



Latin American Journal of Energy Research – Lajer (2023) v. 10, n. 2, pp. 74–93
<https://doi.org/10.21712/lajer.2023.v10.n2.p74-93>

Avanços e limitações da produção, armazenamento e transporte de hidrogênio verde

Advances and limitations of the production, storage and transport of green hydrogen

Mariana dos Santos Puga^{1*}, Yvan Jesus Olortiga Asencios²

¹ Aluna de Graduação em Engenharia Ambiental, Universidade Federal de São Paulo – UNIFESP, campus Baixada Santista, SP, Brasil

² Professor do Instituto do Mar, Universidade Federal de São Paulo– UNIFESP, campus Baixada Santista SP, Brasil

*Autor para correspondência, E-mail: mariana.puga@unifesp.br

Received: 12 July 2023 | Accepted: 7 November 2023 | Published online: 28 December 2023

Resumo: A busca por fontes limpas de energia e produção é um dos principais objetivos de países do mundo todo para a descarbonização da economia. Atualmente, diversas soluções estão sendo desenvolvidas para os problemas ambientais, sociais e econômicos relacionados às emissões dos gases de efeito estufa. O hidrogênio verde apresenta-se como uma das tecnologias promissoras para atender as demandas energéticas e de processos produtivos de diversos setores da economia. O hidrogênio é o elemento químico mais abundante da superfície terrestre e encontra-se normalmente associado a compostos orgânicos como hidrocarbonetos, além disso se encontra formando as moléculas de água. Entretanto, para obtê-lo de maneira isolada é necessário extrair-lo de fontes como água, petróleo, gás natural, biogás, entre outras. O hidrogênio verde é aquele produzido a partir da eletrólise da água com energia oriunda de fontes renováveis. Ainda existem alguns desafios a serem superados para efetivamente atender as demandas das indústrias de produção de fertilizantes, petrolíferas, metalúrgicas e abastecimento de energia elétrica. Sendo assim, este trabalho aborda os avanços e as limitações para produção, armazenamento e transporte de hidrogênio verde, bem como, a produção científica através de uma revisão sistemática de literatura. Para a produção, o custo de energia renovável foi relevante, considerando apenas energia fotovoltaica/compra. O mapeamento de outras opções pode tornar a análise abrangente. A eletrólise da água está associada a maturidade da tecnologia e o custo dos eletrolisadores, compostos por metais de alto valor agregado. Assim, é necessário o desenvolvimento de novos materiais. Em relação ao armazenamento, a viabilidade tecno econômica da operação é onerosa. Tecnologias que possam superar estes desafios podem otimizar a cadeia de suprimentos. Diversos estudos consideraram o uso da malha de dutos existente para o transporte. Entretanto, como países estão sendo considerados potenciais pólos de exportação, esperava-se encontrar artigos que abordassem o transporte para longas distâncias.

Palavras chave: hidrogênio verde, hidrogênio renovável, energia, sustentabilidade, tecnologia

Abstract: The search for clean sources of energy and production is one of the main objectives of countries around the world for the decarbonization of the economy. Currently, several solutions are being developed for environmental, social, and economic problems related to greenhouse gas emissions. Green hydrogen presents itself as one of the promising technologies to meet the energy demands and production processes of various sectors of the economy. Hydrogen is the most abundant chemical element on the Earth's surface and is normally associated with organic compounds such as hydrocarbons, furthermore, hydrogen is part of water molecules. However, to obtain it in isolation, it is necessary to extract it from sources such as water, oil, natural gas, biogas, among others. Green hydrogen is produced from the electrolysis of water with energy from renewable sources. There are still some challenges to be overcome in order to effectively meet the demands of the fertilizer, oil, metallurgical, and electricity supply industries. Therefore, this work addresses the advances and limitations for the production, storage and transport of green hydrogen, as well as the international scientific production through a systematic literature review. For production, the

cost of renewable energy was relevant, considering only photovoltaic energy/purchase. Mapping other options can make the analysis comprehensive. The electrolysis of water is associated with the maturity of technology and the cost of electrolyzers, which are composed of high added value metals. Thus, the development of new materials is necessary. Regarding storage, the techno-economic viability of the operation is costly. Technologies that can overcome these challenges can optimize the supply chain. Several studies considered the use of the existing pipeline network for transportation. However, as countries are being considered potential export hubs, it was expected to find articles that addressed long-distance transport.

Keywords: green hydrogen, renewable hydrogen, energy, sustainability, technology

1 Introdução

Os acordos internacionais têm pressionado muitos países para a descarbonização da economia. O Protocolo de Paris foi aprovado por 195 países da Convenção das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC) para redução das emissões dos gases de efeito estufa (GEE) e para a mitigação das mudanças climáticas reduzindo as temperaturas globais em 2° C abaixo dos níveis pré-industriais. As metas se mantiveram no Acordo de Glasgow adotado pela Conferência das Partes (COP26) em 2021. Contudo, ainda são necessárias ações dos diversos setores responsáveis pelas emissões de GEE de fontes antropogênicas na atmosfera para efetivamente cumprir com os acordos firmados.

O dióxido de carbono (CO₂) é o GEE emitido em maior quantidade na atmosfera. Parte das emissões de CO₂ são produzidas naturalmente pela respiração biológica e pela decomposição de biomassa. Entretanto milhares de toneladas são provenientes de atividades econômicas de diversos setores que queimam combustíveis fósseis dos quais se destacam: energia (principalmente das termelétricas), transporte (mediante a queima de combustíveis como diesel, gasolina, etc.), processos industriais; também podemos mencionar que a agropecuária e gestão de resíduos, assim como a mudanças de uso da terra também contribuem para a emissão de CO₂ (Climate Watch, 2020). Apesar de ser apenas uma parcela responsável pelas emissões, os processos industriais possuem como principal fonte de emissão de CO₂ a produção do hidrogênio (International Energy Agency, 2022).

O hidrogênio é utilizado no refino de petróleo, produção de fertilizante e indústria metalúrgica. Esta demanda é atendida majoritariamente pela produção de hidrogênio a partir de combustíveis fósseis (principalmente do gás natural, mediante o processo de reforma a vapor do metano). Em 2021 a emissão de mais de 900 toneladas de CO₂ foi associada a produção de 94 milhões de toneladas de hidrogênio para atendimento das demandas industriais, enquanto a produção de baixa emissão foi inferior a 1 tonelada de CO₂ e apenas 35 quilotoneladas produzidas a partir da eletrólise da água (International Energy Agency, 2022). Portanto são necessárias mudanças para atingir a redução das emissões de CO₂ associadas aos processos industriais.

A eletrólise da água é uma técnica promissora para a produção de hidrogênio de baixa emissão, uma vez que, a quebra das ligações da molécula de água através de corrente elétrica tem como produto apenas o gás hidrogênio e gás oxigênio (Sherif et al., 2014). Embora não exista um consenso sobre a definição do hidrogênio verde, chamado também hidrogênio renovável, chama-se hidrogênio verde ao hidrogênio produzido pela eletrólise das moléculas da água, onde a energia elétrica necessária para esse processo vem de energia renovável. Entretanto, o custo de produção do hidrogênio verde é aproximadamente três vezes mais caro que a produção de hidrogênio azul, que é o hidrogênio produzido a partir da reforma a vapor do metano com captura do dióxido de carbono (IRENA, 2020). O alto custo de produção do hidrogênio verde está relacionado aos preços dos eletrolisadores, bem como das fontes de energias renováveis para realizar a eletrólise, entre outros fatores associados.

Além disso, os países estão estabelecendo alianças entre si para implementar a produção e armazenamento de hidrogênio verde com interesse em exportações de países com alto potencial para países com baixo potencial de produção. Por exemplo, para exportar H₂ da Colômbia para a Europa deve custar em média 3,1 USD/kg e para a Ásia 3,47 USD/kg em 2030 (Burdack et al., 2023). Além do custo, outros fatores são relevantes para as análises de viabilidade do uso do hidrogênio verde em larga escala, como a disponibilidade de água doce para a produção, sistemas de armazenamento e transporte de hidrogênio. Sendo assim, este trabalho aborda os avanços e as limitações para produção, armazenamento e transporte de hidrogênio verde, bem como, a produção científica internacional através de uma revisão sistemática de literatura

2 Generalidades do hidrogênio

O hidrogênio é o elemento mais abundante do universo, pode ser encontrado em reservatórios naturais de gás descobertos em diversos países como os Estados Unidos, Brasil, Ucrânia, Austrália e Rússia, em que foram identificadas quantidades significativas de hidrogênio, nitrogênio e hidrocarbonetos (Larin et al., 2015; Moretti et al., 2021; Prinzhofer et al., 2019; Zgonnik, 2020; Zgonnik et al., 2015) Por outro lado, o hidrogênio pode ser encontrado associado a outros compostos orgânicos como hidrocarbonetos, além da água.

Em condições normais de temperatura e pressão, a molécula de hidrogênio (H_2) encontra-se como um gás incolor altamente inflamável com ponto de fusão de $-259,16\text{ }^\circ\text{C}$ e ponto de ebulição $-252,9\text{ }^\circ\text{C}$ (Sherif et al., 2014). A temperatura crítica do hidrogênio é de aproximadamente $-240\text{ }^\circ\text{C}$, ou seja, acima desta temperatura é impossível que o gás hidrogênio condense, ainda que submetido a altas pressões. Além disso, o hidrogênio possui baixa densidade de aproximadamente $0,09\text{ kg/m}^3$ em condições normais de pressão e temperatura (Sherif et al., 2014). Quando transformado de estado gasoso para líquido o hidrogênio ocupa aproximadamente 840 vezes menos espaço. Além disso, é o elemento mais leve e com maior poder calorífico quando comparado a outros combustíveis (tabela 1). Além disso, a combustão do hidrogênio libera apenas água (reação 1), enquanto a combustão dos combustíveis fósseis libera dióxido de carbono para a atmosfera.

