



한국의 수소 정책 이해하기  
에너지 전환 시대,  
수소 정책 어떻게 할 것인가?

H<sub>2</sub>

2025. 12. 19.

제주시회적경제네트워크

# 목차

---

서론 : 수소, 기후위기의 해법인가? 화석연료 퇴출의 지연 전략인가?	04
--	----

<b>I 수소란 무엇인가?</b>	<b>07</b>
--------------------	-----------

1. 수소의 정의 및 물리적 특성
2. 현재 수소의 주요 생산 방식 : 그레이 수소(gray hydrogen)
3. 수소는 어떻게 활용 되는가? : 산업에서의 수소 활용

<b>II. 저배출 수소의 부상과 기술적 한계</b>	<b>16</b>
-------------------------------	-----------

1. 저배출 수소(청정수소)란 무엇인가 :  
블루 수소(blue hydrogen)와 그린 수소(green hydrogen)
2. 블루 수소의 한계 : CCS 기술의 불확실성, 메탄 누출, 자본 투입 대비 효과 미흡
3. 그린 수소의 가능성과 과제 : 높은 비용, 재생에너지 의존, 공급망 문제





### III. 한국 수소정책과 수요 확대 논리의 한계

19

1. 한국의 수소 정책 개요 : 제1차 수소경제 이행 기본계획의 핵심 내용
2. 수요는 없는데 공급부터 늘린다 : 설익은 블루 수소 CCS 상용화 계획
3. 화석연료 퇴출 대신 수명연장 : 수소·암모니아 혼소 발전 문제
4. 수송 분야에서 수소활용 확대 : 전기화 우위의 흐름을 바꿀 수 있는가?

### IV. 정책 제언: 수소의 적정 활용과 에너지 정의를 위한 접근

28

1. 수소 정책은 탈화석연료 전략과 분리되어선 안 되며, 탄소중립 로드맵 전체의 일관성 안에서 정합적으로 구성되어야 한다.
2. 에너지 수요 자체를 줄이기 위한 효율화 정책과 수요관리 전략이 우선되어야 하며, 수요 없는 공급 확대는 구조적 낭비를 초래한다.
3. 수소는 재생에너지 확대를 보완하는 수단으로써 에너지 저장, 수소 연료전지, 산업 부문 등 '적재적소'에 적절한 규모로 사용되어야 한다.
4. 블루 수소·청정 수소는 득보다 실이 크며, 단계적으로 재생에너지 기반 그린 수소만을 인정하는 경로를 설정하여야 한다.

### 참고문헌

30



# 서론

## 수소, 기후위기의 해법인가? 화석연료 퇴출의 지연 전략인가?

### 에너지 전환을 위한 수소의 부상

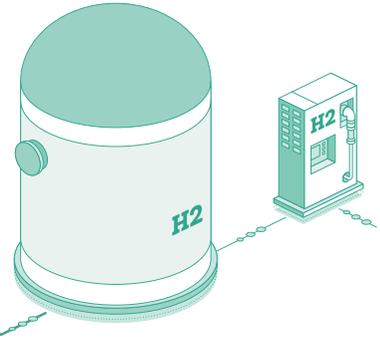
기후위기 대응과 에너지 주권 강화의 요구가 맞물리면서, 친환경 에너지에 대한 수요가 빠르게 증가하고 있다. 최근에는 재생에너지만큼이나 수소에 대한 관심이 높아지고 있으며, 주요국들이 수소를 국가 전략에 포함시키는 등 정책적 비중도 커지고 있다. 특히 온실가스 배출이 적은 수소(저배출 수소, low-emissions hydrogen)는 탈탄소화가 어려운 산업 부문에서 핵심 전환 수단으로 부각되며, 수소에 대한 기대와 투자가 동시에 확대되고 있다.

이러한 ‘탈탄소화가 어려운 부문(hard-to-abate sectors)’은 주로 제철, 해운, 항공 등 중공업과 운송 분야가 대표적이다. 수소에 대한 수요는 지속적으로 증가하고 있지만, 여전히 생산의 대부분은 천연가스를 기반으로 한 그레이 수소(gray hydrogen)가 차지하고 있다. 저배출 수소의 생산은 아직 미미한 수준이나, 이를 확대하려는 정책적 노력과 초기 투자 움직임은 분명해지고 있다.

무역과 인프라 개발을 포함한 글로벌 공급망은 아직 초기 단계이며, 소수의 시범 프로젝트에 의존하고 있는 상황이다. 그럼에도 불구하고 주요국의 전략 수립과 이에 기반한 투자 속도, 기술 개발 진전은 점차 가시화되고 있다. 그러나 여전히 투자 규모는 기후 목표를 충족하기에 부족하며, 성공적으로 검증된 저배출 수소 생산 모델도 부재한 실정이다. 이러한 맥락에서 각국은 저배출 수소 생산을 위한 정책과 전략을 경쟁적으로 내놓고 있다.

### 기술주의와 그린워싱 프레임의 확산

기후위기 대응 수단으로서 수소의 중요성이 두드러질수록, 이에 대한 비판과 문제 제기도 함께 커지고 있다. 현재 수소생산은 주로 화석연료 기반으로 이뤄지고 있으며, 이 과정에서 상당한 온실가스가 배출된다. 이러한 문제를 해결하고자 도입된 ‘저배출 수소’조차, 생산 및 유통 전 과정의 온실가스 배출을 고려할 때 과연 기후위기 대응 수



단으로 적합한지에 대한 의문이 제기되고 있다.

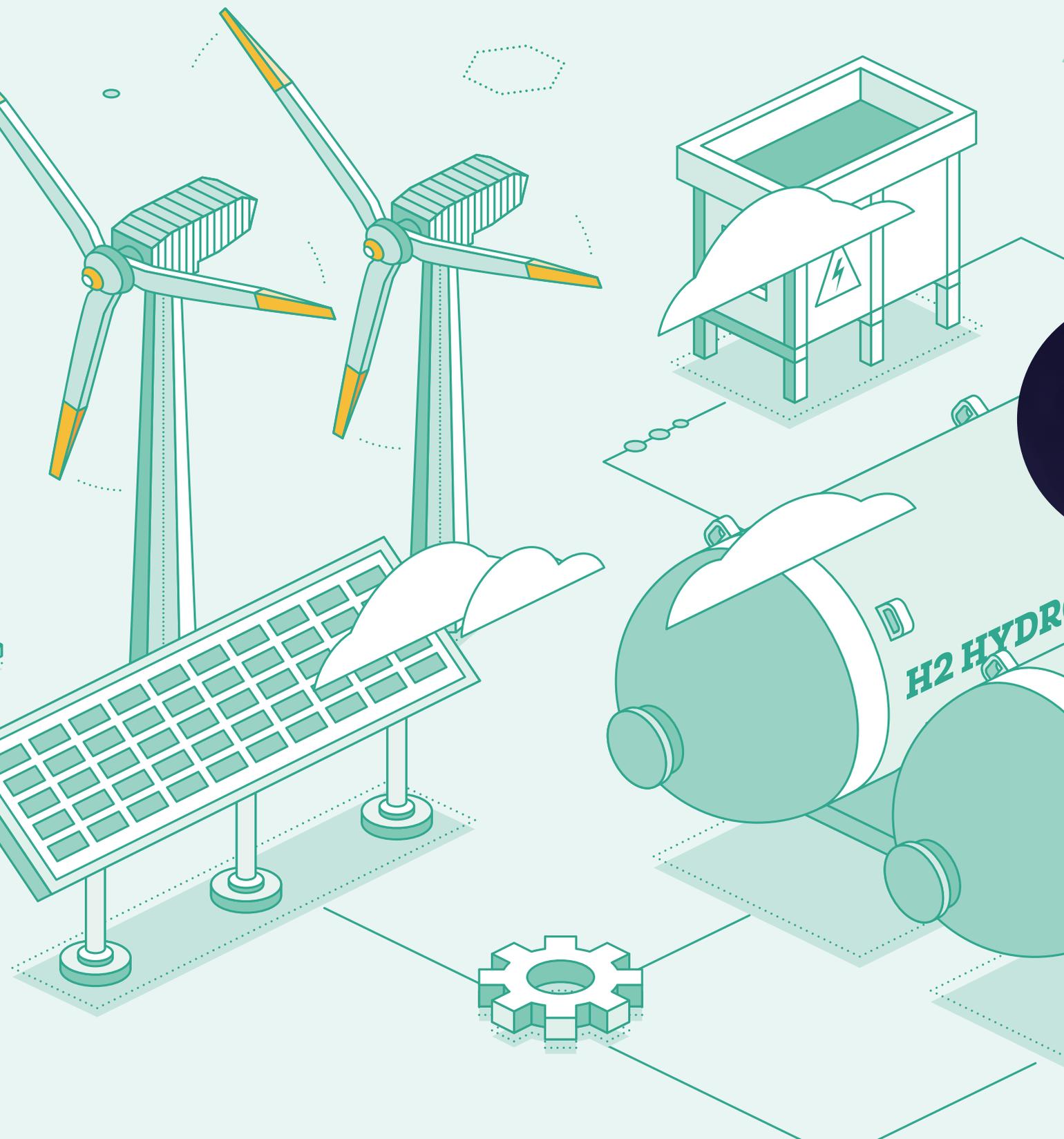
대표적인 쟁점은 ‘청정수소’ 개념의 모호성과 이에 따른 그린워싱 우려이다. ‘청정’이라는 용어가 사용되고 있지만, 실질적인 온실가스 감축 효과는 제한적이며, 오히려 기존 화석연료 산업을 연장하는 수단으로 작동할 위험이 있다. 수소라는 이름만으로 ‘청정성’이 담보되는 것이 아니며, 무분별한 정책 지원은 오히려 기후위기 대응을 왜곡하고 지연시킬 수 있다.

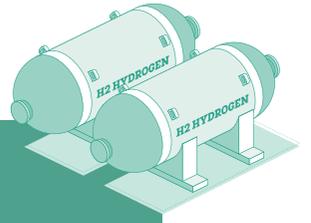
더 나아가, 수소가 대기 중으로 누출될 경우 간접적으로 메탄의 분해를 억제하여 이산화탄소 대비 최대 11배에 달하는 지구온난화지수(GWP)를 가질 수 있다는 과학적 보고도 있다. 수소 인프라 구축과 운용에 드는 막대한 비용, 간접적인 온실가스 배출 문제, 수소 수요가 그에 걸맞게 실효적인지를 둘러싼 의문 등, 수소 기반 전환의 타당성에 대한 논쟁은 여전히 진행 중이다.

## 수소의 필요성과 논란 사이의 해법 모색

수소의 필요성은 분명 존재하지만, 그것이 기후위기의 실질적인 해결책이 될 수 있는지는 또 다른 문제다. 동시에, 현재 수소 정책과 산업 흐름에 따라붙는 “화석연료의 수명 연장 전략”이라는 의심 또한 쉽게 지워지지 않는다.

따라서 본 보고서는 수소의 정의와 역할을 점검하고, 앞으로 수소가 맡게 될 역할과 정책적 방향을 검토하고자 한다. 아울러 한국의 수소 정책 전반을 살펴보고, 현재 제기되는 핵심 논점을 중심으로 한국에 필요한 수소 정책의 재설계를 제안하고자 한다.





