

수시
연구 보고서
18-06

친환경 CO₂-free 수소생산 활성화를 위한 정책연구

KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

●
김 재 경

에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute



참여연구진

연구책임자 : 연구위원 김재경

연구참여자 : 전문원 오은주

위촉연구원 정진영

경일대 박진남

녹색에너지전략연구소 김윤성

녹색에너지전략연구소 임현지

〈요 약〉

1. 연구 필요성 및 목적

2019년 1월 발표된 정부의 「수소경제 활성화 로드맵」은 수소경제 활성화를 위한 국가 비전으로서 먼저 “수소차 및 연료전지 세계시장 점유율 1위 달성”을 목표로 수소전기차와 발전용·자가용 수소 연료전지 등 수소 활용산업에서의 시장창출과 육성에 우선적인 중점을 두고 있다. 이로 인해 이번 「수소경제 활성화 로드맵」은 에너지 정책적 측면보다 현 문재인 정부의 혁신성장 정책의 일환인 첨단산업 육성정책에 무게 중심이 있으며, 그만큼 수소경제의 경제적 가치가 중요하게 고려되었다. 그러나 현재 정부는 수소경제 이행 추진의 정당성을 경제적 가치뿐만 아니라 수소 활용을 통한 에너지 소비의 탈탄소화로 온실가스 감축과 미세먼지 저감 등 환경적 가치에도 두고 있다고 설명하고 있다.

만일 환경적 측면에서 수소경제 이행 추진이 정당성을 갖기 위해서는 연료전지 기반 수소활용 산업의 초기 시장창출 및 육성을 위해 단기적이면서도 한시적으로 천연가스 추출방식의 수소생산 및 공급 확대를 추진하지만, 중장기적으로는 반드시 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대를 추진, 달성하겠다는 「수소경제 활성화 로드맵」의 약속이 이행되어야 한다. 만일 이 약속이 제대로 지켜지지 않는다면, 수소경제 이행 추진이 정당한 것인지에 대해 적어도 환경적 측면에서는 재평가가 불가피해질 수밖에 없다.

이처럼 정부 수소경제 이행 추진의 환경적 측면에서의 정당성이 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대에 달려있음을 고려할 때, 이를 위한 구체적인

전략 마련이 필수적일 수밖에 없다. 본 연구는 이러한 견지에서 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대를 위해 필요한 정책적 니즈(needs)를 파악하고, 중장기적인 관점에서 이를 위한 정책방안을 제안하고자 한다.

2. 내용 요약

에너지 정책적 측면에서 「수소경제 활성화 로드맵」의 수소 생산 및 공급전략은 우선 연료전지 기반 수소활용 산업인 수소전기차 및 발전용·자가용 연료전지 각 부문별 수소 조달계획이 부재하다는 점과 함께 전체적인 수소 생산방식의 믹스(포트폴리오) 목표가 구체적으로 설정되어 있지 않다는 한계를 지니고 있다. 특히 소위 ‘그린수소’로 분류된 수전해 방식과 해외수입 간의 공급 비중 배분 역시 설정되어 있지 않아 구체적으로 어떤 그린수소를 얼마나 공급할지는 아직 목표나 계획이 분명하지 않다.

또한 「수소경제 활성화 로드맵」은 CO₂-free (그린) 수소 생산방식을 “재생에너지 생산 수소(P2G), 해외 수입 등 온실가스 미배출 수소”로 단순히 간주하고 있지만, 실제 CO₂-free 그린 수소 생산방식이 무엇인지, 어떤 기준으로 확정할지에 대해서는 규정하고 있지 않다. 이로 인해 실제 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대를 위한 정책 설계를 위해서는 친환경 CO₂-free 수소 생산방식을 구체적인 기준을 바탕으로 확정하는 작업이 추가적으로 요구된다.

이를 위해 친환경 CO₂-free 수소 생산방식 확정 기준과 관련해서 유럽연합(EU)에서 추진하고 있는 그린수소 인증제도(CertifHy Guarantee of Origin(GO)), 보다 정확하게는 그린수소 원산지 표시제도에서 활용하고 있는 “CertifHy 프리미엄 수소”의 확정방식을 참고할 만하며,

다음과 같은 시사점도 제공한다.

먼저 수소생산의 전과정적 차원에서 온실가스가 전혀 배출되지 않는, 다시 말해 ‘完全(완전)’한 CO₂-free 수소 생산방식은 적어도 현재까지는 재생에너지 발전의 전기를 활용한 수전해 수소 생산방식이 유일하다. 그러나 EU CertifHy 프리미엄 수소 인증기준은 이외에도 원자력 기반 수소생산 방식이나 탄소포집 및 저장(CCS) 설비가 추가된 천연가스 추출수소 등 현실적으로 활용 가능한 저탄소 수소 생산방식의 중요성도 인식하여, 이를 확대하는 정책 방향에 대해서도 인정했다. 현실적으로 경제성 등을 감안하여 단기적으로 확대하는데 장애가 있는 재생에너지 연계 수전해 수소생산 방식만을 고집하기 보다는, 수소 생산과정에서 발생하는 온실가스를 줄이는데 비용 효과적인 다양한 방식들도 함께 지원하는 체계를 구축했다고 볼 수 있다.

한편 적어도 현재까지는 우리 정부가 국내 자체 생산 확대의 대상으로 인식하고 있는 수소 생산방식은 재생에너지 연계 수전해 생산방식에 한정되어 있으며, 정책방향 역시 이에 맞추어져 있다. 그러나 EU CertifHy 프리미엄 수소 인증기준 사례에서 확인할 수 있듯이 현실적으로 비용 효과적으로 수소 생산과정에서 온실가스를 줄이는 대책은 재생에너지 연계 수소 생산과 별도로 원자력 기반 수소생산방식이나 CCS 설비가 추가된 천연가스 추출수소 등 현실적으로 활용 가능한 저탄소 수소의 생산도 함께 육성 지원해주는 것이라 할 수 있다.

물론 장기적으로는 완전한 ‘完全(완전)’한 CO₂-free 수소 생산체계를 지향하는 것이 바람직하다. 이에 도달하는 이행 과정에서는 현실적인 장애요인을 감안하여 점진적으로 수소를 깨끗하게 만드는 방향으로 나아가는 것이 수소경제 이행 추진의 실현 가능성을 고양하는 방향이 될 수 있다.

3. 결론 및 정책제언

이러한 점을 고려하여 먼저 본 연구는 유럽연합(EU)에서 추진하고 있는 그린수소 인증제도(Certified Guarantee of Origin(GO)), 보다 정확하게는 그린수소 원산지 표시제도를 벤치마킹한 ‘친환경 CO₂-free 수소 인증제도’의 국내 도입을 제안하고자 한다. 그리고 이러한 친환경 CO₂-free 수소 인증제도와 연계하여 다음과 같은 정책방안을 제안한다.

가. 재생에너지 연계 수전해 수소 대상 REC 상당액 보상

『수소경제 활성화 로드맵』은 재생에너지 연계 수전해 기술 개발을 지원 계획의 일부 포함하고 있다. 그러나 이것은 어디까지나 기술 개발, 나아가 실증 등을 지원하는 것이지 생산을 확대하는 지원책은 결단코 아니다. 추가적으로 재생에너지 연계 수전해 생산 확대를 위한 지원방안, 특히 경제적 측면에서의 지원책 마련이 필요하다.

경제적 측면에서 태양광, 풍력 등 재생에너지 발전설비에 직접 수전해 수소 생산장치를 설치하여 수소를 생산할 경우 재생에너지 전기의 기회비용을 무시할 수 없다. 이는 재생에너지 전기에 대해 계통한계가격(SMP)과 함께 가중치 적용 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격까지 보상을 해주는 현행 재생에너지 확대 정책 기조 하에서는 수전해 수소 생산 확대가 어려울 수 있음을 의미한다. 더욱이 제3차 에너지기본계획을 통해 천명한 바와 같이 2040년 재생에너지 발전비중을 30~35%까지 확대를 위해 만일 인센티브 제공 차원에서 재생에너지 전기에 대해 더 많은 보상이 이루어질 경우, 재생에너지 연계 수전해 수소 생산의 손익 분기점 상승으로 이어져, 위축이 불가피해진다.

이를 해결하기 위해 재생에너지 전기에 대한 공적 보조, 즉 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격 수준 만큼을 수소 kg당으로 환산하여, 재생에너지 연계 수전해 수소를 구매할 경우 해당 금액을 보상해주는 방식이 있다. 특히 본 연구는 앞서 제시한 친환경 CO₂-free 수소 인증제도와 연동하여, 그린수소로 인증된 수소(특히 재생에너지 연계 수전해 수소)는 판매가격에서 kg당 평균적인 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격 수준의 금액을 구매자에게 보상해주는 방안을 제안하고자 한다. 구체적인 보상제도의 설계, 가령 보상금액 설정이나 조건, 보상금액의 재원부담 귀착문제 등에 대해서는 면밀하면서도 심도 있는 추가적인 연구가 필요하며, 이를 제안한다.

나. 친환경 CO₂-free 수소 인증제 연계 발전용 연료전지 REC 가중치 조정

한편 연료전지 기반 수소 활용산업에서 창출될 상당량의 수소 수요는 발전용 연료전지를 통해서 창출될 것으로 보인다. 그래서 발전용 연료전지에 대한 수소 조달계획이 어떻게 설정되느냐에 따라 전체 수소 생산 및 공급계획, 특히 수소 생산방식의 믹스(포트폴리오)가 결정될 밖에 없다.

현재 발전용 연료전지의 수소 조달은 천연가스를 사업장 외부로부터 조달받아, 사업장 내에서 수소를 추출하여 활용하거나 사업장 외부에서 생산된 수소를 직접 조달받아 활용하는 두 가지 방식이 있다. 천연가스 추출방식의 경우, ‘원료’인 천연가스가 ‘산출물’인 수소에 비해 저렴할 수밖에 없다. 이로 인해 특별한 사정이 없는 한 자연스럽게 발전용 연료전지 사업자들은 직접 수소를 활용하는 방식보다는 천연가스로 원료를 조달하는 방식을 선호할 가능성이 높다. 이러한 우려를 불식시키기 위해서라도, 발전용 연료전지의 원료로서 친환경 CO₂-free 수소를 소비

하는 비중을 확대하는 추가적인 방안이 요구된다.

이에 본 연구는 발전용 연료전지의 원료로서 친환경 CO₂-free 수소를 소비함으로써 말미암아 친환경 CO₂-free 수소 생산 확대를 추진하기 위해 발전용 연료전지 신재생공급인증서(REC) 가중치를 친환경 CO₂-free 수소 소비와 연동해서 조정하는 방안을 제안한다. 특히 이는 앞서 제안한 재생에너지 연계 수전해 수소 대상 REC 상당액 보상방안과 연계가 가능하다는 점에서도 의미가 있다.

이때 투입되는 원료를 천연가스, 일반수소, 저탄소 인증 수소, 그린 인증 수소로 구분하고, 예를 들어 천연가스 가중치는 ‘1’, 일반수소 가중치는 ‘1.5’, 저탄소 인증 수소는 ‘2’, 그린 인증 수소는 ‘3’ 등으로 차등적인 가중치를 적용하는 방안을 중장기적으로 도입할 것을 제안한다. 이 같이 그린 인증 수소에 상대적으로 높은 신재생공급인증서 가중치가 적용될 경우, 그린 인증 수소 활용으로 인해 발생하는 부가수익을 발전사업자가 그린 인증 수소 생산자, 즉 재생에너지 연계 수전해 수소 생산자에 일정정도 배분해 줌으로서, 재생에너지 연계 수전해 수소 대상 REC 상당액 보상방안으로 활용도 가능하다. 물론 구체적인 차등화 방안 및 적정 가중치에 대해서는 면밀하면서도 심도 있는 추가적인 연구가 필요하며, 이를 제안한다.

ABSTRACT

1. Purpose of Research

The ‘Hydrogen Economy Roadmap of Korea’, announced in January 2019 as a national vision to promote a hydrogen economy, places priority on market creation and development of hydrogen-utilizing industries such as manufacturing of hydrogen vehicles and hydrogen fuel cells for power generation or home application, under the goal of securing the largest global market share in those areas. For this reason, the ‘Hydrogen Economy Roadmap of Korea’ is more like a high-tech development policy as part of the innovative policy of the current Moon Jae-In government rather than an energy policy, and thereby, the economic value of the hydrogen economy is considered importantly. However, the ruling government says that the justification behind implementation of such a hydrogen economy lies not only in economic value but also environmental value, such as bringing about a reduction of greenhouse gases and fine dust through decarbonization of energy consumption.

In order to secure the justification behind implementation of a hydrogen economy in environmental terms, the government must fulfill the promise of the ‘Hydrogen Economy Roadmap of Korea’, in which it will implement the production and supply expansion of hydrogen using a natural gas extraction method for a short term period on a temporary basis, while expanding the supply of green (CO₂-free) hydrogen on a

mid and long term. If this promise fails to be met, reassessment will be necessary as to whether the ‘Hydrogen Economy Roadmap of Korea’ is justified from an environmental perspective.

Considering the environmental justification for the government implementing a hydrogen economy is dependent on expanding the supply of green (CO₂-free) hydrogen, this necessitates formulation of a detailed strategy. From this perspective, this study is to identify policy needs to in supply expansion of green (CO₂-free) hydrogen and to propose policy measures from a mid- and long-term perspective.

2. Summary

From an energy policy viewpoint, the strategy in the ‘Hydrogen Economy Roadmap of Korea’ to produce and supply hydrogen has limitations, including the absence of a sector-specific procurement plan for hydrogen-utilizing industries such as manufacturing of hydrogen vehicles and fuel cells for power generation and home application, and absence of detailed goals for the hydrogen production mix (portfolio). Especially, since the distribution of supply ratio between water electrolysis classified as the ‘green hydrogen’ and overseas imports has not been determined, there is no goal or plan on how much green hydrogen will be supplied.

In addition, the ‘Hydrogen Economy Roadmap of Korea’ simply considers a ‘CO₂-free (or green) hydrogen production method’ as ‘hydrogen free from greenhouse gases such as hydrogen using renewable energy (P2G) and imports from overseas’, but does not specify such a

genuine CO₂-free production method nor the criteria through which it can be defined. In addition, the criteria for determining a production method for green (CO₂-free) hydrogen need to be specified in detail for designing a policy to expand the supply of CO₂-free hydrogen.

In this regard, it is worthwhile to refer to the CertifHy Guarantee of Origin (GO) established by the EU in relation to the demarcation criteria for identifying a green (CO₂-free) hydrogen production method, or to be exact, the demarcation method of the ‘CertifHy Premium Hydrogen’ utilized by the country-of-origin labeling system for green hydrogen. The following implications are provided.

First of all, electrolysis in hydrogen production from renewable resources has been the only production method which does not release any greenhouse gases throughout all its processes. It is, in other words, a complete CO₂-free hydrogen production method. However, the EU’s CertifHy Premium Hydrogen certification criteria recognizes the importance of low-carbon hydrogen production methods which can be realistically utilized, which includes nuclear energy-based hydrogen production or extraction from natural gas using a carbon capture and storage (CCS) facility, and recognizes the policy direction to expand these low carbon production methods. Instead of sticking to water electrolysis powered by renewable energy sources in which there is currently difficulty in expanding its application in the short term, it establishes a system that can support various cost-effective methods that reduce greenhouse gases emitted in the hydrogen production process.

In the meantime, the South Korean government has so far clung to water electrolysis powered by renewable energy sources, which it adopted

as a way to expand domestic production, and its policy has been focused on this method. However, as we can see in the EU's 'CertifHY premium hydrogen certification' criteria, a realistically cost-effective measure to reduce greenhouse gases emitted in production is to support the development of realistically applicable low carbon production methods such as nuclear energy-based hydrogen production and extraction from natural gas, which additionally requires a carbon-capture and storage facility, as well as renewable energy-based production.