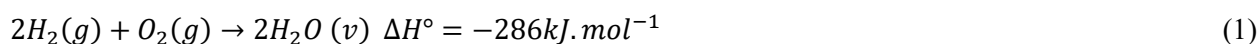


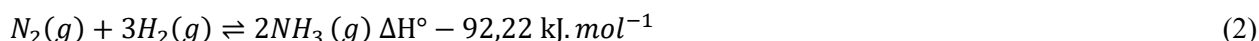
Tabela 1. Comparação do poder calorífico de combustíveis com base no menor valor de aquecimento ao maior valor de aquecimento. Fonte adaptado:(Abe et al., 2019).

Combustível	Poder Calorífico (MJ/kg)
Hidrogênio líquido	120,04 – 141,77
Hidrogênio gasoso	119,96 – 141,88
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	46,60 – 50,14
Gasolina convencional	43,44 – 46,52
Diesel convencional	42,78 – 45,76
Etanol	26,95 – 29,84
Carvão (base úmida)	22,73 – 23,96
Metanol	20,09 – 22,88

3 Demanda por hidrogênio

A demanda global por hidrogênio envolve diversos setores, dos quais se destacam os usos industriais e o refino de petróleo. De acordo com a Agência Internacional de Energia (International Energy Agency, 2021), os processos industriais consomem em média 91 toneladas de hidrogênio todos os anos, das quais 46 toneladas são destinadas para produção de amônia e metanol e 5 toneladas para redução de ferro. Já no que diz respeito ao refino, o consumo de hidrogênio atinge cerca de 40 toneladas anualmente.

Nos processos industriais a obtenção de amônia ocorre através do processo de Haber-Bosch, em que sob elevadas pressões e baixas temperaturas o NH_3 é proveniente da reação de 1 mol de N_2 com 3 moles de H_2 como pode ser observado na reação 2 (Soloveichik, 2019). A amônia é utilizada, principalmente, como matéria-prima na produção de fertilizante, cuja demanda está relacionada à produção agrícola mundial que continua a crescer.



Já o metanol pode ser obtido através do gás de síntese, uma mistura complexa de CO_2 e H_2 , em um processo catalítico como pode ser observado na reação 3 (Sheldon, 2017). O metanol é utilizado na indústria química para a produção de plástico, revestimentos e o formaldeído que é um composto orgânico volátil (COV) utilizado em diversos processos industriais.



De uma maneira geral, no processo convencional de redução direta do ferro (DRI – Direct Reduction of Iron) através da reação química entre o minério de ferro e gases redutores ou carbono obtém-se o ferro metálico como pode ser observado nas reações 4, 5 e 6 (Ranzani Da Costa et al., 2013).



Atualmente, a indústria metalúrgica utiliza monóxido de carbono (CO) neste processo que pode ser substituído por hidrogênio de baixo carbono como pode ser observado nas reações 7, 8 e 9 (Bhaskar et al., 2020). Assim, ao invés de gerar dióxido de carbono seria liberado água a partir desta reação contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa.



O processo de refino do petróleo utiliza o hidrogênio para reduzir o peso molecular das moléculas orgânicas complexas através do hidrocrackeamento catalítico (HCC) reduzindo longas cadeias de hidrocarbonetos em cadeias mais curtas. Além disso, o hidrogênio é utilizado para remover compostos indesejados como o enxofre, nitrogênio, e oxigênio através do hidrotreatamento (HDT). Por exemplo, uma das reações de hidrodessulfurização ocorre como na reação 10 (Fahim et al., 2010).



4 Produção de hidrogênio

Atualmente, a demanda global de hidrogênio é atendida pela produção a partir de combustíveis fósseis através da Reforma a Vapor do Metano (RVM) e posterior processo de Deslocamento Gás-água (ou também conhecido como *Water Gas Shift Reaction*, WGSR, por suas siglas em inglês). Entretanto, há diversas maneiras de produzir hidrogênio, entre as quais podemos citar a eletrólise, termólise, ciclos termoquímicos, fotólise e a produção a partir de biomassa (Sherif et al., 2014). Apesar das diversas técnicas, algumas limitações e desafios ainda precisam ser superados para a produção em larga escala que atenda às metas de redução das emissões de CO_2 e que possa substituir a obtenção de hidrogênio a partir dos combustíveis fósseis.

Os processos de produção do hidrogênio podem ser divididos em eletroquímicos, fotoquímicos, termoquímicos e combinações a depender da matéria-prima e fonte de energia aplicada. Nos processos eletroquímicos a entrada de energia ocorre através da eletricidade que pode ser dividida em fontes renováveis (energia eólica, solar, geotérmica, hídrica e biomassa) e fontes não renováveis (combustíveis fósseis e energia nuclear). Já para os processos termoquímicos a entrada de energia ocorre a partir do calor proveniente de altas temperaturas, que por sua vez, são gerados a partir de fontes de eletricidade renováveis e não renováveis.

Por fim, para os processos fotoquímicos a entrada de energia ocorre a partir da absorção direta de fótons de luz (Sherif et al., 2014). A Tabela 2 apresenta estes processos, matéria prima e respectivas fontes de energia de maneira resumida.

Tabela 2. Processos de produção do hidrogênio. Fonte adaptado de Sherif et al. (2014)

	Processos	Matéria-prima	Fonte de energia
Eletroquímico	Eletrólise	<ul style="list-style-type: none"> • Água 	<ul style="list-style-type: none"> • Eletricidade a partir de fontes renováveis • Eletricidade a partir de fontes não renováveis
	Reforma	<ul style="list-style-type: none"> • Gás natural • Hidrocarbonetos • Biomassa 	<ul style="list-style-type: none"> • Combustão do gás natural/gás de síntese • Concentradores de Energia solar
	Gaseificação	<ul style="list-style-type: none"> • Carvão • Materiais carbonáceos • + Água 	<ul style="list-style-type: none"> • Combustão de carvão, biomassa, materiais carbonáceos/gás de síntese • Concentradores de Energia solar
Termoquímico	Decomposição	<ul style="list-style-type: none"> • Gás natural • Combustíveis fósseis • Biometano • Biohidrocarbonetos 	<ul style="list-style-type: none"> • Combustão de gás natural • Energia solar de concentração
	Termólise	<ul style="list-style-type: none"> • Água 	<ul style="list-style-type: none"> • Concentradores de Energia solar
	Ciclo termoquímico	<ul style="list-style-type: none"> • Água 	<ul style="list-style-type: none"> • Concentradores de Energia solar • Calor nuclear
	Fotossíntese	<ul style="list-style-type: none"> • Água 	<ul style="list-style-type: none"> • Radiação solar • Luz artificial
Fotoquímico	Fotobiológico	<ul style="list-style-type: none"> • Microrganismos • + Água 	<ul style="list-style-type: none"> • Radiação solar

5 Código de cores do hidrogênio

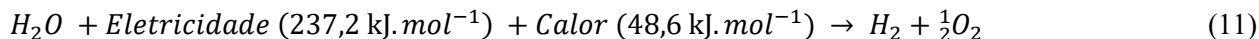
Um código de cores tem sido utilizado para classificar as diferentes rotas de produção do hidrogênio. A tabela 3 apresenta essa classificação para o hidrogênio produzido a partir de combustíveis fósseis, eletrólise e fontes alternativas de obtenção de hidrogênio.

Tabela 3. Classificação das cores do hidrogênio de acordo com a tecnologia de produção. Fonte: adaptado Germscheidt et al. (2021).

	Cor	Processo
Combustíveis fósseis	H ₂ (marrom)	Carvão → H ₂ ; processo de gaseificação, syngas, T=700 °C. Emissão direta de CO ₂
	H ₂ (cinza)	Gás natural (CH ₄) → H ₂ ; reforma à vapor do metano
	H ₂ (azul)	Gás natural (CH ₄) → H ₂ ; reforma à vapor do metano com captura e armazenamento de CO ₂
	H ₂ (turquesa)	Gás natural (CH ₄) → H ₂ ; pirólise de metano com produção de carbono sólido
Eletrólise	H ₂ (rosa)	Hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água realizada através de energia nuclear
	H ₂ (amarelo)	Hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água por fontes mistas (combustíveis fósseis e energia renovável)
	H ₂ (verde)	Hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água realizada através de fontes renováveis de energia
Alternativo	H ₂ (branco)	Ocorrência natural, rara na Terra. Divisão termoquímica da água produzida a partir de energia solar H ₂ produzido a partir do lixo, plástico ou biomassa

O hidrogênio verde ou renovável é aquele produzido a partir da eletrólise da água com energia oriunda de fontes renováveis em um processo que não haja emissões de carbono (Sherif et al., 2014). A eletrólise da água consiste na quebra das ligações da molécula de água por uma corrente elétrica gerando gás

hidrogênio e gás oxigênio. Este processo requer uma tensão de 1,23 V para dividir a água à temperatura ambiente, contudo para a divisão eficiente da água 1,48 V de tensão adicional é necessária para superar a cinética e a resistência ôhmica dos componentes do eletrolisador (Shiva Kumar e Lim, 2022), a reação básica pode ser observada abaixo:



Os eletrolisadores que são utilizados neste processo variam de acordo com a base do eletrólito, as condições operacionais e seus agentes iônicos. Na Figura 1 pode ser observado o princípio do funcionamento da eletrólise alcalina que opera em temperaturas de (30 a 80 °C) em uma solução alcalina concentrada de (5M KOH/NaOH) (Shiva Kumar e Lim, 2022). Assim, no cátodo tem-se a reação de redução em que é produzido o gás hidrogênio e no ânodo ocorre a reação de oxidação em que é produzido o gás oxigênio.

