

수전해 기술고도화를 위한 주요국 정책 현황 및 시사점



1. 개요
2. 수전해 기술
3. 주요 국가별 수소 전략
4. 청정 수소(Clean hydrogen)의 생산비용
5. 결론 및 시사점





2021년 7월(비정기)
www.keei.re.kr

에너지 이슈 페이퍼

Energy
Issue Paper



발행인	김현제		
집필진	김종우	kimjw@keei.re.kr	052-714-2175
	이태의	lte@keei.re.kr	052-714-2156
	진귀영	gyjin@keei.re.kr	052-714-2081
편집위원	소진영	jyso@keei.re.kr	052-714-2166
	이호무	hmlee@keei.re.kr	052-714-2279
	양의석	esyang@keei.re.kr	052-714-2244
	김재경	fisherkjk@keei.re.kr	052-714-2173
	김기환	kkihwan@keei.re.kr	052-714-2064
	김태환	tkim@keei.re.kr	052-714-2289
	박상규	skpark@keei.re.kr	052-714-2022
	안지영	jyan@keei.re.kr	052-714-2270
	김민규	minkyu247@keei.re.kr	052-714-2079
디자인·인쇄	효민디앤피		051-807-5100

본 간행물에 포함된 주요 내용은 연구진 또는 집필자의 개인 견해로서
에너지경제연구원의 공식 견해가 아님을 밝혀둡니다.

요약



▶ 세계 각국은 기후변화에 대응하고 탄소중립적인 사회로의 전환을 위해 국가별 수소 전략을 발표하고 단계별 청정수소 생산 및 활용에 초점을 둔 장기계획을 제시하고 있음.

- 수소는 철강, 시멘트, 화학 등 탄소 집약적인 산업공정에서 화석 연료를 대체할 수 있을 뿐만 아니라 수송, 건물 등 그 활용처가 다양하고, 에너지 저장·운송이 용이하므로 사회경제 전반의 탈탄소화에 적합한 자원으로 평가
- 중·단기적으로는 블루수소가 활용될 수 있겠으나, 궁극적으로 태양광, 풍력 등 재생에너지를 기반으로 수전해 장치(electrolyser)를 활용한 그린수소의 대규모 생산 및 활용 범위를 확대하는 것이 국가별 수소전략의 핵심임.
- 현재로서는 탄소 포집·저장(CCS)기술을 활용하여 온실가스 배출을 감축할 수 있는 블루수소가 경제성을 가질 수 있지만, 장기적으로 그린수소의 경제성을 확보하는 것이 필수적
- 우리나라는 2019년 수소경제활성화 로드맵을 시작으로 2050 탄소중립 추진전략까지 수소전략 구축을 위한 정책을 마련 중
 - 수소경제활성화 로드맵에서는 2040년까지 526만 톤의 수소공급 목표를 발표하였으며, 이후 기술 로드맵을 통해 2030년까지 고효율·대용량(50kWh/kg, 100MW급) 그린수소 생산기술 개발을 완료하여, 2040년 기준 3,000원/kg의 충전소 공급가격 목표를 제시
 - 탄소중립 추진전략에서는 2050년 수소에너지 전체의 80% 이상을 그린수소로 전환하겠다는 목표는 있지만 구체적인 단계별 추진 전략은 미흡한 실정임.

▶ EU, 독일, 일본, 미국 등 주요 국가들은 국가수소전략을 통해 단계별 수전해 기술 목표를 설정하고 경제성 있는 그린수소 생산을 위한 정책을 마련하고 있음.

- 2030년까지 EU와 일본은 각각 \$6/kg(€5/kg), \$3/kg의 수소 생산비용 목표를 설정하고, 장기적으로는 2050년까지 국가별 \$1~\$3.5/kg 수준으로 생산비용 감소 목표를 제시함.
 - 2050년까지 미국은 \$1/kg(산업용), \$2/kg(수송용), EU는 \$3.5(€3)/kg, 일본은 2040년 이후 \$2/kg의 생산비용 목표를 설정
- EU는 2030년까지 최소 40GW의 재생에너지 기반 수전해 시설을 구축할 예정이며 독일은 2030년 5GW에서 2040년 10GW까지 설비 규모를 확대할 것으로 예상됨.
 - EU는 수전해 시설 확충을 통해 최대 1,000만 톤의 수소 생산을 목표로 하고 있으며, 독일은 2030년

까지 약 100TWh의 전력을 수소 생산을 위해 사용할 것으로 전망

- 일본은 기존의 수소기본전략에서 제시한 2030년 30만 톤의 수전해 수소 공급 목표를 1,000만 톤까지 상향조정하는 것을 검토 중이며, 2020년 약 55.6kWh/kg의 생산효율을 설비의 고효율·대용량화를 통해 2030년까지 47.8kWh/kg로 향상하는 효율 달성 목표를 설정

➤ (청정수소 생산비용) 현 시점에서 블루수소는 청정수소를 생산하는 가장 저렴한 방식이지만, 향후 10~15년 후에는 그린수소와 블루수소가 비용측면에서 경쟁이 가능할 것으로 예상되며 2050년 그린수소의 균등화 원가(LCOH₂)는 블루, 그레이수소보다 낮은 \$1/kg 이하가 될 것으로 전망

- 현재 청정수소를 생산할 수 있는 가장 저렴한 방식은 화석연료(fossil fuel)를 기반으로 CCS 기술을 적용한 블루수소이며, 국가별 천연가스와 석탄 가격에 따라 각각 \$1.34~\$2.91/kg, \$2.51~\$3.34/kg 수준으로 분석됨.
- 재생에너지 기반 그린수소 생산비용은 수전해 설비에 대한 CAPEX 및 재생에너지 균등화 가격(LCOE)의 지속적 하락과 대규모 생산에 따른 효율성 향상으로 2030년 중반 이후에는 블루수소와 비용 측면에서 경쟁력을 갖추기 시작할 것으로 예상
- 수전해 설비 규모가 지속적으로 확대된다는 가정 하에 그린수소의 LCOH₂는 2021년 기준 \$3.37~10.09/kg(웨스턴 알칼라인 가정)에서 2030년에는 \$0.84~\$2.56/kg, 2050년에는 대부분의 국가에서 \$1/kg 이하로 낮아질 것임.

➤ (결론 및 시사점) 중·단기적인 관점에서 블루수소가 경제성이 있겠으나, 장기적인 수소공급을 위해 그린수소의 비용 감소를 유도할 수 있는 기술적·제도적 전략 수립이 필요함.

- (기술적 전략) 수전해 수소 생산에서 전기요금 다음으로 가장 높은 비용을 차지하는 것은 수전해 설비비용임.
 - 수전해 설비비용을 낮추기 위해 기본 모듈의 사이즈를 높이고, 규모의 경제성을 유도할 수 있는 대규모 생산체계 구축을 위한 설계의 표준화, 수전해 설비에 필요한 희소성 광물자원의 확보 및 대체광물 활용기술, 수전해 설비 최적 운영을 위한 설계 모형이 필요함.
- (제도적 전략) 수전해 기술개발이 지속될 수 있도록, 장기적인 목표를 제시할 수 있는 정책 수립이 요구됨.
 - 수소 생산과 공급목표를 설정하고 이를 달성할 수 있는 세금 혜택과 수전해 의무 목표량 설정 등의 시장제도 설립, 수전해 설비를 위한 R&D의 지속적인 투자기반 마련, 수전해 뿐만 아니라 수소의 저장·이동·소비 등 유기적인 제도적 지원을 통해 수소의 원활한 유통을 지원

01 개요



▶ (청정수소 생산) 세계 각국은 기후변화 대응을 위한 탄소중립적인 사회로의 변화 속에서 에너지생산과 전환, 저장, 소비 등 에너지시스템 전반에 걸쳐 급격한 변화를 겪고 있음.

- 국가별 탄소중립 실현을 위한 탈탄소화 전략에서 수소는 중요한 역할을 하고 있으며, 특히 전력화가 용이하지 않은 산업에서 청정수소의 수요가 증가할 것으로 예상
 - 2017년 기준 전 세계적으로 총에너지소비의 20%를 차지하고 있는 전력은 2050년까지 전력화를 통해 그 비중이 50%까지 증가할 것으로 전망¹⁾
 - 철강, 시멘트 등 전력화가 어려운 산업부문은 저탄소 수소, 궁극적으로는 태양광, 풍력 등 재생 에너지를 기반으로 수전해 장치(electrolyser)를 활용한 재생 수소(renewable hydrogen, 이하 '그린수소')의 활용으로 탈탄소화를 추진
 - 청정수소 공급을 위해 중·단기적으로 CCS를 활용한 블루수소가 경제성을 가질 수 있으나, 장기적으로 그린수소의 경제성을 확보하는 것이 필수적
- 국가별로 수소경제 활성화를 위한 장기전략을 발표하고, 기간에 따른 수전해의 기술적 목표를 설정하며 경제성 있는 그린수소 생산을 위한 정책을 펴고 있음.

▶ (국내 수소정책) 2019년 수소경제활성화 로드맵을 시작으로 2020년 탄소중립 추진 전략까지, 수소경제²⁾ 구축을 위한 정책을 마련하고 있음.

- 2019년 경제적·안정적인 수소생산 및 공급시스템을 조성하기 위한 수소경제활성화 로드맵을 통해서 2040년까지 526만 톤의 수소공급 목표를 발표
 - 2040년까지 수전해 및 해외생산·수입 등 온실가스를 배출하지 않는 그린수소 비중을 확대하겠다는 수소공급 추진 목표는 있지만, 구체적인 계획이 제시되지는 않음.
 - 이후 기술로드맵을 통해 2030년까지 고효율·대용량(50kWh/kg, 100MW급) 그린수소 생산기술 개발을 완료하며, 2040년 생산단가와 운송비를 포함하여 3,000원/kg의 가격으로 충전소 공급을 목표로 함.

1) IRENA(2020), Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050, p.25

2) 수소경제는 수소를 중요한 에너지원으로 사용하고, 수소가 국가 경제·사회 전반 및 국민생활에 근본적인 변화를 초래하여 경제성장 과 친환경 에너지의 원천이 되는 경제 시스템을 의미함(에너지경제연구원, 2020, p.19).