# I 수소란 무엇인가?

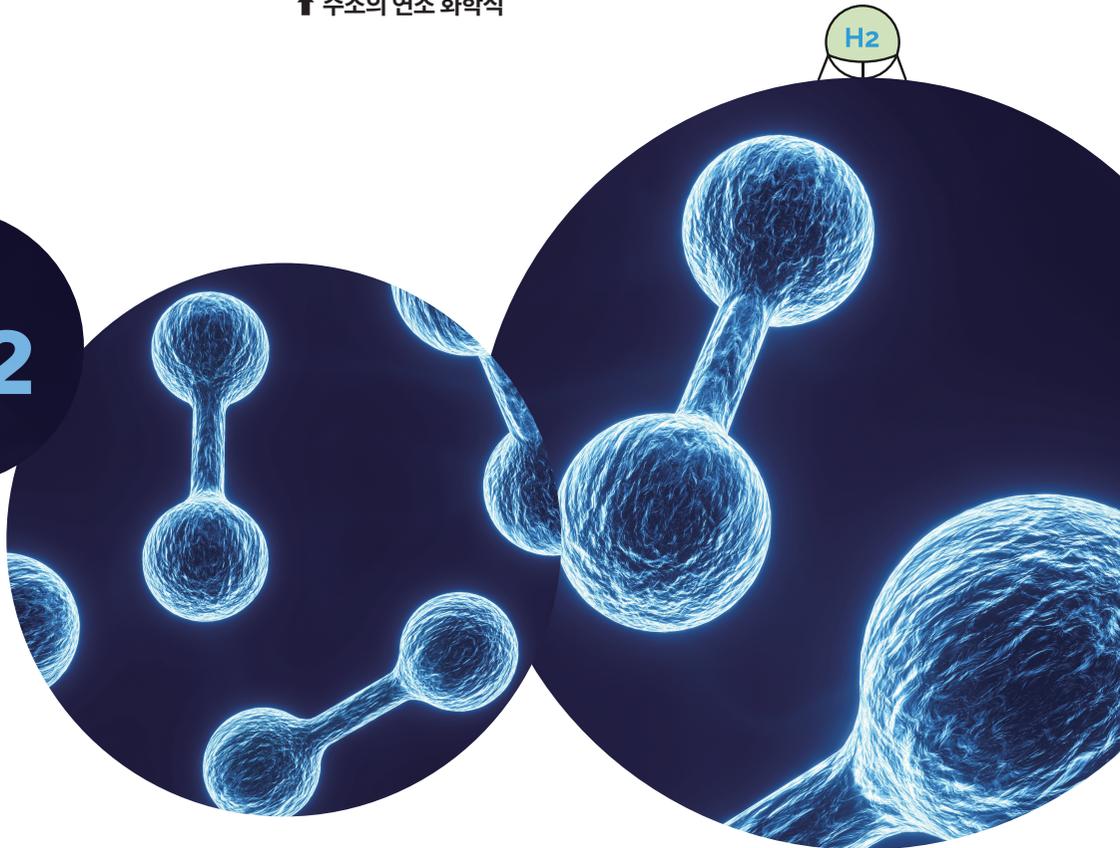
## 1. 수소의 정의 및 물리적 특성

수소(Hydrogen, 원소기호 H)는 주기율표에서 원자번호 1번에 해당하는 가장 가볍고 단순한 원소다. 우주에서 전체 원자의 약 75%를 차지할 만큼 풍부하게 존재하는 물질이기도 하다. 수소는 다양한 물리적·화학적 특성을 보인다.

수소는 표준 상태에서 H<sub>2</sub>형태의 이원자 분자로 존재하며, 무색·무취·무미의 기체로 존재한다. 수소 기체는 공기보다 약 14배 낮은 밀도를 가지며, 1기압 -252.87°C에서 액체 상태로 -259.14°C에서는 고체로 존재한다. 수소는 산소와 반응하여 물을 생성하면서 많은 열을 방출하는 연소 특성을 지닌다. 특히 단위 질량당 방출되는 에너지(고위 발열량 기준)는 약 120 MJ/kg으로, 매우 높은 에너지 밀도를 보여 로켓 연료 등으로 사용된다. 이러한 특성으로 인해 에너지 저장 및 운송, 산업적 용도, 우주 산업 등에 널리 활용되고 있다. <sup>1)</sup>



↑ 수소의 연소 화학식



1) "Hydrogen | Properties, Uses, & Facts." *Encyclopædia Britannica*. <https://www.britannica.com/science/hydrogen> (Accessed June 2, 2025).

## I 수소란 무엇인가?

최근 연구에 따르면 수소는 직접적인 열 복사·흡수 능력은 없지만, 대기 중 메탄 등 다른 온실가스의 농도와 수명을 변화시켜 간접적인 온실효과를 유발할 수 있다. 이러한 이유로, 단위 질량 기준으로 수소의 간접적 지구온난화지수(GWP)가 이산화탄소보다 더 높게 평가될 수 있다는 연구결과도 있다. <sup>2)</sup> 이에 따라 수소의 생산, 저장, 운송 등 사용 전반에서의 누출 방지가 중요하며, 관련 기술 및 정책적 관리가 요구되고 있다.

## 2. 현재 수소의 주요 생산 방식: 그레이 수소(gray hydrogen)

2023년 기준 전 세계 수소 수요는 9,700만 톤을 넘어섰으며, 2024년에는 1억 톤에 이를 것으로 국제에너지기구(IEA)는 전망했다. 이러한 수요의 증가는 수소 정책의 효과보다는 정유 및 화학산업(암모니아, 메탄올 제조), 철강 생산 등 전통 산업 분야의 경제활동 확장에서 기인한다. 수소 수요는 팬데믹 기간 잠시 감소했으나 이후 꾸준히 증가해왔다. 이중 저배출 수소의 수요의 비중은 2023년 전체 수요의 1%에도 못 미친다.

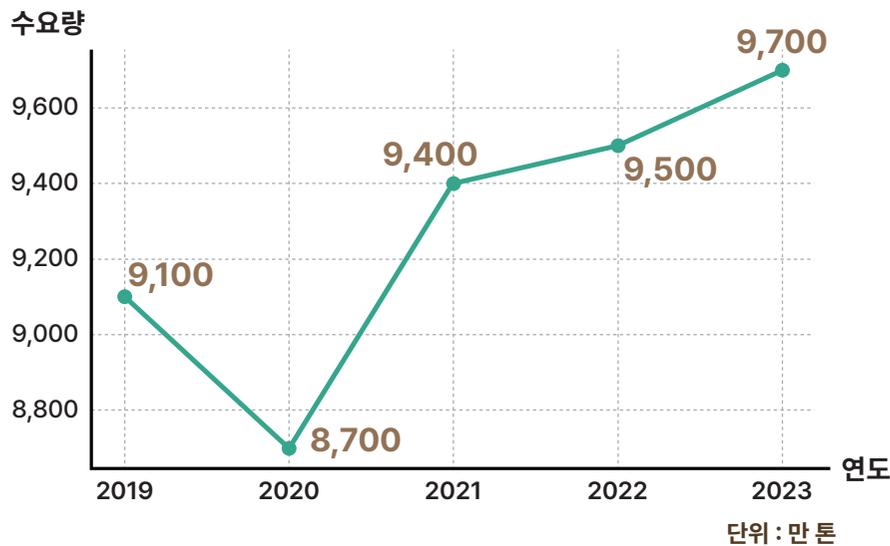


그림 1. 2019년~2023년 전 세계 수소 수요량



국가별로는 중국이 약 3,300만 톤으로 전 세계에서 가장 많은 수소를 소비하고 있으며, 그 뒤를 미국(1,000만 톤)과 유럽연합(800만 톤)이 잇고 있다. 이들 세 지역이 소비하는 수소 소비량은 전 세계 소비량의 절반 이상을 차지한다. 이외에도 인도(600만 톤), 일본(200만 톤), 한국(150만 톤) 등이 주요 수소 소비국이다.<sup>3)</sup>

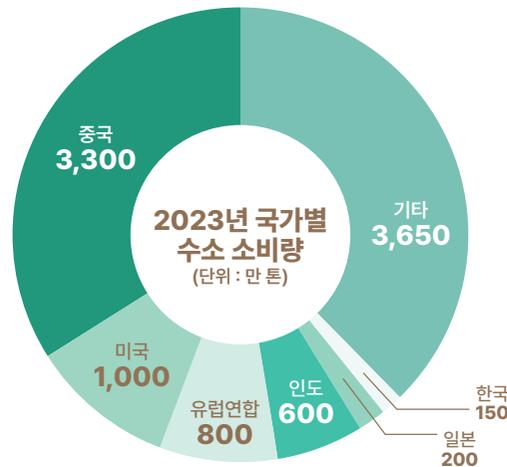


그림 2. 2023년 국가별 수소 소비량

이렇게 막대한 수소를 사용하면서 발생하는 온실가스의 배출량도 무시할 수 없다. 2023년 한 해 수소생산과 사용에서 발생한 이산화탄소(CO<sub>2</sub>)는 약 9억 2천만 톤으로 추산된다. 이는 2022년 인도네시아와 프랑스의 연간 배출량을 합한 수치와 비슷한 규모다.<sup>4)</sup>

수소 생산이 막대한 온실가스의 배출원이 된 주요 원인은 수소의 생산 방식에 있다. 현재 전 세계 수소생산 대부분은 화석연료에서 수소를 추출하는 방식으로 이뤄진다. 이렇게 추출된 수소를 그레이 수소라 칭하는데, 전 세계 천연가스의 약 6%, 석탄의 2%가 그레이 수소생산에 사용되고 있다.



2) Ilissa B. Ocko and Steven P. Hamburg, "Climate Consequences of Hydrogen Emissions," *Atmospheric Chemistry and Physics* 22, no. 14 (2022): 9349-9368, <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022> (Accessed May 30, 2025).  
3) *International Energy Agency, Global Hydrogen Review 2024* (Paris: IEA, 2024), <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024> (Accessed May 30, 2025).

## I 수소란 무엇인가?

그레이 수소를 생산하는 방식은 주로 두 가지 방법이 활용된다. 하나는 천연가스(메탄)를 고온의 증기와 반응시켜 수소를 얻는 방법으로 오늘날 그레이 수소의 76%가 이 방식으로 생산된다.<sup>5)</sup> 이 증기 메탄 개질(Steam Methane Reforming, SMR) 방식은 니켈 촉매 하에서 700°C~1000°C의 고온을 발생시켜 수소와 증기를 반응시켜 수소(H<sub>2</sub>)와 일산화탄소(CO)로 생성한다. 이어지는 수증기 전환 반응에서 일산화탄소와 추가 반응하여 더 많은 수소와 이산화탄소를 생성한다.<sup>6)</sup> 메탄 1몰당 이산화탄소 1몰이 발생하기 때문에 이를 환산하면, 수소 1kg 생산 시 약 5.46kg의 이산화탄소가 배출된다.



↑ SMR 방식 수소개질 반응식



〈가스전〉



다른 하나의 방식은 석탄 가스화(Coal Gasification)로 보다 복잡한 공정을 거친다. 이 공정에서는 분쇄된 석탄을 산소 또는 공기, 수증기와 함께 1400°C~1800°C에서 반응시켜 일산화탄소, 수소, 이산화탄소 등의 합성가스를 생성한다. 이후 합성가스를 냉각하여 불순물을 제거한 다음, 일산화탄소와 수증기를 반응시켜 추가적인 수소와 이산화탄소 생성과정을 거친다. 그리고 마지막으로 수소 분리 공정을 거쳐 고순도의 수소를 추출한다. 이 방식의 가장 큰 문제는 이산화탄소 배출이 극심하다는 점이다. 천연가스에서 수소를 개질할 때 대비 약 2배 수준의 이산화탄소를 배출한다고 알려져 있다.<sup>7)</sup>

이러한 수치는 개질 공정 내부에서 발생하는 직접 배출 이산화탄소만 고려한 것이며, 전 과정 평가(Life Cycle Assessment, LCA)를 기준으로 하면 천연가스 기반 수소는 약 9~12kg<sup>8) 9)</sup>, 석탄 기반 수소는 15~20kg<sup>10)</sup>의 이산화탄소가 배출되는 것으로 추정된다. 이는 그레이 수소 사용이 화석연료를 직접 연소하는 것과 유사하거나, 경우에 따라 더 많은 온실가스를 배출할 수 있음을 보여준다. 이런 문제의식 속에서, 그레이 수소를 대체하는 저배출 수소에 대한 기술적·정책적 관심이 전 세계적으로 확대되고 있다.



- 4) International Energy Agency. Countries and Regions. <https://www.iea.org/countries> (Accessed May 31, 2025).
- 5) International Energy Agency. *The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities*. Paris: IEA, 2019. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (Accessed June 2, 2025).
- 6) Yang, Yong, et al. "Hydrogen Production from Coal Gasification: A Review." *International Journal of Hydrogen Energy* 50, no. 25 (2025): 12345-12360. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319925011991> (Accessed June 2, 2025).
- 7) U.S. Department of Energy. *Hydrogen Program Plan*. Washington, DC: Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2020. <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/hydrogen-program-plan-2020.pdf> (Accessed June 2, 2025).
- 8) Hydrogen Council. *Decarbonization Pathways: Part 1 - Lifecycle Assessment of Hydrogen Pathways*. Brussels: Hydrogen Council, 2021. [https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/04/Hydrogen-Council-Report-Decarbonization-Pathways\\_Part-1-Lifecycle-Assessment.pdf](https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/04/Hydrogen-Council-Report-Decarbonization-Pathways_Part-1-Lifecycle-Assessment.pdf) (Accessed June 2, 2025).
- 9) Spath, Pamela L., and Margaret K. Mann. *Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2001. <https://www.nrel.gov/docs/fy01osti/27637.pdf> (Accessed June 2, 2025).
- 10) Zhou, Yuanrong, Zhen Zhang, and Yan Li. *Life-Cycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions of Hydrogen, and Recommendations for China*. Washington, DC: International Council on Clean Transportation, 2022. [https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/10/China-hydrogen-report-A4\\_final-5.pdf](https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/10/China-hydrogen-report-A4_final-5.pdf) (Accessed June 2, 2025).