Certainly, it is desirable from a long-term perspective to aim for a complete CO₂-free hydrogen production system. A gradual approach to making hydrogen cleaner in consideration of the current barriers can improve our chances of realizing a hydrogen economy.

Considering this, the present study proposes introduction of a 'Green (CO₂-free) Hydrogen Certification System', benchmarked against the EU's CertifHy Guarantee of Origin (GO), which is a 'green hydrogen' country-of-origin labeling system.

3. Conclusions and Policy Implications

In addition, this study proposes the following policy measures in relation to such a system.

- A. Substantial compensation for holding an REC for Hydrogen Produced through Water Electrolysis in Conjunction with Renewable Energy Sources

The 'Hydrogen Economy Roadmap of Korea' contains some of the

plans to support the development of water electrolysis technology powered by renewable energy sources. However, these plans are mainly about supporting development and demonstration of that technology, as they are not the support measures to expand production. Additionally, measures to support the expansion of hydrogen production by water electrolysis in conjunction with renewable energy sources are needed, especially from an economic viewpoint.

From that same economic viewpoint, the opportunity costs of electricity from renewable energy sources cannot be ignored when hydrogen is produced by a hydrogen production device using water electrolysis that is directly installed on a power generator using renewable energy sources (including wind and solar power). This means that expanding hydrogen production using water electrolysis is difficult under the current renewable energy expansion policy that compensates for the weighted REC prices in addition to the system marginal price (SMP) for renewable energy electricity. Moreover, if more compensation is to be provided as incentive to increase the electricity production portion of renewable energy sources to 30-35% as was announced in the 3rd Energy Basic Plan, the break-even point for hydrogen production by water electrolysis in conjunction with renewable energy resources will further increase, which inevitably leads to shrinkage in hydrogen production.

To resolve this problem, public assistance can be provided for renewable energy electricity by providing compensation equal to the REC prices from the hydrogen sale price hydrogen produced by water electrolysis in conjunction with renewable energy sources and by

converting them into per kg of hydrogen. This study suggests a measure that involves compensating an amount equal to the average REC price per kg from the sale price of green-certified hydrogen, in connection with the green (CO₂-free) hydrogen certification system. In addition, this study also suggests that more research is needed on the design of a detailed compensation system, including the determination of the amount of and conditions for compensation and financing for the costs of these compensations.

B. Adjustment of REC Weight Values of Fuel Cells for Power Generation in Affiliation with the Green (CO₂-Free) Hydrogen Certification System

A substantial portion of hydrogen demand in fuel cell industries is expected to come from fuel cells for power generation. The entire production and supply plan, especially the portfolio mix of hydrogen production methods, will inevitably be determined by the way a hydrogen procurement plan is formulated for fuel cells used in power generation.

In the meantime, hydrogen is currently procured for these fuel cells for power generation in two ways: procurement from outside the business place and extraction and utilization inside the business place, or direct procurement and utilization of hydrogen produced outside the business. However, when using natural gas to extract hydrogen, natural gas (the raw material) inevitably should be less expensive than hydrogen (the product), and therefore, with some exceptions, natural gas is more likely to be preferred by those companies which produce fuel cells for power

generation than directly utilizing hydrogen. Therefore, additional measures to expand the share of energy consumption made up of green (CO₂-free) hydrogen are needed to dispel such concerns.

As green (CO₂-free) hydrogen is consumed as a fuel cell for power generation, this study proposes the measure to readjust the Renewable Energy Certificate (RCE) weighting of fuel cells for power generation in connection with green (CO₂-free) hydrogen consumption, in order to promote the production of green (CO₂-free) hydrogen. At this time, the input materials are divided into natural gas, ordinary gas, low-carbon certified hydrogen, and green-certified hydrogen; for instance, natural gas is weighted at 1, ordinary gas at 1.5, low-carbon gas at 2, and green-certified gas at 3. In other words, this study proposes introduction of a measure to apply different weighting in the mid- to long term. However, this study also suggests that more research is needed on determining differentiation measures and appropriate weightings in a careful and in-depth manner.

제목 차례

제1장 서론	1
--------------	---

제2장 친환경 CO ₂ -free 수소 생산·공급확대의 필요성	3
-----------------------------------------------------	---

1. 개관	3
2. 수소경제 활성화 로드맵의 주요내용	4
3. 수소경제 활성화 로드맵의 수소 생산·공급전략의 추가과제	7
4. 친환경 CO ₂ -free 수소 생산·공급확대 전략의 필요성	14
가. 수소경제 이행 추진의 환경적 측면에서의 정당성	14
나. 수소전기차 보급의 온실가스 저감 효과	16
다. 친환경 CO ₂ -free 수소 생산·공급확대 전략의 필요성	19

제3장 친환경 CO ₂ -free 수소 생산방식 현황	21
------------------------------------------------	----

1. 부생수소, 추출수소의 수소 생산방식 현황에 대한 개관	21
2. 수전해 수소 생산방식	21
가. 알칼라인 수전해 기술	22
나. 고분자 전해질막(PEM) 수전해 기술	25
다. 고체산화물 수전해(SOEC) 수전해 기술	29
라. 수전해 수소 생산기술 개발에 대한 정부 지원 계획	32
3. 생물학적 수소 생산방식	34
가. 광합성에 의한 수소생산 기술	34
나. 광합성에 의존하지 않는 수소생산 기술	35

4. 광화학적 수소 생산방식	39
가. 수분해 광촉매를 이용한 수소생산 기술	39
나. 광전기화학전지 수소생산 기술	41
5. 원자력 기반 수소 생산방식	43
6. 수소 결합 화합물 분해를 통한 수소 생산방식	44
가. 암모니아 분해를 통한 수소 생산방식	45
나. 액체유기수소화합물(LOHC) 분해를 통한 수소생산 방식	47

제4장 친환경 CO₂-free 수소생산 활성화를 위한 정책제언 51

1. 친환경 CO ₂ -free 수소 인증제도 도입	51
가. 친환경 CO ₂ -free 수소 생산방식의 획정(劃定)	51
나. 친환경 CO ₂ -free 수소 인증제도 도입	57
2. 재생에너지 연계 수전해 수소 대상 REC 상당액 보상	61
3. 친환경 CO ₂ -free 수소 인증제 연계 발전용 연료전지 REC 가중치 조정	65

참고 문헌 69

표 차례

<표 2-1> 수소방식별 생산비용 전망	9
<표 2-2> 국내 수소생산업체의 연료전지용 수소의 공급 가능량	10
<표 3-1> 수전해 세부 생산기술별 개념 비교	22
<표 3-2> 수전해 세부 생산방식별 특성 및 장단점 종합 비교	23
<표 3-3> 2018년 시판되고 있는 고분자 전해질막 수전해 장치 사양	27
<표 3-4> EU의 주요 SOEC 관련 기술개발 프로그램	31
<표 3-5> 정부 재생에너지 연계 수전해(P2G) 기술 로드맵	33
<표 3-6> 수전해 효율향상 및 경제성 확보를 위한 기술 개발 추진과제	33
<표 4-1> 그린수소 인증서 발급위한 주요 요구 정보	59
<표 4-2> 인증 시범 프로젝트 대상 수소 생산시설 현황	60
<표 4-3> 한국가스공사 용도별 천연가스요금(2019년 기준)	66
<표 4-4> 신재생에너지 공급인증서 원별 가중치 현황	67

그림 차례

[그림 2-1] 수소전기차 시장 확대 로드맵	4
[그림 2-2] 수소 연료전지 시장 확대 로드맵	5
[그림 2-3] 수소 공급 확대 로드맵	6
[그림 2-4] 연료전지 기반 수소 활용산업별 수소 수요 창출 기여 정도 ...	12
[그림 2-5] 메탄 수증기 개질반응을 이용한 천연가스 수소추출 시스템 구성	15
[그림 2-6] 수소전기차 1km 주행시 CO ₂ 배출량(g) 변화추이	16
[그림 2-7] 수소전기차로 경유차 대체, 차량 1대당 연간 CO ₂ 배출 저감효과	17
[그림 2-8] 수소전기차 보급 목표달성 시 연간 CO ₂ 배출량(만톤/년) 저감효과	18
[그림 3-1] 알칼라인 수전해 장치의 단극식 및 양극식 모식도	24
[그림 3-2] 국내 시판 중인 알라라인 수전해 시스템	25
[그림 3-3] 고분자 전해질막 수전해 단위전지의 모식도	26
[그림 3-4] 고분자 전해질막 수전해 스택(좌)과 시스템(우)	27
[그림 3-5] 시판 중인 Siemens사의 SILYZER 300 PEM 수전해 시스템 ...	28
[그림 3-6] 시판 중인 ITM Power사의 HGas PEM 수전해 시스템 ...	28
[그림 3-7] 고체산화물(SOEC) 수전해 반응 모식도	29
[그림 3-8] 고체산화물(SOEC) 수전해 스택 형태에 따른 구분	30

[그림 3-9] Sunfire사의 HYLINK HL40 SOEC 수전해 시스템	32
[그림 3-10] 유기성 폐기물을 활용한 수소 생산 공정 개념도	36
[그림 3-11] 생활폐기물을 활용한 수소 생산 공정 개념도	37
[그림 3-12] 써모코크스 온누리스 NA1	38
[그림 3-13] NA1을 이용한 바이오 수소 생산 시설 개념도	39
[그림 3-14] 수분해 광촉매 작동원리 모식도	40
[그림 3-15] 광전기화학전지의 구성 및 광전극의 띠 구조	42
[그림 3-16] S-I(황-요오드) 열화학사이클 참여물질 흐름도	43
[그림 3-17] 암모니아 분해를 통한 수소 생산 개념도	45
[그림 3-18] 암모니아 개질기(MV사 DNH3)	46
[그림 3-19] MCH과 톨루엔간 상호 전환 화학반응	48
[그림 3-20] 일본의 MCH-톨루엔 전환 사이클 활용 수소 저장, 이송 계획	48
[그림 3-21] EU의 열매체유 활용 수소 저장, 이송 계획	49
[그림 4-1] EU CertifHy 프리미엄 수소 인증기준	52
[그림 4-2] 수소 생산방식별 전과정 온실가스 배출계수 비교(EU 기준) ...	54

제1장 서론

2019년 1월 발표된 정부의 「수소경제 활성화 로드맵」은 수소경제 활성화를 위한 국가 비전으로서 먼저 “수소차 및 연료전지 세계시장 점유율 1위 달성”을 목표로 수소전기차와 발전용·자가용 수소 연료전지 등 수소 활용산업에서의 시장창출과 육성에 우선적인 중점을 두고 있다(김재경, 2019a). 이로 인해 이번 「수소경제 활성화 로드맵」은 에너지 정책적 측면보다 현 문제인 정부의 혁신성장 정책의 일환인 첨단 산업 육성정책에 무게 중심이 있으며, 그만큼 수소경제의 경제적 가치가 중요하게 고려되었다고 사료된다. 그러나 현재 정부는 수소경제 이행 추진의 정당성을 경제적 가치뿐만 아니라 수소 활용을 통한 에너지 소비의 탈탄소화로 온실가스 감축과 미세먼지 저감 등 환경적 가치에도 두고 있다고 설명하고 있다.

환경적 측면에서 수소경제 이행 추진의 정당성은 연료전지 기반 수소활용 산업의 초기 시장창출 및 육성을 위해 단기적이면서도 한시적으로 천연가스 추출방식의 수소생산 및 공급 확대를 추진하지만, 중장기적으로는 반드시 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대를 추진, 달성하겠다는 「수소경제 활성화 로드맵」의 약속이 전제된 것이다. 그래서 만일 이 약속이 제대로 지켜지지 않는다면, 수소경제 이행 추진이 정당한 것인지에 대해 적어도 환경적 측면에서는 재평가가 불가피해질 수밖에 없다.

이처럼 정부 수소경제 이행 추진의 환경적 측면에서의 정당성이 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대에 달려있음을 고려할 때, 이를 위한 구체적인 전략 마련이 필수적일 수밖에 없다. 본 연구는 이러한 견지

에서 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대를 위해 필요한 정책적 니즈 (needs)를 파악하고, 중장기적인 관점에서 이를 위한 정책방안을 제안하고자 한다.

제2장 친환경 CO₂-free 수소 생산·공급확대의 필요성

1. 개관

최근 국내외적으로 수소경제¹⁾가 탄소경제를 대체하는 새로운 에너지 패러다임 전환을 추동하는 동시에 한국의 혁신성장의 핵심 분야로 주목받고 있다(김재경, 2019a; 산업통상자원부, 2019). 특히 국내 수소경제는 수소차, 연료전지 등 수소 활용 분야에서 최고 수준의 기술력을 확보하고 있으며, 이에 수소를 충분히 공급할 수 있는 대규모 화학산업 기반과 함께 전국 단위의 수소 유통을 지원할 발달된 LNG 공급망을 보유하고 있는 등 충분한 잠재력을 지니고 있다고 평가되고 있다(김재경, 2019a; 산업통상자원부, 2019). 다만, 수소의 수요 및 공급 인프라 부족, 원천기술 미비 등으로 국내에는 아직 자생력 있는 수소시장 자체를 형성하기 위한 정부지원이 절실한 상황이었다(김재경, 2019a). 이에 2018년 6월 ‘혁신성장 관계장관회의’를 통해 정부는 국내 수소경제 지원 의지를 천명한 바 있으며(김재경, 2019a). 이를 구체화하여 「수소경제 활성화 로드맵」 수립을 2019년 1월 발표하였다.

본 절에서는 2019년 1월 발표된 정부의 「수소경제 활성화 로드맵」의 주요내용을 살펴보고, 특히 에너지 정책적 측면에서 보다 중요한 의미를 지니는 「수소경제 활성화 로드맵」의 수소생산 및 공급 전략이 지닌 한계와 향후 과제를 살펴보고자 한다.

1) 수소경제 활성화 로드맵은 수소경제를 “수소를 중요한 에너지원으로 사용하고, 수소가 국가경제, 사회전반, 국민생활 등에 근본적 변화를 초래하여, 경제성장과 친환경 에너지의 원천이 되는 경제”로 정의하였다(김재경, 2019a).

2. 수소경제 활성화 로드맵의 주요내용

앞서 언급한 바와 같이 정부의 「수소경제 활성화 로드맵」은 수소경제 활성화를 위한 국가 비전으로서 먼저 “수소차 및 연료전지 세계시장 점유율 1위 달성”을 목표로 수소전기차와 발전용·자가용 수소 연료전지 등 수소 활용산업에서의 시장창출과 육성에 우선적인 중점2)을 두고 있다(김재경, 2019a).

[그림 2-1] 수소전기차 시장 확대 로드맵

* () : 내수

	2018년	2022년	2040년
수소차	1.8천대 (0.9천대)	8.1만대 (6.7만대)	620만대 이상 (290만대)
승용차	1.8천대 (0.9천대)	7.9만대 (6.5만대)	590만대 (275만대)
택시	-	-	12만대 (8만대)
버스	2대 (전체)	2,000대 (전체)	6만대 (4만대)
트럭	-	-	12만대 (3만대)
수소충전소	14개소	310개소	1,200개소 이상

자료: 산업통상자원부(2019), 김재경(2019a)

* 주: 목표는 내수와 수출을 포함한 규모이다.