- 2020년 12월에 발표한 2050 탄소중립 추진전략, 장기저탄소발전전략 등에서는 그린수소의 역할이 더욱 확대되었음.
- 2050 탄소중립 추진전략에서는 그린수소를 보다 적극적으로 활성화하여 2050년 수소에너지 전체의 80% 이상을 그린수소로 전환하는 것을 신유망 산업 육성에 대한 하나의 과제로 삼고 있음.

▶ (분석 목표) 본 이슈 페이퍼는 세계 주요국의 수소생산을 위한 전략과 청정수소 생산 비용에 대한 전망·목표를 살펴보고, 향후 탄소중립 목표 달성과 수소경제활성화에 기여할 수 있는 그린수소 생산 전략수립에 대한 시사점을 도출하고자 함.

02 수전해 기술



▶ (P2G 수전해의 정의) ‘P2G(Power-to-Gas) 수전해’는 수전해 설비를 통해 전기를 활용하여 수소를 제조·저장·전환하는 기술을 의미

- P2G는 재생에너지가 확대되면서 발생하는 잉여전력을 흡수하는 에너지 저장장치이자 전력계통에서 나타나는 전력 공급의 불균형을 해결하는 시스템으로 이해할 수 있음.
 - 재생에너지 발전 과정에서 잉여전력이 발생할 경우, 태양광 대비 변동성이 상대적으로 작은 풍력으로부터 생산된 전력을 활용하여 물을 수소(H_2)와 산소(O_2)로 분해 후 저장
 - 온실가스 감축을 위해 무탄소 천연가스를 생산하는 수단으로도 활용할 수 있음.
 - * 재생에너지 발전 전력으로 생산한 그린수소를 포집된 이산화탄소와 반응시켜 탄소중립적(Carbon-neutral) 메탄(CH_4)을 만드는 데에 활용 가능함.
 - 탄소중립적 에너지 시스템 구현을 위해서는 독일의 사례와 마찬가지로 발전부문의 탄소중립과 함께 난방용 천연가스를 탄소 중립적으로 만드는 것이 필수임.
 - * 이러한 측면에서 이미 포집된 이산화탄소를 재활용하여 메탄을 만드는 ‘수소 메탄화 기술’은 경제성을 떠나 정책적·전략적으로 반드시 개발이 진행되어야 하는 기술들 중 하나임.

▶ (수전해 시스템 구성) 수전해 시스템은 전기분해 반응에 핵심이 되는 스택과 전기분해 반응에 동원되는 유틸리티 장치(Balance of Plant, BoP)로 구성

- 대표적인 수전해 방식에는 ▲알칼라인 수전해(Alkaline Electrolysis, AEL), ▲고분자 전해질막 수전해(Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis, PEMEL), ▲고체 산화물 수전해(Solid Oxide Electrolysis, SOEL)가 있음.

▶ 알칼라인 수전해(AEL)

- AEL은 가장 오랫동안 연구가 진행된 수전해 기술로 기술적 성숙도가 가장 높으며, 현재 대부분의 상업용 수전해 시스템은 AEL을 채택 중
 - (작동 기제) 가동성 분리막을 산화전극(anode)과 환원전극(cathode) 사이에 설치하고 알칼리 용액을 주입 + 일정 수준의 전압과 전류 → 산화반응이 발생하면서 산화전극과 환원전극 각각에서 산소와 수소가 발생하는 원리³⁾
 - (AEL 장점) PEMEL 및 SOEL과 비교했을 때 비교적 단순한 구조, 시스템의 안정성, 주 촉매 재료(니켈 스테인리스강 등)의 가격경쟁력, 높은 설비수명 등

3) 이태의(2020), p.23; 임광섭 외(2019), pp.391~392 참조

- (AEL 단점) 낮은 전류밀도, 타 수전해 방식 대비 낮은 수소 순도, 긴 시동 소요시간, 부하 조건에 따른 작동불능 상태 발생 등

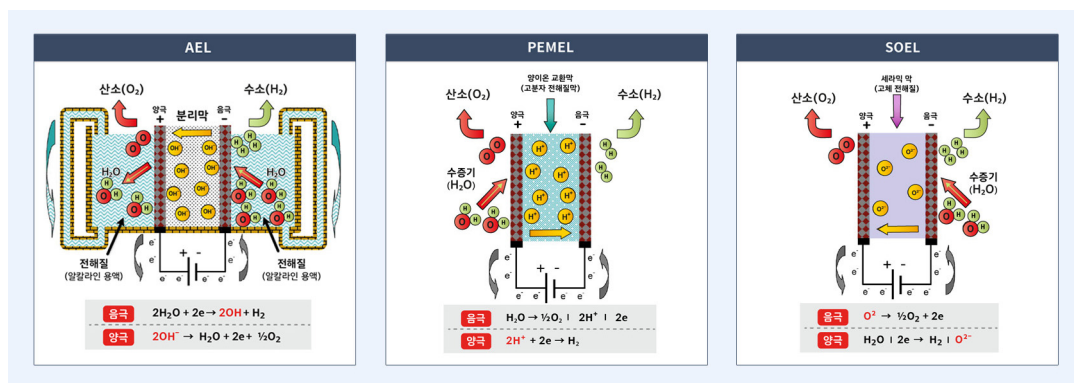
▶ 고분자전해질막 수전해(PEMEL)

- PEMEL은 AEL과 달리 고압 상태에서 구동이 가능하고 양성자(H⁺)를 이동 시켜 수전해 반응을 유도하는 방식으로 구동되며, 유연성 측면에서 AEL 대비 강점을 보유하여 배터리를 대체한 에너지 저장 장치로의 활용 기대
- (작용 기제) 산화전극의 물이 수소이온, 산소기체, 전자로 분리되고 수소이온은 전해질막을 통과하여 환원전극으로 이동 → 이동하는 과정에서 전자와 반응이 일어나 수소 생성⁴⁾
- (PEMEL 장점) 높은 전류밀도, 짧은 시동 소요시간(10초 이내), 순도 높은 수소 생성 등
- (PEMEL 단점) 고압 구동조건을 견디기 위한 내구성, 고분자 전해질막(과불소화 술폰산계 전해질막)의 높은 단가 및 낮은 내열성 등
- * 과불소화술폰산계 전해질막은 이온전도도가 높고 기계적·화학적 안정성이 여러 연구에서 입증되었으나 단가가 높고 유리전이(glass transition) 온도가 낮아 고온에서 안정적으로 작동되지 못하는 한계가 있음.

▶ 고체산화물 수전해(SOEL)

- SOEL은 700℃ 이상의 고온에서 운전 가능하며 고체산화물을 전해질로 사용하여 수증기를 분해하는 기술로 대형 수전해 시스템에 적용 가능(현재 소형 스택을 활용한 연구 단계)
- (작용 기제) 세라믹 등 이온전도성 고체산화물을 이용, 기체 상태의 수증기를 분해하는 전해법
- (SOEL 장점) 높은 에너지 효율, 높은 전류 밀도 등
- * SOEL은 기체 상태의 수증기를 분해하는 방식이므로 상변화(고체→액체 또는 액체→기체로의 변화)로 인한 잠열이 없어 에너지 효율이 높음.
- (SOEL 단점) AEL 및 PEMEL 대비 긴 시동 소요시간, 실증 단계의 소규모 시스템 운영 Track Record 등

[그림 1] AEL, PEMEL, SOEL 개념도



자료: Urusua et al.(2011), pp.418-420; 이태의(2020), p.24 그림 재인용

4) 이태의(2020), p.24; 임광섭 외(2019), pp.391~392 참조

03 주요 국가별 수소 전략



가. EU의 수소 전략

- ▶ EU 집행위원회(European Commission)는 2020년 7월 EU의 기후중립 달성을 위한 수소전략(A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe)⁵⁾을 발표하고, 2050년까지 단계별 수소 생산 및 활용에 초점을 둔 장기계획을 제시함.

* EU의 수소전략은 2018년 재생수소 관련 계획을 논의한 '수소 이니셔티브(Hydrogen Initiative)'를 시작으로, 이후 2050년까지 유럽을 최초의 '기후중립 연합(climate-neutral bloc)'으로 만드는 것을 주요 목표로 내세운 '유럽 그린딜(2019. 12)'과 EU의 '산업전략(2020. 3)' 등에 기반을 두고 있음.⁶⁾

- EU는 수소를 유럽 그린딜과 청정에너지 전환(clean energy transition)을 달성하기 위한 핵심 요소로 평가
 - 2050년까지 재생에너지로부터 생산된 전력이 유럽의 탈탄소화에 상당부분 기여할 것으로 예상되지만, 경제 전반을 탈탄소화하는 것에는 한계가 있음.
 - 수소는 철강, 화학 등 탄소 집약적인 산업공정에서 화석 연료를 대체할 수 있을 뿐만 아니라 수송, 건물 등 그 활용처가 다양하고, 에너지 저장·운송이 용이하므로 유럽 경제 전반의 탈탄소화에 적합한 자원
 - 2018년 기준 수소가 EU 에너지믹스에서 차지하는 비중은 2%미만이지만, 2050년에는 13~14%까지 확대될 것으로 기대⁷⁾
- * EU는 2050년 약 2,250TWh의 수소를 생산할 수 있는 잠재력을 가지고 있으며 이는 EU 총 에너지 수요의 24% 수준⁸⁾
- (EU 수소전략의 우선순위) 태양광, 풍력 등 재생에너지에 기반한 그린수소 생산에 있으며, 2050년까지 기술개발 가속화와 생산 기술의 비용 감소를 통해 점진적으로 대규모 설비 구축을 목표로 함.
- 궁극적으로 그린수소에 초점을 두고 있으나 중·단기적으로 현재 수소 생산으로부터 CO₂배출을 쉽게 줄일 수 있는 저탄소 수소(low-carbon hydrogen)의 필요성도 언급하고 있음.
 - * EU 수소전략에서는 저탄소 수소를 탄소포집 및 저장 기술(CCS)을 적용한 화석연료 기반(천연가스 개질공정, 석탄 가스화 공정) 수소와 전력원에 관계없이 수전해 장치를 통해 생산된 수소(electricity-based hydrogen)로 정의