### 3. 수소는 어떻게 활용 되는가? : 산업에서의 수소 활용

2023년 기준으로 수소를 가장 많이 사용하는 네 가지 주요 산업은 정유산업, 암모니아 생산, 메탄올 생산, 철강 산업이다. 이들 산업 분야가 전체 수소 수요의 대부분을 차지한다.

이 가운데 수소를 가장 많이 소비하는 산업은 정유 산업이다. 2023년 한 해 동안 약 4,300만 톤의 수소를 소비했다. 정유산업에서 막대한 수소가 필요한 이유는 원유를 정제하는 과정에서 황을 제거하고, 연료의 품질을 향상하기 위해 수소를 활용하기 때문이다. 이러한 공정을 수소화 탈황(Hydrodesulfurization, HDS)이라고 부른다.



〈정유산업〉





다음으로 암모니아 생산, 메탄올 생산, 철강 제조에 5,400만 톤의 수소가 사용됐다. 암모니아 생산에 약 60%, 메탄올 생산에 약 30%, 철강 산업에 10% 정도의 수소가 사용된 것으로 추산된다.<sup>11)</sup> 암모니아는 주로 수소와 질소(N<sub>2</sub>)를 반응시켜 합성하기 때문에 수소가 필요하다. 암모니아는 농업에 필수적인 화학비료의 원료로 현재 생산되는 암모니아의 70% 이상이 비료 원료로 쓰인다.<sup>12)</sup>

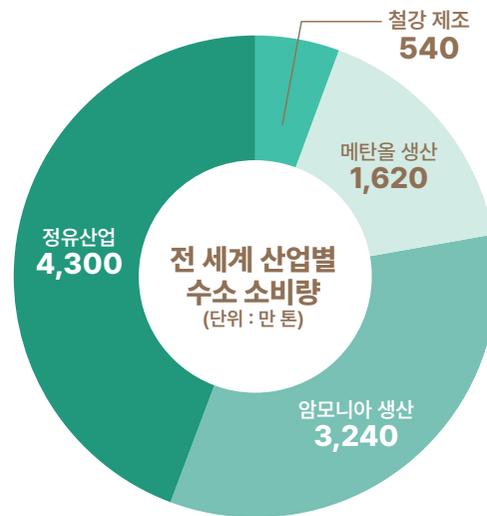


그림 3. 전 세계 산업별 수소 소비량

메탄올 생산에는 천연가스에서 추출한 수소와 일산화탄소 또는 이산화탄소가 필요하다. 이를 고온·고압에서 촉매를 이용해 합성하면 메탄올이 만들어진다. 메탄올은 화학제품의 기초 원료이자 연료로 쓰이는 중요한 화합물이다.<sup>13)</sup>



11) International Energy Agency, *Global Hydrogen Review 2024* (Paris: IEA, 2024), <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024> (Accessed May 30, 2025).  
12) International Energy Agency. *Ammonia Technology Roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertiliser production*. Paris: IEA, 2021. <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap> (Accessed June 2, 2025).  
13) "How to Make Methanol from CO<sub>2</sub> in the Most Efficient Way?" *Springer Nature Communities*. <https://communities.springernature.com/posts/how-to-make-methanol-from-co2-in-the-most-efficient-way> (Accessed June 2, 2025).

## I 수소란 무엇인가?

끝으로 철강 산업에서는 수소가 일부 공정에서 제한적으로 사용되고 있다. 주로 DRI(Direct Reduced Iron) 공정에 사용되는데, 이는 철광석을 용융하지 않고 고체 상태에서 환원하여 철을 생산하는 방식이다. 철광석에서 산소를 제거해 환원철을 얻고 이를 전기로에서 용융하여 강철을 생산하는 방식이다.<sup>14)</sup>



〈스테인리스강 제품〉



- 14) International Energy Agency. *Low-Carbon Production of Iron & Steel: Technology Options, Economic Assessment, and Policy*. Paris: IEA, 2020. <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/low-carbon-production-iron-steel-technology-options-economic-assessment-and-policy/> (Accessed June 2, 2025).
- 15) “국내 수소 생산량(생산방식별),” 수소경제 종합정보포털 ((사)한국수소연합), [https://h2hub.or.kr/main/stat/stat\\_product\\_method.do](https://h2hub.or.kr/main/stat/stat_product_method.do) (Accessed June 23, 2025).
- 16) 한국에너지공단. “에너지온실가스 종합정보 플랫폼.” *EG-TIPS*. [https://tips.energy.or.kr/commonsystem/commonsystem\\_view\\_03.do?ch\\_code\\_num=QS03&code\\_num=QS](https://tips.energy.or.kr/commonsystem/commonsystem_view_03.do?ch_code_num=QS03&code_num=QS) (Accessed June 2, 2025).



2023년 기준 우리나라에서 수소는 주로 산업공정이나 발전소 운영 과정에서 부산물로 생성되는 수소인 부생수소가 수소가 생산량의 약 57%를, 개질수소가 43%를 차지하며 수소 총생산량은 약 248만 톤이다. <sup>15)</sup> 2020년 기준 생산량의 93%(218만 6천 톤)가 정유산업과 화학산업에서 사용되며, 이 중 61%가 정유산업에 39%가 화학산업에 사용된다. 나머지 7%는 발전사업, 수소차 충전 등에 활용되고 있다. <sup>16)</sup>

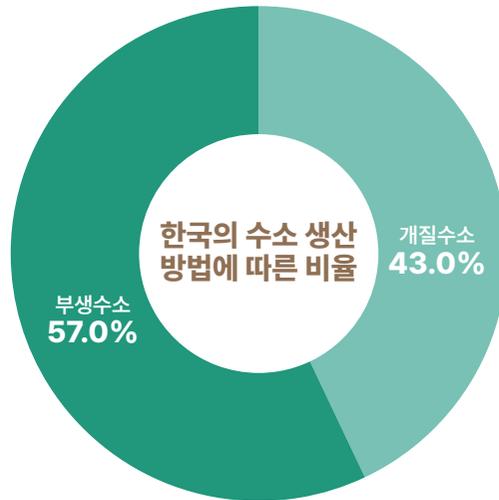


그림 4. 한국의 수소 생산 방법에 따른 비율

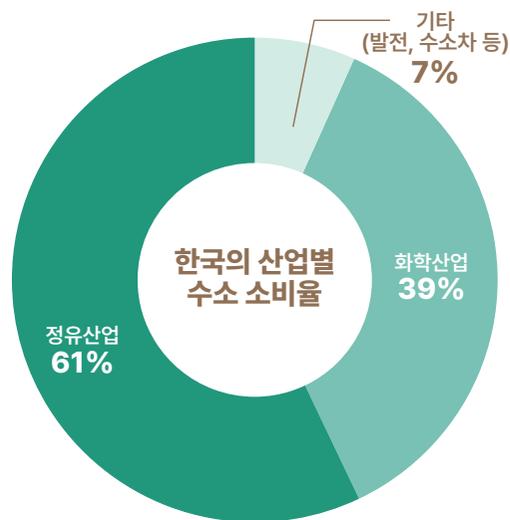
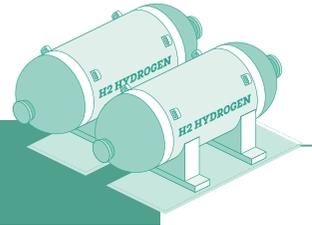


그림 5. 한국의 산업별 수소 소비율



## II. 저배출 수소의 부상과 기술적 한계

### 1. 저배출 수소(청정수소)란 무엇인가: 블루 수소(blue hydrogen)와 그린 수소(green hydrogen)

IEA는 저배출 수소를 수소 1kg당 전 과정(value chain)에서의 모든 온실가스(GHG) 배출을 포함해, 수소 1kg당 온실가스 배출강도(GHG intensity)가 3.8kg CO<sub>2</sub>eq 미만인 수소로 정의(저위발열량 기준)하고 있다.

이 임계값은 2021년 EU 위임법(Delegated Act)에서 정의된 비생물학적 기원 재생가능 연료(RFNBOs) 기준에 들어맞으며, 이 값은 또한 이산화탄소 포집률 90% 수준의 증기 메탄 개질(SMR) 방식으로 생산된 수소의 온실가스 배출강도와 유사하다.<sup>17)</sup> 최근 이러한 저배출 수소를 우리나라를 비롯해 주요 국가와 기관에서 청정수소라고 부르고 있다.

저배출 수소는 크게 메탄을 개질하여 수소를 추출하는 과정에서 탄소를 포집하여 저장하는 방식(Carbon Capture and Storage, CCS)과 재생에너지 기반으로 생산한 전기를 통해 수전해 하는 방식으로 나누고 있다.<sup>18)</sup> 이러한 생산 방식에 따라 전자는 블루 수소, 후자는 그린 수소라 부른다. 색깔에 따른 분류를 누가 언제 시작했는지 명확하지 않지만, 수소 생산 방식과 온실가스 배출량을 직관적으로 전달하기 위해 수소를 색깔로 분류하고 있다.<sup>19)</sup> 다만 색깔에 따른 분류가 수소에 대한 정의를 규범 하기 어려운 측면이 있어 최근에는 저배출 수소 또는 청정수소로 통칭하여 쓰려는 경향이 있다.

### 2. 블루 수소의 한계: CCS 기술의 불확실성, 메탄 누출, 자본 투입 대비 효과 미흡

블루 수소에 가장 핵심이 되는 기술은 수증기 메탄 개질과 탄소 포집 및 저장 기술을 함께 적용하는 기술(SMR+CCS)이다. 일단 SMR 기술은 전 세계에서 가장 많이 사용하는 수소 생산 방식으로 기술 성숙도가 가장 높다. 대량의 수소를 가장 경제적으로 생산할 수 있는 기술로 평가되는 만큼, SMR 기술에 CCS를 결합하는 방식이 가장 많이 거론된다.

이 방식에서 메탄은 수소의 원료이자 고온 수증기를 생산하기 위한 연료로 연소된다. 공정 단계 초반에는 메탄을 투입하여 고온의 열과 수증기를 생성하여 메탄과 반응시키지만 개질기가 가동된 이후에는 개질기에서 발생한 폐열과 압력



17) International Energy Agency, *Global Hydrogen Review 2023* (Paris: IEA, 2023), <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023> (Accessed June 4, 2025).  
18) International Energy Agency. *Global Hydrogen Review 2024*. Paris: IEA, 2024. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024> (Accessed May 30, 2025).  
19) "The Hydrogen Colour Spectrum." *National Grid*. <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/hydrogen-colour-spectrum> (Accessed June 4, 2025).

## II. 저배출 수소의 부상과 기술적 한계

변환흡착 공정에서 재순환된 공정 부산물 가스(오프가스)를 연료로 지속적인 열을 공급한다. 그래서 연료용 메탄 소비는 대부분 공정 초반에 발생하는 특징이 있다.

이런 이유로 SMR 반응기에서 CCS를 하는 경우 고순도 이산화탄소 외에도 연료가 연소된 후 배출되는 가스가 포함되기 때문에 포집되는 가스에서의 이산화탄소 농도가 낮아져 포집 비용을 상대적으로 높이는 단점이 발생한다. 또한 이산화탄소를 포집하고 압축하는 과정에서 전력 소비가 발생하며, 이산화탄소를 저장하기 위해 운송하고 저장지를 운영·관리하는 데에 막대한 설비 투자와 에너지 비용이 발생한다.<sup>20)</sup>

SMR+CCS 방식의 기술적, 재정적 문제와는 별개로 CCS 기술 자체의 불확실성은 중요한 문제다. 상업적으로 운영 중인 CCS 설비들은 95% 이상의 이산화탄소 포집률을 달성한 사례가 없다. 현재 SMR 기반 수소 생산 설비 중 이산화탄소 포집 기술이 적용된 사례에서 이산화탄소 포집률은 70~80%에 머문다. 이마저도 이산화탄소가 고농도로 존재하는 일부 스트림에서 선택적으로 포집한 결과다.