- 2) 물론 수소를 활용하는 제품은 수소차나 (발전용, 자가용)연료전지 외에도 선박, 열차, 드론 등 광범위하지만, 그러나 현 시점에서 기술성숙도 측면에서 이미 상용화되었으며 일정 정도 정부의 지원노력이 있을 경우 바로 시장창출이 가시적으로 가능한 세 가지 부문을 중심으로 우선적으로 육성하고, 기술개발 지원을 통해 기술적 성숙도를 높이는 한편, 추후 충분히 성숙할 경우 선박, 열차, 드론 등 기타 활용산업으로 지원범위를 확대한다는 것이 수소경제 활성화 로드맵의 해명이다(김재경, 2019a).

먼저 수소전기차의 시장창출을 위해 수소전기차 양산체계 구축 및 보급 확대, 수소 택시·버스 등 대중교통 전환, 공공부문 수소 트럭 활용 등이 구체적인 방안으로 시행하여, 내수 및 수출물량 포함 2018년 약 1,800대인 수소전기차 시장의 누적규모를 2022년 81,000대, 2040년에는 620만대 이상으로 확대시킬 계획이다(김재경, 2019a; 산업통상자원부, 2019). 물론 수소차는 차량만으로 운행이 불가능하며, 충전용 수소를 공급할 수 있는 인프라, 특히 수소충전소가 함께 확대 구축되어야 하기에 2018년 14개소에 불과한 충전소도 2022년 310개소, 2040년에는 1,200개소까지 확대할 예정이다(김재경, 2019a; 산업통상자원부, 2019).

[그림 2-2] 수소 연료전지 시장 확대 로드맵

* () : 내수

		2018년	2022년	2040년
연 료 전 지	발전용	307.6MW	1.5GW (1GW)	15GW 이상 (8GW)
	자가용 (가정·건물용)	7MW	50MW	2.1GW 이상

자료: 산업통상자원부(2019), 김재경(2019a)

이와 함께 수소 연료전지의 시장창출을 위해서, 발전용 연료전지 설치규모를 현재 307.6MW에서 2022년 1.5GW 수준으로 확대하여 대량 생산을 통해 설치비와 발전단가를 2025년 경에는 중소형 가스터빈 수준까지 인하함으로써, 2040년 수출 및 내수물량을 합산하여 15GW 이상으로 확대할 계획이다(김재경, 2019a; 산업통상자원부, 2019). 또한 자가용 연료전지도 현재 7MW 정도의 보급규모를 2022년 50MW, 2040년

에는 2.1GW 이상으로 확대할 계획이다(김재경, 2019a; 산업통상자원부, 2019). 그리고 정부의 의도대로 수소 활용산업이 육성, 확대되면, 파생수요로서 수소 자체에 대한 수요가 확대되며, 자연스럽게 에너지 부문을 중심으로 수소시장의 규모도 커지게 될 것으로 전망된다(김재경, 2019a). 현재 수소차와 연료전지 등 수소 활용산업에서 창출되는 수소 수요는 연간 13만톤 정도이지만, 로드맵대로 수소 활용산업이 성장할 경우, 2022년에는 연간 47만톤, 2030년에는 194만톤에서 2040년에는 526만톤까지 확대된다(김재경, 2019a; 산업통상자원부, 2019).

[그림 2-3] 수소 공급 확대 로드맵

	2018년	2022년	2030년	2040년
공급량 (=수요량)	13만톤/년	47만톤/년	194만톤/년	526만톤/년 이상
공급방식	①부생수소 (1%) ②추출수소 (99%)	①부생수소 ②추출수소 ③수전해	①부생수소 ②추출수소 ③수전해 ④해외생산 ※ ②: 50% (나머지 50%)	①부생수소 ②추출수소 ③수전해 ④해외생산 ※ ②: 30% (나머지 70%)

그리고 수소수요가 충분치 않은 초기에는 천연가스 추출수소를 핵심 공급원으로 삼아, LNG 공급망, 수요처 인근 등에 규모별 수소생산기지를 구축해 나갈 예정이지만, 추가적으로 제한적인 친환경 수소 생산 여력을 감안하여 2030년부터는 해외 재생에너지, 갈탄 등을 활용하여 생산된 친환경 수소를 수입, 부족분을 보충함으로써 2040년에는 전체

수소수요량의 70%를 이산화탄소가 발생하지 않는 친환경 수소로 공급할 계획이다(김재경, 2019a; 산업통상자원부, 2019). 이를 통해 “화석연료 자원 빈국에서 그린 수소 산유국으로 진입(산업통상자원부, 2019)”이라는 추가적인 비전 달성을 이룬다는 것이 이번 「수소경제 활성화 로드맵」의 주요 골자라 할 수 있다.

3. 수소경제 활성화 로드맵의 수소 생산·공급전략의 추가과제

이와 같은 정부의 「수소경제 활성화 로드맵」은 앞서 언급한 바와 같이 우선적으로 수소전기차와 발전용·자가용 수소 연료전지 등 수소 활용산업에서의 시장창출과 육성이 중심이라는 점에서, 에너지 정책적 측면보다 현 문재인 정부의 혁신성장 정책의 일환인 일종의 첨단산업 육성정책에 무게 중심이 있다고 평가된다.

사실 에너지 정책적 측면에서는 수소가 에너지(정확하게는 에너지원(源: source)가 아닌 ‘에너지 운반체(energy carrier)’라는 점을 주목할 필요가 있다(김재경, 2019b). 에너지는 크게 1차 에너지와 최종에너지로 분류할 수 있으며, 이때 1차 에너지는 자연계에서 경제계로 투입된 자연 상태의 가공(또는 전환)되지 않은 에너지(원)를, 최종에너지는 직접 소비 가능한 형태로 가공(또는 전환)된 에너지를 의미한다(김재경, 2019b). 그러나 수소는 비록 우주물질의 75%를 차지할 정도로 풍부하지만(김재경, 2019a), 질량이 가벼워 지구상에는 물이나 탄화수소 등 상대적으로 무거운 산소나 탄소 등과의 화합물 형태로만 존재한다. 이로 인해 수소를 생산하기 위해서는 이러한 화합물에서 수소만을 분리해야 하며, 이때 다른 에너지(예: 천연가스, 태양광 등)를 원료내지 연료로서 투입하여 가공(또는 전환)하여 생산하는 관계로 자연 상태의 1차 에너

지로 볼 수 없다(김재경, 2019b). 또한 수소경제 활성화 로드맵이 설정한 바와 같이, 주로 수소를 공기 중 산소와 단순한 (촉매)화학반응(연료전지)을 통해 전기와 열, 즉 최종에너지를 생산하는 수단으로 간주하게 되면, 그 자체가 최종에너지로 보기 어려워진다(김재경, 2019b). 결국 수소는 그 자체로 에너지(원)이라기보다는 수소를 생산하기 위해 투입된 다른 에너지를 전기나 열 등 최종에너지로 전달하는 에너지 전환과정의 에너지 전달 매개체로서, 실상은 구리전선, 배터리 등과 유사한 기능을 한다고 보는 것이 타당하다(김재경, 2019b).

그래서 ‘수소’를 최종에너지로 전환하는 장치인 ‘연료전지’ 자체의 산업적 육성³⁾보다는 이러한 연료전지 산업의 성장으로 인해, 연료전지에 향후 투입되게 될 수소가 어떠한 방식으로 얼마나 생산·공급되느냐가 적어도 에너지 정책적 측면에서는 상대적으로 큰 의미를 지닐 수 있다.

이러한 견지에서 수소경제 활성화 로드맵의 수소 생산 및 공급전략을 보다 자세히 살펴보자. 앞서 언급한 바와 같이 연료전지(수소전기차, 발전용·자가용 연료전지)의 국내시장 규모가 확대되면, 2022년에는 연간 47만 톤, 2030년에는 194만 톤에서 2040년에는 526만 톤까지 연료전지 투입용 수소의 수요가 파생적으로 창출되게 된다(김재경, 2019a). 그리고 수소 생산단가가 가장 저렴한 생산방식부터 이처럼 확대될 수요를 충족시키기 위한 생산, 공급된다(김재경, 2019a). 현재(2018년 기준) 수소생산 방식별 생산비용(생산단가)는 부생수소가 수소 1kg당 2,000원 미만으로 가장 저렴하며, 천연가스 추출방식이 2,700~

3) 연료전지(주로 PEM연료전지)를 탑재하여 수소를 전기로 전환, 구동에너지를 확보하는 차량이 수소전기차라는 점에서, 수소경제 활성화 로드맵은 사실상 ‘연료전지’ 산업 육성에 무게 중심이 있다고 볼 수 있다.

5,100원 수준, 수전해 방식은 최소 9,000원 이상 10,000원 수준으로서(김재경, 2019a), 이 경우 가장 우선적으로는 부생수소가 공급될 것으로 쉽게 예측할 수 있다.

〈표 2-1〉 수소방식별 생산비용 전망

(단위: 원)

생산방식	2018년	2022년	2030년	2050년
부생수소	1,500~2,000	1,500~2,000	1,500~2,000	1,500~2,000
천연가스 추출	2,700~5,100	2,600~4,800	2,500~4,300	2,400~3,900
수전해	9,000~10,000	7,000~8,000	3,000	2,000
수입	-	-	3,000	2,000

자료: 김재경 (2019a)

2017년 기준으로 국내 수소 생산능력은 연간 192만톤 정도이지만, 실제 수소 생산량은 약 164만톤 정도로서 특히 정유공장이나 석유화학업체 등의 자체 소비량 141만톤을 제외하면, 외부에 유통되어 산업용 원료로서 활용되고 있는 수소 물량은 대략 23만톤⁴⁾ 정도이다(김재경, 2019a; 산업통상자원부, 2019). 만일 이러한 현재 국내 수소 생산능력을 활용하여 단기적으로 수소전기차나 발전용·자가용 연료전지(연료전지)용 수소 수요 확대에 대응할 경우, 국내 수소 생산시설의 가동률, 특히 국내 수소 생산업체들이 제조수소(천연가스나 나프타를 통한 수소 추출,

4) 외부에서 활용되는 23만 톤의 수소의 용처는 제강산업(철강 압연 시 표면처리, 비철금속 환원용 가스, 스테인리스 냉연가공 시 표면처리)이나 반도체(실리콘 반도체, 디스플레이, 실리콘 웨이퍼 제조 공정에 사용), 용접 및 절단, 광섬유, 유리 제조, 식품산업 등이 있다(김재경, 2019a).

수전해 등) 설비 가동률을 약 5% 정도만 상승시켜주어도 추가적인 생산 설비 투자 없이도 연간 약 5.4만톤 정도는 충당이 가능할 것으로 전망된다. 그러나 부생수소 등 현재 국내 수소생산능력은 이미 수요처가 정해져 있어 해당 분야 산업활동 수준에 의존적이며, 특히 부생수소는 다른 공정의 부산물로서 에너지용 수소 수요가 확대되더라도 이를 충족시키기 위해 생산규모를 확대하는 데는 한계가 있을 수밖에 없다. 그만큼 추가적인 수소 생산 확대수단이 필요할 수밖에 없다.

〈표 2-2〉 국내 수소생산업체의 연료전지용 수소의 공급 가능량

수소 생산시설 용량 (Nm ³ /h)			제조수소 생산가능량 (Nm ³ /h)		에너지용 수소 공급 가능량 (Nm ³ /h)	에너지용 수소 공급 가능량 (톤/년)
전체	제조수소	부생수소	가동률(80%)	가동률(85%)		
2,428,770	1,457,262	971,508	1,165,810	1,238,673	72,863	53,987

주: 연간 8000시간 운전, 온도보정(15℃) 등을 감안하여 산정함.

자료: 박진남 외 (2018)

이로 인해 「수소경제 활성화 로드맵」은 우선적으로 부생수소를 일부 활용하지만, 대규모 공급원으로서 단기적으로 천연가스(메탄) 추출 방식으로 수소를 생산 및 공급하는 방안이 채택되어 있다(김재경, 2019a; 산업통상자원부, 2019). 우선 전국 4개 인수기지(인천, 평택, 삼척, 통영)에서 공급받은 천연가스를 적정 압력으로 조정하는 한국가스공사의 정압관리소(142개소) 등에 중대형(300 ~1,000Nm³/h)급 이상 수소추출기를 설치, 거점형 중·대규모 수소생산기지로 활용할 계획이다(김재경, 2019a). 또한 수요처 인근 도심지에 LPG 및 CNG 충전소 또는 CNG 버스 차고지 등에 중형급(300Nm³/h) 수소추출기를 설치, 분산형 소규모 수소생산기지로써 운영할 예정이다(김재경, 2019a).

그러나 다음 절에서 상술했겠지만, 이러한 천연가스 추출방식의 수소 생산 확대를 위해서는 이산화탄소 배출문제가 풀어야할 숙제로 남게 된다. 그래서 천연가스 추출방식의 수소 대량생산 및 공급방식은 수소 전기차 및 연료전지 산업 육성의 초기단계에서 한시적으로 활용되는 것이 바람직하다. 이를 고려하여 「수소경제 활성화 로드맵」은 2030년까지 천연가스 추출방식의 공급비중을 전체 수소필요량 대비 50% 수준으로 줄이며, 2040년까지 30%까지 축소하도록 계획되어 있다(김재경, 2019a). 대신, 이산화탄소 배출이 없는 수소 생산방식의 공급 비중을 확대하여, 전체 수소 필요량의 약 50%, 2040년까지는 70%까지 도달하게 하겠다는 계획이다(김재경, 2019a; 산업통상자원부, 2019).

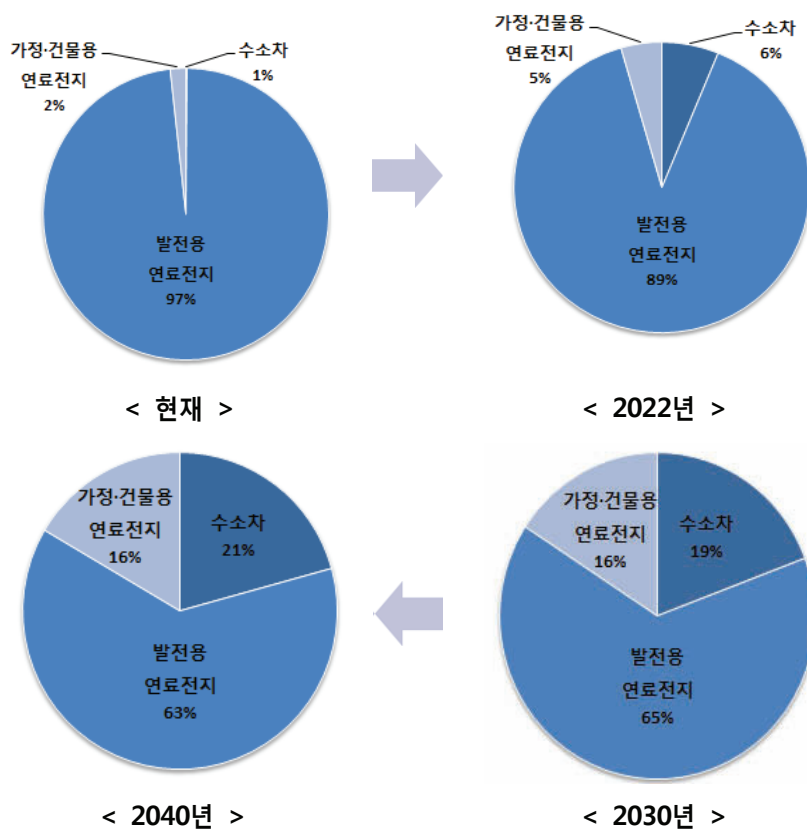
이 같은 「수소경제 활성화 로드맵」의 수소 생산 및 공급전략을 실제 실행하면 다음과 같이 추가적인 보완작업이 필요할 것으로 평가된다.