5) European Commission(2020), 301 final, A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe

6) 대외경제정책연구원(2020), 주요국 수소전략의 추진 방향과 시사점, p.7

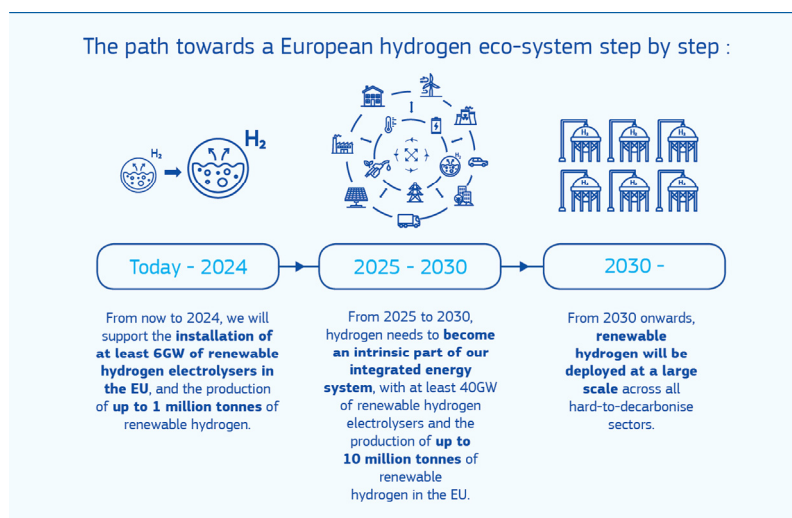
7) European Commission(2020), 301 final, A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe, p.1

8) Cell, Fuel, and Hydrogen Joint Undertaking(2019), Hydrogen Roadmap Europe: A Sustainable Pathway for the European Energy Transition

▶ EU 수소전략의 단계별 목표 및 주요 내용

- (1단계, 2020~2024년) 최소 6GW의 재생에너지 기반 수전해 시설 설치를 통해 최대 1백만 톤의 그린수소를 생산하는 것이 1단계 전략 목표
 - 이를 통해, 화학 분야 등 기존 수소 생산과정에서의 탄소 배출을 줄이고 대형 운송 트럭과 같은 수송 및 기타 산업분야에서의 수소 활용 촉진
 - 정제소·제철소·화학단지 등 기존 수소 수요가 집중되는 인근지역에 수전해 설치 및 규모 확대, 기존 에너지원과의 가격차를 좁힐 수 있도록 인센티브 제공
 - GW 단위의 수소 생산을 위해 대규모 풍력, 태양광 발전소 설립 계획 구체화
- (2단계, 2025~2030년) EU 통합에너지 시스템에서 수소의 중요성이 제고되는 단계로 40GW의 수전해 시설을 구축하고 1단계 목표의 10배에 해당하는 1천만 톤의 그린수소를 생산
 - 철강·제조, 트럭, 철도 등 새로운 수소 활용 분야를 확대하기 위한 산업수요 측면의 정책지원
 - 수소의 저장성 등을 활용한 안정적 에너지 공급 체계 구축
 - 탄소 포집기술을 적용한 블루수소 생산으로 온실가스 감축에 기여
 - 수소 클러스터 또는 수소 밸리(Hydrogen Valley)를 통해 분산형 재생에너지 및 지역적 수소 생산, 범유럽 그리드 및 수소 충전소 설치계획을 수립하고 2030년까지 개방적이고 경쟁적인 EU 수소 시장 완성
- (3단계, 2030~2050년) 2030년 이후로는 그린수소 생산 기술의 성숙 단계로 탈탄소화가 어려운 모든 분야에 그린수소를 대규모로 활용
 - 2050년까지 재생에너지로부터 생산된 전력 중 약 25%가 그린수소 생산에 사용될 것으로 전망
 - 수소와 수소 기반 합성연료는 항공·선박뿐만 아니라 탈탄소화가 어려운 산업 및 건물에 이르기까지 광범위한 부문에서 활용
 - 바이오가스를 활용하여 천연가스를 대체

[그림 2] EU 수소전략 단계별 목표



자료: European Commission(2020), A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe, Factsheet

나. 일본의 수소 전략

▶ 일본 정부는 2017년 12월 수소기본전략(Basic Hydrogen Strategy)을 수립하여 수소사회 실현을 위한 정책 목표, 방향, 비전을 제시함.⁹⁾

- (배경) 일본은 온실가스 감축과 같은 환경문제와 더불어 에너지 안보 강화를 위해 수소 전 분야를 다루는 수소기본전략을 채택
 - 일본 정부는 2016년 자발적 감축기여목표(NDC)에 의거하여 2030년까지 온실가스 배출량을 (2013년 대비) 26% 감축할 의무가 있음.¹⁰⁾
 - 2018년 기준, 1차 에너지 공급의 94%를 수입 화석에너지에 의존하는 에너지 안보의 구조적 취약성을 탈피하기 위해 수소 가격경쟁력 확보를 중심으로 한 수소 생산·공급·이용체계 구축을 도모
- (3E+S 관점) 일본 제4차 에너지기본계획(2014.4)에서는 안전성(Safety)을 전제로 에너지 안보(Energy security), 효율성(Economic efficiency), 친환경(Environment) 목표를 추구하는 에너지 정책 기조를 설정
 - 수소는 3E+S 목표를 달성하기 위한 중요한 수단으로써 4차 에기본에서 수소사회 추진 필요성을 제기

▶ 수소사회를 위한 발전단계를 3단계로 구분하고 단계별 목표와 중점과제를 설정

- (1단계 : ~2025년) 수소 이용의 확대 단계로써, 수소 비용 절감을 위해 갈탄 등의 해외 미이용 에너지(unused energy)를 CCS와 결합하고 저렴한 재생에너지로부터 생산된 대량의 수소를 수입
 - 효율적인 수소 저장·운송 기술 개발을 통해 국제 수소 공급망 구축 전략을 수립
- (2단계 : 2020년대 후반~ 2030년대) 대규모 수소 공급망을 도입하여 연간 약 30만 톤의 수소를 수입하고 수소가격을 30엔/ Nm^3 으로 절감할 계획
 - 수소차를 포함한 모빌리티 부문의 수소 수요를 확대하고 대규모 수소 발전시스템을 도입하여 수요를 획기적으로 늘릴 계획
- (3단계 : 2040년대~) 미래지향적 목표를 추구하는 CO₂-free 수소사회 실현 단계. 수소가격을 20엔/ Nm^3 으로 절감하여 기존 에너지원의 가격 수준으로 가격경쟁력을 실현
 - 국제 수소 공급망의 설비를 대형화 및 고효율화하여 지속적인 수소공급 비용 절감을 계획

▶ 추진전략 차원에서는 1) 수소 공급망 개발 및 2) 재생에너지 자원을 활용한 수소생산 확대라는 두 가지 흐름을 강조¹¹⁾

- (저비용 수소이용) 수소비용 감축은 수소사회 실현을 위한 중요한 요소. 해외의 미이용 에너지(unused energy)와 CCS를 결합하는 기술을 통해 저비용으로 수소를 조달·공급하고자 함.

9) Ministerial Council on Renewable Energy of Japan(2017), The Basic Hydrogen Strategy

10) 에너지경제연구원(2018), 일본 수소기본전략 추진 배경과 핵심내용 분석, p.6

11) 대외경제정책연구원(2020), 주요국 수소전략의 추진 방향과 시사점, p.10

- (국제 수소 공급망 구축) 일본 신에너지개발기구(NEDO)의 지원으로 호주, 브루나이와 수소 공급망 실증사업을 진행 중이며, 대표적으로 호주 갈탄 수소 프로젝트와 브루나이 수소 공급망 상용화 실증 사업이 있음.
- (재생에너지 활용 수소화 기술) 재생에너지원 전기를 수소로 저장하는 Power-to-Gas 기술은 배터리로 해결이 어려운 계절적 변동성에 대한 방안으로 주목을 받고 있음.
 - 2025년까지 수전해장치의 가격경쟁력을 확보(5만 엔/kW)하고 2030년대까지 재생에너지원 수소 생산 기술을 상용화할 예정
- (수소발전) 발전부문에서 수소 이용확대를 추진할 계획이며, 초기에는 천연가스 발전소의 소규모 열병합 발전 시스템에 천연가스 및 수소를 혼합하여 사용할 계획
- (수소연료 모빌리티) 모빌리티 부문에서 수소 활용의 핵심은 FCV(Fuel Cell Vehicle) 및 수소스테이션의 확장임.
 - 일본은 FCV를 2025년까지 20만 대, 2030년까지 80만 대로 늘리고 수소충전소를 2025년까지 320개로 늘리는 것을 목표로 함.