현재 가동 중인 SMR+CCS 수소 설비로 실제 이산화탄소 포집을 하는 시설은 캐나다에 있는 ‘셸 퀘스트(Shell Quest)’와 미국 루이지애나의 ‘에어 프로덕트(Air Products)’로 셸 퀘스트는 포집률이 절반에도 미치지 않으며, 에어 프로덕트는 60%를 넘기지 못하고 있다. 현재 상업화된 SMR 기술에서 높은 수준의 CCS가 가능하다는 것은 이론에 불과할 뿐 현실과 맞지 않는다.

결국 블루 수소의 핵심기술인 CCS는 여전히 탄소중립이라 말하기에 매우 모자란 수준의 기술 성숙도를 보여주고 있으며, 불안정한 기술과 검증되지 않은 기술들이 마치 수소생산의 미래인 것처럼 포장되어 기후위기 대응과 극복에 장애로 작용하고 있다.

더욱이 메탄을 개질하기 위해서는 메탄을 이용해야 하는데 메탄이 누출되는 문제를 과소평가하고 있다. 블루 수소의 경우 LCA 분석에서 사용하는 메탄 누출률(leakage rate)을 비현실적으로 낮게 가정하고 있다. 미국에너지부(DOE)나 일부 산업에서는 메탄 누출률을 1.2% 이하로 가정한다. 하지만 실제 미국의 셰일가스·LNG·밸류체인에서의 메탄 누출률은 3~5%에 이를 수 있다. 이렇게 누출률이 과소평가되면 수소 생산의 실제 온실가스 배출량도 축소된다. 메탄이 이산화탄소 대비 28배나 높은 온난화 효과를 가지고 있기 때문이다.

여기에 앞서 거론한 수소의 온난화 간접효과와 더불어 전쟁 등 국제사회의 불안정성에 따른 천연가스 가격의 변동성, 전기화와 배터리 기술의 비약적인 발전에 따른 미래 수소 수요의 감소 등은 블루 수소가 과연 합리적인 선택인지에 많은 의구심을 낳게 하고 있다. 따라서 블루 수소는 ‘청정’하거나 ‘저탄소’라고 주장하기에는 많은 제약이 따른다.<sup>21)</sup>



20) 안지영, 김기환, 『국내 청정수소 생산 기반 확대 연구』, 기본연구보고서 2024-16 (울산: 에너지경제연구원, 2024), [https://www.keei.re.kr/board.es?act=view&bid=0001&list\\_no=124844&mid=a10101020000](https://www.keei.re.kr/board.es?act=view&bid=0001&list_no=124844&mid=a10101020000) (Accessed June 4, 2025).

21) David Schlissel, *CCS and Blue Hydrogen: Unproven Technology and Financial Risk*. Cleveland: Institute for Energy Economics and Financial Analysis, July 3, 2024. <https://ieefa.org/resources/ccs-and-blue-hydrogen-unproven-technology-and-financial-risk> (Accessed June 4, 2025).

## II. 저배출 수소의 부상과 기술적 한계

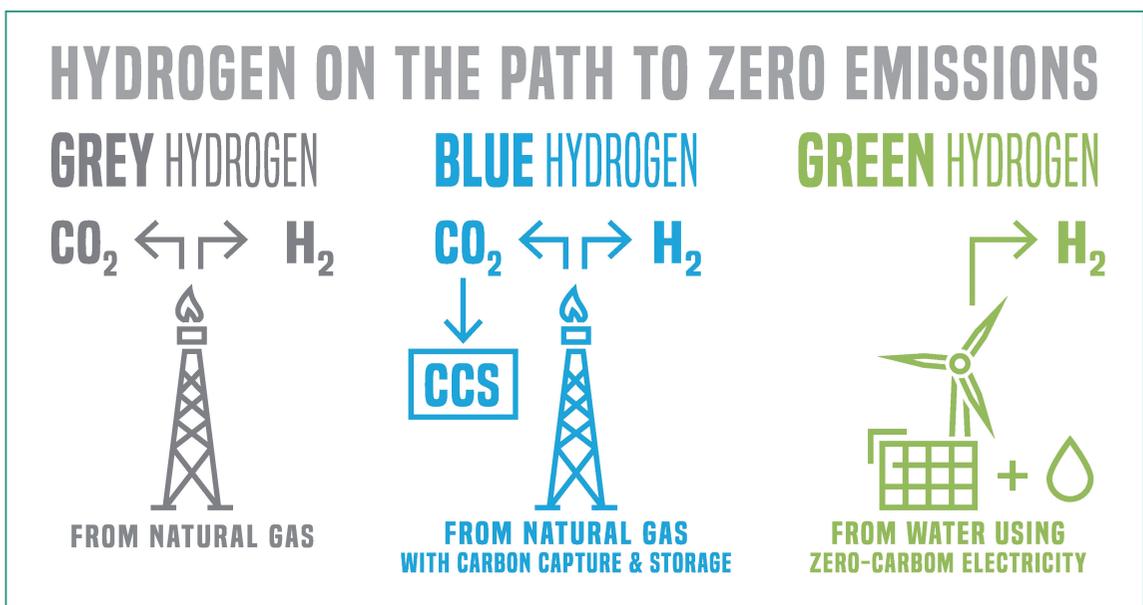
### 3. 그린 수소의 가능성과 과제: 높은 비용, 재생에너지 의존, 공급망 문제

그린 수소는 현재까지 기후위기 대응 측면에서 가장 바람직한 수소 생산 방식으로 평가받고 있다. 재생에너지로 수소를 생산하기 때문에 생산과정에서 온실가스를 거의 배출하지 않고, 비교적 안전한 방식이라는 점이 그린 수소에 대한 관심을 불러일으키는 핵심 요인이다. 특히 재생에너지의 확대에 따른 전력계통의 유연성 자원을 확보하는 수단으로 그린 수소의 역할이 강조되기도 한다. 재생에너지의 변동성과 남은 전기를 저장하는 수단으로 수소 수전해 기술이 효과적인 대안으로 여겨진다. 이는 재생에너지의 급격한 확대에 대응하기 위한 보완 수단으로서 수소가 주목받는 이유다.

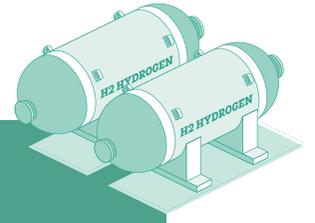
그렇다고 그린 수소가 장밋빛 미래만을 보여주는 것은 아니다. 일단 비용 자체가 타 수소 생산 방식 대비 고비용이다. 생산단가가 높아 재생에너지의 가격이 충분히 낮고 공급이 풍부한 국가가 아니라면, 그린 수소는 경제성이 낮아 대량 생산이 어렵다는 지적이 있다. 현재 그린 수소의 대규모 생산에 필요한 전력 공급, 저장·운송 인프라, 소비 기반이 아직 충분히 갖춰지지 않았다. 또한 전기에너지를 수소로 전환하는 과정에서 에너지 손실이 커, 투입된 전기 대비 회수되는 수소에너지가 적다. 현재 수전해 기술의 전환 효율은 60~70% 수준으로, 상당한 전력 손실이 발생하는 비효율성도 극복해야 할 과제다.<sup>22)</sup>

물론 위와 같은 우려는 재생에너지의 확대 공급이 더욱 탄력을 받게 될 경우 일정부분 완화 될 수 있으며, 그레이 수소가 온실가스 배출에 따른 패널티를 더 많이 받게 되는 상황을 전제한다면 향후 그린 수소의 가격 경쟁력 문제는 해소될 수 있다. 다만 북유럽, 중국, 중동, 호주, 칠레 등과 같이 재생에너지 자원이 풍부하고 입지 조건이 유리한 국가들이 그린 수소 생산의 중심이 될 가능성이 크며, 이에 따라 공급망이 특정 국가에 편중될 가능성에도 대비하여야 한다.

또한 IEA는 저배출 수소의 성공적인 확산을 위해 충분한 수요 기반이 중요하다고 강조한다. 그러나 수소는 자연에 풍부하게 존재하지만, 에너지를 투입해 추출·생산해야 하기 때문에 현실적으로 무한정 생산이 가능한 자원은 아니다. 온실가스 배출을 획기적으로 줄일 수 있는 제철산업에서의 전환수요를 제외하고, 수소 수요를 안정적으로 확보할 수 있는 산업군이 아직 뚜렷하지 않은 것도 문제다. 이에 따라 필요성을 가능하기 어려운 기술과 정책이 과잉으로 논의되고 무리하게 집행될 가능성과 이에 따른 사회·경제적 갈등도 고민해야 할 지점이다.<sup>23)</sup>



〈그레이 수소, 블루 수소, 그린 수소 모식도〉



### III. 한국 수소정책과 수요 확대 논리의 한계

#### 1. 한국의 수소 정책 개요 : 제1차 수소경제 이행 기본계획의 핵심 내용<sup>24)</sup>

2021년 2월 시행된 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률(이하 수소법)」에 따라, 정부는 수소 분야의 첫 법정계획인 「제1차 수소경제 이행 기본계획(2021~2040)」을 수립했다. 이 계획은 ‘청정수소경제 실현’을 비전으로 설정하고, 수소의 생산·저장·운송·활용 전주기를 아우르는 생태계를 조성하기 위한 4대 전략과 15대 실행과제를 제시하고 있다.

##### 4대 전략은



- ① 국내외 청정수소 생산 기반 확충
- ② 수소 저장·운송 등 유통 인프라 구축
- ③ 다양한 분야에서 수소 활용 확대
- ④ 기술, 제도, 안전, 국제협력 등 생태계 기반 강화 등이다.

15대 과제에는 그린·블루 수소 생산 확대, 해외 청정수소 확보, 수소 유통망(배관망, 충전소) 구축, 발전 및 모빌리티 분야 활용, 산업부문 수소 전환, 기술개발과 인력양성, 표준화 및 안전 확보, 수소 클러스터와 도시 조성, 글로벌 협력 및 국민 수용성 제고 등이 포함된다.



22) International Energy Agency. *The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities*. Paris: IEA, 2019. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8ab96d80-f2a5-4714-8eb5-7d3c157599a4/English-Future-Hydrogen-ES.pdf> (Accessed June 24, 2025).

23) International Energy Agency, *Global Hydrogen Review 2024* (Paris: IEA, 2024), <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024> (Accessed May 30, 2025).

24) 산업통상자원부. 『제1차 수소경제 이행 기본계획』. 세종: 산업통상자원부, 2021. <https://h2hub.or.kr/main/info/policy-industry-techinfo.do?mode=view&articleNo=673&article.offset=60&articleLimit=10> (Accessed June 24, 2025).

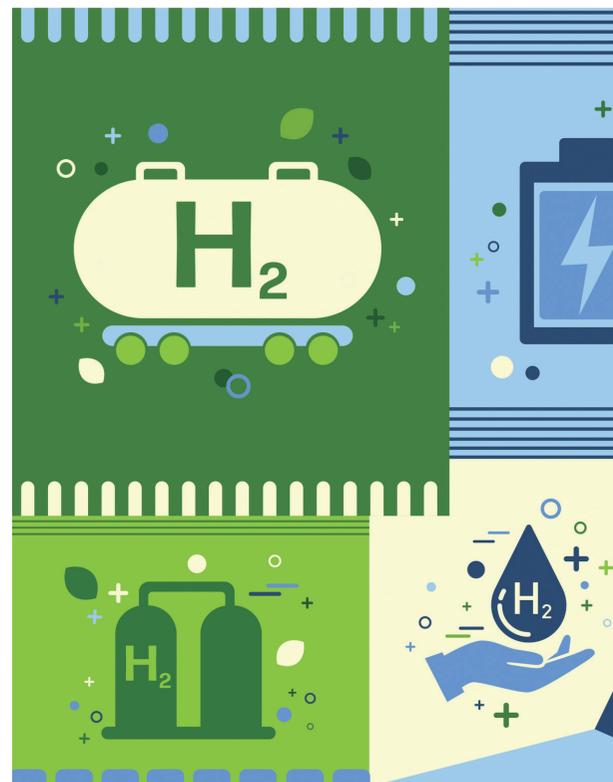
### III. 한국 수소정책과 수요 확대 논리의 한계

청정수소 공급 확대 측면에서 정부는 2030년까지 연간 25만 톤급의 그린 수소 생산 기반을 마련하고, 2050년까지 300만 톤 규모로 확장한다는 목표를 세웠다. 이와 함께 수전해 수소의 생산단가를 kg당 3,500원에서 2030년까지 2,500원 수준으로 낮춘다는 계획도 포함됐다. 블루 수소의 경우 LNG 인수기지 인근에 블루 수소 클러스터를 조성하고, 2025년부터 생산을 시작한다는 구체적 일정도 명시되어 있다.