첫째, 연료전지 기반 수소활용 산업인 수소전기차 및 발전용·자가용 연료전지 각 부문별 수소 조달계획이 부재하다. 특히 수송용 연료로서의 충전용 수소와 발전용 연료로서의 수소는 조달하는 방식이 다를 수 있으며, 이에 따라 조달 받을 수소 생산방식의 믹스(포트폴리오)도 차이가 있을 수 있지만, 현재 「수소경제 활성화 로드맵」에는 부문별 특성을 반영한 조달계획, 특히 수소 생산방식의 믹스(포트폴리오)에 대한 목표나 계획이 포함되어 있지 않다.

이러한 문제는 특히 발전용 연료전지로 인해 향후 계획 실행에 장애가 될 수 있다. 현재 2018년 기준 산업용 원료 수요를 제외하고, 순수하게 연료전지 기반 수소 활용산업에서 창출되는 수소 수요는 연간 13만 톤이지만, 이 중 97%가 발전용 연료전지에서 소요(정확하게 말하면 천연가스)된다. 물론 다른 부문의 성장으로 발전용 연료전지에서 소요

되는 수소의 비중이 2022년에는 89%에서 2030년 65%, 2040년에는 63%까지 축소된다(김재경, 2019a).

[그림 2-4] 연료전지 기반 수소 활용산업별 수소 수요 창출 기여 정도



자료: 김재경 (2019a)

그럼에도 불구하고 전체 연료전지 기반 수소 활용산업에서 창출될 상당량의 발전용 연료전지를 통해서 창출될 것으로 보인다. 그래서 발전용 연료전지에 대한 수소 조달계획이 어떻게 설정되느냐에 따라 전체 수소 생산 및 공급계획, 특히 수소 생산방식의 믹스(포트폴리오)가 결정될 밖에 없다. 결국 연료전지 기반 수소활용 산업의 각 부문별 수소 조달계획, 특히 수소 생산방식의 믹스(포트폴리오) 목표를 설정하는 작업이 추가적으로 필요하다.

두 번째로는 이처럼 연료전지 기반 수소활용 산업 각 부문별 수소 조달계획의 부재와 연계되어, 전체적인 수소 생산방식의 믹스(포트폴리오) 목표가 구체적으로 설정되어 있지 않다. 현재 「수소경제 활성화 로드맵」에는 주요 수소 생산방식을 부생수소, 추출수소, 수전해, 해외생산 등 4가지 방식으로 구분하여 제시하였지만, 수소 수요에 대응하기 위해 각 방식별 공급비중 목표는 추출수소 비중만 2030년 50%, 2040년에는 30%로 규정하였으며, 나머지는 모두 그린수소로 뭉뚱그려서 2030년 50%, 2040년 70%로 설정하였다. 더욱이 심지어 2022년의 경우에는 추출수소 비중마저도 설정되어 있지 않아, 2022년까지 약 5만톤 정도의 부생수소 공급을 제외한 42만톤의 수소가 어떤 방식으로 공급될지 현재로서는 추정하기 어렵다는 문제가 있다. 이에 덧붙여 소위 ‘그린수소’로 분류된 수전해 방식과 해외수입 간의 공급비중 배분 역시 설정되어 있지 않다. 다시 말해 2040년경에는 70% 즉, 약 368만톤 이상의 수소를 이산화탄소가 배출되지 않는 그린수소로 공급하겠다는 의지를 표명하였지만, 구체적으로 어떤 그린수소를 얼마나 공급할지는 아직 목표나 계획이 분명하지 않다고 볼 수 있다. 이에 대해서도 역시 추가적인 작업이 필요하다고 사료된다.

4. 친환경 CO₂-free 수소 생산 · 공급확대 전략의 필요성

가. 수소경제 이행 추진의 환경적 측면에서의 정당성

전절에서 언급한 바와 같이 정부의 「수소경제 활성화 로드맵」은 에너지 정책적 측면보다 현 문제인 정부의 혁신성장 정책의 일환인 첨단산업 육성정책에 무게 중심이 있으며, 그만큼 수소경제의 경제적 가치⁵⁾가 중요하게 고려되었다고 사료된다. 그러나 현재 정부는 수소경제 이행 추진의 정당성을 경제적 가치뿐만 아니라 수소 활용을 통한 에너지 소비의 탈탄소화로 온실가스 감축과 미세먼지 저감 등 환경적 가치에도 두고 있다고 설명하고 있다.

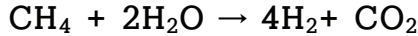
이러한 수소경제 이행 추진의 환경적 가치를 평가하기 위해, 본 연구는 연료전지 기반 수소활용 산업에서 수소전기차 보급 확대⁶⁾로 인한 이산화탄소 저감효과를 추정하였다. 물론 수소전기차는 주행과정에서 이산화탄소 배출은 없지만, 주행과정에서 소비되는 수소를 생산하는 과정에서의 이산화탄소 배출도 고려되어야 한다.

특히 수소 생산방식 중 천연가스(메탄) 수소 추출방식이 이산화탄소 배출 문제의 중심에 있다고 해도 과언이 아니다. 천연가스 수소 추출방식의 가장 보편적 기반이 되는 화학적 반응인 ‘수증기 메탄 개질 (Steam Methane Reforming: SMR) 반응은 메탄(즉, 천연가스)과 70

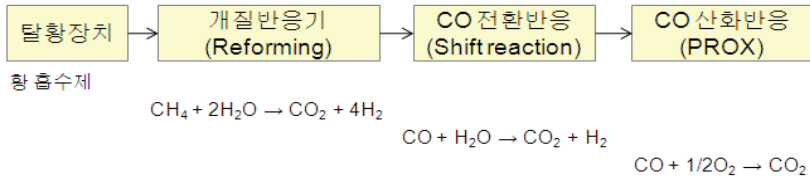
5) 2040년 수소경제로 말미암아 발생하는 부가가치 유발규모는 2017년 우리나라 GDP의 2.5%를 초과하는 43조원, 고용유발인원을 2018년 자동차 산업 고용인원의 75%를 초과하는 42만명으로 추정되었다(김재경, 2019a).

6) 수소전기차 만을 대상으로 한 이유는 전절에서 언급한 바와 같이 연료전지 기반 수소활용 산업 중에서 다른 부문에 비해 수소 조달계획에 전체적인 수소 생산방식의 믹스(포트폴리오)를 그대로 적용하는 것으로 가정하여도 상대적으로 무리가 적다고 판단되었기 때문이다.

0℃ 이상의 고온의 수증을 촉매 반응시켜 수소를 생산하는 흡열 반응으로서, 다음과 같은 반응식에 기초한다.



[그림 2-5] 메탄 수증기 개질반응을 이용한 천연가스 수소추출 시스템 구성



자료: 박진남 외 (2018)

이러한 수증기 메탄 개질 반응식에서 확인할 수 있듯이, 천연가스 1개 분자로 수소 분자 4개와 이산화탄소 1개 분자가 생산되기 때문에, 수소 1개 분자 당 1/4개의 이산화탄소가 생성된다고 할 수 있다. 이산화탄소 1개 분자의 질량이 수소 1개 분자의 질량보다 22배 무겁다는 점을 감안한다면, 수증기 메탄 개질 반응효율(=생산된 수소의 저위발열량 ÷ 투입된 메탄의 저위열량 × 100)을 100%라 가정할 경우 수소 1 kg 생산할 때 이론적으로 5.5kg의 이산화탄소가 발생하게 된다. 물론 반응효율이 100%는 아니다. Salkuyeh *et al.*(2017)나 맥킨지 (2018) 등은 수증기 메탄 개질 반응효율을 약 66 %로 보고, 수소 1kg을 생산할 경우 이산화탄소 9.8kg이 배출되는 것으로 추정하였다(김재경, 2019a). 그러나 최근 개발, 상용화된 천연가스 수소추출기의 반응효율은 약 75% 이상인 것으로 보고되고 있어, 수소 1kg 생산시 배출되는 이산화탄소량이 8.6kg로 줄어들게 된다(김재경, 2019a).

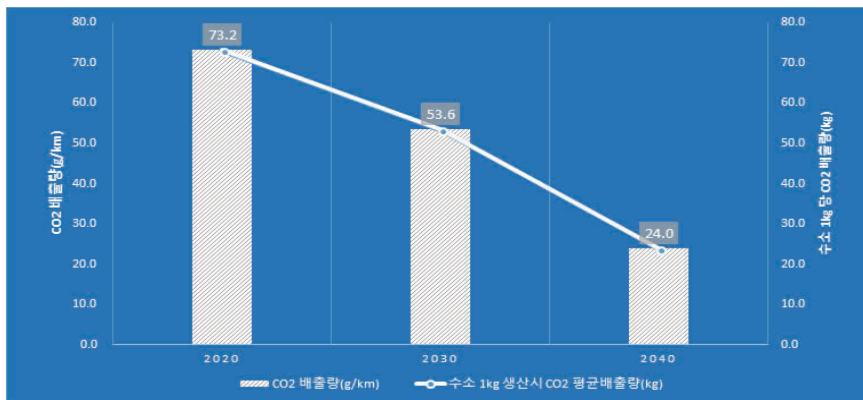
물론 천연가스 추출방식의 이산화탄소 배출량 자체가 석탄 등 다른

탄화수소를 활용하는 수소 추출방식에 비해서 문제가 되는 것은 아니다. 사실 천연가스 추출방식에서 이산화탄소 배출은 불가항력적으로 발생되지만, 미세먼지나 미세먼지 전구물질 배출 문제는 상대적으로 적은 것으로 알려져 있다(김재경, 2019a). 그럼에도 불구하고 수소 생산방식 중 유독 천연가스(메탄) 수소 추출방식이 이산화탄소 배출 문제의 중심에 있는 이유는 「수소경제 활성화 로드맵」과 같이 천연가스 추출방식으로 수소생산을 단기적으로 확대하는 정책을 추진하기 때문이라 할 수 있다. 결국 이러한 정책 추진을 위해서는 선행적으로 이러한 이산화탄소 배출문제도 함께 해결될 필요가 있다고 사료된다.

나. 수소전기차 보급의 온실가스 저감 효과

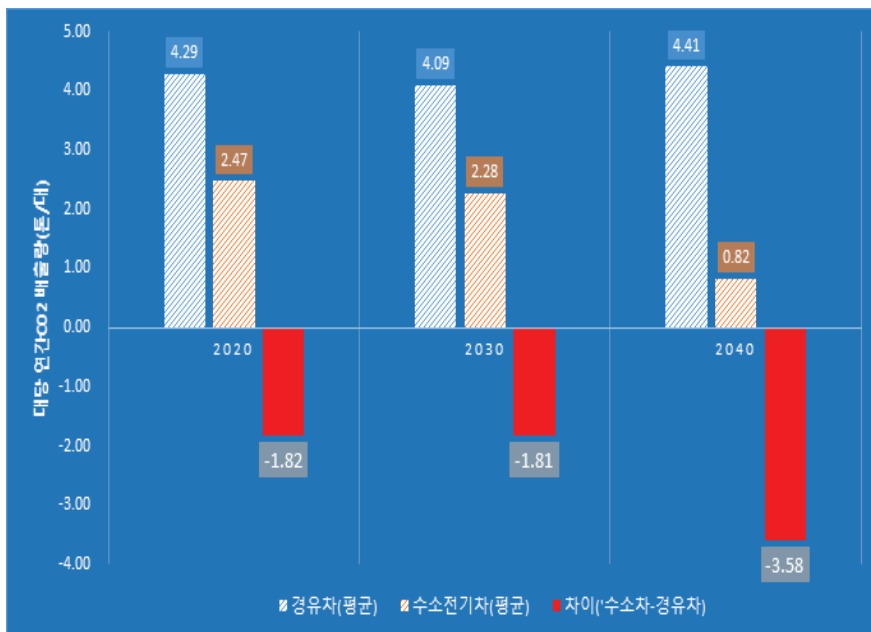
한편 본 연구는 「수소경제 활성화 로드맵」의 수소 생산방식의 믹스(포트폴리오)와 함께 Salkuyeh *et al.*(2017)나 맥킨지(2018) 등이 적용한 이산화탄소 배출계수(이산화탄소 9.8kg/H₂ kg) 등을 적용하여 수소전기차 1km 주행 시 배출되는 이산화탄소량을 산정하였다.

[그림 2-6] 수소전기차 1km 주행시 CO₂ 배출량(g) 변화추이



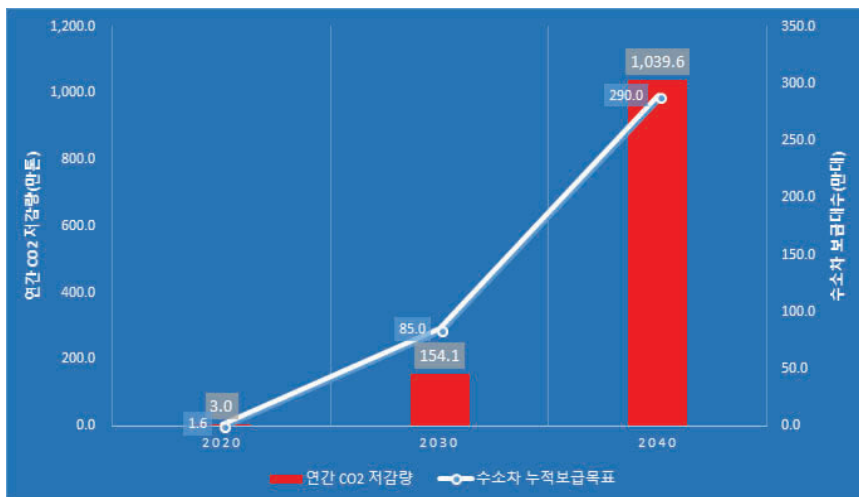
산정결과 수소전기차로 1km를 주행할 때, 2020년에는 평균적으로 이산화탄소가 73g/km이 배출되지만, 2030년에는 53.6g/km으로 2040년에는 24g/km까지 줄어들게 됨을 확인할 수 있었다. 이처럼 1km 주행 시 이산화탄소 배출량이 감소하는 근거에는 수소 1kg 생산 시 발생하는 평균적인 이산화탄소 배출량이 2020년 7.2kg에서 2030년 5.2kg으로, 2040년 2.4kg까지 감소하는 것이 있다. 다시 말해 「수소경제 활성화 로드맵」에 따라 친환경 CO₂-free 수소 공급비중 확대로 인해 상대적으로 수소 자체가 깨끗하게 만들어지기 때문이다.

[그림 2-7] 수소전기차로 경유차 대체, 차량 1대당 연간 CO₂ 배출 저감효과



이에 따라 수소전기차 1대의 연간 이산화탄소 배출량은 2020년 2.5톤/년에서 2030년 2.3톤/년, 2040년에는 0.8톤/년으로 2020년 대비 약 67% 정도 감소할 것으로 보인다. 전망기간 동안 경유차 1대가 평균적으로 대략 연간 4톤 이상의 이산화탄소를 배출하는 것을 감안할 경우 만일 수소전기차로 기존 경유차를 대체한다면 차량 1대당 2020년에는 1년 동안 배출되는 이산화탄소 1.8톤을 줄일 수 있으며, 2040년에는 3.6톤까지 줄일 수 있게 된다.

[그림 2-8] 수소전기차 보급 목표달성 시 연간 CO₂ 배출량(만톤/년) 저감효과



그래서 결국 「수소경제 활성화 로드맵」의 누적목표에 따라 수소전기차가 보급될 경우, 2020년에는 1년 동안 배출되는 이산화탄소 3만 톤을, 2030년에는 154만 톤을 그리고 2040년에는 도로에서 발생하는 약 1천만 톤의 이산화탄소를 줄일 수 있는 효과가 있다. 정부의 수소경제 이행 추진이 국내 온실가스 저감에 확실하면서도 분명히 기여할

수 있으며, 그만큼 수소경제 이행 추진의 정당성은 확고하다고도 볼 수 있다.