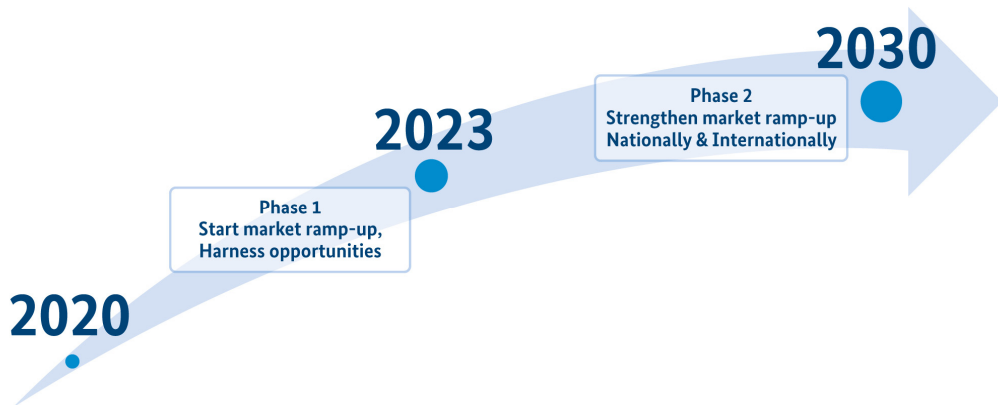
다. 독일의 수소 전략

▶ 독일 정부는 2020년 6월 국가수소전략(Nationale Wasserstoffstrategie)*을 발표하여 수소의 생산, 수송 및 사용을 위한 프레임워크를 제공하고 관련 기술혁신과 투자를 장려¹²⁾

- * 동 전략은 독일의 기후 목표 달성에 기여함과 동시에 독일 경제를 위한 새로운 가치사슬을 만들고 국제적 차원에서 에너지 정책 협력을 촉진하는데 필요한 단계를 제시하고 있음.
- (배경) 독일 정부는 수소를 탈탄소화 전략 및 2050년 탄소중립 실현을 위한 중요한 요소로 판단하고 에너지 전환을 위한 그린수소의 중요성을 강조
- (추진체계) 국가수소전략을 이행하기 위해, 독일 정부는 국가 수소전략 거버넌스를 구축하여 수소전략 수립 및 세부 계획 개선을 위한 조직을 구성하는 동시에 각 주 정부와의 지속적인 협력을 통해 상호 정보를 제공받을 수 있는 시스템을 구축
- (내용) 시기별 총 2단계로 구분되며 1단계인 2023년까지는 시장 확대 및 기회 활용을 위한 시기, 2단계인 2030년까지는 국내외 시장 강화의 시기로 보고 있음.
 - 현재 독일의 수소 소비량은 연간 약 55TWh이며 대부분 산업부문에서 사용됨.
 - 2030년까지 수소 수요량을 90~110TWh로 추산하고, 이를 위해 해상 및 육상 풍력발전을 포함하여 최대 5GW의 수전해 생산설비를 설치할 예정
 - 독일 정부는 수요량을 지속적으로 모니터링하여 2040년까지 5GW의 생산설비를 추가로 설치할 계획

12) The Federal Government of Germany(2020), The National Hydrogen Strategy

[그림 3] 독일 수소전략 단계별 목표



자료: The Federal Government of Germany(2020), The National Hydrogen Strategy

- (1단계) 수소 생산, 활용분야(수송·산업·난방), 인프라·공급, 연구·교육·혁신, EU차원의 활동, 국제 수소시장 및 경제 파트너십의 각 영역에서 38개의 세부 계획을 제시함.
 - (생산) 수소의 생산 및 사용을 위한 강력하고 지속가능한 기반이 필요하며, 수소를 지속가능하고 경제적으로 사용하기 위해서는 재생에너지(특히 풍력 및 태양광)를 통한 전력 생산이 증가되어야 함.
 - (활용분야) 특정 산업분야는 탄소제로를 달성하기 어렵기 때문에 수소와 같이 탄소배출이 적은 대체 원료 혹은 공정이 필요하며, 이와 관련한 수소기술이 독일 산업 경쟁력 강화에 중요한 역할을 할 것으로 보임.
 - (인프라·공급) 천연가스 네트워크와 가스 저장장치로 구성된 가스 인프라가 잘 발달되어 있으므로 수소 인프라에 활용이 가능하며, 향후 필요한 수소 전용 운송 네트워크의 추가적인 구축 등을 위해 인접국가 등의 협력이 필요
 - (연구·교육·혁신) 연구·교육·혁신은 독일 산업정책을 뒷받침하는 전략적 요소로서 수소 및 P2X기술 발전에 핵심적인 역할을 수행하고 있음.
 - * 수소 활용을 위한 전 분야에서 수소 가치사슬을 포괄하는 핵심 구현 기술과 새로운 접근 방식에 대한 연구를 지원
 - (국제협력) 유럽 내부시장을 넘어 국제적이고 중장기적인 전략이 필요. 국제적 협력을 통해 수소 생산의 지속 가능성과 표준 인증에 합의하고 시장 규모를 키워 수소 기술의 보급 안정화를 도모
- (향후 계획) 국가수소전략은 2023년에 첫 번째 평가가 이루어지며 이를 바탕으로 필요한 방안을 포함한 추가적인 개발을 추진할 예정임.

▶ 독일 정부는 국가수소전략 발표에 앞서 수소 및 연료전지 기술 국가 혁신프로그램(National Innovation Program Hydrogen and Fuel Cell Technology)을 수립하여 현재 2단계 프로젝트를 진행 중¹³⁾

- 해당 프로젝트는 독일 수소 연료전지사업의 시장 경쟁력 제고를 목표로 하며, 2단계 프로젝트는

2016년부터 2026년까지 진행 중임.

- 수소기술 시장 활성화를 위한 인프라 구축을 중심으로 추진 중
- 주요 지원내용은 수송부문 연료 공급 및 유지에 필요한 설비구축, 선박·차량·항공기의 에너지 공급을 위한 고효율 열병합발전 투자 보조금, 공공 수소연료 보급 기반시설 투자 보조금 등이 있음.
- 프로그램 예산은 연방정부 차원에서 조달되고 2016년부터 2026년까지 약 14억 유로가 지원되며, 2019년 9월 합의된 독일 연방정부의 '기후보호프로그램(Klimaschutzplan) 2050'에 크게 기여할 것으로 기대

* 독일 정부 기후내각 협의에 따라 △비ETS 부문 탄소가격제 도입 △부문별 2030 목표 및 온실가스 감축 조치 △수소전략, 배터리셀 공장 등 연구개발 및 재정지원 조치 △프로그램의 이행 모니터링 및 개선을 합의¹⁴⁾

라. 미국의 수소 전략¹⁵⁾

▶ 미국 에너지부(DOE)는 2020년 11월 수소 프로그램 계획(Hydrogen Program Plan) 발표를 통해 향후 미국의 수소 기술 부흥을 위한 목표 및 방향성을 제시

- * 이 계획은 기존의 수소관련 계획(Hydrogen Posture Plan(2006)과 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Plan(2011) 등)에 대한 업데이트 버전이며, DOE 산하 여러 기관들이 지난 20년간 진행해 온 수소관련 연구개발 및 실증 성과들을 정리하여 제시
- (비전) 청정 수소 에너지 기술의 광범위한 실용화와 함께 관련 기술을 경제 전반으로 융합함으로써 미국 번영을 추구하는 것을 궁극적인 목표로 삼고 있음.
- (2005년 에너지정책법) 기본적으로 미국은 2005년 에너지정책법(Energy Policy Act, EPACT) 제8장을 근거로 수소 및 연료전지 기술 실증 및 상업화를 진행 중에 있음.¹⁶⁾
- (수소 수요) 2020년 기준 1,000만 톤인 수소 수요가 2050년까지 최대 4,100만(총 에너지수요의 14% 수준) 톤까지 확대될 것으로 예상됨.
- (주요 목표) ▲수소의 생산단가 \$2/kg, 운반 및 충전 비용 \$2/kg, ▲산업용에 \$1/kg으로 수소 공급, ▲장거리 대형트럭용 연료전지시스템 비용은 \$80/kW(수명 25,000 시간), ▲차량용 수소저장 시스템은 \$8/kWh, \$2.2/kWh, ▲수전해 설비비용은 \$300/kW(수명 80,000 시간, 효율 65%), ▲고온 연료전지에 대한 시스템 비용은 \$900/kW(수명 40,000 시간)
- (주요 기술개발 분야 및 세부 내용) 수소의 생산·저장·운송·에너지 전환 등 부문별 주요 연구개발 분야 및 추진계획은 다음과 같음.
 - (생산) ▲저비용·고효율의 내구성인 수전해 설비, ▲합성, 가스화, 열분해와 관련된 고급 설계, ▲재생에너지, 화석연료, 원자력을 활용한 하이브리드 수소 생산기술 혁신, ▲화석연료, 바이오

13) KOTRA 해외시장뉴스, <https://news.kotra.or.kr/user/globalBbs/kotranews/784/globalBbsDataView.do?setIdx=403&dataIdx=185519> (자료검색일 : 2021. 6. 16)

14) 한국산업기술진흥원(2020), 독일 국가수소전략, p.2

15) DOE(2020), Department of Energy Hydrogen Program Plan

16) 에너지정책법 제8장에서는 수소 생산을 위한 에너지원, 수소의 활용 분야, 수소 운반체계 및 수송 부문 기술개발 분야 등을 규정하고 있음.

매스, 폐기물로 생산하는 저비용·고효율 수소 생산기술, ▲탄소 포집·저장·활용(CCUS) 기술의 집중 개발

- (운송) ▲다양한 형태의 수소 운송을 위한 기술 및 인프라 구축, ▲액화수소 부문의 기술 혁신, ▲수소 저장 및 운송을 위한 수소 운반체 개발
- (저장) ▲저비용·고밀도 수소 저장 시스템, ▲액화수소 및 저압수소 저장을 위한 R&D, ▲수소 터빈에 활용 가능한 화학수소운반체(chemical hydrogen carriers) 형태의 저장 기술, ▲수소 저장의 안전성·효율성을 고려한 기술 및 시스템 구축
- (에너지 전환) ▲내구성 및 안전성이 확보된 연료전지 대량 생산, ▲고농도 또는 순수 수소로 운전되는 터빈, ▲대형 하이브리드 시스템 개발 및 시연
- (기타부문) ▲각 세부 활용분야에서 요구되는 시스템 통합·시험·검증, ▲표준화된 제조공정, 품질 관리, 제조 설계 최적화, 제조공정 자동화, ▲수소분야 실무자 및 기술자를 위한 교육 및 훈련 프로그램 운영

▶ 미국 에너지부(DOE)는 2021년 6월 탄소중립 경제실현 촉진 및 지구 문제 해결을 위한 에너지 분야 과제로 에너지 어스샷 이니셔티브(Energy Earthshots Initiative)를 발표하고 그 첫 번째 대상을 수소로 선정해 수소 샷(Hydrogen Shot)이라고 명명함.