탄소 포집·활용·저장(Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS) 기술도 조기 상용화 대상이다. 특히 동해 고갈 가스전을 활용해 연간 40만 톤 규모의 CCS 실증사업을 2025년부터 30년간 운영할 계획이다.

수소 유통 인프라 구축을 위해 정부는 수소 배관망을 산업단지과 발전단지 중심으로 구축하고, 수소항만과 액화수소 플랜트, 암모니아-수소 전환 시설 등을 개발할 예정이다. 수소충전소는 2030년까지 660기, 2040년까지 1,200기 설치를 목표로 하며, 기존 주유소·LPG 충전소의 전환도 지원된다. 수소거래제를 도입하여 시장 기반 유통체계도 갖추겠다는 계획이다.

수소 활용 분야에서는 청정수소를 발전 연료로 사용하려는 방안이 담겨 있다. 석탄발전소에는 암모니아 혼소 기술을,





LNG발전소에는 수소 혼소 기술을 적용하고 신재생에너지 공급의무화 제도((Renewable Portfolio Standard, RPS) 대상에 청정수소 발전을 포함하는 방안도 추진된다.

모빌리티 부문에서는 수소승용차·상용차 전 차종 개발, 수소버스의 광역·시외·고속버스 전환, 청소차 등 특수차량 조기 보급, 수소기반 선박·트램·도심항공(Urban Air Mobility, UAM) 등 미래 운송수단 상용화가 포함되어 있다. 이를 위해 생산능력 확보, 충전 인프라 확대, 보조금 지원 정책도 병행된다.

산업 분야에서는 수소산업단지 조성, 수소환원제철로의 전환, 석유화학 공정 대체, 시멘트 소성로 수소 연료화 등 수소 전환 기반 마련이 추진된다. 또한 기술개발, 인력양성, 국제표준 선점, 수소 안전성 확보, 글로벌 협력 확대, 수소 전문기업 육성 및 금융 지원 강화, 규제특구 지정 및 수소도시 조성 등 생태계 기반 조성도 병행된다.

제1차 수소경제 이행 기본계획은 블루 수소와 그린 수소 생산 기반을 확대하고, 이를 중심으로 한 국내 수소 공급 체계를 구축하며, 수소 활용을 위한 기반 조성을 통해 청정수소 중심의 수소경제 생태계로의 전환을 도모하고자 하는 내용을 담고 있다. 계획 전반은 생산, 유통, 활용, 인프라, 기술개발 등 전 주기를 포괄하지만, 실제로는 대규모 생산 기반 확립과 수요처 확보에 초점이 맞춰져 있다.



## 2. 수요는 없는데 공급부터 늘린다: 설익은 블루 수소 CCS 상용화 계획

앞서 지적했듯, 기존 산업에서의 활용 외에 실질적인 추가 수요는 아직 형성되지 않았다. 일부 상용화된 기술을 제외하면 대부분 새로운 기술 영역에 머물러 있으며, 이들이 실제 상용화로 이어질지도 확인하기 어려운 것이 현실이다. 따라서 지금 당장 많은 양의 저배출 수소가 필요한 상황은 아니다.

그리고 블루 수소의 핵심 기술은 CCS 기술의 확보다. 하지만 이 탄소 포집 기술은 앞서 언급했듯 완벽한 기술이 아닐 뿐더러, 기후위기 대응의 이점보다 단점이 더 부각되고 있다. 특히 탄소 활용과 관련해 정부가 2023년에 발표한 「탄소중립·녹색성장 국가전략 및 제1차 국가 기본계획」에서도 기술 개발 수준이 낮다는 점을 명확히 밝히고 있다.<sup>25)</sup>

그렇다면 블루 수소 생산을 위해 정부가 내놓은 대표적인 CCS 정책인 동해 고갈 가스전을 활용하여 연간 40만톤을 저장한다는 계획은 과연 실현 가능할까? 정부는 이 계획을 2023년에 확대하여 연간 120만 톤을 저장하는 것으로 변경하고 2025년에 사업에 착수해 2030년에 저장을 시작하는 것으로 사업 규모와 기간을 변경했다. 즉, 사업이 가능하다고 판단했다는 뜻이다.

고갈된 가스전은 수백만 년 동안 가스를 가두어 둔 자연적 구조로 이산화탄소 저장에 가장 적합한 장소로 여겨지는 것은 사실이다. 실제로 CCS를 설계 및 평가 전문기업인 SLB는 동해 고갈 가스전이 연간 최대 120만 톤의 이산화탄소를 누출이나 지층 손상 없이 저장할 수 있다고 평가했다.<sup>26)</sup>

또한 네덜란드의 PORTHOS 프로젝트<sup>27)</sup>, 동유럽의 ANRAV 프로젝트<sup>28)</sup> 등에서도 가스전 저장 방식이 활용되고 있어 국제적 흐름에 부합하는 측면도 있다. 그러나 이들 프로젝트 역시 아직 진행 중이며 환경영향, 안전성, 경제성 등을 충분히 검증하지 못했다.



25) 관계부처 합동. 『탄소중립·녹색성장 국가전략 및 제1차 국가 기본계획』. 대한민국 정부, April 2023.

26) SLB. “CCS: KNOC Carbon Storage, Korea Case Study.” SLB. <https://www.slb.com/resource-library/case-study-with-navigation/sne/ccs-knoc-carbon-storage-korea-cs> (Accessed July 8, 2025).

27) Sunghyun Park, Insun Park, Woochan Lee, and Yutaek Seo. “Optimizing CO<sub>2</sub> Injection in Depleted Gas Fields off the East Coast of Korea: A Comprehensive Approach to Flow Assurance.” Conference paper, *17th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-17)*, November 2024. <https://www.researchgate.net/publication/385782972> (Accessed July 8, 2025).

28) European Commission. “ANRAV-CCUS – an Innovative Stakeholder Supported CCUS Value Chain to Realize the First CCUS Cluster in Eastern Europe.” *Innovation Fund*, December 2022. [https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-12/if\\_pf\\_2022\\_anrav\\_en.pdf](https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-12/if_pf_2022_anrav_en.pdf) (Accessed July 8, 2025).

29) Pieter P. van der Meer et al. “Fault Activation and Induced Seismicity in Geological Carbon Storage.” *International Journal of Coal Geology* 234 (2022): 103645. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0012825221003500> (Accessed July 8, 2025).

30) Mark D. Zoback and Steven M. Gorelick. “Earthquake Triggering and Large-Scale Geologic Storage of Carbon Dioxide.”



가스전을 활용한 CCS에 대한 주된 비판은 ①누출 위험과 환경 영향 ②기술적 불확실성과 안전성 ③경제성 부족 ④ 기후위기의 근본적 대응이 아닌 ‘그린워싱’ 수단, 이렇게 네 가지로 요약할 수 있다.

가장 먼저 비판을 받는 지점은 지층에 120만 톤의 이산화탄소를 주입할 때 기존 시추공이나 단층 구조 등 미확인 경로를 통해 재누출 될 수 있다는 점이다.<sup>29)</sup>

여기에 주입 과정에서 압력 변화로 지진을 유발할 수 있다는 우려도 있다. 지진이 발생하면 당연히 이산화탄소 누출의 가능성은 커진다.<sup>30)</sup> 그리고 우리가 지층을 완벽히 제어할 수 없다는 점에서 완전한 격리는 불가능하며, 누출 시 이산화탄소가 해양으로 유입될 때 해양 생태계에 미칠 영향도 충분히 검토되지 않았다.

또한 저장 용량의 한계도 문제다. 동해 고갈 가스전의 저장 용량은 약 1,200만 톤 수준으로 국내 2022년 국가 온실가스 총배출량 7억2천4백만 톤에<sup>31)</sup> 비하면 극히 제한적이다. 국가 차원에서 보면 아주 미미한 효과만 기대할 수 있다.

이처럼 극소량을 저장하기 위해 들어가는 비용도 막대하다. 초기 투자 비용과 운영비가 상당하지만, 수익 모델은 뚜렷하지 않다. 이로 인해 정부의 보조금에 과도하게 의존하게 되는 문제가 나타날 수 있다.<sup>32)</sup> 실제 동해 CCS 사업 역시 약 2조9천억 원을 정부에 요청했지만, 현재까지 기획재정부의 예비타당성 조사를 통과하지 못했다.<sup>33)</sup>

그리고 가장 근본적인 문제는 가스전을 활용한 CCS와 같은 기술이 기후위기 대응의 본질을 흐릴 수 있다는 점이다. 화석연료 기업들은 CCS를 통해 기존 사업 모델(석유, 가스 생산)을 유지하면서도 탄소 감축 노력을 하는 것처럼 포장할 수 있다. 이는 석탄 및 가스 발전소의 조기 폐쇄나 재생에너지로의 근본적인 전환을 늦추는 요인으로 작용할 수 있다.<sup>34)</sup> IEA 조차 CCS는 화석연료의 단계적 폐쇄 과정에서 불가피한 임시 수단일 뿐 기후위기 대응에 핵심 전략이 아니라는 것을 분명히 하고 있다.<sup>35)</sup>

이런 상황에 수소 원의 정부 재정을 투입해 블루 수소 생산을 위한 CCS를 추진하는 것이 과연 타당한 정책 결정인지 돌아볼 필요가 있다. 지금 필요한 것은 무리한 블루 수소 양산이 아니라, 이재명 정부가 천명한 바와 같이 햇빛과 바람을 중심으로 한 재생에너지 기반의 전환 정책이어야 한다.



*Proceedings of the National Academy of Sciences* 109, no. 26 (2012): 10164–69. <https://www.researchgate.net/publication/227343678> (Accessed July 8, 2025).

- 31) 환경부 온실가스종합정보센터. 『2024 국가 온실가스 인벤토리 (1990-2022)』, January 3, 2025. <https://www.ctis.re.kr/ko/selectBbsNttView.do?bbsNo=314&key=1694&nttNo=1136849> (Accessed July 8, 2025).
- 32) Greenpeace. *Selling Hot Air: How the European Union's Carbon Trading Scheme Fails to Deliver Real Emissions Cuts*. Amsterdam: Greenpeace International, February 2024. <https://www.greenpeace.org/static/planet4-canada-stateless/2024/02/4b010c8b-en-selling-hot-air-report.pdf> (Accessed July 8, 2025).
- 33) 김정환. “동해가스전 CCS 실증사업, 예타 자연 ‘장기 표류.’” *경상일보*, May 2, 2025. <https://www.ksilbo.co.kr/news/articleView.html?idxno=1025796> (Accessed July 8, 2025).
- 34) Friends of the Earth International. *Nature-Based Solutions: A Wolf in Sheep's Clothing*. November 2021. <https://www.foei.org/wp-content/uploads/2021/11/Nature-based-solutions-a-wolf-in-sheeps-clothing.pdf> (Accessed July 8, 2025).
- 35) International Energy Agency. *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach - 2023 Update*. Paris: IEA, 2023. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/8ad619b9-17aa-473d-8a2f-4b90846f5c19/NetZeroRoadmap\\_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/8ad619b9-17aa-473d-8a2f-4b90846f5c19/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf) (Accessed July 8, 2025).