다. 친환경 CO₂-free 수소 생산·공급확대 전략의 필요성

그러나 이 같은 수소경제 이행 추진의 온실가스 저감효과는 「수소경제 활성화 로드맵」이 명시적으로 밝힌 바와 같이 친환경 CO₂-free 수소 공급비중 확대가 전제된 것이다. 다시 말해 환경적 측면에서 수소경제 이행 추진의 정당성은 연료전지 기반 수소활용 산업의 초기 시장창출 및 육성을 위해 단기적이면서도 한시적으로 천연가스 추출방식의 수소 생산 및 공급 확대를 추진하지만, 중장기적으로는 반드시 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대를 추진, 달성하겠다는 「수소경제 활성화 로드맵」의 약속이 전제된 것이다. 그래서 만일 이 약속이 지켜지지 않는다면, 수소경제 이행 추진이 정당한 것인지에 대해 적어도 환경적 측면에서는 재평가가 불가피해질 수밖에 없다.

이처럼 정부 수소경제 이행 추진의 환경적 측면에서의 정당성이 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대에 달려있음을 고려할 때, 이를 위한 구체적인 전략 마련이 왜 필요한지를 논한다는 것 자체가 부질없을 수 있다. 본 연구는 이러한 견지에서 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대를 위해 필요한 정책적 니즈(needs)를 파악하고, 중장기적인 관점에서 이를 위한 정책방안을 모색하고자 한다.

제3장 친환경 CO₂-free 수소 생산방식 현황

1. 부생수소, 추출수소의 수소 생산방식 현황에 대한 개관

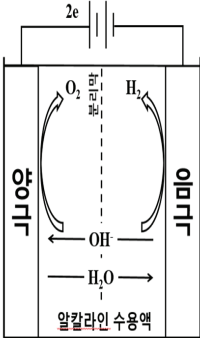
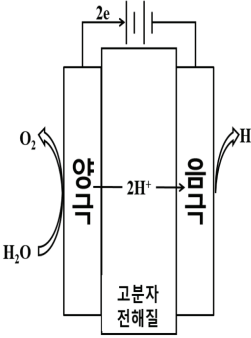
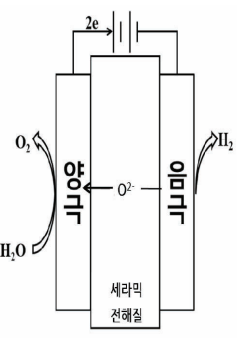
전장에서 살펴 본 바와 같이 향후 수소경제 이행 추진에 있어 수소의 생산 및 공급전략의 주된 기조는 우선적으로 부생수소를 일부 활용하면서, 단기적으로 천연가스(메탄) 추출방식으로 향후 확대될 수소 수요를 대응하기 위한 대규모 생산기반을 갖추는 것이다. 그러나 이처럼 정부가 수소경제로의 이행을 추진하기 위해서는 환경적 측면에서도 정당성을 확보해야 하며, 이는 궁극적으로 부생수소-(천연가스) 추출수소 등의 생산방식에서 벗어나 친환경 CO₂-free 수소 생산 및 공급 확대를 통해 달성될 수 있다. 그래서 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대를 위한 중장기적인 정책방안을 모색이 필요하다.

본 절에서는 이를 위해서 우선적으로 부생수소나 천연가스 추출수소 이외의 수소 생산방식의 현황을 생산기술을 중심으로 살펴보고자 한다.

2. 수전해 수소 생산방식

수전해(水電解 즉, 물 전기분해) 방식은 물의 이온화에 활용되는 전해질(electrolyzer)에 전력을 공급하여 물을 수소와 산소로 분해하는 기술로서 전해질의 종류에 따라 알칼라인(Alkaline), 고분자 전해질막(PEM), 고체산화물(SOEC) 수전해 방식으로 구분되며, 이 중 알칼라인 수전해 방식이 현재 상업적으로 이용되고 있다(김재경, 2019a).

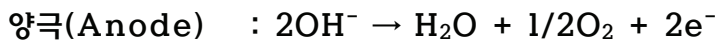
〈표 3-1〉 수전해 세부 생산기술별 개념 비교

구분	알칼라인 수전해	고분자 전해질 (PEM)수전해	고체산화물 수전해(SOEC) 수전해
개념	 <p>양극: $2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- + 1/2\text{O}_2$ 음극: $2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow 2\text{OH}^- + \text{H}_2$</p>	 <p>양극: $\text{H}_2\text{O} \rightarrow 1/2\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$ 음극: $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$</p>	 <p>양극: $\text{O}^{2-} \rightarrow 1/2\text{O}_2 + 2\text{e}^-$ 음극: $\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$</p>
효율	~80%	~80%	~95%
작동 온도	20~100℃	20~100℃	700~1000℃

자료: 김재경 (2019a)

가. 알칼라인 수전해 기술

우선 알칼라인 수전해는 현재 수전해 기술 중 상용화가 많이 진척되었다. 주로 알칼리 전해액을 이용하는 물을 전기 분해하는 기술로서 단위전지의 각 전극에서 발생하는 다음과 같은 반응에 기초한다(박진남 외, 2018).



〈표 3-2〉 수전해 세부 생산방식별 특성 및 장단점 종합 비교

		알칼리인 수전해	고분자 전해질막 수전해	고체산화물 수전해
정성적 평가	에너지 효율	×	△	★
	전력 효율	×	△	★
	소형화	×	○	△
	대형화	△	△ (중·소규모 적당)	○ (SOFC 전용 가능)
	유지/보수	×	★ (상당히 용이)	△
장점		실증된 기술로 개발이 많이 진행됨. 구조가 단순함. 특별한 물질이 불필요함,	비부식성 전해질 간단한 디자인 모듈 설계에 최적	100% 효율 기대 액체흐름 분포의 문제가 없음 비부식성 전해질
단점		저효율 낮은 전류밀도 생산 가격 높음 부식성 전해질	이온교환막, 귀금속 촉매의 가격이 높음	고온 운전으로 구성 재료와 조립에 문제 고온의 열원이 필요
비고		단기적으로 상업화 가능성 높음	상업화에 저가의 막과 촉매 개발이 필수	혁신적이지만 기초 개발 단계 저가 재료와 조립기술의 개발이 중요
기술적 난제			전해조 가격 저감 고효율 고분자 전해질막 제조	고온 내열성 재료 개발 저가 전해질 개발
개발 단계		상업화 단계	실증 단계	기초 연구 단계
종합 평가		○	★	○

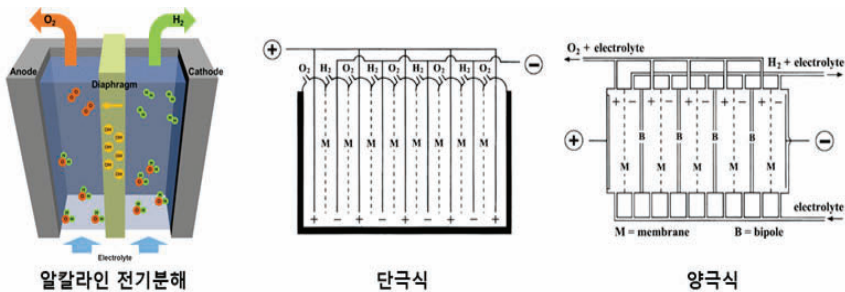
주: 정성평가 지표 순위(★ > ○ > △ > ×)

자료: 김종원 외 (2005), 김정희 (2015), 저자 일부 수정

보통 알칼라인 단위전지의 전해액은 20~30 wt%의 고농도 수산화칼륨(KOH)이 사용되며, 전극은 탄소강에 니켈을 도금하여 사용하거나 니켈 메쉬와 폼 형태의 다양한 전극이, 분리막으로는 초기에 다공성 석면을 사용하였으나 인체 유해성 문제로 인해 현재는 테플론 계열의 고분자와 세라믹 입자로 구성된 분리막이 주로 사용되고 있다(박진남 외, 2018).

그리고 알칼라인 수전해에 활용되는 전기분해 장치는 크게 단극식과 양극식으로 구분되는데, 단극식은 전극을 평행으로 연결한 형태로 설계와 유지보수가 용이하지만 낮은 전류밀도와 낮은 효율을 나타내는 반면, 양극식의 경우 분리막과 전극을 적층으로 만들어 병렬로 연결하기 때문에 높은 전압과 전류밀도에서 운전이 가능하다는 장점이 있다(박태성, 2015).

[그림 3-1] 알칼라인 수전해 장치의 단극식 및 양극식 모식도



자료: Santos *et al.*(2013)

한재 기술의 성숙도 측면에서는 장기간 연구 개발되어 온 알칼라인 수전해의 기술적 완성도가 가장 높아 앞서 언급한 바와 같이 상용화단계에 진입(김종원 외, 2005; 김정희, 2015), 국내에도 일부 시판되고 있는 알카라인 수전해 장치들이 있다.

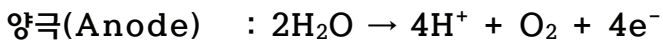
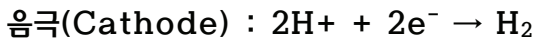
[그림 3-2] 국내 시판 중인 알라라인 수전해 시스템
(주)수소에너젠 ModelA(좌), 엘캠텍 H2Gen(우)



자료: www.susoenergen.com(좌, 검색일: 2019.1.2.), 신소재경제(2016, 우)

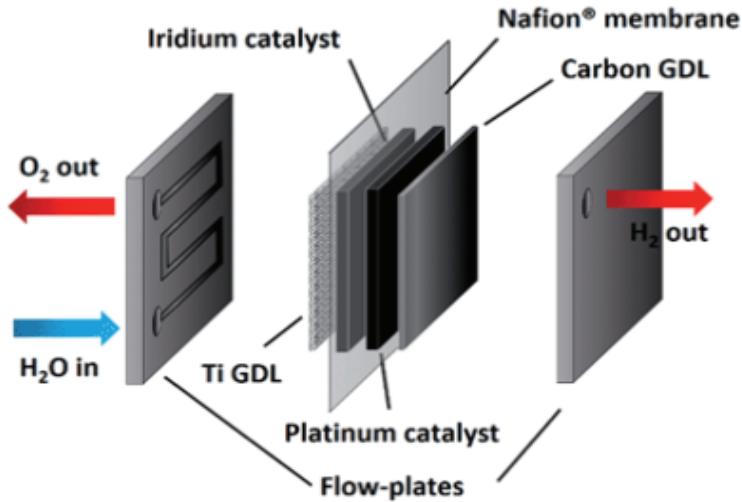
나. 고분자 전해질막(PEM) 수전해 기술

고분자 전해질막(PEM) 수전해는 이온전도성 고분자 전해질막 (Polymer Electrolyte Membrane: PEM)을 전해질로 이용하여 물을 전기 분해하는 기술로서 단위전지의 각 전극에서 발생하는 다음과 같은 반응에 기초한다(박진남 외, 2018).



고분자 전해질막 수전해 단위전지는 막전극 집합체(MEA: Membrane-electrode-assembly)의 형태로 구성된다(Chisholm *et al.*, 2014).

[그림 3-3] 고분자 전해질막 수전해 단위전지의 모식도



자료: Chisholm *et al.* (2014)

이러한 막전극 접합체의 음극 촉매로는 Pt/C가 주로 사용되며 양극에는 이리듐이나 이리듐계 합금 촉매를 사용된다(Chisholm *et al.*, 2014). 이러한 막전극 접합체(MEA)와 티타늄 바이폴라 플레이트를 직렬로 연결하여 스택을 만들어 보통 사용하게 된다(박진남 외, 2018). 이러한 고분자 전해질막 수전해는 수전해 시스템을 소형화하거나, 유지, 보수 측면에 있어서 세 가지 수전해 방식 중 가장 우수한 것으로 알려져 있다(김종원 외, 2005; 김정희, 2015).

[그림 3-4] 고분자 전해질막 수전해 스택(좌)과 시스템(우)



자료: www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress13/ii_a_1_hamdan_2013.pdf(검색일: 2019.1.2.)

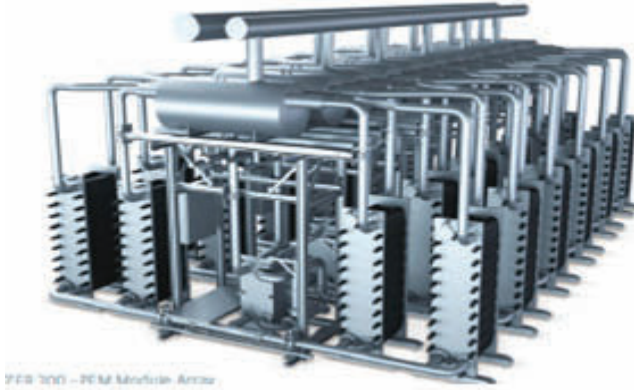
고분자 전해질막 수전해 기술은 알칼라인 수전해 기술과는 달리 적어도 국내에서는 아직까지는 실증 단계에 있지만(김재경, 2109a), 해외에서는 이미 일부 업체가 상용화에 성공, 시판에 들어간 사례가 존재한다(박진남 외, 2018).

〈표 3-3〉 2018년 시판되고 있는 고분자 전해질막 수전해 장치 사양

회사명 (국가)	제품명	수소생산용량 (kg/h)	전력소비량 (kWh/kg)
Hydrogenics (Canada & Germany)	Hylyzer 600	56.2	(스택 기준) 3.0 MW: 75% HHV 2.5 MW: 78% HHV 2.0 MW: 80% HHV
Siemens (Germany)	Silyzer 300	100-2,000	~75%
Proton OnSite (USA)	M400	37.6	59
ITM Power (GB)	HGas	1.6~1,670	-

자료: 박진남 외, 2018

[그림 3-5] 시판 중인 Siemens사의 SILYZER 300 PEM 수전해 시스템



자료: https://www.siemens.com/content/dam/webassetpool/mam/tag-siemens-com/smdb/corporate-core/sustainable_energy/hydrogensolutions/brosch%C3%BCren/ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf (검색일: 2019.2.1.)

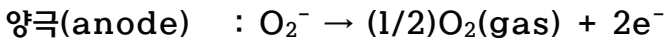
[그림 3-6] 시판 중인 ITM Power사의 HGas PEM 수전해 시스템



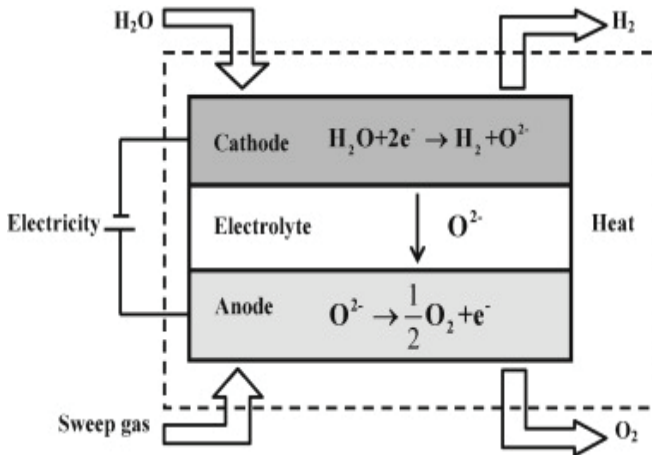
자료: www.itm-power.com/product/hgas (검색일: 2019.3.1.)