- (Hydrogen Shot 주요 내용) 현재 \$5/kg인 청정 수소의 생산단가를 10년 내 80% 수준인 \$1/kg로 낮추겠다는 원대한 생산단가 감소 목표를 설정
 - * 다만, 아직 규모의 경제를 실현할 만큼의 기술 개발이 이루어지지 않은 상황에서 구체적인 전략 없이 수소 생산가를 대대적으로 낮추겠다고만 한 발표에 대해서는 현실과 거리가 먼 목표라는 비판도 제기
- 에너지 어스샷이 수소를 대상으로 처음 발표된 만큼, 에너지부(DOE)의 후속 이니셔티브에 지속적인 관심을 갖고 관찰할 필요성이 있을 것으로 보임.

마. 수전해 전략의 국가별 비교

▶ 단기적으로 2030년까지 EU와 일본은 각각 \$6/kg(€5/kg), \$3/kg의 수소 생산비용 목표를 설정하고, 장기적으로는 2050년까지 국가별 \$1~\$3.5(€3)/kg 수준으로 생산 비용 감축 목표를 제시함.

- 미국은 대규모 생산을 통해 경제성 있는 산업용 수전해 생산을 계획하고 있으며, 2050년 기준 \$1/kg의 목표를 제시하고 있음.
- 중·단기적으로 대규모 설비가 갖춰지는 2040년까지 급격한 비용감소를 기대하고 있음.
- 우리나라에서는 2040년까지 생산과 운송을 포함하여 3,000원/kg의 가격으로 충전소 공급을 목표로 하고 있으나 수전해 비용은 더 높을 것으로 예상되며, 동일한 시점 일본의 수전해 비용은 \$2/kg 수준임.

<표 1> 국가별 수전해 수소생산비용 감축목표

국가	2020	2030	2040	2050
EU		€5/kg		€3/kg
일본		\$3/kg	\$2/kg	\$2/kg
독일	€2.5-5.5/kg			
미국				\$2/kg(수송), \$1/kg(산업)

주: 일본은 MM^3 를 기준으로 작성되어 0.08988의 환산기준을 적용하여 kg으로 변환하였으며 2040년 이후 20엔/ MM^3 (\$2/kg) 수소가격 감축목표를 2050년까지 적용함. 미국은 2020년 Hydrogen program plan에서 가격의 전망기준을 구체적으로 명시하지 않았으나, 보고서 전반적인 전망기간을 2050년을 기준으로 하고 있어 이를 차용함.

자료: 양의석(2020) p.13과 본 보고서 3장의 자료를 기반으로 저자 재구성

▶ EU는 2030년까지 최소 40GW이상의 수전해 설비가 필요하며, 이 중 독일은 2030년까지 5GW, 2040년까지 10GW의 설비 규모를 갖출 것으로 전망됨.

- EU는 수전해 시설 확충을 통해 최대 1,000만 톤의 수전해 수소 생산을 목표로 제시하고 있으며, 독일은 2030년까지 약 100TWh의 전력을 수소 생산을 위해 사용할 것으로 전망
- 일본은 2017년 수소기본전략 계획에서 2030년까지 30만 톤의 수전해 수소를 공급할 것을 계획 하였으나, 2020년 12월 이 목표를 조정하여 2030년까지 1,000만 톤으로 상향조정하는 것을 검토 중

<표 2> 국가별 수전해 수소 생산규모 목표

국가	2020	2030	2040	2050
EU		1,000만 톤		
일본		30만 톤*		1,000만 톤
독일	55TWh	90-110TWh		

주: EU의 2030년 목표는 최대치를 기준으로 작성. 독일은 수소 생산을 위한 전력수요량을 전망

* 일본은 2030년 30만 톤의 목표를 1,000만 톤으로 수정하는 것을 검토 중.

자료: 본 보고서 3장의 자료를 기반으로 저자 재구성

- 2020년 약 55.6kWh/kg의 생산효율을 보이고 있는 일본은 설비의 고효율·대용량화로 2030년 47.8kWh/kg의 효율 달성을 목표로 하고 있음.

* 우리나라는 2030년 50kWh/kg, 100MW급의 개발을 목표로 하고 있음.

04 청정 수소(clean hydrogen) 생산비용

▶ (블루수소) 현 시점에서 청정 수소를 생산할 수 있는 가장 저렴한 방식은 천연가스·석탄 등 화석연료(fossil fuel)를 기반으로 탄소 포집·저장기술(CCS)을 적용한 블루수소(blue hydrogen)

- (화석연료 기반 수소의 생산비용) 탄소 포집·저장 기술을 적용하지 않은 천연가스 개질 수소(그레이 수소)의 균등화 원가(Levelized cost of Hydrogen, LCOH₂)는 2020년 기준 \$0.71 ~\$2.29/kg이며, 석탄 가스화(coal gasification) 공정을 통한 수소 생산 원가는 \$1.36~\$2.19/kg로 추정됨.¹⁷⁾
- (화석연료 기반 수소+CCS) CCS를 결합하여 천연가스 개질 수소를 생산하는 비용은 국가별 천연가스 가격에 따라 \$1.34~\$2.91/kg 사이이며, 석탄의 경우는 \$2.51~\$3.34/kg로 분석됨.
- 탄소 포집·저장기술(CCS)을 적용할 경우(즉, 블루수소), 천연가스와 석탄으로부터의 생산방식은 수소 1kg당 각각 약 \$0.6, \$1.1의 추가적인 비용을 발생시킴.
 - 천연가스 가격(\$1.1~\$3.1/MMBtu)이 낮은 미국, 캐나다, 러시아, 사우디아라비아는 CCS를 적용할 경우에도 수소 생산비용이 저렴한 반면, 영국, 노르웨이, 스웨덴 등 유럽 국가에서는 상대적으로 생산비용이 높음 편임.
 - 대부분의 국가에서 CCS를 적용한 천연가스 개질 수소가 석탄 가스화 공정과정을 통해 생산되는 수소의 비용보다 저렴함.
 - 천연가스(약 \$10/MMBtu)와 석탄(\$100~\$126/t)을 수입에 의존하는 우리나라와 일본의 경우 CCS 기반 수소생산 비용이 가장 높은 국가로 분류됨.

〈표 3〉 국가별 블루수소 생산비용(LCOH₂)과 천연가스 및 석탄 가격(2020)

국가	천연가스 개질 수소+CCS(\$/kg)	천연가스 가격 (\$/MMBtu)	석탄 가스화 수소+CCS(\$/kg)	석탄 가격 (\$/t)
미국	1.68	3.1	2.77	57
캐나다	1.34	1.1	2.79	59
브라질	2.36	7.1	2.92	73
중국	2.55	8.3	2.51	30

17) BNEF(2020)는 국가별 천연가스(\$1.1~\$10.3/MMBtu)와 석탄(\$30~\$116/t)의 가격 및 CCS 적용된 사례와 미적용 사례에 대한 CAPEX, OPEX 등 기본 가정들을 기반으로 화석연료를 이용한 수소 생산 균등화 가격을 추정하였음. 생산방식별 LCOH₂ 분석을 위해 사용된 기본 가정은 보고서 Table 4(p.11)를 참고.

국가	천연가스 개질 수소+CCS(\$/kg)	천연가스 가격 (\$/MMBtu)	석탄 가스화 수소+CCS(\$/kg)	석탄 가격 (\$/t)
인도	2.15	5.9	2.6	40
일본	2.84	9.9	3.19	100
한국	2.91	10.3	3.34	116
인도네시아	2.06	5.3	2.84	64
호주	1.92	4.5	2.51	30
영국	2.46	7.7	3	81
독일	2.63	8.7	2.6	40
러시아	1.41	1.5	2.6	40
스칸디나비아	2.47	7.8	3	81
사우디아라비아	1.36	1.2	2.92	73

자료: BNEF(2020), Hydrogen: The Economics of Production from Fossil Fuels with CCS(p.12)에 기초하여 재구성

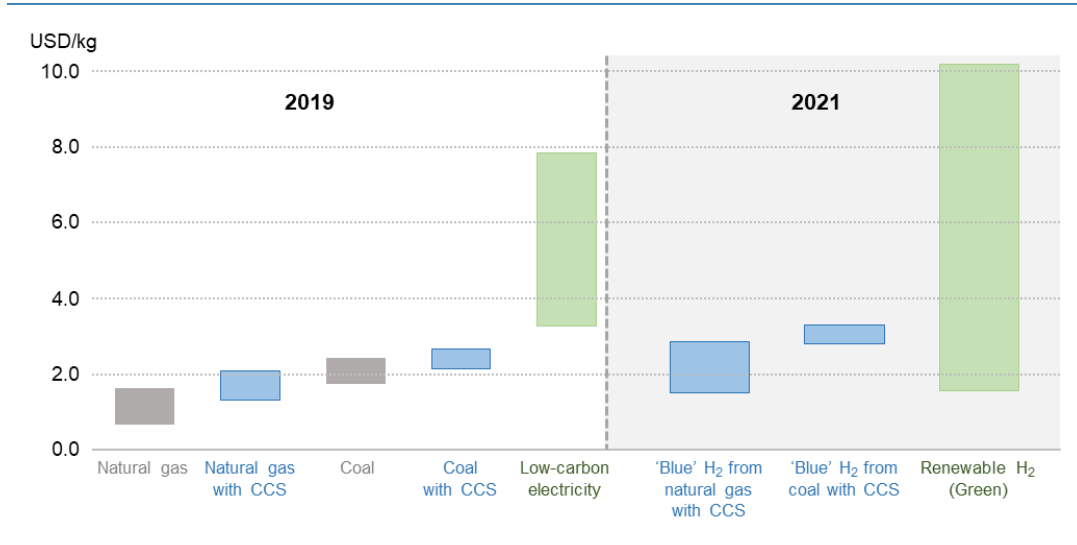
- (단기 청정 수소 생산비용) 최근 발표된 보고서(IEA, 2020; BNEF, 2021)에 따르면, CCS 기술을 결합한 화석연료 기반 블루수소의 평균 생산비용이 태양광, 풍력 등 재생에너지로부터의 전력을 사용하여 생산되는 그린수소보다 월등히 저렴한 편임.
 - 현재(2019년과 2021년 기준)까지 블루수소와 그린수소의 생산비용은 천연가스 기반 개질수소+CCS가 가장 낮고, 다음으로 석탄 가스화 공정 수소+CCS, 재생에너지 기반 그린수소 순으로 나타남.
 - * IEA(2020)¹⁸⁾과 BNEF(2021)¹⁹⁾의 생산방식별 수소 생산비용 추정치는 CAPEX, OPEX 등 분석을 위한 기본 가정과 추정 시기 등에 따라 다소 상이하며 구체적인 가정들은 아래 각주 참고.
 - * BNEF(2021)는 28개 국가별 그린수소의 생산비용을 추정하였으며, 생산비용이 가장 낮은 국가(브라질)와 가장 높은 국가(인도네시아)의 추정치를 기반으로 한 LCOH₂ 범위를 나타냄. 국가별로 살펴보면, 브라질을 제외한 모든 27개 국가에서 그린수소의 LCOH₂가 블루수소(천연가스 기반 개질수소+CCS)보다 높은 것으로 분석됨.