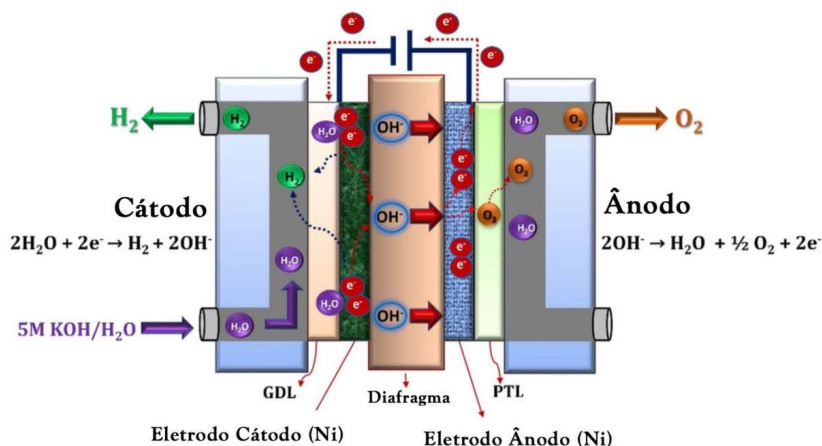


Figura 1. Ilustração esquemática do princípio de funcionamento da eletrólise alcalina. Fonte adaptado de Kumar e Lim (2022).

Outro ponto importante para a produção de hidrogênio verde são as fontes de energia elétrica. De acordo com o último relatório Agência Internacional de Energia (International Energy Agency, 2022) a matriz elétrica mundial é baseada principalmente em combustíveis fósseis, sendo 35% da energia gerada a partir do carvão mineral, 23,6% gás natural, 10% nuclear, 2,5 % petróleo. Entretanto, para a produção de hidrogênio verde são necessárias fontes de energia renováveis como energia hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, entre outras.

6 Eletrólise de água de mar: vantagens e desvantagens

Apesar da eletrólise da água apresentar-se como uma das maneiras mais promissoras para o atendimento das demandas globais por hidrogênio, o estresse hídrico é uma fragilidade para a aplicação efetiva desta técnica. A água do mar é uma alternativa, já que representa cerca de 97% de toda a água disponível no planeta. Entretanto, alguns desafios precisam ser superados para realizar a eletrólise da água do mar em larga escala. Abaixo podem ser observadas as reações que ocorrem no anodo e no catodo da célula eletrolítica nos sistemas de eletrólise de água salgada.



No processo da eletrólise da água do mar as moléculas são divididas em íons de hidrogênio (H+) e hidroxila (OH-). O excesso de elétrons no cátodo forma pares de íons de hidrogênio em gás hidrogênio (H₂) que borbulha para fora da água. Os íons OH atravessam a membrana entre os eletrodos para alcançar o anodo e formar oxigênio (O₂). Quando a água do mar é utilizada neste processo também são gerados íons cloreto na água salgada, formando gás cloro altamente corrosivo que danifica os eletrodos e catalisadores (Robert F. Service, 2023). Além disso, devido a presença de ânions cloreto na água do mar ocorre a reação de evolução do cloro (REC) que compete com a reação de evolução do oxigênio (REO). Na reação de evolução do cloro em meio alcalino, o cloro reage ainda mais com os íons OH- para a formação de

hipoclorito em que possui potencial de início da reação maior que da reação de evolução do oxigênio (Yu et al., 2019). Portanto, são necessários catalisadores altamente ativos que forneçam grandes densidades de corrente. Outro desafio da eletrólise da água do mar é a formação de precipitados insolúveis como o hidróxido de magnésio na superfície dos eletrodos, o que pode prejudicar a reação de evolução do hidrogênio e a reação de evolução do oxigênio (Kuang et al., 2019). Desta maneira, são necessários catalisadores com grandes áreas de superfície.

7 Armazenamento e transporte

O armazenamento e transporte de hidrogênio ainda apresentam desafios a serem superados à medida que se desenvolve a economia do hidrogênio. Em relação ao armazenamento, existem sistemas de estado gasoso, líquido ou sólido (Abe et al., 2019).

A Figura 2 ilustra as diferentes metodologias de armazenamento. Os sistemas de estado gasoso de armazenamento de hidrogênio dispõem de compressores e variam de acordo com os tipos de compartimentos, que podem ser subterrâneos ou acima do solo e normalmente são feitos de materiais metálicos. Os altos custos operacionais deste sistema para manter o hidrogênio com pressões entre 100 e 400 bar impedem o armazenamento de grandes quantidades de gás hidrogênio comprimido (Andersson e Grönkvist, 2019). Já os sistemas de armazenamento de estado líquido dispõem de tecnologias de resfriamento para garantir a liquefação hidrogênio a -253 °C a 1 atm com requisitos de energia de 20 a 40 MJ/kg (Valenti, 2016). Além disso, os materiais utilizados devem ser isolantes térmicos para manter a temperatura do sistema. Apesar da liquefação do hidrogênio apresentar-se como uma técnica bem estabelecida, o desafio são os altos custos deste processo na cadeia de produção do hidrogênio (Cardella et al., 2017). Além dos altos custos para ambos os sistemas mencionados anteriormente, os sistemas de armazenamento em estado gasoso e líquido são volumosos e oferecem riscos relacionados a vazamentos.

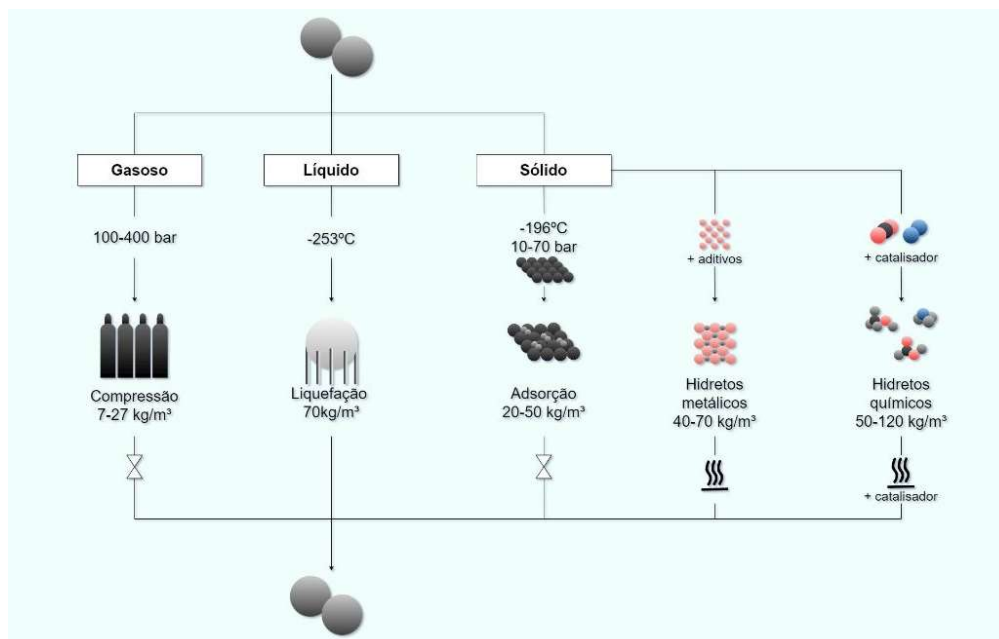


Figura 2. Sistemas de estado gasoso, líquido e sólido de armazenamento de hidrogênio em larga escala. Fonte: adaptado de Andersson e Grönkvist (2019).

Já no que diz respeito aos armazenamentos em sistemas de estado sólido, o hidrogênio se combina física ou quimicamente com outros materiais e pode ser liberado por estímulos cinético, térmicos ou hidrólise. Nas combinações físicas o gás hidrogênio é adsorvido a superfície de um substrato através das interações de Van der Waals. Como são interações fracas, a dessorção cinética é suficiente para liberação do hidrogênio. Os substratos utilizados incluem estruturas metálicas orgânicas (MOF), nanotubos de carbono (CNT) e polímeros de porosidade intrínseca (PIM) (Prachi et al., 2016).

Nas combinações químicas, através do fenômeno da quimissorção podem ser formados hidretos metálicos, complexos e químicos. Os hidretos metálicos são formados quando em contato com a superfície sólida de metais puros e ligas metálicas o hidrogênio se dissocia em dois átomos formando um material

sólido, que reage reversivelmente com o hidrogênio através da termólise (liberação através do aquecimento) ou hidrólise (liberação através da reação com água) (Andersson e Grönkvist, 2019).

O hidreto metálico apresenta-se como uma das formas mais seguras, econômicas, leves e compactas de armazenamento de hidrogênio. Já os hidretos complexos através de ligações covalentes o hidrogênio forma uma estrutura cristalina composta de boro ou alumínio e elementos do primeiro e segundo grupo da tabela periódica (Abe et al., 2019). O déficit nos métodos de reversibilidade dos hidretos complexos dificulta a aplicação em larga escala. Por fim, os hidretos químicos são formados com catalisadores através de combinações de carbono, nitrogênio, oxigênio e hidrogênio e se dissociam através de catalisadores e termólise.