## 3. 화석연료 퇴출 대신 수명연장: 수소·암모니아 혼소 발전 문제

정부 계획에서 주목되는 부분은 수소와 암모니아를 LNG 또는 석탄과 혼합 연소하는 혼소 발전을 강조한 부분이다. 일단 석탄발전에 암모니아 20%를 혼소하는 것을 2030년까지 목표로 추진하는데, 혼소 대상은 잔여 설계수명과 대규모 석탄발전단지인 규모의 경제 등을 고려하여 투자 대상 발전기를 선정한다고 되어 있다. NDC를<sup>36)</sup> 고려하면 2030년까지 석탄발전기 32.6GW 중 21GW를 혼소해야 한다고 적시하고 있다. 이렇게 중국적으로는 50년이 되기 전에 석탄을 빼고 암모니아만 태우는 전소 발전을 하겠다는 것이 정부의 계획이다.

LNG 발전에는 수소를 50%까지 혼소하는 것을 목표로 했다. 정부는 기존 발전 설비 중 감가상각비용 회수가 끝난 중형 가스터빈을 활용하여 낮은 투자 비용으로 수소 혼소를 31년까지 조기 상용화한다는 목표를 제시했다. 또한 폐지 석탄발전기의 재정비(Repowering)까지 거론하고 있다. 그리고 가스를 빼고 수소만을 태우는 전소 발전과 관련하여 40년 이전에 실증을 끝내고, 이후 재생에너지 비중과 수소 수급량 등을 검토하여 상용화 시점을 결정한다는 방침이다.

더욱이 정부는 발전 분야 계획을 완수하기 위해 청정수소 발전의무화 제도를 도입하려고 한다. 의무대상은 발전사업자와 전기판매사업자 등을 대상으로 검토하고 제세부담금을 개편해서 청정수소의 경우 제세부담금 하향 조정 또는 환급까지 하겠다는 입장이다. 암모니아의 경우 현재는 발전용으로 사용할 수 없는데 이를 풀어주는 규제 완화도 검토한다는 방침이다.

이러한 계획은 언뜻 온실가스 배출을 줄일 수 있는 계획으로 읽힌다. 기존에 100% 화석연료를 태우던 시설에 온실가스 배출이 없는 연료를 투입하여 그만큼의 온실가스 배출을 줄이겠다는 뜻이기 때문이다. 실제 정부도 이런 부분을 강조하고 있다. 하지만 정부가 생각하는 것과 달리 이러한 계획이 사실상 화석연료 사용을 늦추는 결과로 이어진다는 비판도 큰 상황이다.



36) Nationally Determined Contribution, 각국이 기후변화에 대응하기 위해 유엔기후변화협약(UNFCCC) 하에서 자발적으로 설정한 온실가스 감축 목표

37) E3G. "Explained: Why Ammonia Co-Firing in Coal Power Generation Is a Flawed Approach." *E3G*. <https://www.e3g.org/news/explained-why-ammonia-co-firing-in-coal-power-generation-is-a-flawed-approach/> (Accessed July 17, 2025).

38) Koons, Eric. "Ammonia Coal Co-firing: Solution Or Distraction?" *Energy Tracker Asia*, June 12, 2024. [https://energytracker.asia/ammonia-coal-co-firing/?utm\\_source=chatgpt.com](https://energytracker.asia/ammonia-coal-co-firing/?utm_source=chatgpt.com) (Accessed July 17, 2025).

39) Kennedy, Seb, Jacqueline Tao, and Joo Yeow Lee. "Japan's Toxic Narrative on Ammonia Co-firing." *TransitionZero*, April 13, 2023. [https://www.transitionzero.org/insights/japans-toxic-narrative-on-ammonia-cofiring?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.transitionzero.org/insights/japans-toxic-narrative-on-ammonia-cofiring?utm_source=chatgpt.com) (Accessed July 17, 2025).



석탄발전의 암모니아 혼소는 현재 일본 JERA·IHI의 상업용 발전소 실증 결과가 대표적으로 거론된다. 1GW급 발전소에서 20% 암모니아 혼소 실증을 2024년 4월 1일부터 6월 19일까지 진행했는데, 이산화탄소의 직접 배출이 20% 줄어드는 것으로 확인했다.

이 내용만 보면 획기적인 전환을 기대할 법도 하다. 하지만 현실은 다르다. 기본적으로 암모니아 혼소 정책은 탈석탄을 지연시키고, 빠르고 광범위한 재생에너지 전환이 필요한 1.5°C 시나리오와 부합하지 않기 때문이다.<sup>37)</sup> 20% 혼소는 IEA의 2030년 넷제로 기준 대비 5배 많은 온실가스를 배출하며 혼소 비율을 50%로 올리더라도 같은 기준 대비 3배가 높다는 분석이 있다.<sup>38)</sup>

또한 20% 혼소 시 연료비는 현재 석탄 대비 약 두 배로 상승하며, 재생에너지 대비 최대 4배가 비싸다는 지적도 있다.<sup>39)</sup> 더 큰 문제는 그린 수소 기반 암모니아가 아닌 이상 석탄을 태울 때보다 더 많은 온실가스 배출이 발생할 수 있다는 점이다. LCA 기준으로 살펴보면 전통적인 연소보다 오히려 배출량이 많다는 평가를 한 연구도 있다.<sup>40)</sup> 결국 석탄에 암모니아를 섞어서 태워 발전하는 방식은 태양광과 풍력 등 재생에너지 보급을 저해하고, 석탄의 퇴출을 지연시키는 문제가 발생한다.

가스발전도 다르지 않다. 가스발전의 경우 수소를 섞어서 태우는데 현재 가장 앞선 기술은 미국 GE와 NYPA(뉴욕전력공사)가 협력한 수소 혼소 실증 프로젝트다. 혼소 비율 5%~44%(부피 기준)로 LNG와 혼합하여 운영하였으며 온실가스의 감소를 확인하며 수소 혼소 기술의 가능성을 보여줬다.

하지만 이런 가능성에도 불구하고 실제 온실가스 감축량이 적다는 평가가 뒤따른다. 이들의 프로젝트 결과를 보면 수소 혼소 비율 15% 일 때 이산화탄소 직접 배출은 5% 감소했고, 25%일 때는 10%가, 35%일 때는 14%가 감소한 것으로 확인되었다. 혼합된 수소의 비중 대비 실제 온실가스의 저감은 낮다는 것을 명확히 보여준다.<sup>41)</sup>



40) Hoon Lee, Ha Eun Lee, and Sang Mun Jeong. "An Environmental Impact Assessment of Ammonia Co-Combustion in a 1 GWe Coal-Fired Power Plant." Conference paper, *AIChE Spring Meeting & Global Congress on Process Safety*, 2025. <https://proceedings.aiche.org/conferences/aiche-spring-meeting-and-global-congress-process-safety/2025/proceeding-521> (Accessed July 17, 2025).

41) Electric Power Research Institute (EPRI), New York Power Authority (NYPA), and General Electric (GE). *Hydrogen Cofiring Demonstration at New York Power Authority's Brentwood Site: GE LM6000 Gas Turbine*. Report no. 3002025166. Palo Alto, CA: EPRI, December 2022. <https://www.epri.com/research/products/000000003002025167> (Accessed July 17, 2025).

### III. 한국 수소정책과 수요 확대 논리의 한계

경제성 문제도 지적되는데, 뉴스타파의 보도에 따르면 가스와 혼소할 수소는 개질과 냉각 후 운송 과정 등을 거치면서 막대한 에너지를 사용하게 된다. 그리고 이 중간 과정을 거치면 원료 대비 약 80% 에너지 손실이 발생한다고 지적한다.<sup>42)</sup> 결국 기술적 난이도가 많이 증가하고 비용도 높은 반면 감축 효과는 상대적으로 제한적이어서 온실가스 감축 기술로써 효율성 부족 문제가 지적된다.

게다가 어떻게 만들어진 수소이냐에 따라 LCA를 적용하게 되었을 때 전통적인 LNG 발전방식 대비 온실가스 배출량이 더 많을 수 있다. 블루 수소 역시 LCA 배출량이 메탄 보다 더 클 수 있다는 분석도 있다.<sup>43)</sup> 또한 질소산화물이 증가하고 전소 시에는 아산화질소 생성도 문제로 지적된다.

더 큰 문제는 이러한 방식이 앞서 암모니아 혼소에서 지적하듯 화석연료 기반 발전의 전환을 지연시킬 수 있다는 점이다. 수소 혼소가 넷제로 달성의 전환 속도를 늦추고, 잠재적 투자 회피 수단으로 작용할 수 있음을 경고하는 것이다.<sup>44)</sup> 국내에서도 이런 문제는 표면화되어 있는데 제주도의 신규 가스발전 확대를 위한 명분으로 수소 혼소가 활용됨에 따라 지역사회의 반발을 불러왔다.<sup>45)</sup>

수소를 이용해서 발전하는 방식으로는 가장 기술 수준이 높고 안정화되어 있는 기술로는 수소연료전지 발전방식이 있다. 그런데 구태여 무리한 혼소 정책을 내세우는 것은 결국 저배출 수소의 대량 생산 계획에 따른 수요확보 전략이라고 밖에는 설명할 길이 없다.



- 42) 조원일. “수소 혼소 발전, 에너지 80% 낭비”... 국민 비용 전가 우려.” *뉴스타파*, August 18, 2025. <https://newstapa.org/article/rcxv0> (Accessed October 1, 2025).
- 43) Howarth, Robert W., and Mark Z. Jacobson. “How Green Is Blue Hydrogen?” *Energy Science & Engineering* 9, no. 9 (2021): 1676-1687. <https://doi.org/10.1002/ese3.956> (Accessed July 17, 2025).
- 44) Organisation for Economic Co-operation and Development. *Mechanisms to Prevent Carbon Lock-in in Transition Finance*. Paris: OECD Publishing, 2023. [https://www.oecd.org/en/publications/mechanisms-to-prevent-carbon-lock-in-in-transition-finance\\_d5c49358-en.html](https://www.oecd.org/en/publications/mechanisms-to-prevent-carbon-lock-in-in-transition-finance_d5c49358-en.html) (Accessed July 17, 2025).
- 45) 김태홍. “막대한 탄소배출 불러오는 수소 혼소 LNG복합화력발전소 건립계획 철회하라.” *제주환경일보*, January 12, 2023. <https://www.newsje.com/news/articleView.html?idxno=266811> (Accessed July 17, 2025).
- 46) 관계부처 합동. 『탄소중립·녹색성장 국가전략 및 제1차 국가 기본계획』. 대한민국 정부, April 2023.
- 47) 장병규. “영도·우암감만·씨베이션 합친 ‘부산항선’ 건설... 수소전기트램 도입.” *철도경제신문*, March 21, 2025. <https://www.redaily.co.kr/news/articleView.html?idxno=11727> (Accessed July 17, 2025).
- 48) International Energy Agency. *International Shipping*. In *Energy System and Transport*. Updated May 2023. <https://www.iea.org/energy-system/transport/international-shipping> (Accessed July 17, 2025).
- 49) Urban Air Mobility, 도시 및 도시 주변 지역에서 전기 구동 수직 이착륙(eVTOL, electric Vertical Take-Off and Landing) 항공기를 활용하여 사람이나 화물을 수송하는 새로운 교통 시스템
- 50) Grand View Research. *Drone Market Size, Share & Trends Analysis Report By Type (Military, Consumer, Commercial, Enterprise), By Platform (Fixed Wing, Rotary, Hybrid VTOL), By Application, And Segment Forecasts, 2024-2030*. Published March 2024. <https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/drone-market-report> (Accessed July 17, 2025).
- 51) 대한민국 국토교통부. “한국형 도심항공공(K-UAM), 14일 고흥에서 첫 비행 실증.” *정책뉴스*, December 13, 2024. [https://www.molit.go.kr/USR/NEWS/m\\_71/dtl.jsp?id=95090478](https://www.molit.go.kr/USR/NEWS/m_71/dtl.jsp?id=95090478) (Accessed July 17, 2025).