18) IEA(2020)의 LCOH₂ 분석을 위한 기본 가정은 다음과 같음.

- 천연가스(natural gas)는 수증기 개질공정(steam methane reforming, SMR), 석탄(coal)은 석탄 가스화 공정(coal gasification)으로부터의 수소 생산방식임. 석탄(coal) 그리고 석탄+CCS는 중국에만 해당되며, 저탄소 전력(low-carbon electricity)에 기반한 수전해(electrolysis)는 재생에너지 기반 수소생산 방식을 가정함.
- CAPEX(capital expenditure)에 대한 가정은 SMR(CCS 미적용)의 경우 \$910/kWh₂; SMR+CCS는 \$1,583/kWh₂; coal(CCS 미적용)은 \$2,672/kWh₂; coal+CCS는 \$2,783/kWh₂; 수전해 방식은 \$872/kWh₂임.
- OPEX(operating expenditure)에 대한 가정(CAPEX의 비중)은 SMR(CCS 미적용)의 경우 4.7%; SMR+CCS는 3.0% 그리고 coal(CCS 적용 & 미적용)은 5.0%; 수전해 방식은 2.2%임.
- 최대 부하시간(full-load hour)에 대해서는 개질공정과 석탄 가스화 공정은 8,322 시간; 수전해의 경우는 3,000~4,000 시간을 가정함.
- 스택(stack)과 시스템(system)의 수명은 각각 100,000 시간과 30년으로 가정
- 천연가스의 가격은 \$1.4~\$6.3/GJ; 석탄은 \$1.6~\$3.8/GJ; 수전해 방식은 \$36~\$116/MWh를 적용함.
- 이산화탄소(CO₂) 포집률은 SMR with CCS는 95%, coal with CCS는 90%를 가정함.
- 이산화탄소 가격은 \$0~\$15/tCO₂를 적용하였으며 수송 및 저장에 대한 비용은 \$20/tCO₂를 가정함.

19) BNEF(2021)의 LCOH₂는 낙관적인 수전해 비용 시나리오를 바탕으로 추정됨. 재생에너지 기반 수소 생산비용 중 상대적으로 낮은 LCOH₂는 중국 알칼라인 수전해 설비비용을 기반으로, 상대적으로 높은 생산비는 PEMEL설비비용을 가정하여 추정됨. 재생 에너지로부터의 전기는 태양광 또는 육상 풍력 중 더 낮은 비용을 적용하였고, 모든 국가에 대해 동일한 CCS 비용을 가정함.

[그림 4] 글로벌 수소 생산비용(현재), 블루수소 vs. 그린수소



자료: IEA(2020), Energy Technology Perspectives 2020, p.74(左), BNEF(2021), 1H 2021 Hydrogen Levelized Cost Update, p.11(右)에 기초하여 재구성

▶ (중·장기 청정 수소 생산비용) 재생에너지 기반 그린수소의 LCOH₂는 지속적으로 하락하여 향후 10~15년 후에는 블루수소의 생산비용보다 낮아질 것으로 전망

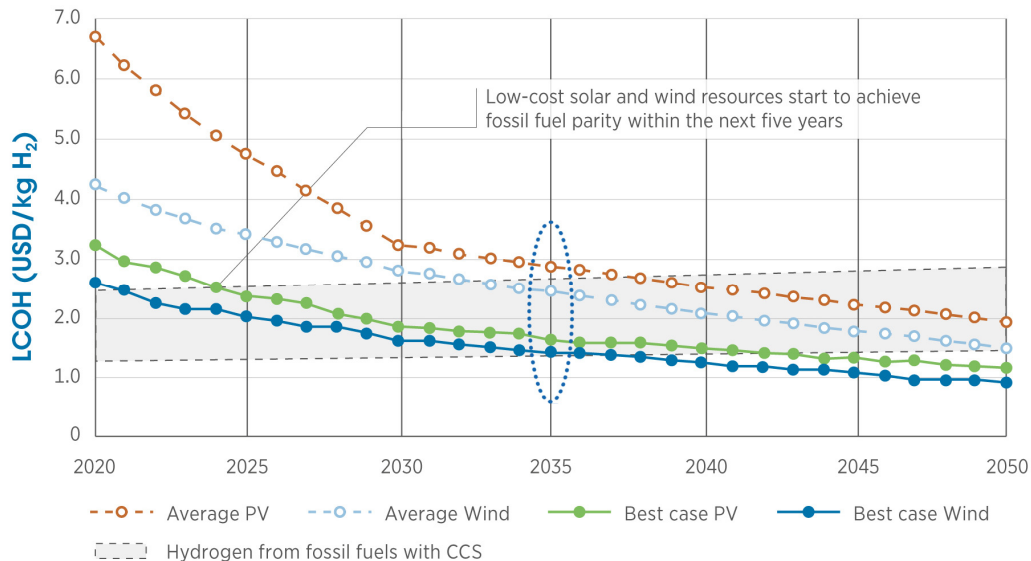
- 수전해 설비에 대한 CAPEX 및 재생에너지 균등화 가격(Levelized cost of electricity, LCOE)의 지속적 하락과 대규모 수소 생산 프로젝트로 인한 효율성 향상에 따라, 2030년 그린수소의 생산비용은 2020년 대비 62%까지 하락 할 것으로 전망²⁰⁾
- IRENA(2019)에 따르면 평균 생산 비용을 고려했을 때 그린수소는 2035년 블루수소와 비용 측면에서 경쟁력을 갖추기 시작할 것으로 예상
 - 태양광, 풍력 등 재생에너지 발전에 최적인 지역만을 고려한다면, 그린수소는 2025년 이전에 CCS를 적용한 화석연료기반 수소 생산비용보다 낮아지는 것도 가능
- 반면, 상대적으로 낙관적인 수전해 비용 시나리오를 가정한 BNEF(2021)의 보고서에 따르면, 2030년 그린수소는 대부분의 국가에서 블루수소(천연가스 기반 개질 수소+CCS)보다 저렴한 비용으로 생산이 가능할 것으로 추정하고 있음.²¹⁾

* 상대적으로 설비비용이 높은 PEMEL 수전해를 가정하더라도, 브라질, 미국, 일본 등 28개 국가 중 16개 국가에서 2030년에 그린수소의 생산비용이 블루수소의 생산비용보다 낮아질 것으로 분석됨.

20) Hydrogen Council and McKinsey & Company(2021), Hydrogen Insights: A Perspective on Hydrogen Investment, Market Development and Cost Competitiveness

21) BNEF(2021), 1H Hydrogen Levelized Cost Update, p.13

[그림 5] 글로벌 청정(그린, 블루) 수소 생산비용 전망



주: 수전해 설비비용은 \$770/kW(2020), \$540/kW(2030), \$435/kW(2040), \$370/kW(2050)로 가정하였으며, 탄소 가격(CO₂ prices)은 \$50/톤(2030), \$100/톤(2040), \$200/톤(2050)을 반영하여 추정함.

자료: IRENA(2019), Hydrogen: A Renewable Energy Perspective, p.34

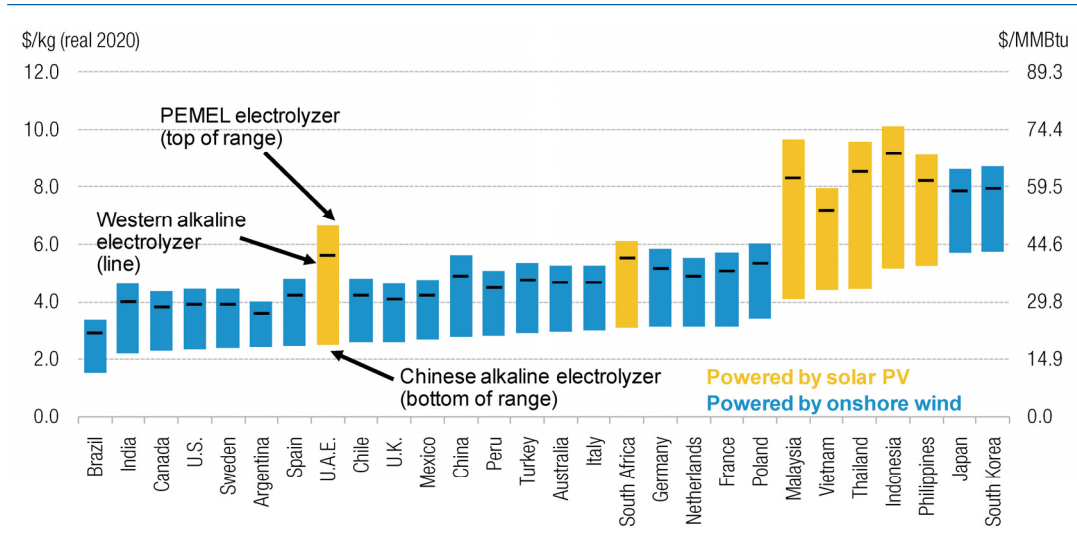
▶ (그린수소 생산비용 전망) 재생에너지 전력으로부터 생산되는 그린수소의 균등화 원가 (LCOH₂)는 2021년 이후 급격하게 하락하여 2050년에는 대부분의 국가에서 \$1/kg 이하로 낮아질 것임.²²⁾

- 2021년 기준, 그린수소 생산비용(LCOH₂)은 중국의 알칼라인(Chinese AEL) 수전해 설비를 가정할 경우 \$1.54~\$5.77/kg 수준이며, 웨스턴 알칼라인(western AEL)은 \$3.37~\$10.09/kg로 나타남.
- 국가별 LCOH₂ 추정치의 범위가 광범위하게 나타나는 이유는 크게 수전해 방식별 비용의 차이, 국가별 재생에너지 전력비용, 수전해 설비의 이용률 등이 다르기 때문임.
 - 중국 알칼라인(Chinese AEL) 수전해 설비비용은 \$0.2/W수준으로, 이는 웨스턴 알칼라인(western AEL) 수전해 설비비용보다 최대 80%(\$1/W) 저렴하고, PEMEL 방식보다 83%(\$1.2/W) 낮은 수준임.
 - 상대적으로 가장 저렴한 브라질의 LCOH₂는 풍력기반 낮은 재생에너지 전력비용(\$19/MWh)과 높은 설비 이용률(51%)에 기인하며, 한국의 LCOH₂가 상대적으로 높은 것은 비싼 재생에너지(육상 풍력) 전력비용(\$86/MWh)과 낮은 이용률(31%) 때문임.