No que diz respeito ao transporte, o hidrogênio pode ser transportado por rodovias, transporte marítimo e dutovias. Além das aplicações e propriedades físico-químicas do hidrogênio, deve ser considerada a distância e a quantidade a ser transportada (Gerboni, 2016). Em distâncias acima de 1500 km e/ou grandes quantidades de hidrogênio a ser transportado os gasodutos são mais adequados. Para o transporte via gasodutos é necessária uma alta pressão no local de produção e uma recompressão do gás no destino. A energia necessária para a compressão de gás hidrogênio de 20 a 70 bar é de 2,4 MJ/kg. Para distâncias abaixo de 1500 km recomenda-se o transporte por navio de hidrogênio em estado líquido e a energia necessária para a liquefação requer 55-65 MJ/kg. Por fim, para distâncias inferiores a 2 km e/ou destino variado recomenda-se o uso de caminhão com reboque de tubos de hidrogênio de alta pressão (Ma et al., 2021).

8 Riscos (perigos) sobre hidrogênio

O hidrogênio é um gás incolor, inodoro e altamente inflamável, o que dificulta a percepção dos perigos e riscos associados. As propriedades físicas do hidrogênio diferem significativamente de outros combustíveis e, portanto, exigem procedimentos específicos para a sua produção, armazenamento e transporte (Hord, 1978). O armazenamento e transporte de hidrogênio estão sujeitos a vazamentos, que por sua vez, estão relacionados a riscos como asfixia e explosões. O ar atmosférico contém aproximadamente 21% de oxigênio em sua concentração e o hidrogênio desloca este oxigênio quando liberado na atmosfera. Conforme a concentração do oxigênio diminui os seres humanos estão sujeitos a efeitos como tontura, perda de consciência, convulsões, parada respiratória, cardíaca e até a morte (Ordin, 1997). Apesar do baixo peso molecular do hidrogênio que o torna mais móvel que todos os outros gases, o uso de odorizantes apresenta-se como uma maneira eficaz na identificação de vazamentos e, por sua vez, no uso seguro do hidrogênio (Mouli-Castillo et al., 2021).

Além disso, o hidrogênio é mais propenso a explosões quando comparado a outros combustíveis devido à ampla faixa de explosão e baixa energia de ignição. Desta maneira, diversos estudos estão sendo desenvolvidos para analisar os riscos associados aos diversos usos do hidrogênio. Como (Liang et al., 2019) que simulou vazamentos e explosões em estações de reabastecimento de hidrogênio de tal forma que fosse possível identificar distâncias nocivas e letais em diferentes cenários possíveis na estação. Um outro estudo abordou navios movidos através de células a combustível de hidrogênio que precisam armazenar grandes quantidades que, por sua vez, estão sujeitas a vazamentos e explosões (Mao et al., 2021). Assim, foi possível estabelecer métodos de gerenciamento do tanque de combustível para reduzir os riscos de acidentes em navios e aprimorar as práticas de segurança.

9 Outros usos do hidrogênio

Além do uso nos processos industriais, o hidrogênio pode ser utilizado em motores de combustão interna (ICE – Internal Combustion Engine) em que a geração de energia ocorre a partir da reação de combustão como nos motores de combustão interna convencionais (Verhelst, 2014). Outra forma de utilizar hidrogênio é através das células a combustível (FC – Fuel Cell Technology), em que o hidrogênio é utilizado como combustível para gerar eletricidade a partir de reações químicas (Wang et al., 2020). Em ambos os casos o uso de hidrogênio é como combustível ao invés do uso de combustíveis fósseis, o uso de hidrogênio como combustível possui emissão zero de carbono na atmosfera.

Os ICEs podem ser mais eficientes para cargas pesadas ou quando precisam trabalhar intensamente. Ao passo que as FC atendem bem veículos leves ou trabalhos menos intensos. Um outro ponto importante na comparação destas duas formas de utilizar hidrogênio é em relação a pureza do hidrogênio como combustível. Os ICEs mantêm um bom desempenho com hidrogênio não purificado, enquanto alguns tipos de FCs precisam de hidrogênio purificado para um bom desempenho (Heywood et al., 2004). Desta

maneira, a depender da aplicação, capacidade de armazenamento de tanque de combustível e disponibilidade de hidrogênio purificado pode ser escolhida uma das alternativas de tal forma que elas se complementam.

10 Células a combustível

Conforme mencionado no item anterior, as células a combustível são dispositivos que geram eletricidade a partir de reações químicas. O hidrogênio pode ser utilizado como combustível nestes processos eletroquímicos e possui alta eficiência devido à quantidade de energia liberada. Assim, através da combinação entre hidrogênio e oxigênio é possível produzir água e calor e, por sua vez, gerar eletricidade sem que sejam necessários processos de combustão (Singla et al., 2021). Existem vários tipos de células a combustível a depender da temperatura de operação e da base do eletrólito, como pode ser observado na Tabela 4.

Tabela 4. Tipos de células a combustível e propriedades.

Tipo de célula a combustível	Temperatura de operação (°C)	Potência (kW)	Catalisador	Base do eletrólito
Membrana de troca de prótons (PEMFC)	50 a 100	50 a 250	Platina	Eletrólito polimérico (folha fina e permeável)
Alcalina	50 a 200	0,3 a 5	Platina	Solução de hidróxido de potássio (KOH)
Carbonato fundido (MCFC)	600 a 700	100000	Níquel	Carbonatos de sal
Ácido fosfórico (PAFC)	150 a 200	200	Platina	Ácido fosfórico
Óxido sólido (SOFC)	1000	100	Níquel	Composto cerâmico duro de óxidos metálicos

As células a combustível do tipo membrana de troca de prótons (*PEM – Próton Exchange Membrane*) operam em temperaturas de 50 a 100 °C através de um eletrólito sólido polimérico chamado ácido perfluorosulfônico (Zhang et al., 2012). São uma das mais utilizadas atualmente devido a praticidade no uso, entretanto o combustível deve ser purificado e o catalisador de platina utilizado em ambos os lados da membrana aumentam os custos da PEM.

As células a combustível alcalinas baseiam-se em uma solução de hidróxido de potássio (KOH) em água como eletrólito. Quanto maior a concentração de KOH maior a temperatura de operação necessária de tal forma que pode operar em uma faixa de 50 a 200 °C (Ferriday e Middleton, 2021). Assim como a PEM, as células a combustível alcalinas funcionam com hidrogênio puro e catalisador de platina que encarece o processo.

As células a combustível de carbonato fundido (MCFC) operam em temperaturas de 600 a 700 °C através de eletrólitos de carbonato de sal como sódio ou magnésio (CO_3). Os catalisadores são feitos de níquel e as placas de aço inoxidável para evitar corrosão (Tomczyk, 2006). Ao contrário das outras células a combustível a MCFC possuem preços mais acessíveis devido aos materiais utilizados serem mais baratos. Entretanto, como são necessárias altas temperaturas tem-se uma limitação do material e possibilidades de uso devido a segurança.

As células a combustível de ácido fosfórico (PAFC) operam em temperaturas de 150 a 220 °C através de um eletrólito de carbonato de ácido fosfórico propriamente dito (Sammes et al., 2004). Os catalisadores utilizados são de platina e as peças do dispositivo devem ser resistentes à corrosão.

Por fim, as células a combustível de óxido sólido (SOFC) operam em altas temperaturas que variam de 700 a 1000 °C através de eletrólitos de um composto cerâmico de óxidos metálicos como cálcio e o zircônio (Yamamoto, 2000). Assim como a MCFC, como operam em altas temperaturas possuem a limitação em relação às possibilidades de uso. Além disso, tendem a rachar e ser relativamente grandes, portanto, carecem de espaço em suas aplicações.

11 O Brasil como um país estratégico para produção de hidrogênio verde

De acordo com a Hydrogen Council (2021) poderão se tornar grandes exportadores de hidrogênio verde a Austrália, América Latina e Oriente Médio, enquanto a China, Europa e América do Norte deverão ser os maiores consumidores de hidrogênio verde. Os países potenciais parceiros produtores de hidrogênio verde são analisados de acordo com a disponibilidade de energia renovável e recursos hídricos, custo-benefício da produção, infraestrutura e demanda energética, disponibilidade de espaço para produção e estrutura social e política (Kelman et al., 2020). Desta maneira, o Brasil apresenta um enorme potencial para a produção do hidrogênio verde.

A matriz energética do Brasil é predominantemente renovável. De acordo com um levantamento realizado em 2021 pela Empresa de Pesquisa Energética mais de 44% da matriz energética do país é composta por fontes renováveis, enquanto a matriz elétrica é composta por mais de 82% de fontes renováveis de energia elétrica. Em relação aos custos de produção do hidrogênio verde, o relatório da Internacional Renewable Energy Agency (IRENA) aponta o Brasil como o país com custo mais competitivo considerando fontes de eletricidade eólicas e solar, restrições geográficas para uso da terra e disponibilidade de água. Por fim, em comparação ao Oriente Médio e a África, que são regiões potenciais para a produção do hidrogênio verde, o Brasil apresenta vantagem em relação à estabilidade geopolítica e uma democracia estabelecida.

12 Outros benefícios paralelos do hidrogênio verde no caso do Brasil

O Brasil é uma potência agrícola que atualmente importa fertilizantes à base de nitrogênio. Em 2022 destacou-se como o principal país importador de fertilizante agrícola em todo o mundo (Statista Research Department, 2023).

Assim, a necessidade de importação deste insumo acaba influenciando no preço dos alimentos no país. De acordo com o relatório da Organização das Nações Unidas Para Alimentação e Agricultura (FAO) o Brasil retornou ao mapa da fome em 2022 e, por sua vez, a insegurança alimentar está relacionada à pobreza. Desta maneira, a intensificação da produção de hidrogênio no Brasil, permitiria a produção de amônia e a produção de fertilizantes nitrogenados (exemplo: nitrato de amônia, uréia, etc).