다. 고체산화물 수전해(SOEC) 수전해 기술

고체산화물 수전해(Solid Oxide Electrolyzer Cell: SOEC) 또는 고온수증기 수전해는 고체산화물 전해질을 이용해 800℃ 이상의 고온수증기를 전기분해하여 수소를 생산하는 기술로서 수전해 기술 중 전력 사용량은 가장 작으나, 고온을 유지하기 위해 가열이 필요하다(김재경, 2019a). 고체산화물 수전해 단위전지의 각 전극에서 발생하는 다음과 같은 반응⁷⁾에 기초한다(Im-orb *et al.*, 2018).



[그림 3-7] 고체산화물(SOEC) 수전해 반응 모식도

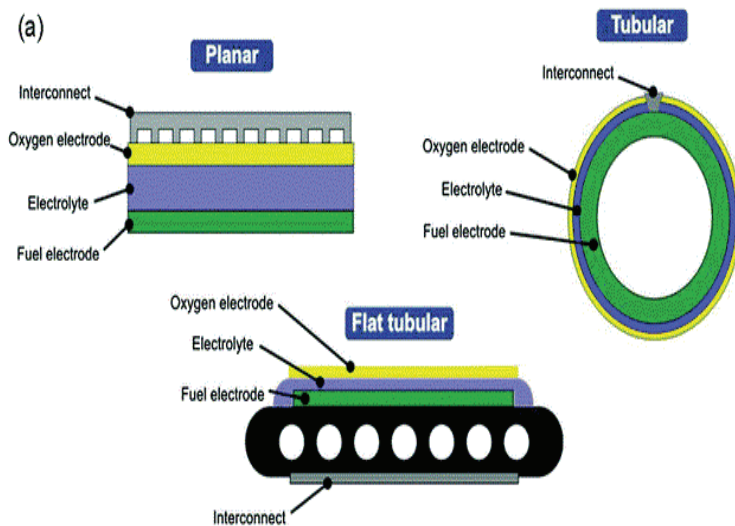


자료: Im-orb *et al.*(2018)

- 7) 이러한 고체산화물 수전해 방식은 는 H₂O만을 분해할 수 있는 알칼라인이나 고분자 전해질막 수전해 방식과는 달리 CO₂를 분해하여 CO를 생성할 수 있는 장점이 있으므로, 탄화수소계 연료 합성에도 사용할 수 있다(박진남 외, 2018).

그리고 이 같은 고체산화물(SOEC) 수전해 단위전지를 스택으로 구성하여 사용하게 되며, 스택의 형태는 평판형(Planar), 원통형(Tubular), 평관형(Flat tubular) 등 크게 3가지로 구분된다(Zheng *et al.*, 2017).

[그림 3-8] 고체산화물(SOEC) 수전해 스택 형태에 따른 구분



자료: Zheng *et al.* (2017)

이러한 고체산화물 수전해는 모든 소재가 세라믹 재질이어서 유지 보수 및 내구성 측면에서 다른 수전해 방식에 비해 열위에 있는 것도 사실이다. 그러나 세 가지 수전해 방식 중 에너지 효율 측면에서 수소 생산에 필요한 전력이나 전체 에너지가 가장 적게 들어 가장 우수하며, 수소 제조 원가 또한 가 가장 낮을 것으로 예상되고 있어(김종원 외, 2005; 김정희, 2015), 미래의 수전해 기술로 주목, 기술 개발이 한창 진행 중이다.

가령 미국은 미국에너지부(DOE)가 중심이 되어 Integrated Gasification Fuel Cell(IGFC) 및 Natural Gas Fuel Cell (NGFC) 기술개발과 연계 하여 2030년까지 SOEC 및 SOFC에 관한 기술 개발을 지속되고 있다 (우상국 외, 2014).

한편 EU도 고체산화물 수전해 기술개발을 주로 신재생에너지의 잉여 전력활용에 기반을 두고, 2004년부터 시작된 다수의 연합 프로그램에서 단전지 열화율 최소화, 스팀 및 스택 효율 향상 등에 관한 기초연구부터 최근에는 신재생에너지와의 연계를 통한 실증연구까지 진행하고 있다(우상국 외, 2014).

〈표 3-4〉 EU의 주요 SOEC 관련 기술개발 프로그램

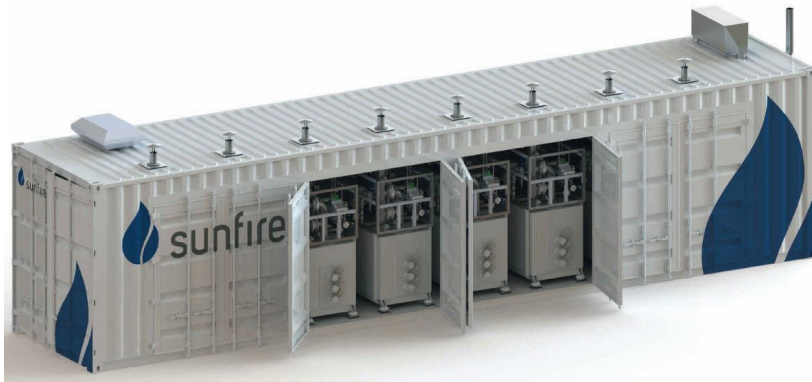
프로그램	주요내용	과제기간	과제형태	지역
ADEL	ITSE* SOEC 셀/스택 기초연구 및 재생에너지 연계 실증	2011/01-2013/12	기초/실증	스위스 덴마크
HELMETH	신재생에너지를 활용한 SOEC 및 메탄화 기술 통합 모듈 개발	2014/01-2017/12	실증	독일
SOPHIA	태양광 및 SOEC 통합 P2G 시스템 개발	2014/01-2017/12	기초/실증	네덜란드
SElySOs	SOEC 셀 성능 향상	2015/02-2019/01	기초연구	그리스
GrInHy	P2G 통합 시스템 실증	2016/01-2019/02	기초/실증	독일
Eco	SOEC 셀 성능 향상	2016/01-2019/04	기초연구	덴마크
REFLEX	P2G 모듈 개발 및 실증	2018/01-2020/12	기초/실증	프랑스

주: ITSE: Intermediate Temperature Steam Electrolysis

자료: www.fch.europa.eu/page/fch-ju-projects (검색일:2019. 1.23.)

그 결과 2018년에는 GrInHy 프로젝트와 연계하여 유럽에서 Sunfire사의 HYLINK HL40 고체산화물 수전해 시스템을 실증, 상용화 단계에 도달한 것으로 알려졌다(박진남 외, 2018).

[그림 3-9] Sunfire사의 HYLINK HL40 SOEC 수전해 시스템



자료: www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Produkte_Technologie/factsheets/Sunfire-HyLink_FactSheet.pdf (검색일: 2019.1.23.)

라. 수전해 수소 생산기술 개발에 대한 정부 지원 계획

한편 정부는 「수소경제 활성화 로드맵」을 통해 CO₂-free (그린) 수소 확대 전략의 일환으로서, 특히 재생에너지 연계 수전해 기술 개발을 지원 계획을 다음과 같이 제시한 바 있다.

우선 대규모·고효율 수전해 기술 개발을 지원하기 위해, 먼저 2022년까지 MW급 재생에너지 연계 수전해 기술을 개발하고, 특히 100MW급 재생에너지 발전과 연계하여 그린수소를 대량 생산하는 실증사업을 시행할 예정이다(산업통상자원부, 2019).

〈표 3-5〉 정부 재생에너지 연계 수전해(P2G) 기술 로드맵

1단계 R&D ('19~'21)	2단계 실증 ('22~'23)
<ul style="list-style-type: none"> · 수전해 및 제어기술 개발 · 전력·가스 등 그리드 연계 	<ul style="list-style-type: none"> · MW급 실증플랜트 구축·운영 (1,000시간 이상)

자료: 산업통상자원부 (2019)

또한 2022년까지 수전해의 효율을 55%에서 70%로 향상하고, 경제성 확보를 위한 기술 개발을 지원할 예정으로 있다(산업통상자원부, 2019).

〈표 3-6〉 수전해 효율향상 및 경제성 확보를 위한 기술 개발 추진과제

연도	추진과제
~2022	대용량 알칼리 수전해 기술(단일스택 기준 15kg-H ₂ /h 이상) 확보 고분자전해질 수전해 기술(단일스택 기준 15kg-H ₂ /h 이상) 실증
~2025	수전해시스템 전력소비량 50kWh/kg-H ₂ 이하 달성 수전해 기반 수소 생산 플랜트 상용화 및 국산화
2025~	수전해시스템 전력소비량 43kWh/kg 대 달성

자료: 산업통상자원부 (2019)

이와 함께 해상풍력 등 대규모 재생에너지 발전단지에서 수소를 대량으로 생산하도록 추진하며, 폐도로·도로상부, 매립지·매립예정지 등에 대규모 태양광을 설치하고, 수소를 생산하는 ‘태양광+P2G’를 추진할 계획이다(산업통상자원부, 2019).

3. 생물학적 수소 생산방식

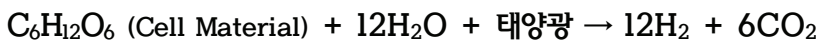
생물학적 수소생산 방식은 크게 광합성에 의한 수소생산 기술과 광합성에 의존하지 않는 수소생산 기술로 대별되며, 이 중 광합성에 의한 수소생산 기술은 직접 광분해(direct bio-photolysis) 기술과 간접 광분해(indirect bio-photolysis) 기술로 나눌 수 있다(신종환, 박태현, 2006, 박진남 외, 2018).

가. 광합성에 의한 수소생산 기술

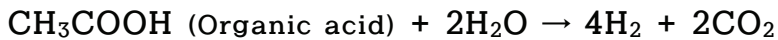
우선 직접 광분해 기술은 녹조류(Green algae) 등을 활용하여 물과 태양빛의 광합성으로부터 수소를 생산하는 기술로서 수소 생산을 증진시키기 위해 일부 수소화 효소가 투입되며, 다음과 같은 반응식에 기초한다(신종환, 박태현, 2006, 박진남 외, 2018).



반면 간접 광분해 기술은 Cyanobacteria (blue green algae) 등을 활용하여 태양빛의 광합성으로부터 물을 분해하고, 동시에 CO₂를 고정하여 고분자 저장물질(Cell material)로 합성하고, 질소고정화 효소인 nitrogenase를 투입, 발효(혐기발효 또는 광합성 발효)에 의해 수소를 생산하는 기술로서, 이는 다음과 같은 반응식에 기초한다(신종환·박태현, 2006, 박진남 외, 2018).

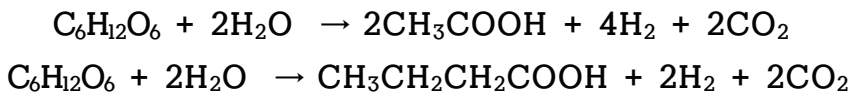


이러한 간접 광분해 공정에는 광합성 박테리아 (Photosynthetic bacteria)를 통해 유기성 폐기물 속 유기산을 광합성 발효(또는 광 발효(photo-fermentation))가 포함되는데, 보통 다음과 같은 반응식에 기초한다(박진남 외, 2018).



나. 광합성에 의존하지 않는 수소생산 기술

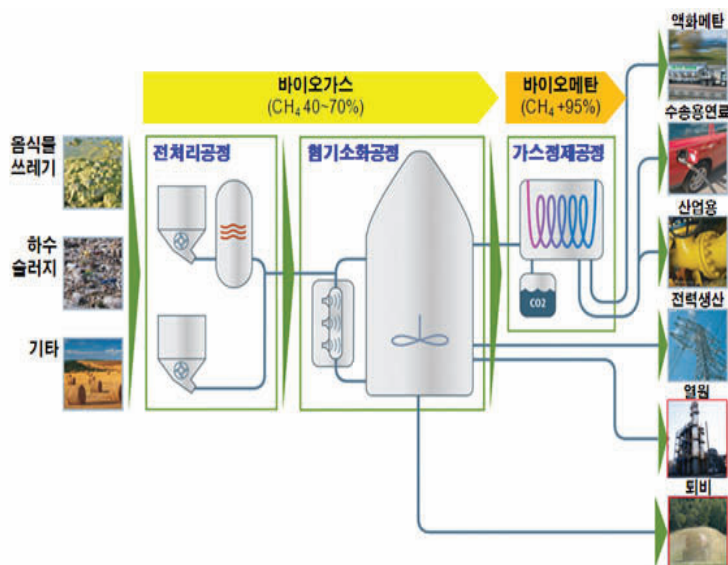
한편 광합성에 의존하지 않는 수소생산 기술에는 주로 혐기성 발효에 의한 수소 생산(또는 혐기소화공정), 다시 말해 빛이 없는 조건에서 유기물을 분해하는 암발효(dark fermentation) 기술이 있다(박진남 외, 2018). 보통 암발효 기술은 광합성에 의한 수소 생산 기술과 비교하여 높은 미생물 성장속도, 빛 없이 수소 생산이 가능한 점, 폐수 자원 이용 가능성 등이 장점이 될 수 있지만, 낮은 수소 생산 수율과 함께 이산화탄소 배출이 단점이라 할 수 있다(박진남 외, 2018). 이 기술은 보통 다음과 같은 반응식에 기초한다(박진남 외, 2018).



특히 이 기술은 현재 하수 슬러지, 음식물 폐기물 등 유기성 폐기물에 적용, 바이오가스를 생산한 후, 바이오가스 성분 중 메탄을 활용하여 수증기 메탄 개질(SMR) 공정을 통해 수소를 생산할 수 있다는 점에 주목을 받고 있으며(미래창조과학부, 2016; 김재경, 2019a),

이미 일정 정도 상용화 전 단계까지 도달한 것으로 평가되고 있다 (박진남 외 2018).

[그림 3-10] 유기성 폐기물을 활용한 수소 생산 공정 개념도

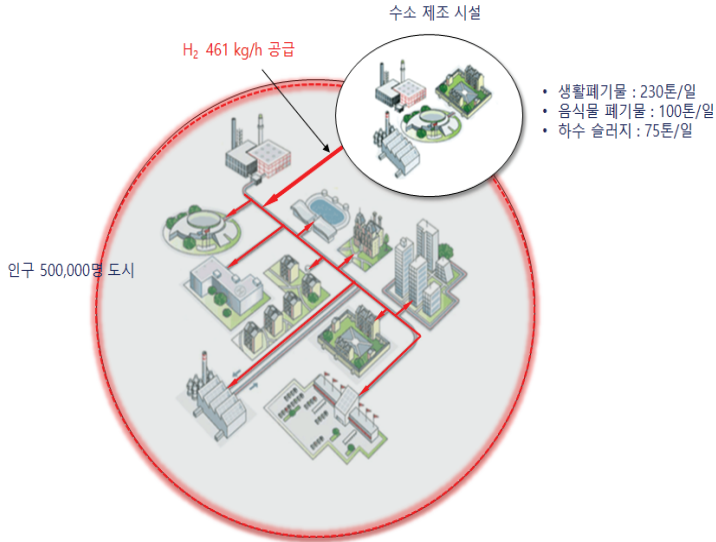


자료: 김재경 (2019)

다만, 바이오가스에는 메탄, 수소, 일산화탄소, 이산화탄소 등이 혼합되어 있어 실제 상용화에 요구되는 고순도 수소를 얻기 위해서는 추가적인 공정에 대한 기술 개발⁸⁾이 필요한 것으로 평가되고 있다 (김재경, 2019a).

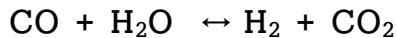
8) 현재 이와 관련하여 에너지기술연구원 등에서 생활폐기물, 하수슬러지로 합성가스 생산 관련 연구가 수행되고 있다(김재경, 2019a).