22) 그린수소의 LCOH₂ 분석 및 전망은 기본적으로 BNEF, 1H 2021 Hydrogen Levelized Cost Update(2021. 4)를 바탕으로 작성되었으며, 동 보고서의 LCOH₂ 분석은 28개 국가를 대상으로 627개 프로젝트 모델을 기반으로 추정하였음.

- 수전해 설비의 규모가 지속적으로 확대된다는 가정 하에 그린수소의 생산비용(LCOH₂)은 2030년 평균적으로 54%(Chinese AEL 기준) 감소한 \$0.84~\$2.56/kg 수준이 될 것으로 전망²³⁾²⁴⁾
 - 2030년에도 브라질의 LCOH₂가 가장 낮은 수준(\$0.84~\$1.31/kg)을 유지하고 대부분의 국가에서 그린수소의 LCOH₂는 \$2/kg 이하가 될 것으로 예상됨.

[그림 6] 주요국 그린수소 생산비용(LCOH₂), 2021



주: 1) 수전해 방식별(Chinese AEL, western AEL, western PEMEL) CAPEX, OPEX 등 주요 가정은 BNEF(2021) Appendix p.27을 참고.

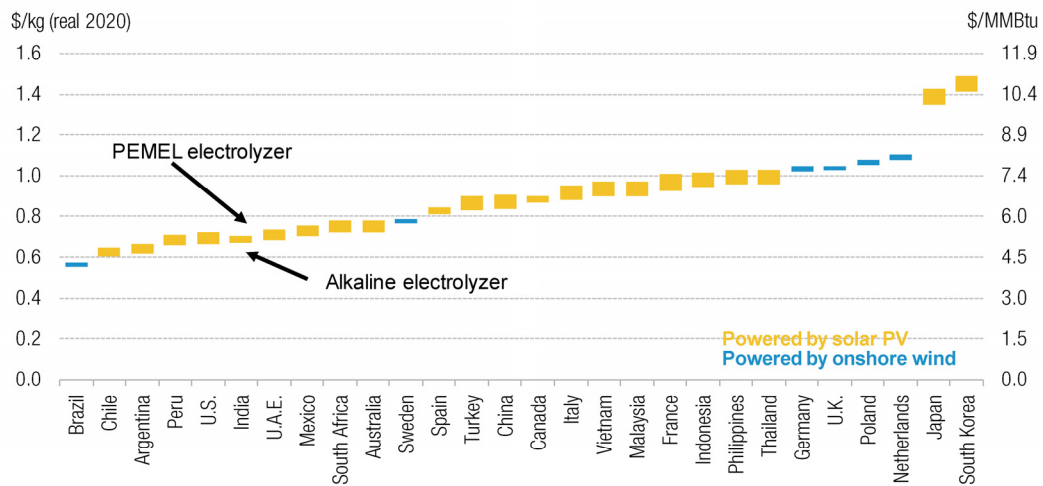
2) 국가별 재생에너지로부터의 전기는 태양광과 육상 풍력 중 더 낮은 비용을 적용하였음.

자료: BNEF(2021), 1H 2021 Hydrogen Levelized Cost Update, p.5

- 2050년에는 한국과 일본을 제외한 26개 국가에서 그린수소의 LCOH₂가 수소 1kg당 약 \$1 혹은 그 미만 수준이 될 것으로 추정하고 있음.
 - 2050년 그린수소 LCOH₂ 추정치는 브라질의 가장 낮은 \$0.55/kg(알칼라인 수전해)부터 한국의 가장 높은 \$1.49/kg(PEMEL 수전해)까지 분포
 - 2050년에는 알칼라인과 PEMEL 수전해의 설비비용이 점차 수렴할 것으로 예상되며, 이로 인해 2021년 수전해 방식별 큰 차이를 보이던 LCOH₂의 추정치의 범위가 상당부분 좁혀질 것으로 예상됨.
- 국가 간 LCOH₂의 차이를 야기하는 가장 큰 요인은 여전히 재생에너지전력 사용에 따른 비용이 될 것임.
 - 2050년 브라질의 재생에너지 전력비용(풍력)은 \$13/MWh로, 한국의 전력비용(\$31/MWh, 태양광)의 약 42%수준으로 전망

23) 2030년 기준 국가별 그린수소의 LCOH₂ 분석에 대한 자세한 내용은 BNEF(2021), p.6을 참고

24) 웨스턴 알칼라인과 중국의 알칼라인 수전해의 설비 비용은 2030년을 기점으로 수렴되는 것으로 가정함. PEMEL 방식의 LCOH₂는 평균 61% 하락하여 \$1.31~\$3.37/kg 수준이 될 것임.

[그림 7] 주요국 그린수소 생산비용(LCOH₂), 2050

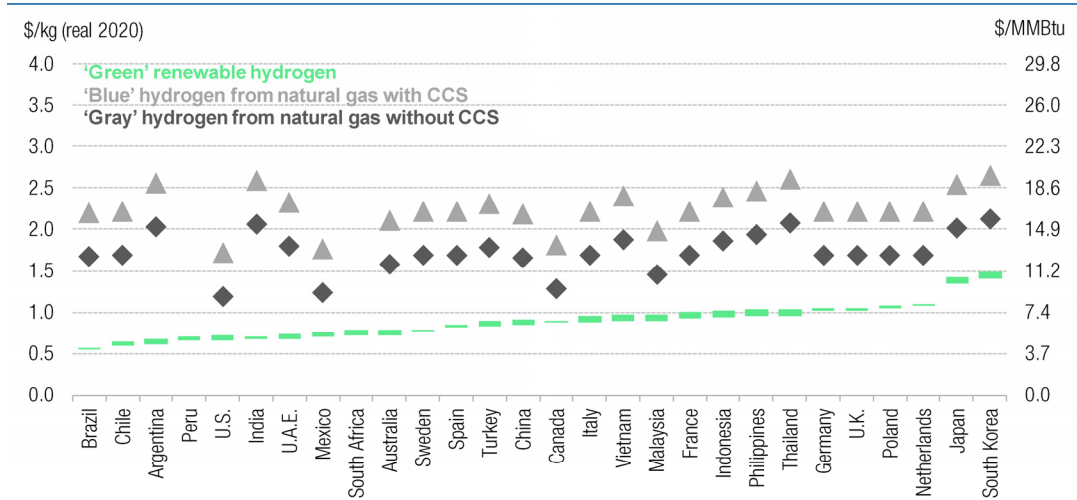
주: 수전해 방식별(Chinese AEL, western AEL, western PEMEL) CAPEX, OPEX 등 주요 가정은 BNEF(2021) Appendix p.27을 참고
 자료: BNEF(2021), 1H 2021 Hydrogen Levelized Cost Update, p.7

▶ 2050년 그린수소의 LCOH₂는 CCS기술을 적용한 블루수소뿐만 아니라 천연가스 개질수소(그레이수소)보다도 낮아질 것으로 전망

- BNEF(2021)에 따르면, 재생에너지 가격과 수전해 설비비용의 지속적인 하락으로 인해 2050년 기준 28개국의 그린수소 LCOH₂는 블루수소와 그레이수소보다 낮게 형성될 것으로 전망
 - 탄소 포집·저장(CCS)기술의 발달로 인해 블루수소의 LCOH₂가 다소 낮아 질 수는 있겠으나, 2050년 그린수소와 비용 측면에서 경쟁하기에는 충분하지 않을 것임.
- 이와 같은 2050년 그린수소 LCOH₂ 전망은 IRENA(2019)의 블루수소와 그린수소의 생산비용 장기 전망 분석결과와 어느 정도 일치함.
 - IRENA(2019)는 최적의 재생에너지 환경(Best case of PV and Wind)을 가정하고는 있지만, 2050년에는 그린수소의 생산비용이 블루수소보다 낮아질 것으로 예측하고 있음([그림 5] 참고).²⁵⁾

25) Hydrogen council and McKinsey & Company(2021, p.13)에서도 탄소 비용(carbon costs)을 포함할 경우, 장기적으로(2050년) 그린수소의 생산비용이 블루수소뿐만 아니라 그레이수소보다 낮아질 것으로 전망하고 있음.

[그림 8] 국가별 그린, 블루, 그레이수소의 생산비용(LCOH₂), 2050



주: 천연가스 가격은 BNEF(2020) 2H 2020 LCOE Update의 추정치를 적용하였으며, 기본적으로 천연가스 가격 추이는 분석 기간 동안 소폭 상승하는 것을 가정(2021년: \$2.70~\$8.97/MMBtu → 2050년: \$3.92~\$9.32/MMBtu)함.