Com a produção dos insumos no mercado local, o preço dos alimentos diminuiria, bem como, a insegurança alimentar do país. Além disso, no que diz respeito ao desenvolvimento econômico do mercado interno, a produção de amônia verde poderia contribuir para a geração de emprego no país.

13 Produção de conhecimento científico e tecnológico

A metodologia aplicada para a análise da produção científica internacional sobre o hidrogênio verde foi realizada através de uma revisão sistemática de literatura. Foram selecionadas duas bases de dados gerais: Web of Science e Scopus. Foi elaborada uma pergunta estruturada utilizando o acrônimo PICOC que significa população, intervenção, comparação, resultados e contexto (Wohlin et al., 2012). Assim, configurou-se da seguinte forma os elementos: Problem (production ou storage ou transport), Intervention (green hydrogen e renewable hydrogen), Comparison (), Outcome (trends e advances e technology e cost), Context (large scale e extensive e industria). Para a condução da revisão sistemática de literatura foi utilizada a ferramenta Parsifal disponível em: <https://parsif.al>.

Population: (PRODUCTION OR STORAGE OR TRANSPORT)

Intervention: (GREEN HYDROGEN) OR (RENEWABLE HYDROGEN)

Comparison:

Outcome: TRENDS – ADVANCES – TECHNOLOGY – COST

Context: (LARGE SCALE) OR (EXTENSIVE) OR (INDUSTRIA*)

String de busca: (TITLE ((production OR storage OR transport)) AND TITLE ((green AND hydrogen) OR (renewable AND hydrogen)) AND TITLE-ABS-KEY ((large AND scale) OR (extensive) OR (industria*)))

Os critérios de inclusão considerados nesta revisão sistemática foram artigos que abordavam os seguintes temas: hidrogênio verde, larga escala, produção, armazenamento e transporte. Já o critério de

exclusão considerou artigos que abordavam: bio hidrogênio, hidrogênio preto, hidrogênio azul, hidrogênio cinza, hidrogênio nuclear, hidrogênio turquesa e outras aplicações.

Para a lista de verificação de avaliação da qualidade do artigo foram consideradas três questões “O artigo aborda técnicas de produção de hidrogênio verde?”, “O artigo aborda técnicas de armazenamento de hidrogênio verde?” e “O artigo aborda técnicas de transporte de hidrogênio verde?”. Os artigos que abrangiam as três questões foram avaliados com maior score. Assim, o maior score possível foi 3 para os artigos que obtiveram como resposta “Sim” para as três perguntas. A verificação considerou as três perguntas de tal forma que fosse possível analisar os artigos que consideravam de maneira holística o armazenamento, transporte e produção, já que facilita a identificação dos avanços e limitações considerando a cadeia de suprimento de hidrogênio verde como um todo. A Tabela 5 apresenta as respostas possíveis nesta verificação e os respectivos scores.

Tabela 5. Resposta e score considerados na lista de verificação de avaliação da qualidade dos artigos.

Resposta	Score
Sim	1,0
Parcialmente	0,5
Não	0

14 Resultados e discussão

Um total de 528 artigos foram encontrados, sendo 217 na base de dados Scopus e 311 na base de dados Web of Science. Destes, 188 foram considerados relevantes e incluídos nesta análise. Os artigos que avaliaram a produção de hidrogênio azul, cinza, turquesa e outros, que não o hidrogênio verde, foram excluídos. Entre as duas bases de dados foram identificados 141 artigos duplicados. Dos 188 artigos selecionados, foram considerados para extração e análise final dos dados, 11 estudos que preencheram score de qualidade de 2,5 a 3, ou seja, os artigos que obtiveram resposta “Sim” para as três perguntas e os artigos que obtiveram duas respostas “Sim” e uma “Parcialmente”. A Tabela 6 apresenta os títulos selecionados.

A Figura 3 apresenta o número de artigos resultantes desta busca por ano de publicação. Desta maneira, é possível observar um crescimento constante nos últimos anos sobre o tema. Antes da metade do ano de 2023, 144 artigos foram publicados e 189 no ano anterior. Portanto, estima-se que até o final do ano de 2023 o número de publicações de 2022 seja superado.

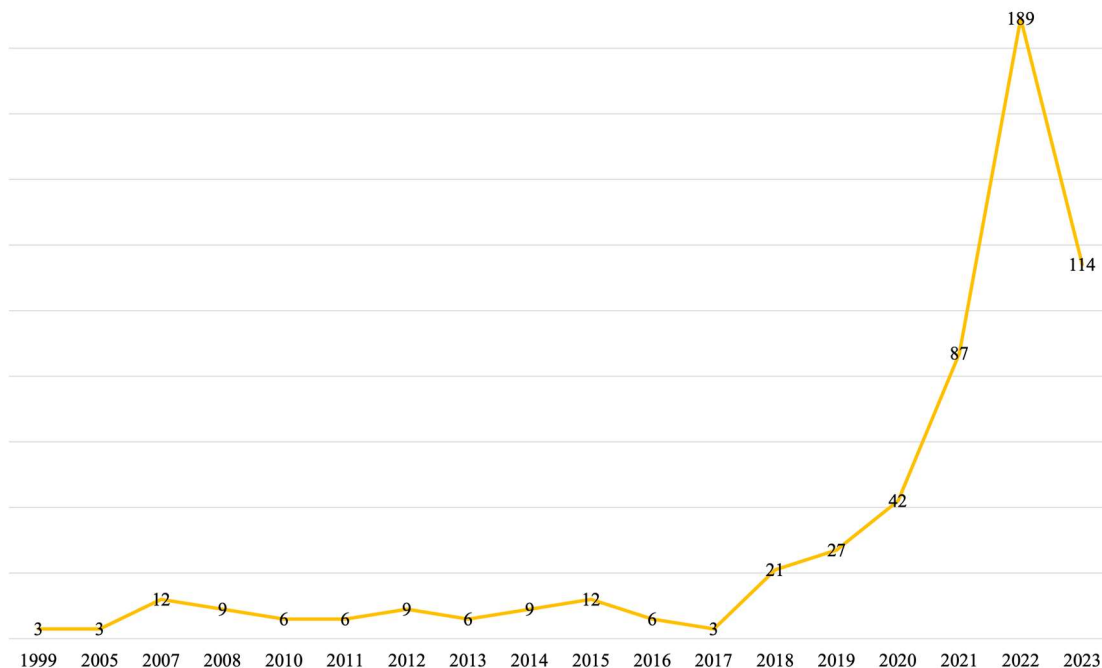


Figura 3. Artigos encontrados por ano de publicação.

Tabela 6. Títulos dos selecionados na revisão sistemática de literatura de acordo com a avaliação de qualidade e extração de dados acerca da produção, armazenamento e transporte de hidrogênio.

Autor	Ano	Título	País	Score	Produção	Transporte	Armazenamento
(Menon e Siew Hwa, 2022)	2022	Hydrogen as a Source of Green Energy for Marine Applications	Singapura	2,5	As limitações para produção de H ₂ verde foi relacionada à sazonalidade no fornecimento de energia renovável.	O transporte em navios foi considerado uma vez que o foco de estudo é a descarbonização do setor marítimo.	O armazenamento de H ₂ é conveniente pois a capacidade de armazenamento é maior e ocupa menos espaço quando considerado o uso em navios.
(Sgarbossa et al., 2023)	2023	Renewable hydrogen supply chains: A planning matrix and an agenda for future research	Noruega	3,0	A produção de H ₂ em pequena escala é conveniente por evitar custos relacionados ao transporte.	Explorar a malha de dutos de gás natural é economicamente viável. Mas sua aplicação prática enfrenta algumas limitações como a degradação da integridade dos dutos.	O H ₂ gasoso é conveniente quando a demanda é baixa. Já o H ₂ líquido é vantajoso para altas demandas, entretanto são necessários avanços para a redução do custo operacional da liquefação.
(Masip Macía et al., 2021)	2021	Green Hydrogen Value Chain in the Sustainability for Port Operations: Case Study in the Region of Valparaiso, Chile	Chile	3,0	Foram quantificadas a proporção da usina solar fotovoltaica e a geração de eletricidade necessária para produção de H ₂ . Considerado o uso do Eletrolisador de Membrana de Troca de Prótons (PEM) devido à sua flexibilidade operacional e aos custos em nível nacional.	A produção de H ₂ in situ dispensa a necessidade de investigação de tecnologias para a distribuição, ainda que este estudo tenha considerado a cadeia de suprimentos como um todo.	Armazenamento por hidretos metálicos apresentou-se como mais vantajoso, pois não há necessidade de compressão.
(Ji et al., 2022)	2022	Research Review of the Key Technology and Application of Large-scale Water Electrolysis Powered by Renewable Energy to Hydrogen and Ammonia Production [大规模可再生能源电解水制氢合成氨关	China	3,0	Consideradas para a produção de H ₂ a eletrólise alcalina (AEL), membrana de troca de prótons (PEM) e eletrólise de óxido sólido (SOEC). A AEL tem as maiores vantagens para a produção em larga escala na China, de acordo com os requisitos técnicos e econômicos.	O estudo prevê a produção de H ₂ in situ para a produção de amônia, portanto não foi necessário projetar sistemas de transporte neste estudo de caso.	Selecionado o método de armazenamento de H ₂ gasoso, que não foi especificado neste processo.