#### 4. 수송 분야에서 수소활용 확대: 전기화 우위의 흐름을 바꿀 수 있는가?

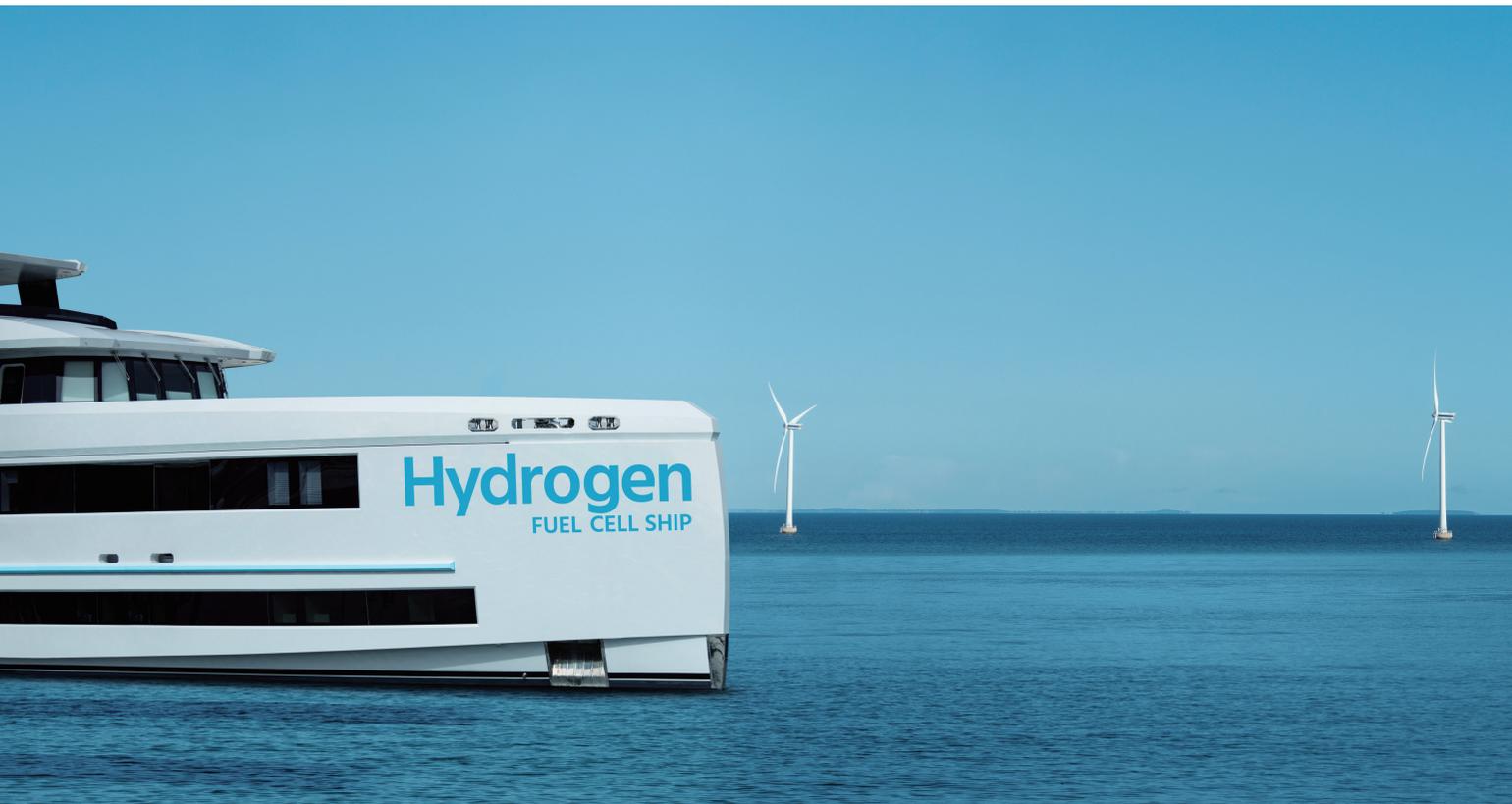
실제 정부의 계획을 보더라도 당장에 필요한 수송 분야 수소 수요는 한정적이다. 승용차와 버스 등 상용차만 하더라도 현재 수소보다는 전기로의 전환에 더 많은 초점이 맞춰져 있다. 실제 2023년에 발표한 한국 정부의 탄소중립·녹색성장 국가전략 및 제1차 국가 기본계획을 보더라도 2030년에 전기차는 420만대 보급이 목표지만, 수소차는 30만대에 불과하다. 46)

수소차 외에도 수소트램이나 수소선박 등의 운송 수단의 연료를 수소나 암모니아로 전환하는 것도 계획되어 있다. 수소트램은 2028년 말 이후, 선박의 경우 2030년 이후에 상용화를 목표로 하고 있다. 이중 현실화 가능성이 가장 큰 것은 수소트램이다. 상용화와 더불어 이에 대한 노선 건설이 진행되고 있기 때문이다.

하지만 실제 준공에 들어간 지방자치단체는 소수다. 준공 또는 준공 전 단계에 도달한 것은 대전광역시와 울산광역시 정도다. 이외에 제주도는 타당성 검토 단계, 부산광역시는 계획 단계에 머물러 있다. 47) 수소 선박도 아직 소형 선박 정도에서 실증 연구 중이기 때문에 수요를 만들어내기 어려운 것이 현실이다. 48) 결국 수송 분야에서 수소의 수요는 매우 제한적이다.

이외에도 수소 드론과 도심항공(UAM)이 49) 거론되나 드론의 경우 이미 전기 배터리 기반의 드론 기술이 크게 발전한 상황에서 수소 드론 시장 수요가 크지 않고 50), UAM의 경우 시제품을 통한 실증 시험이 진행 중이나 대량 생산, 상용 인증 관련 인프라 연계는 여전히 기초단계이기 때문에 2030년까지 충분한 수요확보가 어렵다. 51)

물론 수송 분야에서 기술혁신에 따라 중 소형 항공기, 국제선 대형항공기, 대형여객선과 화물선에 한정하여 수소연료전지 또는 암모니아 기반 연료의 활용 가능성이 열리고 있다. 하지만 이들 기술은 대체로 2040년 이후 상용화가 전망되는 만큼, 이를 전제하지 않고 급격한 수소생산 확대를 추진하는 현행 정책은 문제가 있다. 이에 따라 수소 관련 공급 및 인프라 전략의 재조정이 필요하다.



## IV. 정책 제언 : 수소의 적정 활용과 에너지 정의를 위한 접근

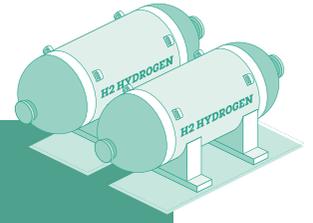
### 1. 수소 정책은 탈화석연료 전략과 분리되어선 안 되며, 탄소중립 로드맵 전체의 일관성 안에서 정합적으로 구성되어야 한다.

현재 한국의 수소 정책은 수요 확대를 목표로 그린 수소와 그린 암모니아를 혼합하여 연소하는 발전방식을 추진하고 있다. 그러나 앞서 지적했듯이 이와 같은 경로는 탈화석연료를 지연시키고 기존의 화석연료 기반 발전시설을 유지 시키는 효과를 낳는다. 이는 기후위기가 가속화되는 현실을 충분히 반영하지 못한 정책이다. 따라서 혼소 계획은 재검토되어야 하며, 기존 발전시설 감축과 함께 태양광과 풍력 등 재생에너지 기반 발전을 신속히 확대하는 방향으로 정책이 전환되어야 한다.

### 2. 에너지 수요 자체를 줄이기 위한 효율화 정책과 수요관리 전략이 우선되어야 하며, 수요 없는 공급 확대는 구조적 낭비를 초래한다.

한국 정부는 「전력수급기본계획」 및 「탄소중립·녹색성장 국가전략」 수립 과정에서 전력 수요를 과도하게 추정하고, 그에 맞춰 발전시설 확대 계획을 지속하고 있다. 수소나 암모니아 혼소 발전 역시 이러한 수요 예측을 전제로 추진되는 전략의 일부다.

에너지 전환의 핵심은 재생에너지 확대뿐 아니라, 에너지 효율 개선과 수요관리 전략을 통해 수요 자체를 줄이는 데 있다. 그러나 과도한 수요 예측은 결국 수소 생산 확대와 혼소 기술 개발 등 인위적인 수요 창출로 이어지며, 이 과정에서 막대한 재정과 행정력이 투입될 수 있다. 이는 결과적으로 구조적인 낭비를 초래한다. 따라서 에너지 수요 감축을 위한 효율 개선과 수요관리 전략을 우선해야 한다.



### 3. 수소는 재생에너지 확대를 보완하는 수단으로써 에너지 저장, 수소 연료전지, 산업 부문 등 '적재적소'에 적절한 규모로 사용되어야 한다.

한국은 재생에너지 확대 과정에서 계통 유연성 확보가 중요한 과제로 부상했다. 이에 전력을 수소로 전환해 저장하는 P2G기술이 유연성 자원의 하나로 주목받고 있다. P2G는 수요보다 많이 생산된 재생에너지 기반의 전기를 수전해를 통해 수소로 전환하여 저장하는 방식으로, 향후 계통한계에서 재생에너지를 확대하기 위한 중요한 기술로 평가받고 있다.

이러한 방식으로 생산된 그린 수소는 연료전지 발전, 화석연료 기반의 암모니아 및 메탄올 생산의 전환, 수소환원제철, 시멘트 소성로 연료 전환, 석유화학산업의 납사 대체 등 산업 분야의 탈탄소 전환을 위한 '필수 용도'에 한정해 적절한 수준에서 활용되어야 한다.

### 4. 블루 수소·청정수소는 득보다 실이 크며, 단계적으로 재생에너지 기반 그린 수소만을 인정하는 경로를 설정하여야 한다.

저배출 수소 중 블루 수소나 청정수소는 기술적·경제적 한계와 환경적 우려가 크다. 특히 LCA 기준에서 이들 수소는 그레이 수소와 큰 차이가 없는 이산화탄소 배출량을 기록할 수 있다. 그런데도 이들 수소 생산에 과도한 기술개발과 재정을 투입하는 것은 재생에너지 전환을 지연시키는 요인이 될 수 있다.

따라서 단기적으로 블루 수소 등의 활용이 불가피하다 하더라도, 정책적으로는 재생에너지 기반 그린 수소로의 전환을 최종 목표로 설정하고 명확한 단계적 이행 경로를 마련하여 실행해야 한다.