[그림 3-11] 생활폐기물을 활용한 수소 생산 공정 개념도



자료: 김재경 (2019a)

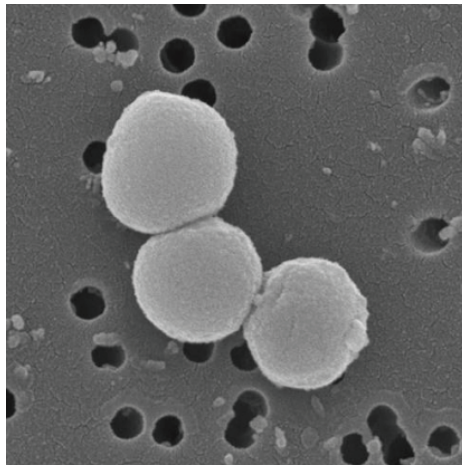
이 밖에도 NA1이나 *Rhodospirillum rubrum* 등의 미생물을 활용하여 일산화탄소(CO)를 수소로 전환하는 생물학적 수성가스치환 기술도 개발되고 있다(Abdalla, *et al.*, 2018; 박진남 외 2018).



이러한 수성가스치환 기술 중에서 국내에서는 해양 미생물, 특히 NA1을 이용한 원천 기술이 확보된 상태이다. 2002년 해양과학기술원의 해양 탐사선 온누리호에 의해 서태평양 파푸아뉴기니 해역 심해열수구(수심 1,650m)에서 “써모코크스 온누리스 NA1 (*Thermococcus onnurineus* NA1)” 분리에 성공하였으며, 이렇게 분리된 야생형 NA1균주의 유전자

조작 통해, 2008년 100배 이상 수소생산성 향상하여 현존 미생물 중 최대의 수소화 효소를 보유(8종)한 NA1균주를 개발, 국제특허를 취득한 바 있다(김재경, 2019a; 한국해양수산부 공식 블로그).

[그림 3-12] 씨모코크스 온누리스 NA1



자료: 박관희 (2017, 검색일: 2019.1.22.; 해양과학기술개발원 제공 사진)

또한 2017년 당진 제철소 부생가스를 원료물질로 활용하여 해양 열수구 유래 NA1을 이용한 바이오 수소 실증시설 구축 및 연속생산 실증에 성공하였다(김재경, 2019a; 한국해양수산부 공식 블로그). 또한 2019년 서부발전 태안화력발전소 내에서 생산된 합성가스를 이용하여 500 Nm³/h 규모의 실증공장을 구축, 2019년부터 실증 설비 가동이 예정되어 있다(박진남 외, 2019; 한국해양수산부 공식 블로그).

[그림 3-13] NA1을 이용한 바이오 수소 생산 시설 개념도



자료: 김재경 (2019a), 한국해양수산부 공식 블로그(검색일: 2019.2.1.)

4. 광화학적 수소 생산방식

광화학적 수소생산 방식은 크게 수분해 광촉매를 이용한 수소생산 기술과 광전기화학전지(Photoelectrochemical Cell) 수소생산 기술로 대별된다(박진남 외, 2018).

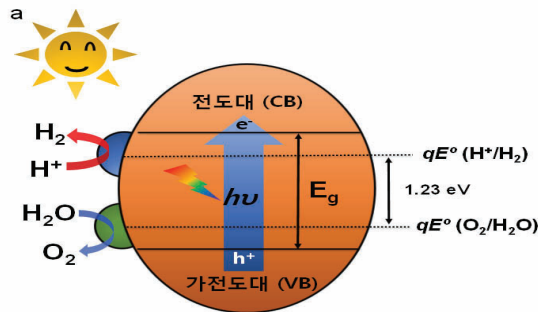
가. 수분해 광촉매를 이용한 수소생산 기술

우선 수분해 광촉매를 이용한 수소생산 기술은 빛을 받을 경우 산화, 환원반응을 유발하는 촉매(수분해 광촉매)를 활용하여 물을 전기 분해하여 수소를 생산하는 기술이다(박진남 외, 2018). 수전해 광촉매가 밴드 갭(band gap)⁹⁾ 이상의 빛 에너지¹⁰⁾를 받게 되면 전자가 반도체의

9) 두 원자가 궤도가 겹쳐질만큼 가까워져 고체를 형성하는 경우, 두 원자 사이의 전기음성도(원자가 결합에 관여하고 있는 전자를 끌어당기는 정도)가 유사하다면 공유결합을 통해 비금속 고체를 형성되는데, 이러한 고체에서는 원자의 에너지 준위가 나누어져서 수많은 전자를 받을 수 있는 에너지 준위가 형성되고, 이 에너지 준위 간의 에너지 차이가 매우 적어서 마치 연속된 에너지 값을 가지는 것과 같은 밴드(band) 모양이 되게 된다. 이러한 에너지 밴드 내에는 에너지 밴드를 분리,

가전자대에서 전도대로 이동하게 되면서 가전자대에서는 수소이온(H^+)이 생성되고, 전도대에서는 전자(e^-)가 생성되어 반도체의 표면으로 이동하게 된다(박진남 외, 2018). 이때 이동한 전자는 물을 환원시켜 수소(H_2)를 생성하며, 이동된 정공에 의해 물이 산화되어 산소(O_2)가 생성된다(박진남 외, 2018).

[그림 3-14] 수분해 광촉매 작동원리 모식도



자료: 박진남 외(2018)

전자가 존재할 수 없는 금지 영역이 존재하는데, 이를 밴드 갭(band gap) 혹은 금지 에너지 밴드(forbidden energy band)이라 한다.

(<https://terms.naver.com/entry.nhn?docId=2847175&cid=40942&categoryId=32384> (검색일 219.2.2.))

- 10) 반도체가 물 분해 반응을 유도하기 위해서는 열역학적으로 전자와 정공 한 쌍당 1.23 eV 이상의 빛에너지 흡수가 필요하나, 실제로는 추가적인 과전압이 필요하므로 최소 1.6 eV 이상의 밴드 갭만이 필요하다(박진남 외 2018).
- 11) 반도체와 부도체는 밴드 갭을 중심으로 에너지 밴드 위쪽 영역이 전도대(conduction band), 아래쪽 영역이 가전자대가 된다. 가전자대는 절대 0도에서 전자가 정상적으로 존재하는 가장 높은 전자 에너지 준위로, 연속적인 에너지를 가지는 전자들이 모원자 주위에 구속된 채 다른 곳으로 이동하지 않는다. 전도대의 경우 가전자대와 반대로 가장 낮은 에너지 준위로 연속적인 에너지를 가진 전자들이 원자들의 주변 사이를 자유롭게 이동할 수 있는 영역이다.

(<https://terms.naver.com/entry.nhn?docId=2847175&cid=40942&categoryId=32384> (검색일 219.2.2.))

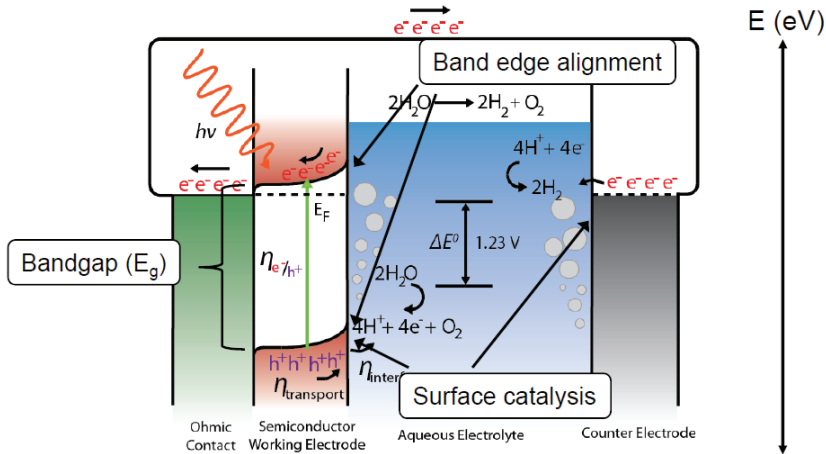
이 같은 수분해 광촉매를 이용한 수소생산 기술은 물에 입자(powder) 형태의 광촉매를 분산시키고 빛을 비추기만 하면 수소와 산소가 발생하므로 시스템이 매우 간단하고 저렴하다는 장점이 있는 반면에, 생성물의 분리가 힘들어 추가적인 분리공정이 필요하며, 적합한 전도대와 가전도대를 가지는 물질은 띠 간격이 너무 커 가시광 흡수에 매우 불리하므로 수소생산 효율이 낮다는 단점도 또한 지니고 있다(박진남 외, 2018). 이 같은 수분해 광촉매 기술은 주로 단일 또는 두 가지의 광흡수물질을 이용한 태양광 수분해 광촉매 기술을 중심으로 일본과 중국 등에서 연구 개발이 이루어지고 있지만, 아직 실증내지 상용화 단계에는 도달하지 못한 것으로 평가된다(박진남 외, 2018).

나. 광전기화학전지 수소생산 기술

광전기화학전지(Photoelectrochemical Cell)는 반도체 광전극을 주소재로 사용하며, 광자에 의해 생성된 전자-정공이 전기 생산을 유도하는 동시에 물의 산화환원반응도 함께 유도함으로써, 수소를 생산할 수 있는 기술이다(신소재경제, 2018).

광전기화학전지는 보통 반도체 광전극인 작동전극과 상대전극 그리고 기준전극과 전해질로 구성된다. 여기에 반도체 소재로 구성된 광전극에 띠 간격 이상의 에너지를 가지는 광자가 입사되면, 광전기 효과에 의해 반도체 내에 전자-정공이 생성되며, 이 전자-정공 쌍은 반도체와 전해질 계면의 띠 굽음 현상에 의해 분리되는데, 이때 분리된 정공 계면에서 물을 산화시켜 양성자 이온과 산소를 발생시키며, 또한 분리된 전자가 외부회로를 통해 상대전극으로 이동하여 전해질을 통해 이동한 양성자 이온을 계면에서 환원시켜 수소를 발생시키게 된다(박진남 외, 2018).

[그림 3-15] 광전기화학전지의 구성 및 광전극의 띠 구조



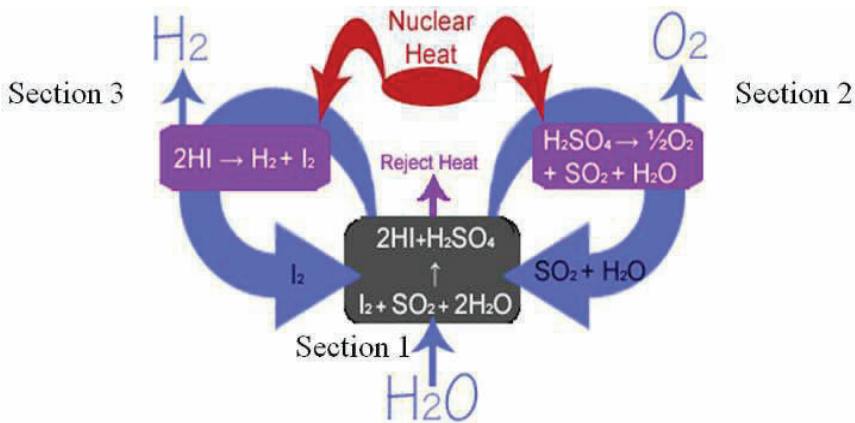
자료: 박진남 외 (2018)

광전기화학전지를 활용한 수소생산은 입자형태인 광촉매와는 다르게 수소발생 전극과 산소발생 전극이 분리되어 있어, 수소와 산소를 따로 분리할 필요가 없으며, 정공과 전자를 분리해주는 시스템이기 때문에 근본적으로 효율이 입자 형태의 광촉매에 비해 높다는 장점을 지니고 있다(박진남 외, 2018). 그러나 수소 생산효율이 재생에너지(특히 태양광) 연계 수전해 시스템보다는 아직 현재까지는 낮아(박진남 외, 2018), 생산효율 향상을 위한 기술 개발이 요구된다. 이로 인해 아직 실험실 규모에서 연구개발 수준이며, 향후 대량 생산을 위한 추가적인 개발이 필요한 것으로 평가되고 있다(박진남 외 2018).

5. 원자력 기반 수소 생산방식(열화학 사이클 기반 수소 생산 방식)

원자력 기반 수소 생산방식은 원자로에서 발생하는 고온을 이용하
 되, 1,000 ℃ 정도의 고온에서 일어나는 여러 가지 화학반응이 순환되
 도록 하여 결과적으로는 물이 수소와 산소로 분해되게 하는 기술이라
 할 수 있다(박진남 외, 2018). 특히 고온 활용 수소생산 기술로는 S-I
 (황-요오드) 열화학사이클이 대표적이며, 원자력 외에 고온 태양열을
 열원으로 사용할 수도 있다(Kim *et al.*, 2016).

[그림 3-16] S-I(황-요오드) 열화학사이클 참여물질 흐름도



자료: 특허청 (2012)

이러한 S-I(황-요오드) 열화학사이클을 활용하기 위해서는 기존의 경
 수형 원자로는 활용이 어려운 관계로 원자력 헬륨을 냉각제로 사용하
 는 초고온가스로(Very High Temperature Reactor: VHTR)형 4세대 원
 자로 개발이 요구된다(박진남 외, 2018). 그리고 이를 위한 연구개발이
 미국, 일본, 유럽, 캐나다 등을 중심으로 지속되고 있다.

가령 미국의 General Atomics, Sandia National Lab.과 프랑스 CEA, 일본의 JAEA가 VHTR과 연계한 S-I 공정 수소생산 연구를 진행하였으며, 캐나다는 CANDU 초임계수 반응기와 연계한 Cu-Cl 공정 개발 중이다(박진남 외, 2018). 또한 일본은 200 L/h급 가압수소생산을 실증하였으며 2025년까지 고온가스로와 연계한 수소생산 실증 계획 중이며, 중국은 100L/h급 상압수소 생산 실증을 하였으며 가압 수소생산 실증 설비 구축 중이다(박진남 외, 2018).

현재 국내에서는 초고온원자로(VHTR) 관련 연구는 한국원자력연구원¹²⁾에서 계속 진행하고 있으며, 특히 GIF 국제공동연구 및 국제협력 고온가스로 실증사업 등 참여함으로써 공동 기술개발을 지속하고 있다(박진남 외, 2018). 그러나 이에 반해서 원자력 기반 수소 생산기술의 가능성에도 불구하고, 그 동안 투자와 관심 부족으로 국내에서는 관련 연구가 일부 정체된 상태¹²⁾로서 아직 개발 중기단계 수준에 머물러 있는 것이 또한 현실이다. 향후 개발단계를 넘어 상용화 단계까지 끌어올리기 위해서는 상당한 시간과 자원 투자가 필요하다고 평가된다.

6. 수소 결합 화합물 분해를 통한 수소 생산방식

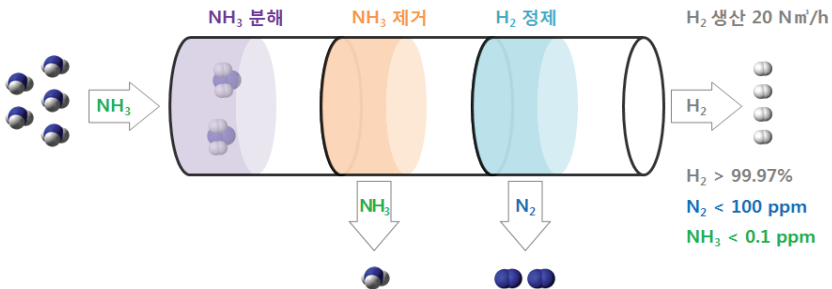
수소 결합 화합물 분해를 통한 수소생산 방식은 수소가 결합된 화합물을 분해함으로써 수소를 생산하는 기술로서, 이때 활용되는 대표적인 화합물로는 암모니아(NH₃)나 액체유기수소화합물(Liquid Organic Hydrogen Carrier: LOHC) 등이 있다(박진남 외, 2018).