键技术与应用研究进展]

(Villalba-Herreros et al., 2023)	2023	Techno-Economic Assessment of Large-Scale Green Hydrogen Logistics Using Ammonia As Hydrogen Carrier: Comparison to Liquefied Hydrogen Distribution and In Situ Production	Espanha	2,5	Somente se o preço da eletricidade renovável no local de destino e a demanda de hidrogênio forem baixos o suficiente, a produção de H ₂ no local se tornará atraente.	Este trabalho compara a distribuição de H ₂ verde em larga escala com base no uso de amônia verde como transportador e hidrogênio líquido. Os resultados mostram que o H ₂ líquido é mais vantajoso na maioria dos casos.	O armazenamento de H ₂ líquido apresentou-se como tecnologia mais vantajosa neste estudo.
(Agbossou et al., 2007)	2007	Renewable hydrogen production and distribution options for fuel cells use	Canadá	2,5	O estudo mostra que a produção de H ₂ em larga escala é mais lucrativa do que a produção local em pequena escala.	No entanto, a produção local de H ₂ no local elimina os requisitos de distribuição. Atualmente, os altos custos de transporte e entrega tornam as infraestruturas de pequena escala mais lucrativas.	Os sistemas de armazenamento não são foco desta pesquisa. Apenas do uso de H ₂ para armazenamento de energia.
(Hren et al., 2023)	2023	Hydrogen production, storage and transport for renewable energy and chemicals: An environmental footprint assessment	Eslovênia	3,0	Verificou-se que as tecnologias de produção de H ₂ com as menores pegadas de GEEs são a reforma de vapor residual de glicerol e álcool (761,1 e 586,7 kg de CO ₂ eq/t H ₂) e eletrólise de água ao usar a eletricidade renovável e não renovável (22.96,4 kg de CO ₂ eq./t H ₂).	O transporte de H ₂ gasoso por gasoduto tem a menor pegada de GEE (50–500 kg de CO ₂ eq/t H ₂), seguido pelo transporte de gás comprimido por estrada, devido às grandes quantidades de eletricidade necessárias para o processo de liquefação.	Em relação ao armazenamento, alternativas com H ₂ gasoso mostram uma menor pegada de GEE (80–640 kg de CO ₂ eq/t H ₂ em comparação com o H ₂ liquefeito (324–3204 kg de CO ₂ eq/t H ₂).
(Lee et al., 2022)	2022	Outlook of industrial-scale green hydrogen production via a hybrid system of alkaline water electrolysis and energy storage system based on	Estados Unidos	2,5	Com o uso de energia fotovoltaica, foi considerada a produção de H ₂ por um sistema composto por um eletrolisador alcalino associado a um sistema de armazenamento de energia e um sistema composto apenas pelo eletrolisador alcalino. São	O H ₂ pode ser transportado por longas distâncias empregando os métodos de armazenamento de liquefação, compressão e transportador orgânico líquido de H ₂ (LOHC).	O sistema conta com as estruturas de armazenamento similares às tecnologias similares consideradas para o transporte.

	seasonal radiation	solar			necessários mais estudos para garantir que o sistema de armazenamento de energia abata os custos de produção.		
(Stöckl et al., 2021)	Optimal chains and power sector benefits of green hydrogen	supply	Alemanha	3,0	A produção de H ₂ local em pequena escala é mais benéfica para menores parcelas de fontes de energia renováveis e baixa demanda de hidrogênio.	Considerada a distribuição de H ₂ por dutos. Estes poderiam resolver o compromisso de eficiência e flexibilidade, mas provavelmente serão econômicos apenas para transportar grandes quantidades.	Analisados o armazenamento de H ₂ líquido (LH ₂) e transportador orgânico líquido (LOHC). LH ₂ é geralmente mais eficiente em termos de energia; o LOHC oferece maior flexibilidade temporal devido ao armazenamento barato, mas requer quantidades substanciais de eletricidade para o processo de desidrogenação na estação de enchimento.
(Oliveira et al., 2021)	A green economy for a renewable energy society	hydrogen	Estados Unidos	3,0	O H ₂ cinza e azul atualmente custa entre US\$1,20 e US\$2,40/kg em comparação com os US\$4,85/kg do H ₂ verde a um custo de eletricidade de US\$53/MWh. No entanto, a diminuição dos preços da eletricidade renovável e as melhorias na eficiência do eletrolisador são projetadas para reduzir o custo do H ₂ verde até 2030.	Transporte de H ₂ considerando a malha de dutos já existente para transporte de gás natural. A mistura de até 20% de H ₂ pode ser alcançada sem modificações significativas da infraestrutura existente, o que poderia levar à redução de 145 Mt de CO ₂ .	O H ₂ verde passa diretamente para a rede de dutos durante os períodos de alta demanda e é armazenado em tanques ou cavernas subterrâneas em períodos de baixa demanda.
(Ficco et al., 2022)	Development of a Hydrogen Valley for Exploitation of Green Hydrogen in Central Italy		Itália	2,5	A produção através de eletrólise alcalina foi considerada mais vantajosa, uma vez que atualmente é a tecnologia mais madura comercialmente e com menores custos.	Estudo desenvolvido considerando a malha de dutos já existente para transporte de hidrogênio.	Injeção do hidrogênio nas instalações de fornecimento de gás natural da região.

A cadeia de valor do hidrogênio verde desde a sua produção até a sua utilização para a descarbonização do setor marítimo foi analisada em Menon e Siew Hwa, 2022. No que diz respeito ao armazenamento para o uso em navios, o armazenamento do hidrogênio liquefeito (LH₂) é mais vantajoso do que o armazenamento de hidrogênio comprimido, uma vez que, a capacidade de carga é maior para LH₂ e os sistemas de armazenamento por compressão são maiores e ocupam mais espaço. O tamanho do tanque para armazenar 1000 m³ de óleo combustível é cerca de 4 vezes maior para armazenar hidrogênio em estado líquido e 7 vezes maior para armazenar hidrogênio comprimido.

Já Sgarbossa et al., 2023 aborda o planejamento de cada item da cadeia de suprimentos de hidrogênio, entre eles a produção, transporte e o armazenamento. A produção de hidrogênio verde está relacionada às diferentes demandas que por sua vez estão relacionadas aos fatores que influenciam no planejamento como a localização do local de produção que afeta a forma de distribuição, a escolha da tecnologia dos eletrolisadores, a maturidade da tecnologia de produção e proximidade da fonte de matéria-prima. O planejamento do armazenamento de hidrogênio deve ser realizado em função da produção. Considerando produções em larga escala que visam o fornecimento durante o pico de disponibilidade, o sistema de armazenamento deve ser instalado perto da instalação de produção. Ao passo que para atendimento do mercado de demanda flutuante o sistema de armazenamento deve ser instalado próximo ao ponto de uso. A distribuição ou transporte de hidrogênio verde tem o seu planejamento relacionado à distância do local de produção até o usuário final e o perfil de demanda de hidrogênio.

Um estudo de caso foi desenvolvido por Masip Macía et al., 2021 para substituição do uso do diesel para o uso do hidrogênio em uma instalação portuária. Os principais consumidores considerados neste estudo foram guindastes, empilhadeiras, elevadores articulados e tratores. Para garantir o fornecimento foram necessários 60 kg de H₂ que foram produzidos no local a partir de energia fotovoltaica e armazenados em um sistema de armazenamento por compressão. O custo para o uso do hidrogênio na instalação portuária foi 4 vezes mais caro do que o uso do diesel. Além disso, no estudo de caso a energia para a produção do hidrogênio verde foi fornecida pela concessionária, o que encareceu o processo. O artigo recomenda a produção própria de energia para viabilizar os custos de implantação do hidrogênio verde na instalação portuária.

Através de uma análise comparativa da distribuição de hidrogênio verde Villalba-Herrerros et al., 2023 considerou três situações: o uso de amônia verde como transportador de hidrogênio, o uso de hidrogênio líquido e a produção in situ, que dispensa a necessidade de transporte. Além disso, o estudo considera a produção, envasamento, transporte e desvasamento de hidrogênio. O hidrogênio líquido apresentou-se como a melhor alternativa e a produção in situ é vantajosa se o preço da energia renovável no local de destino e a demanda por hidrogênio forem baixos. Além disso, o transporte utilizando amônia é uma alternativa atraente se a amônia for um produto de interesse no destino. O transporte de hidrogênio verde foi comparado ao de hidrogênio azul em estado líquido, que pode ser até 65% mais barato considerando cenários semelhantes.

Agbossou et al., 2007 analisa as opções de produção e distribuição de hidrogênio verde por fontes de energia fotovoltaica e eólica em escala local, bem como, as vantagens e desvantagens de grandes estações centralizadas em comparação aos sistemas de produção distribuída. A produção de hidrogênio em larga escala é economicamente mais lucrativa do que a produção local. No entanto, a produção de hidrogênio no local elimina os requisitos de transmissão e distribuição de usinas convencionais de grande escala que precisam de entrega por dutos ou caminhões. Os altos custos de transporte, distribuição e entrega tornam as infraestruturas de pequena escala mais lucrativas do que grandes plantas centralizadas.

Onze fontes de produção de hidrogênio foram analisadas em (Hren et al., 2023). Entre elas a produção a partir gás natural, biogás, alumínio, gás ácido, biomassa, divisão eletrolítica de água, entre outros. O impacto da produção foi analisado em termos de emissão de gases de efeitos estufa, pegada energética, acidificação, eutrofização, potencial de toxicidade humana e risco ecológico. O método de eletrólise da água), sugere que mais energia é usada do que produzida. Considerando os requisitos operacionais do armazenamento e do transporte, o hidrogênio gasoso transportado através de um gasoduto é uma alternativa melhor do ponto de vista ambiental e com uma pegada energética menor (38%-85%) do que as outras opções.