자료: BNEF(2021), 1H 2021 Hydrogen Levelized Cost Update, p.14

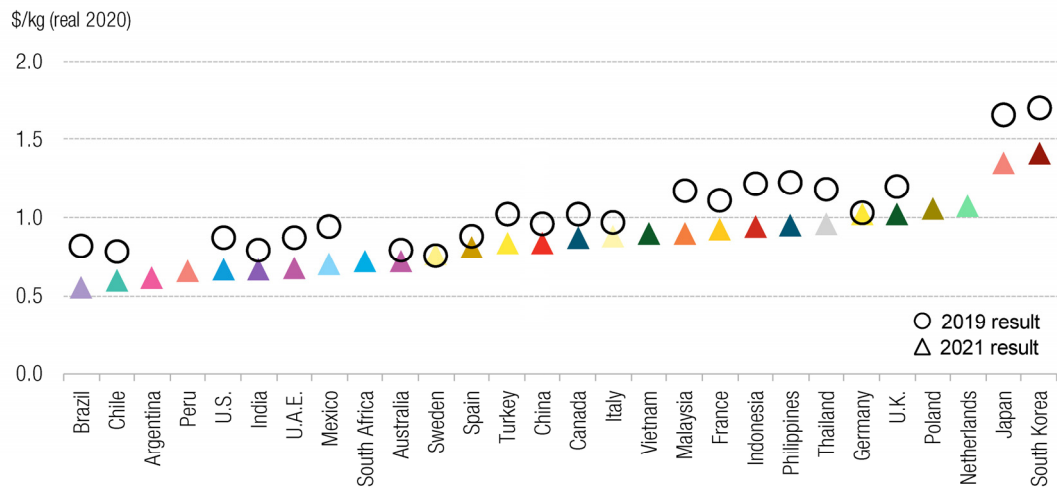
▶ (그린수소 LCOH₂ 전망의 변화) 그린수소의 생산비용은 기존 분석결과와 비교했을 때 예상보다 빠르게 감소하고 있는 추세

- 2050년 기준 그린수소의 LCOH₂ 전망치는 기존에 분석된 결과(BNEF, 2019)와 비교했을 때 평균적으로 17% 더 하락한 것으로 나타남.²⁶⁾²⁷⁾
 - 가장 큰 폭으로 생산비용이 낮아진 국가는 브라질로, 이는 2050년 재생에너지 균등화 가격(LCOE) 전망치가 큰 폭으로 하락(\$21/MWh → \$13/MWh)했기 때문인 것으로 파악됨.
 - 반면, 스웨덴은 재생에너지 전력비용(\$20/MWh)이 고정된 상태에서 오히려 2050년 설비 이용률이 소폭 하락(65% → 61%)하였음.
- Hydrogen Council and McKinsey & Company(2021)에서도 그린수소의 생산비용이 기존 분석에서의 전망보다 빠른 속도로 감소하고 있음을 언급하고 3가지 주요 요인을 다음과 같이 제시함.
 - (수전해 설비비용 감소 추세) 수전해 설비의 대규모화가 빠르게 진행되면서 2030년까지의 수전해 CAPEX는 2020년에 발표한 기존 전망치(\$200~\$250/kW)보다 30~50% 더 낮아짐.²⁸⁾
 - (재생에너지 균등화 비용(LCOE)의 지속적 하락) 스페인, 칠레, 중동 지역 등 최적의 자원을 보유한 지역에서 대규모 재생에너지 설비를 신설함에 따라 LCOE는 예상보다 최대 15% 낮은 수준으로 감소함.
 - (수전해 설비의 효율성 증대) 그린수소 프로젝트들이 규모가 커지고 최적의 설계를 통해 수전해 활용 수준이 지속적으로 증가함.

26) BNEF(2019), Hydrogen: The Economics of Production from Renewables

27) 2030년을 기준으로 볼 때는 기존에 분석된 그린수소 LCOH₂ 전망치보다 평균 13% 더 낮아진 것으로 추정됨.

28) Hydrogen Council(2020), Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective

[그림 9] 그린수소 생산비용(LCOH₂) 전망치 비교, 2050

자료: BNEF(2021), 1H 2021 Hydrogen Levelized Cost Update, p.22

05 결론 및 시사점



가. 수전해 수소 생산비용 절감을 위한 기술적 전략

▶ 중·단기적인 수소공급 수단으로 블루수소가 중심에 있을 수 있으나, 장기적인 수소 공급전략으로 그린수소의 비용 감소를 위한 노력이 필요

- 현 시점에서는 블루수소가 경제성이 있지만, 2030년 중반 이후에는 그린수소가 블루수소와 생산비용 측면에서 경쟁이 가능하여 오히려 더 낮은 비용으로 그린수소 생산이 가능할 것으로 전망
- 국내의 수전해 기술이 경제성을 갖지 못하는 상황에서 장기적으로 그린수소 생산이 가능하도록 기술적 전략을 수립해야 함.

▶ 수전해 수소 생산에서 전기요금 다음으로 가장 높은 비용을 차지하는 것은 수전해 설비비용임.

- 현재 기술 수준에서 먼저 높여야 하는 것은 수전해 설비 기본 모듈의 크기와 효율성, 내구성임.
 - 효율성과 유연성을 고려한 최적의 성능을 구현할 수 있는 시스템 디자인이 필요
 - * 모듈의 사이즈를 1MW에서 20MW로 늘리면 비용을 1/3이상 줄일 수 있음.²⁹⁾
 - 기술의 성숙과 함께 규모의 경제를 유도할 수 있는 대규모 생산체계의 구축을 위한 설계의 표준화가 필요
 - * 기술이 성숙하면서 표준화가 함께 진행되지 않을 경우, 국가적으로 비용이 증가할 수 있으며 대규모 생산체계의 도입에 걸림돌로 작용함.
- 수전해 설비에 필요한 광물자원의 확보와 대체광물 활용기술의 개발
 - 백금과 같은 희소성 광물의 사용은 수전해 설비비용 감축 및 규모 확장을 막는 장벽으로, 새로운 대체광물을 활용한 설비기술의 개발이 요구됨.

▶ 수전해 설비 운영을 최적화할 수 있는 통합 시스템의 구성

- 변동성이 높은 재생에너지 특성을 고려할 때 안정적인 가동률을 확보할 수 있는 수전해 설비, 그리고 이를 통해 생산되는 수소를 저장할 수 있는 저장설비의 최적 운영을 위한 설계 모형이 필요

29) IRENA(2020) Green hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal

나. 수전해 수소 생산비용 절감을 위한 제도적 전략

▶ 수전해 기술개발이 지속될 수 있도록, 장기적인 목표를 제시할 수 있는 정책 수립이 요구됨.

- 수소 생산과 공급 목표를 설정하고, 이를 달성할 수 있는 세금 혜택과 수전해 의무 목표량 설정 등의 시장제도 설립
 - * EU와 일본 등은 기간에 따른 재생에너지 연계 수소생산량을 구체적인 목표로 제시하는 동시에 지원프로그램을 운영
- 희소 광물을 대체하고, 수전해 시스템의 규모를 키울 수 있는 지속적인 R&D 투자가 가능하도록 지원하는 장기적 기반 마련
 - * EU는 장기 R&D 프로그램인 Horizon 2020의 4개 부문 중 Low Carbon(LC)에 기반하여 전세계를 대상으로 지속적으로 지원하고 있으며, 이를 통해 미국 등에서도 수전해 프로젝트를 수행하고 있음.
- 수전해 뿐만 아니라 이와 연계된 수소의 저장, 이동, 소비 등 유기적인 제도적 지원을 통해 생산되는 수소의 원활한 유통을 지원
 - * 수소 인프라, 수소발전, 수소 모빌리티 등 공급과 소비를 동시에 확대하여야 수소경제 활성화가 가능

참고문헌

[국문자료]

대외경제정책연구원. 2020. 주요국 수소전략의 추진 방향과 시사점
 에너지경제연구원. 2020. '수소경제가 온다-쉽게 읽히는 수소경제의 동향과 전망'
 에너지경제연구원. 2018. 일본 수소기본전략 추진 배경과 핵심내용 분석
 양의석 외. 2020. 우리나라 해외수소 공급망 구축을 위한 한-러 협력방안 연구, 에너지경제연구원
 이태의. 2020. 재생에너지 변동성 대응을 위한 P2G 활용방안 연구, 에너지경제연구원
 임광섭 외. 2019. "수전해 시스템에 적용 가능한 전해질막 연구 개발 동향", 공업화학, Vol.30(4)
 한국산업기술진흥원. 2020. 독일 국가수소전략

[영문자료]

BNEF. 2019. Hydrogen: The Economics of Production from Renewables
 BNEF. 2020. Hydrogen: The Economics of Production from Fossil Fuels with CCS
 BNEF. 2021. 1H 2021 Hydrogen Levelized Cost Update
 Cell, Fuel, and Hydrogen Joint Undertaking. 2019. Hydrogen Roadmap Europe: A Sustainable Pathway for the European Energy Transition
 Department of Energy(DOE). 2020. Department of Energy Hydrogen Program Plan
 European Commission. 2020. A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe
 Hydrogen Council. 2020. Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective
 Hydrogen Council and McKinsey & Company. 2021. Hydrogen Insights: A Perspective on Hydrogen Investment, Market Development and Cost Competitiveness
 IEA. 2020. Energy Technology Perspective 2020
 IRENA. 2019. Hydrogen: A Renewable Energy Perspective
 IRENA. 2020. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal
 IRENA. 2020. Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050
 Ministerial Council on Renewable Energy of Japan. 2017. The Basic Hydrogen Strategy
 The federal Government of Germany. 2020. The National Hydrogen Strategy
 Urusua et al. 2011. "Hydrogen Production from Water Electrolysis: Current Status and Future Trends: Proceedings of the IEEE", 100(2), 410-426.

[웹사이트]

KOTRA 해외시장뉴스 <https://news.kotra.or.kr/user/globalBbs/kotranews/784/globalBbsDataView.do?setIdx=403&dataIdx=185519>



에너지 이슈 페이퍼
Energy Issue Paper



에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

<http://www.keei.re.kr>

44543 울산광역시 중구 종가로 405-11