impulso e a compreensão da trajetória histórica do debate sobre como o Hidrogênio pode ser utilizado como fonte de energia – ou meio de armazenamento da produção oriunda de outras fontes com maior grau de sazonalidade –, passou-se à etapa posterior, discutir as perspectivas e desafios dessa nova indústria, desenvolvida sobre as cores de uma produção oriunda da eletrólise e livre de emissões em seu ciclo de vida, o Hidrogênio Verde.

O resultado dessa investigação aponta a existência de um conjunto multidimensional de barreiras que tornam a inserção do Hidrogênio Verde na matriz energética um projeto de alta complexidade, incluindo o desenvolvimento de soluções para assegurar a sua viabilidade técnica, financeira, logística e regulatória. Este último eixo (normativo-regulatório) se mostra especialmente relevante para que o interesse histórico no Hidrogênio, agora sob novas cores e associado a um projeto maior de transição energética, disponha dos meios para ser convertido em uma ferramenta concreta de desenvolvimento econômico sustentável.



REFERÊNCIAS

Aquino, Thereza; Castro, Nivalde de; Moszkowicz, Maurício; Chaves, Ana Carolina; Branquinho, Adely; Brito, Kalyne; Leal, Luiza Masseno; Braz, Vinícius José; Julião, Igor Barreto. Estruturas de financiamento para projetos de hidrogênio verde e derivados. Texto de Discussão do Setor Elétrico – TDSE Nº 125. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, abr. 2024.<https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2024/06/TDSE-125-Financ-H2V.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2025.

Barnes, Alex. How proper measurement of low carbon hydrogen's carbon intensity can reduce regulatory risk. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2024. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org>. Acesso em: 01 fev. 2025.

Bockris, John O'M. Hydrogen. Materials, v. 4, n. 12, p. 2073-2091, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/ma4122073> Acesso em: 18 set. 2024.

Bockris, J. O.; Appleby, A. J. The hydrogen economy - an ultimate economy. Environment This Month, v. 1, n. 1, p. 29–35, 1972. <https://inis.iaea.org/records/y468b-zw646> Acesso em: 20 nov. 2024.

Boemke, F. M. "Short overview of the regulatory situation. In Ebner, M.; Engelmann, T. (Coord.). Green H₂ investments, from buzz to boom: a macroeconomic, technological, regulatory and market overview of Hydrogen opportunities. [36-41]. 2022. <https://www.wfw.com/wp-content/uploads/2022/10/KGAL-Whitepaper-Hydrogen-Energy-English.pdf> Acesso em: 10 ago. 2024.

Brasil. Lei n. 14.948, de 2 de agosto de 2024. Dispõe sobre a política nacional do hidrogênio de baixa emissão de carbono e outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2 ago. 2024. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/Lei/L14948.htm . Acesso em: 14 out. 2024.

Confederação Nacional da Indústria (CNI). Hidrogênio sustentável : perspectivas e potencial para a indústria brasileira / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2022 ISBN 978-65-86075-53-3. https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/e8/29/e829e13b-ba12-4a76-9fe2-a60116e76d7d/hidrogenio_sustentavel_web.pdf Acesso em: 18 set. 2024.

Galich, Anton. European Union Research and Innovation Policy: The Co-Production of Policy and Expertise in the Case of Hydrogen and Fuel Cell Technologies. 2015. Tese (Doutorado em Ciências Políticas) – Université du Luxembourg, Luxembourg, 2015. <https://orbilu.uni.lu/handle/10993/21824>. Acesso em: 11 dez. 2024.

Gerres, Timo; Linares, Pedro. Carbon Contracts for Differences: their role in European industrial decarbonization. Climate Friendly Materials Platform (CFMP) – Policy Brief. London: Climate Strategies, 2020. https://climatestrategies.org/wp-content/uploads/2021/03/Carbon-Contracts_CFMP-Policy-Brief-2020.pdf. Acesso em: 11 dez. 2024.

Hydrogen Council. About the Council. [s.d.]. <https://hydrogencouncil.com/en/about-the-council/>. Acesso em: 11 mar. 2025.