Lee et al. (2022) investigam a técnica econômica da produção de hidrogênio verde por um sistema híbrido e um sistema único. O sistema híbrido é composto por um eletrolisador alcalino associado a um sistema de armazenamento de energia e o sistema único é composto apenas pelo eletrolisador alcalino. Ambos os sistemas contam com o fornecimento de energia fotovoltaica e um sistema de armazenamento de hidrogênio. O sistema de armazenamento de energia foi utilizado para reduzir o custo de produção de H₂. Os autores concluíram que é necessário analisar a capacidade do sistema de armazenamento de energia

e do eletrolisador alcalino para efetivamente atingir a redução do custo. Além disso, outros tipos de eletrolisadores e fontes de energia renovável devem ser testadas para analisar de maneira mais abrangente a produção de hidrogênio verde.

Quatro postos abastecimento de hidrogênio foram analisados em Stöckl et al., 2021. Um inclui a produção em pequena escala por eletrólise no local de abastecimento e as outras três opções abrangem a produção em larga escala com entrega do hidrogênio por caminhões e diferem em relação aos sistemas de armazenamento de hidrogênio (gasoso, líquido e transportador de hidrogênio orgânico líquido). A produção em pequena escala no local foi a opção de menor custo. Enquanto a produção em larga escala, a que envolve o armazenamento de hidrogênio líquido, foi a solução ideal para os postos de abastecimento.

Oliveira et al., 2021 propôs um plano de implementação do hidrogênio para o setor industrial como matéria prima química, para o setor de transporte, edifícios e aquecimento e para o armazenamento sazonal de energia. Portanto, foram definidos os caminhos para a introdução do hidrogênio nestes setores de tal forma que fosse possível analisar a viabilidade da implementação. A introdução do hidrogênio no setor industrial, de transporte, edifícios e aquecimento pode ser bem-sucedida e contribuir para a redução das emissões de CO₂. Entretanto, no que diz respeito ao setor de energia utilizar eletricidade diretamente quando possível ao invés de converter eletricidade em hidrogênio pode ser mais vantajoso.

Por fim, Ficco et al. (2022) investigou a viabilidade de implantação de uma planta de hidrogênio na Itália para suprir as demandas de gás natural da região. Para a produção foi considerada a fonte de energia fotovoltaica e o eletrolisador alcalino devido a maturidade da tecnologia e custo baixo em relação às outras tecnologias disponíveis. A técnica de armazenamento considerada foi a de compressão de H₂ e para o transporte foram considerados os dutos de conexão do local de produção. Apesar da viabilidade de instalação e capacidade de atendimento das demandas regionais, o alto custo de investimento para implantação é uma limitação deste projeto. A tabela 6 apresenta os dados extraídos dos estudos incluídos acerca da produção, armazenamento e transporte de hidrogênio verde.

De maneira geral, a maioria dos estudos consideraram o custo o fator mais relevante no fornecimento de energia renovável, principalmente quando considerada a compra direta da rede de distribuição de energia elétrica (Oliveira et al., 2021). Em alguns casos, as alternativas foram a instalação de usinas de energia fotovoltaica no local de produção (Lee et al., 2022; Masip Macía et al., 2021). Desta forma, são necessários avanços em relação ao mapeamento das fontes de energia renovável disponíveis para uma análise mais abrangente deste fator no processo de produção. Já em relação à escolha da tecnologia para a eletrólise da água, a maturidade de desenvolvimento da tecnologia e o custo dos eletrolisadores foram aspectos significativos nos estudos apresentados nesta revisão sistemática (Ficco et al., 2022; Ji et al., 2022). O custo dos eletrolisadores está relacionado aos materiais utilizados, em sua maioria, metais de alto valor agregado (Shiva Kumar e Lim, 2022). Assim, é necessário o desenvolvimento de novos materiais com custo acessível para viabilizar a produção de hidrogênio verde.

Em relação ao armazenamento, a viabilidade técnico econômica de operação dos sistemas de armazenamento de hidrogênio foi um fator chave para a escolha do sistema. A maioria dos estudos consideraram os processos de liquefação, compressão e reversão do armazenamento de transportador orgânico líquido de hidrogênio como as variáveis de maior impacto nesta análise (Stöckl et al., 2021). Portanto tecnologias que possam superar estes desafios para o armazenamento podem contribuir para otimizar os processos da cadeia de suprimentos de hidrogênio verde. Já no que diz respeito ao transporte, diversos estudos consideraram o transporte de hidrogênio através da infraestrutura de malha de dutos já existente para a distribuição do gás natural ou a produção do hidrogênio no local de uso para evitar a necessidade de transporte (Ficco et al., 2022; Ji et al., 2022; Oliveira et al., 2021; Stöckl et al., 2021). Entretanto, como alguns países com a matriz elétrica predominantemente renovável estão sendo considerados pólos de exportação de hidrogênio verde, esperava-se encontrar mais artigos que abordassem o transporte com foco em longas distâncias.

15 Considerações finais

Considerando a produção: o mapeamento das fontes de energia renovável disponíveis para a produção de hidrogênio deve ser considerado para uma análise mais abrangente da cadeia de suprimentos. Ainda, no que diz respeito à produção, o desenvolvimento de novos materiais é um fator importante para reduzir o custo dos eletrolisadores.

Considerando o armazenamento: os processos de liquefação, compressão ou reversão do armazenamento de transportador orgânico líquido de hidrogênio foram ressaltados como as variáveis de maior impacto nesta análise. Portanto, tecnologias que possam superar estes desafios para o armazenamento

podem contribuir para otimizar os processos da cadeia de suprimentos de hidrogênio verde. Considerando o transporte: diversos estudos analisaram o transporte de hidrogênio através da infraestrutura de malha de dutos já existente para a distribuição do gás natural ou a produção do hidrogênio no local de uso para evitar a necessidade de transporte. Entretanto, são necessárias análises que considerem o transporte para longas distâncias, já que alguns países estão sendo considerados promissores para o desenvolvimento de pólos de exportação de hidrogênio verde.

Por fim, a cadeia de suprimentos do hidrogênio verde deve ser analisada de acordo com cada demanda, pois diversos fatores influenciam no método de produção, armazenamento e transporte de hidrogênio verde. Apesar do aumento do desenvolvimento científico e tecnológico alguns avanços ainda são necessários para viabilizar a implementação do hidrogênio verde nos diversos setores. Além disso, esperava-se encontrar estudos que abordassem o estresse hídrico ou a disponibilidade de água para produção do hidrogênio verde a partir da eletrólise. Entretanto, há uma lacuna no conhecimento sobre a disponibilidade de água para suprir as demandas por hidrogênio verde.

Referências bibliográficas

- Abe, JO, Popoola, API, Ajenifuja, E and Popoola, OM (2019) ‘Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation’, In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 44, Issue 29). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.068>
- Agbossou, K, Adzakpa, KP and Anouar, A (2007) ‘Renewable hydrogen production and distribution options for fuel cells use’, *SAE Technical Papers*. <https://doi.org/10.4271/2007-01-0014>
- Andersson, J. and Grönkvist, S. (2019). Large-scale storage of hydrogen. In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 44, Issue 23). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>
- Bhaskar, A., Assadi, M., & Somehsaraei, H. N. (2020). Decarbonization of the iron and steel industry with direct reduction of iron ore with green hydrogen. *Energies*, 13(3). <https://doi.org/10.3390/en13030758>
- Burdack, A., Duarte-Herrera, L., López-Jiménez, G., Polklas, T. and Vasco-Echeverri, O. (2023). Techno-economic calculation of green hydrogen production and export from Colombia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(5). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.064>
- Cardella, U., Decker, L. and Klein, H. (2017). Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(19). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.068>
- Climate Watch. (2020). *World Greenhouse Gas Emissions in 2016*. World.
- Fahim, M. A., Alsahhaf, T. A. and Elkilani, A. (2010). Fundamentals of Petroleum Refining. In *Fundamentals of Petroleum Refining*. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-16348-1>
- Ferriday, T. B. and Middleton, P. H. (2021). Alkaline fuel cell technology - A review. In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 46, Issue 35). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.203>
- Ficco, G., Arpino, F., Dell’Isola, M., Grimaldi, M. and Lisi, S. (2022). Development of a Hydrogen Valley for Exploitation of Green Hydrogen in Central Italy. *Energies*, 15(21). <https://doi.org/10.3390/en15218072>
- Gerboni, R. (2016). Introduction to hydrogen transportation. In *Compendium of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/b978-1-78242-362-1.00011-0>
- Germescheidt, R. L., Moreira, D. E. B., Yoshimura, R. G., Gasbarro, N. P., Datti, E., dos Santos, P. L. and Bonacin, J. A. (2021). Hydrogen Environmental Benefits Depend on the Way of Production: An Overview of the Main Processes Production and Challenges by 2050. *Advanced Energy and Sustainability Research*, 2(10). <https://doi.org/10.1002/aesr.202100093>
- Heywood, J. B., Weiss, M. A., Schafer, A., Bassene, S. A. and Natarajan, V. K. (2004). The performance of future ICE and fuel cell powered vehicles and their potential fleet impact. *SAE Technical Papers*. <https://doi.org/10.4271/2004-01-1011>
- Hord, J. (1978). Is hydrogen a safe fuel? *International Journal of Hydrogen Energy*, 3(2). [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(78\)90016-2](https://doi.org/10.1016/0360-3199(78)90016-2)