〈태양광과 풍력〉



## 참고문헌

### 국내문헌

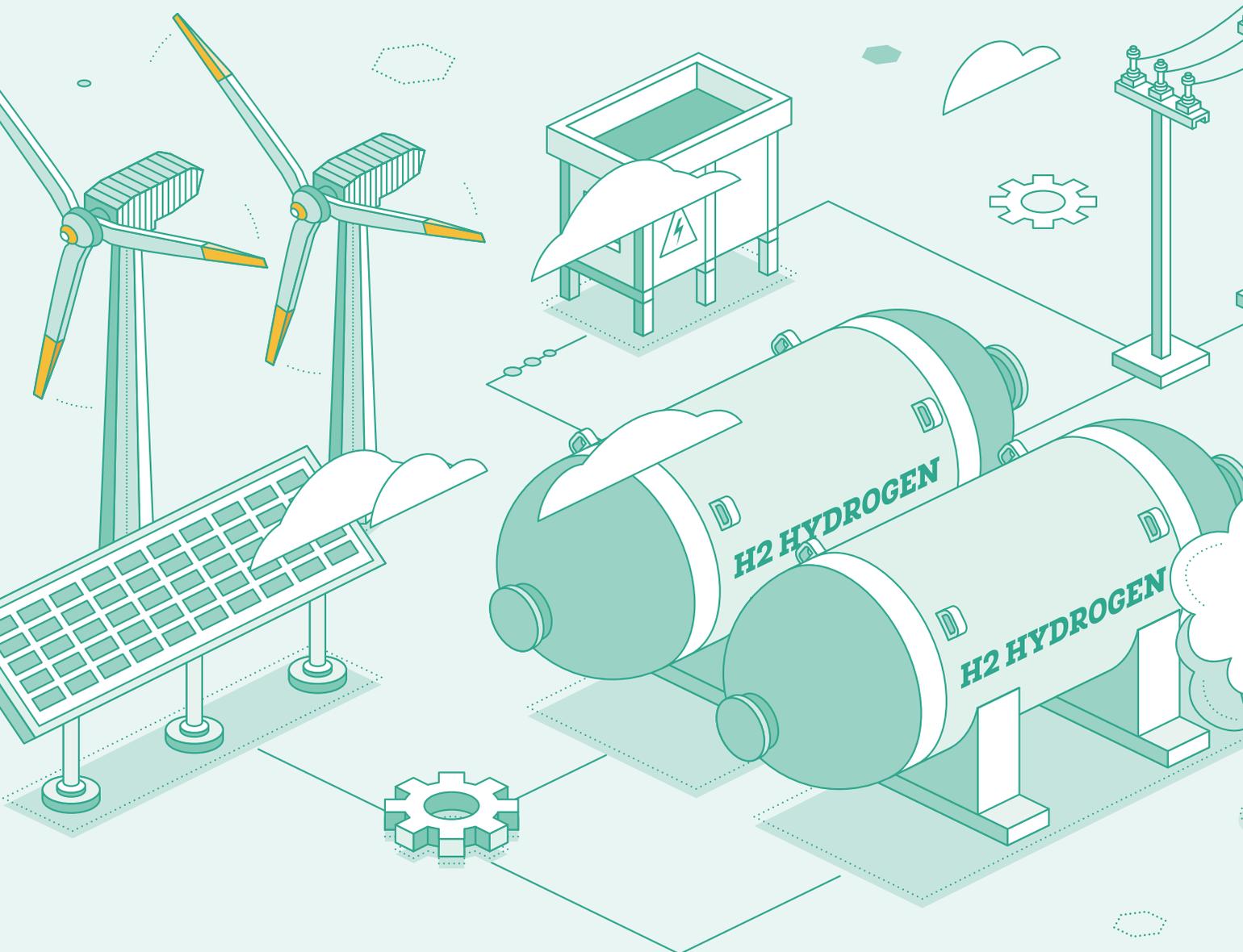
- 관계부처 합동. *탄소중립·녹색성장 국가전략 및 제1차 국가 기본계획*. 대한민국 정부, 2023년 4월.
- 국토교통부. “한국형 도심항공(K-UAM), 14일 고흥에서 첫 비행 실증.” *정책뉴스*, 2024년 12월 13일.
- 김정환. “동해가스전 CCS 실증사업, 예타 지연 ‘장기 표류.’” *경상일보*, 2025년 5월 2일.
- 김태홍. “막대한 탄소배출 불러오는 수소 혼소 LNG복합화력발전소 건립계획 철회하라.” *제주환경일보*, 2023년 1월 12일.
- 안지영, 김기환. *국내 청정수소 생산 기반 확대 연구*. 기본연구보고서 2024-16. 울산: 에너지경제연구원, 2024.
- 장병극. “영도·우암감만·씨베이션 합친 ‘부산항선’ 건설…수소전기트램 도입.” *철도경제신문*, 2025년 3월 21일.
- 조원일. “수소 혼소 발전, 에너지 80% 낭비… 국민 비용 전가 우려.” *뉴스타파*, 2025년 8월 18일.
- 한국에너지공단. “에너지온실가스 종합정보 플랫폼.” *EG-TIPS*.
- 환경부 온실가스종합정보센터. *2024 국가 온실가스 인벤토리 (1990-2022)*. 2025년 1월 3일.
- 수소경제 종합정보포털(사)한국수소연합. “국내 수소 생산량(생산방식별).”

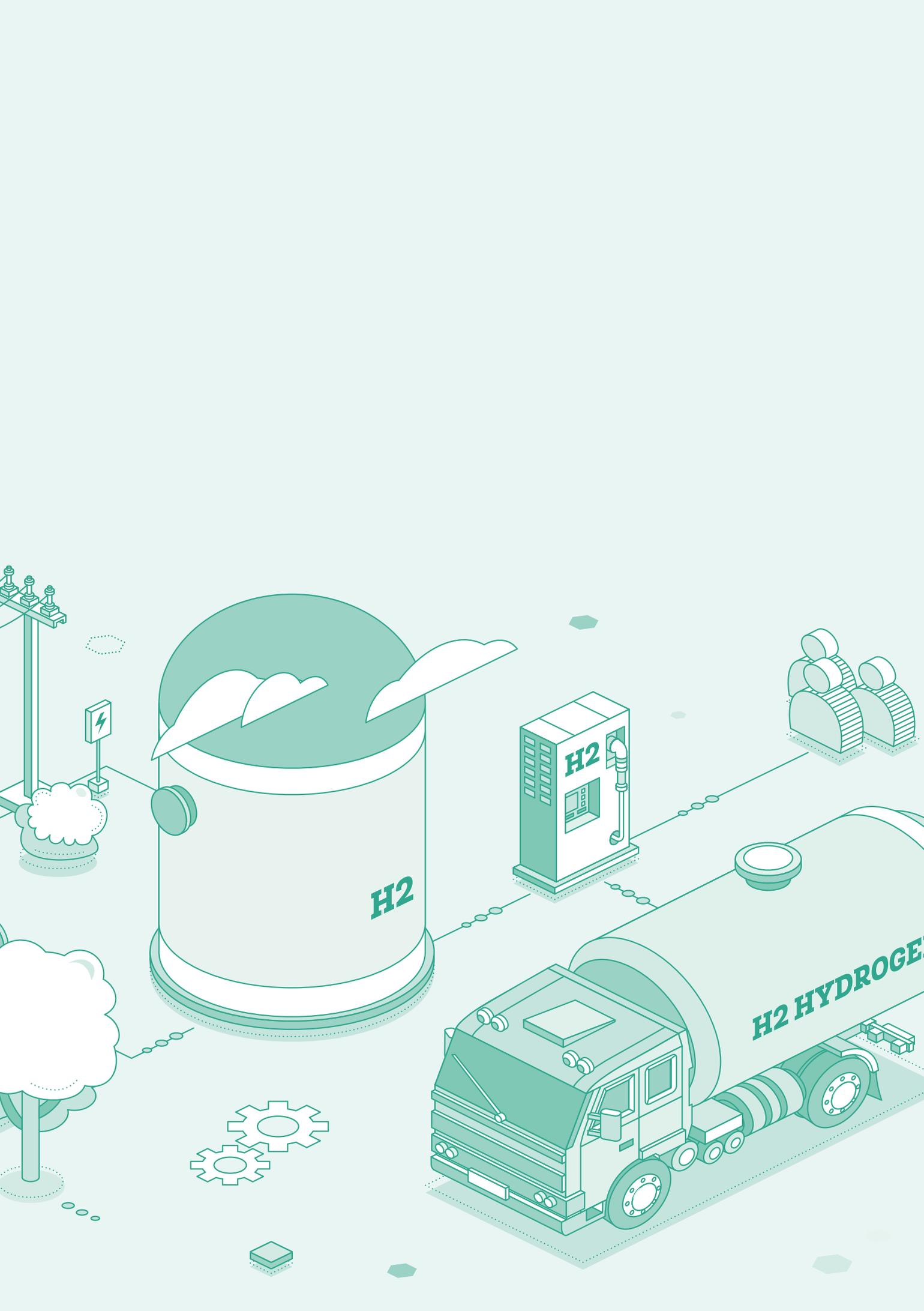
### 해외문헌

- Electric Power Research Institute (EPRI), New York Power Authority (NYPA), and General Electric (GE). *Hydrogen Cofiring Demonstration at New York Power Authority’s Brentwood Site: GE LM6000 Gas Turbine*. Report no. 3002025166. Palo Alto, CA: EPRI, December 2022.
- Encyclopædia Britannica. “Hydrogen | Properties, Uses, & Facts.”
- E3G. *Explained: Why Ammonia Co-Firing in Coal Power Generation Is a Flawed Approach*. Last modified February 27, 2024.
- European Commission. “ANRAV-CCUS – an Innovative Stakeholder Supported CCUS Value Chain to Realize the First CCUS Cluster in Eastern Europe.” *Innovation Fund*, December 2022.
- Friends of the Earth International. *Nature-Based Solutions: A Wolf in Sheep’s Clothing*. November 2021.
- Grand View Research. *Drone Market Size, Share & Trends Analysis Report by Type (Military, Consumer, Commercial, Enterprise), by Platform (Fixed Wing, Rotary, Hybrid VTOL), by Application, and Segment Forecasts, 2024-2030*. Published March 2024.
- Greenpeace. *Selling Hot Air: How the European Union’s Carbon Trading Scheme Fails to Deliver Real Emissions Cuts*. Amsterdam: Greenpeace International, February 2024.
- Howarth, Robert W., and Mark Z. Jacobson. “How Green Is Blue Hydrogen?” *Energy Science & Engineering* 9, no. 9 (2021): 1676-1687.
- Hydrogen Council. *Decarbonization Pathways: Part 1 – Lifecycle Assessment of Hydrogen Pathways*. Brussels: Hydrogen Council, 2021.
- International Energy Agency. *Ammonia Technology Roadmap: Towards More Sustainable Nitrogen Fertiliser Production*. Paris: IEA, 2021.



- International Energy Agency. “Countries and Regions.”
- International Energy Agency. *Global Hydrogen Review 2023*. Paris: IEA, 2023.
- International Energy Agency. *Global Hydrogen Review 2024*. Paris: IEA, 2024.
- International Energy Agency. “International Shipping.” In *Energy System and Transport*. Updated May 2023.
- International Energy Agency. *Low-Carbon Production of Iron & Steel: Technology Options, Economic Assessment, and Policy*. Paris: IEA, 2020.
- International Energy Agency. *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach—2023 Update*. Paris: IEA, September 2023.
- International Energy Agency. *The Future of Hydrogen: Seizing Today’s Opportunities*. Paris: IEA, 2019.
- Kennedy, Seb, Jacqueline Tao, and Joo Yeow Lee. “Japan’s Toxic Narrative on Ammonia Co-firing.” *TransitionZero*, April 13, 2023.
- Koons, Eric. “Ammonia Coal Co-firing: Solution or Distraction?” *Energy Tracker Asia*, June 12, 2024.
- Lee, Hoon, Ha Eun Lee, and Sang Mun Jeong. “An Environmental Impact Assessment of Ammonia Co-Combustion in a 1 GWe Coal-Fired Power Plant.” In *Proceedings of the 2025 AIChE Spring Meeting & Global Congress on Process Safety*, Environment Division, 2025.
- National Grid. “The Hydrogen Colour Spectrum.”
- Ocko, Ilissa B., and Steven P. Hamburg. “Climate Consequences of Hydrogen Emissions.” *Atmospheric Chemistry and Physics* 22, no. 14 (2022): 9349–9368.
- Organisation for Economic Co-operation and Development. *Mechanisms to Prevent Carbon Lock-in in Transition Finance*. Paris: OECD Publishing, 2023.
- Park, Sunghyun, Insun Park, Woochan Lee, and Yutaek Seo. “Optimizing CO<sub>2</sub> Injection in Depleted Gas Fields off the East Coast of Korea: A Comprehensive Approach to Flow Assurance.” Paper presented at the 17th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-17), Calgary, Canada, November 2024.
- Schlissel, David. *CCS and Blue Hydrogen: Unproven Technology and Financial Risk*. Cleveland: Institute for Energy Economics and Financial Analysis, July 3, 2024.
- SLB. “CCS: KNOG Carbon Storage, Korea Case Study.”
- Spath, Pamela L., and Margaret K. Mann. *Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2001.
- Springer Nature Communities. “How to Make Methanol from CO<sub>2</sub> in the Most Efficient Way?”
- van der Meer, Pieter P., Thomas J. Hovorka, Thomas R. Winters, et al. “Fault Activation and Induced Seismicity in Geological Carbon Storage.” *International Journal of Coal Geology* 234 (July 2022): 103645.
- U.S. Department of Energy. *Hydrogen Program Plan*. Washington, DC: Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2020.
- Yang, Yong, et al. “Hydrogen Production from Coal Gasification: A Review.” *International Journal of Hydrogen Energy* 50, no. 25 (2025): 12345–12360.
- Zoback, Mark D., and Steven M. Gorelick. “Earthquake Triggering and Large-Scale Geologic Storage of Carbon Dioxide.” *Proceedings of the National Academy of Sciences* 109, no. 26 (2012): 10164–10169.
- Zhou, Yuanrong, Zhen Zhang, and Yan Li. *Life-Cycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions of Hydrogen, and Recommendations for China*. Washington, DC: International Council on Clean Transportatio







한국의 수소 정책 이해하기  
에너지 전환 시대,  
수소 정책 어떻게 할 것인가?

발행 기관 (사)제주사회적경제네트워크

발행인 강호진

저자 김정도  
(제주사회적경제네트워크 정책위원,  
기후자원정의센터 아크 사무국장)

강보배  
(제주사회적경제네트워크 정책연구센터 센터장)

디자인 (주)리블랭크

문의 [jejusen@jejuhub.org](mailto:jejusen@jejuhub.org)