International Energy Agency. Renewables 2024: Analysis and forecasts to 2030. Paris: IEA, 2024. <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>. Acesso em: 10 nov. 2024.

International Energy Agency. Global Hydrogen Review 2024. Paris: IEA, 2024a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>. Acesso em: 10 nov. 2024.



International Renewable Energy Agency. A Quality Infrastructure Roadmap for Green Hydrogen. Abu Dhabi: IRENA, 2024. ISBN 978-92-9260-639-8. Disponível em: <https://www.irena.org/>. Acesso em: 10 fev. 2025.

International Renewable Energy Agency (IRENA); United Nations Industrial Development Organization (UNIDO); German Institute of Development and Sustainability (IDOS). Green hydrogen for sustainable industrial development: A policy toolkit for developing countries. Abu Dhabi: IRENA, 2024. <https://www.irena.org/Publications/2024/Feb/Green-hydrogen-for-sustainable-industrial-development-A-policy-toolkit-for-developing-countries>. Acesso em: 10 jan. 2025.

Jaradat, Mustafa; Almashaileh, Sondos; Bendea, Codruta; Juaidi, Adel; Bendea, Gabriel; Bungau, Tudor. "Green Hydrogen in Focus: A Review of Production Technologies, Policy Impact, and Market Developments". *Energies*, v. 17, n. 3992, 2024. <https://doi.org/10.3390/en17163992>. Acesso em: 02 fev. 2025.

Lu, Xing; Krutoff, Anne-Charlotte; Wappler, Mona; Fischer, Anja. Key influencing factors on hydrogen storage and transportation costs: a systematic literature review. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 105, p. 308–325, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.01.196>. Acesso em: 10 fev. 2025.

Oliveira, Rosana Cavalcante de. Panorama do Hidrogênio no Brasil. Brasília: IPEA, 2022. <http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes>. Acesso em: 10 set. 2024.

Santos, Fernando Miguel Soares Mamede dos; Santos, Fernando António Castilho Mamede dos. O Combustível Hidrogénio. Viseu: Instituto Superior Politécnico de Viseu, 2005. <https://revistas.rcaap.pt/millenium/article/view/8428/6014>. Acesso em: 18 nov. 2024.

Schaadt, A.; Hank, C.; Edenhofer, L. "The technological framework for the production of green hydrogen and derived products". In Ebner, M.; Engelmann, T. (Coord.). *Green H₂ investments, from buzz to boom: a macroeconomic, technological, regulatory and market overview of Hydrogen opportunities*. 2022. <https://www.wfw.com/wp-content/uploads/2022/10/KGAL-Whitepaper-Hydrogen-Energy-English.pdf> Acesso em: 10 ago. 2024.

Thomsen, M. Desenvolvimento de uma economia de hidrogênio verde no Brasil: obstáculos e viabilizadores. 2023. Dissertação (Mestrado) - Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas, Centro de Formação Acadêmica e Pesquisa, Rio de Janeiro/RJ, 2023.

Veziroğlu, T. Nejat. Quarter century of hydrogen movement 1974–2000. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 25, n. 11, p. 1143–1150, 2000. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(00\)00038-0](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(00)00038-0). Acesso em: 18 out. 2024.

Weichenhain, U.; Schmitt, C. "Green Hydrogen investments: enabling clean energy and industry". In Ebner, M.; Engelmann, T. (Coord.). *Green Hydrogen investments, from buzz to boom: a macroeconomic, technological, regulatory and market overview of Hydrogen opportunities*. 2022. <https://www.wfw.com/wp-content/uploads/2022/10/KGAL-Whitepaper-Hydrogen-Energy-English.pdf> Acesso em: 10 ago. 2024

Yap, Jiazen; Mclellan, Benjamin A. "A Historical Analysis of Hydrogen Economy Research, Development, and Expectations, 1972 to 2020". *Environments*, v. 10, n. 11, 2023. <https://doi.org/10.3390/environments10010011>. Acesso em: 18 dez. 2024.