- Hren, R., Vujanović, A., Van Fan, Y., Klemeš, J. J., Krajnc, D. and Čuček, L. (2023). Hydrogen production, storage and transport for renewable energy and chemicals: An environmental footprint assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 173. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113113>
- International Energy Agency. (2021). *Global Hydrogen Review 2021 – Analysis - IEA*. Global Hydrogen Review.
- IRENA. (2020). Green Hydrogen Cost Reduction. In */publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction*.
- Ji, X., Zhou, B., He, G., Qiu, Y., Bi, K., Zhou, L. and Dai, Y. (2022). Research Review of the Key Technology and Application of Large-scale Water Electrolysis Powered by Renewable Energy to Hydrogen and Ammonia Production. In *Gongcheng Kexue Yu Jishu/Advanced Engineering Science* (Vol. 54, Issue 5). <https://doi.org/10.15961/j.jsuese.202200660>
- Kelman, R., Gaspar, L. de S., Geyer, F. S., Barroso, L. A. N. and Pereira, M. V. F. (2020). Can Brazil Become a Green Hydrogen Powerhouse? *Journal of Power and Energy Engineering*, 08(11). <https://doi.org/10.4236/jpee.2020.811003>
- Kuang, Y., Kenney, M. J., Meng, Y., Hung, W. H., Liu, Y., Huang, J. E., Prasanna, R., Li, P., Li, Y., Wang, L., Lin, M. C., McGehee, M. D., Sun, X. and Dai, H. (2019). Solar-driven, highly sustained splitting of seawater into hydrogen and oxygen fuels. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 116(14). <https://doi.org/10.1073/pnas.1900556116>
- Larin, N., Zgonnik, V., Rodina, S., Deville, E., Prinzhofer, A. and Larin, V. N. (2015). Natural Molecular Hydrogen Seepage Associated with Surficial, Rounded Depressions on the European Craton in Russia. *Natural Resources Research*, 24(3). <https://doi.org/10.1007/s11053-014-9257-5>
- Lee, H., Choe, B., Lee, B., Gu, J., Cho, H. S., Won, W. and Lim, H. (2022). Outlook of industrial-scale green hydrogen production via a hybrid system of alkaline water electrolysis and energy storage system based on seasonal solar radiation. *Journal of Cleaner Production*, 377. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134210>
- Liang, Y., Pan, X., Zhang, C., Xie, B. and Liu, S. (2019). The simulation and analysis of leakage and explosion at a renewable hydrogen refuelling station. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(40). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.140>
- Ma, Y., Wang, X. R., Li, T., Zhang, J., Gao, J. and Sun, Z. Y. (2021). Hydrogen and ethanol: Production, storage, and transportation. In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 46, Issue 54). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.027>
- Mao, X., Ying, R., Yuan, Y., Li, F. and Shen, B. (2021). Simulation and analysis of hydrogen leakage and explosion behaviors in various compartments on a hydrogen fuel cell ship. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(9). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.158>
- Masip Macía, Y., Rodríguez Machuca, P., Rodríguez Soto, A. A. and Carmona Campos, R. (2021). Green hydrogen value chain in the sustainability for port operations: Case study in the region of Valparaíso, Chile. *Sustainability (Switzerland)*, 13(24). <https://doi.org/10.3390/su132413681>
- Menon, N. V. and Siew Hwa, C. (2022). Hydrogen as a Source of Green Energy for Marine Applications. *2022 6th International Conference on Green Energy and Applications, ICGEA 2022*. <https://doi.org/10.1109/ICGEA54406.2022.9791898>
- Moretti, I., Brouilly, E., Loiseau, K., Prinzhofer, A. and Deville, E. (2021). Hydrogen emanations in intracratonic areas: New guide lines for early exploration basin screening. *Geosciences (Switzerland)*, 11(3). <https://doi.org/10.3390/geosciences11030145>
- Mouli-Castillo, J., Orr, G., Thomas, J., Hardy, N., Crowther, M., Haszeldine, R. S., Wheeldon, M. and McIntosh, A. (2021). A comparative study of odorants for gas escape detection of natural gas and hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(27). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.211>
- Oliveira, A. M., Beswick, R. R. and Yan, Y. (2021). A green hydrogen economy for a renewable energy society. In *Current Opinion in Chemical Engineering* (Vol. 33). <https://doi.org/10.1016/j.coche.2021.100701>

- Ordin, P. (1997). Safety Standard for Hydrogen and Hydrogen Systems, I. *National Aeronautics and Space Administration, NSS*. <https://doi.org/NSS.1740.16>
- Prachi R., P., Mahesh M., W. and Aneesh C., G. (2016). A Review on Solid State Hydrogen Storage Material. *Advances in Energy and Power*, 4(2). <https://doi.org/10.13189/aep.2016.040202>
- Prinzhofer, A., Moretti, I., Françolin, J., Pacheco, C., D'Agostino, A., Werly, J. and Rupin, F. (2019). Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: The example of a Brazilian H₂ -emitting structure. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(12). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.119>
- Ranzani Da Costa, A., Wagner, D. and Patisson, F. (2013). Modelling a new, low CO₂ emissions, hydrogen steelmaking process. *Journal of Cleaner Production*, 46. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.07.045>
- Robert F. Service. (2023). Splitting seawater could provide an endless source of green hydrogen. *American Association for the Advancement of Science*, 1075–1075.
- Sammes, N., Bove, R. and Stahl, K. (2004). Phosphoric acid fuel cells: Fundamentals and applications. *Current Opinion in Solid State and Materials Science*, 8(5). <https://doi.org/10.1016/j.cossms.2005.01.001>
- Sgarbossa, F., Arena, S., Tang, O. and Peron, M. (2023). Renewable hydrogen supply chains: A planning matrix and an agenda for future research. *International Journal of Production Economics*, 255. <https://doi.org/10.1016/j.ijpe.2022.108674>
- Sheldon, D. (2017). Methanol production - A technical history. In *Johnson Matthey Technology Review* (Vol. 61, Issue 3). <https://doi.org/10.1595/205651317X695622>
- Sherif, S. A., Goswami, D. Y., Stefanakos, E. K. and Steinfeld, A. (2014). Handbook of hydrogen energy. In *Handbook of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1201/b17226>
- Shiva Kumar, S., & Lim, H. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. In *Energy Reports* (Vol. 8). <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.127>
- Singla, M. K., Nijhawan, P. and Oberoi, A. S. (2021). Hydrogen fuel and fuel cell technology for cleaner future: a review. In *Environmental Science and Pollution Research* (Vol. 28, Issue 13). <https://doi.org/10.1007/s11356-020-12231-8>
- Soloveichik, G. (2019). Electrochemical synthesis of ammonia as a potential alternative to the Haber–Bosch process. In *Nature Catalysis* (Vol. 2, Issue 5). <https://doi.org/10.1038/s41929-019-0280-0>
- Stöckl, F., Schill, W. P. and Zerrahn, A. (2021). Optimal supply chains and power sector benefits of green hydrogen. *Scientific Reports*, 11(1). <https://doi.org/10.1038/s41598-021-92511-6>
- Tomczyk, P. (2006). MCFC versus other fuel cells-Characteristics, technologies and prospects. *Journal of Power Sources*, 160(2 SPEC. ISS.). <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2006.04.071>
- Valenti, G. (2016). Hydrogen liquefaction and liquid hydrogen storage. In *Compendium of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/b978-1-78242-362-1.00002-x>
- Verhelst, S. (2014). Recent progress in the use of hydrogen as a fuel for internal combustion engines. In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 39, Issue 2). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.10.102>
- Villalba-Herreros, A., d'Amore-Domenech, R., Crucelaegui, A. and Leo, T. J. (2023). Techno-Economic Assessment of Large-Scale Green Hydrogen Logistics Using Ammonia As Hydrogen Carrier: Comparison to Liquefied Hydrogen Distribution and In Situ Production. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.2c07136>
- Wang, Y., Ruiz Diaz, D. F., Chen, K. S., Wang, Z. and Adroher, X. C. (2020). Materials, technological status, and fundamentals of PEM fuel cells – A review. In *Materials Today* (Vol. 32). <https://doi.org/10.1016/j.mattod.2019.06.005>
- Wohlin, C., Runeson, P., Höst, M., Ohlsson, M. C., Regnell, B. and Wesslén, A. (2012). Experimentation in software engineering. In *Experimentation in Software Engineering* (Vol. 9783642290442). <https://doi.org/10.1007/978-3-642-29044-2>

- Yamamoto, O. (2000). Solid oxide fuel cells: Fundamental aspects and prospects. *Electrochimica Acta*, 45(15–16). [https://doi.org/10.1016/S0013-4686\(00\)00330-3](https://doi.org/10.1016/S0013-4686(00)00330-3)
- Yu, L., Zhu, Q., Song, S., McElhenny, B., Wang, D., Wu, C., Qin, Z., Bao, J., Yu, Y., Chen, S. and Ren, Z. (2019). Non-noble metal-nitride based electrocatalysts for high-performance alkaline seawater electrolysis. *Nature Communications*, 10(1). <https://doi.org/10.1038/s41467-019-13092-7>
- Zgonnik, V. (2020). The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. In *Earth-Science Reviews* (Vol. 203). <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103140>
- Zgonnik, V., Beaumont, V., Deville, E., Larin, N., Pillot, D. and Farrell, K. M. (2015). Evidence for natural molecular hydrogen seepage associated with Carolina bays (surficial, ovoid depressions on the Atlantic Coastal Plain, Province of the USA). *Progress in Earth and Planetary Science*, 2(1). <https://doi.org/10.1186/s40645-015-0062-5>
- Zhang, L., Chae, S. R., Hendren, Z., Park, J. S. and Wiesner, M. R. (2012). Recent advances in proton exchange membranes for fuel cell applications. In *Chemical Engineering Journal* (Vols. 204–205). <https://doi.org/10.1016/j.cej.2012.07.103>