12) 한국에너지기술연구원-한국과학기술연구원-RIST에서 진행하던 50 L/h급 열화학 사이클 연구는 연구비 부족으로 중단된 상태이다(박진남 외, 2018).

가. 암모니아 분해를 통한 수소 생산방식

암모니아(NH_3)는 질소에 3개의 수소 원자가 결합된 혼합물로서 주로 비료의 생산원료로 전 세계적으로 가장 많이 합성되는 물질 중 하나로서, 생산, 저장, 이송 기술이 이미 개발되어 국제적인 교역 품목 중 하나이기도 하다. 이로 인해 최근에는 수소의 대량 저장 및 이송을 위한 수소의 대용품으로서 암모니아를 활용하는 논의나 기술 개발이 한창이며, 이로 인해 암모니아를 ‘凡(범)수소’로 간주해야 한다는 주장도 심심치 않게 제기되고 있다.

[그림 3-17] 암모니아 분해를 통한 수소 생산 개념도



자료: 박진남 외(2018)

이러한 암모니아를 분해하게 되면 질소와 수소만 생성되며, 이산화탄소 등 온실가스 배출이 없다는 장점이 있다. 이로 인해 만일 암모니아를 합성하는 공정에서 태양광이나 풍력 등 재생에너지를 활용하여 생산, 이를 다시 분해하여 수소를 생산할 경우에는 이산화탄소 배출 문제가 전혀 없는 사실상 완전한 CO₂-free 수소가 될 수 있다(박진남 외, 2018).

[그림 3-18] 암모니아 개질기(MV사 DNH3)



자료: www.italimpianti.it/en/ammonia-cracker-dnh/(검색일: 2019.2.2.)

주로 산업용 수소나 질소를 생산하기 위해 수행되어 온 암모니아 분해는 니켈촉매를 활용하여 고온에서 수행되어 왔다(박진남 외, 2018). 그러나 니켈촉매를 활용할 경우 생산된 수소의 순도가 낮아, 상대적으로 고순도 수소를 효율적으로 생산하기 위한 기술 개발이 니켈촉매를 대체할 루테튬계열의 촉매나 금속아마이드계 촉매 등 대체 촉매 개발이 국내외적으로 한창 진행 중에 있다(박진남 외, 2019). 이와 함께 생산된 수소의 순도를 높이기 위한 수소분리의 방법으로 주로 흡/탈착 공정이 연구되고 있으며, 분리막도 활용하는 연구도 진행되고 있다(박진남 외, 2019).

특히 국내에서는 KIST와 원익머티리얼스가 기초연구로 암모니아 개질 및 연료전지 연계 통합 시스템에 대한 1kW급 실증을 한국에너지기술평가원을 통해 진행하여 2017년에 완료한 바 있다. 또한 이러한 기초연구를 바탕으로 핵심기술개발로서 2021년까지 CES엔지니어링-현대

자동차-젠스에너지엔지니어링-한국에너지기술연구원-한국과학기술연구원 등이 공동으로 20Nm³/h급 암모니아 개질 수소제조 시스템 개발을 진행하고 있다.

나. 액체유기수소화합물(LOHC) 분해를 통한 수소생산 방식

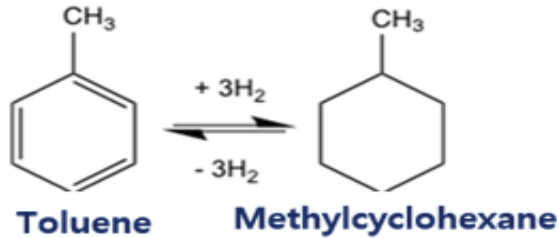
앞서 살펴본 암모니아 분해를 통한 수소 생산방식과 유사하게 수소가 결합되어 있는 액체상태의 유기화합물, 즉 액체유기수소화합물(Liquid Organic Hydrogen Carrier: LOHC)을 분해하여 수소를 생산할 수 있다. 이러한 액체유기수소화합물로 활용되는 액체 유기용매로서, 메틸사이클로헥산(Methylcyclohexane: MCH), 열매체유(heating medium oil)¹³⁾ 등이 사용되고 있다(박진남 외, 2018).

액체유기수소화합물(LOHC) 분해를 통한 수소 생산은 메틸사이클로헥산(MCH) 등 액체유기수소화합물(유기용매)에서 수소를 분리 추출하게 되며, 사용한 유기용매(가령 톨루엔(Toluene))에 다시 수소화 반응을 통해 수소를 첨부하면 다시 액체유기수소화합물이 되기 때문에, 수소를 저장 및 이송하는 매개체로 활용할 수 있다는 장점이 있다(박진남 외, 2018).

13) 열매체유(heating medium oil)란 화학장치를 일정한 조작온도로 유지하기 위하여 가열이나 제열 등의 전열에 이용하는 합성기름을 의미한다.

(출처: <https://terms.naver.com/entry.nhn?docId=2063841&cid=50305&categoryId=50305>
(검색일: 2019.1.31.))

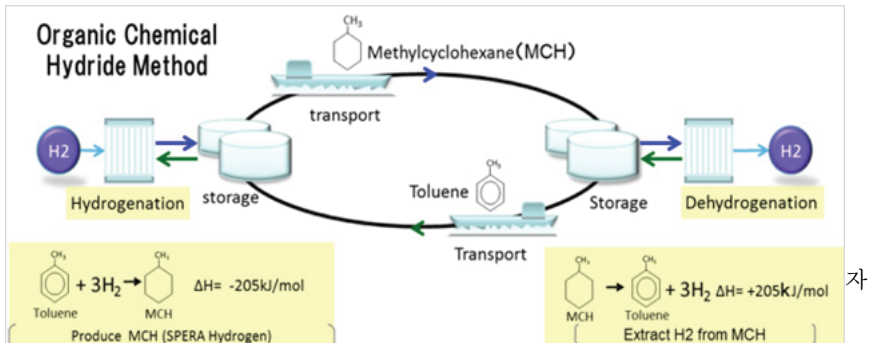
[그림 3-19] MCH과 톨루엔간 상호 전환 화학반응



자료: 박진남 외(2018)

이러한 장점을 살려 일본의 경우 메틸사이클로헥산(MCH)-톨루엔 상호 전환 사이클을 활용하여 대규모로 수소를 저장, 이송하는 기술을 개발, 실증을 진행 중에 있다(박진남 외, 2018).

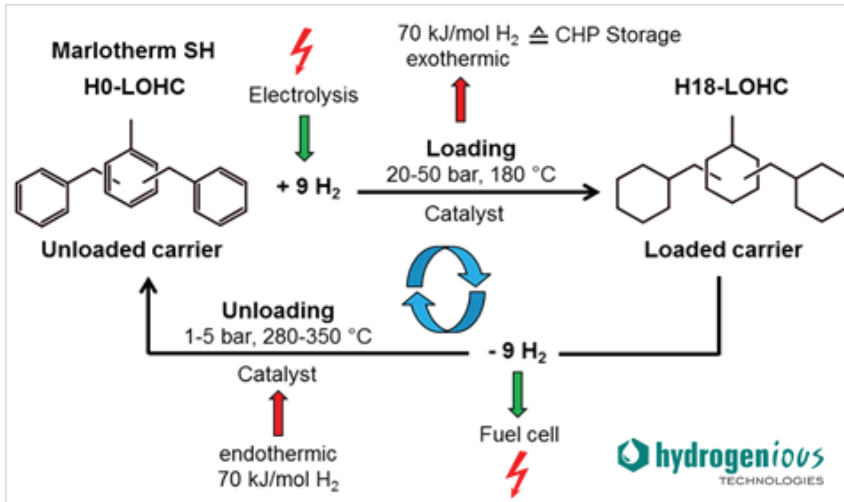
[그림 3-20] 일본의 MCH-톨루엔 전환 사이클 활용 수소 저장, 이송 계획



료: www.greencarcongress.com/2017/07/20170728-ahead.html (검색일: 2018.12.3.)

비슷하게 EU의 경우 MCH를 대신해 열매체유를 활용하여 풍부한 재생에너지 전기로 생산된 수전해 수소를 저장, 이송한 후 탈수소화 공정을 통해 수소를 활용하는 연구 개발이 진행 중이다(박진남 외, 2018).

[그림 3-21] EU의 열매체유 활용 수소 저장, 이송 계획



자료: www.hydrogenious.net/index.php/en/hydrogen-2-2/9 (검색일: 2018.12.3.)

국내에서는 한국가스공사가 상대적으로 최근인 2017년부터 CBN (Carbon Boron Nitrogen)계 유기용매를 개발하는 연구를 시작하여, 현재 진행 중인 것으로 알려져 있다(박진남 외, 2018).

제4장 친환경 CO₂-free 수소생산 활성화를 위한 정책제언

1. 친환경 CO₂-free 수소 인증제도 도입

가. 친환경 CO₂-free 수소 생산방식의 획정(劃定)

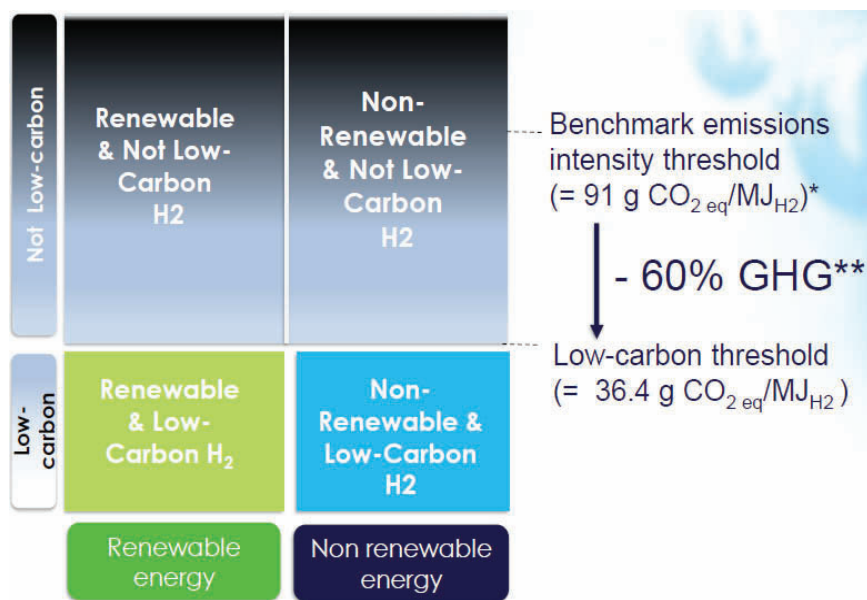
전장에서는 부생수소나 천연가스 추출수소 이외의 수소 생산방식의 현황을 살펴보았다. 물론 살펴 본 모든 생산방식이 CO₂-free 수소 생산 방식이라 단언하기 어려우며, 특히 본 연구가 모색하고자 하는 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대를 위한 중장기적인 정책의 대상이 될 수도 없다. 이로 인해 결국 다양한 수소 생산방식 중에 친환경 CO₂-free 수소 생산방식이 무엇인지를 ‘劃定(획정)’하는 작업이 필요하다.

사실 정부의 「수소경제 활성화 로드맵」은 CO₂-free (그린) 수소 생산방식을 “재생에너지 생산 수소(P2G), 해외 수입 등 온실가스 미배출 수소”로 단순히 간주하고 있지만(산업통상자원부, 2019), 실제 CO₂-free 그린 수소 생산방식이 무엇인지, 어떤 기준으로 획정할지에 대해서는 규정하고 있지 않다. 이로 인해 실제 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대를 위한 정책 설계를 위해서는 친환경 CO₂-free 수소 생산방식을 구체적인 기준을 바탕으로 획정하는 작업이 추가적으로 요구된다.

이를 감안하여 본 연구는 친환경 CO₂-free 수소 생산방식 획정 기준과 관련해서 유럽연합(EU)에서 추진하고 있는 그린수소 인증제도(CertifHy Guarantee of Origin(GO)), 보다 정확하게는 그린수소 원산지 표시제도에서 활용하고 있는 “CertifHy 프리미엄 수소”의 획정방식을 참고하고자 한다.

현행 EU 그린수소 인증제에서 활용되고 있는 “CertifHy 프리미엄 수소”의 인정기준은 다음과 같다. 먼저 특정 수소생산방식에 대해 수소의 원료 생산과정까지를 포함하여 수소 생산의 전과정(lifecycle)에서 발생하는 온실가스 배출계수($\text{g CO}_2 \text{ eq./MJ}_{\text{H}_2}$: 수소 단위열량(MJ)당 $\text{CO}_2 \text{ eq.}$ 의 g)를 산정한다(CertifHy, 2016a; CertifHy, 2016b).

[그림 4-1] EU CertifHy 프리미엄 수소 인증기준



자료: CertifHy (2016b)

그리고 수소 생산방식 중 천연가스(메탄) 수소 추출방식, 특히 탄소 포집 및 저장(Carbon Capture and Storage: CCS) 설비가 추가되지 않은 중앙 집중형(보통 대규모) 천연가스 추출방식의 EU내 평균 온실가스 배출계수인 $91 \text{ g CO}_2 \text{ eq./MJ}_{\text{H}_2}$ 를 기준 배출계수로 설정, 평균 배출

계수가 기준 배출계수의 60%(즉, 36.4 gCO_{2eq}/MJ_{H2}) 이하인 수소 생산 방식에 대해 “CertifHy 프리미엄 수소”로 인정하게 된다(CertifHy, 2016a; CertifHy, 2016b). 그리고 이때 CertifHy 프리미엄 수소 인증은 다음과 같이 두 가지로 차등을 두어 부여하게 된다.

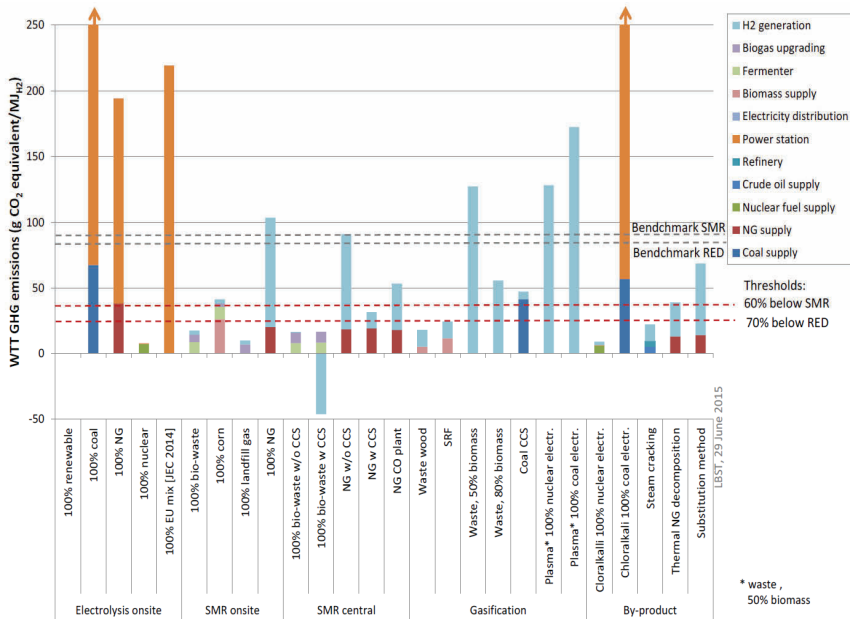
먼저 그린수소 인증(CertifHy Green Hydrogen)이 있는데, 이는 수소 생산에 투입된 에너지가 전적으로 재생에너지(예: 바이오, 수력, 풍력, 태양광 등)인 경우에 한해서 부여된다(CertifHy, 2016a; CertifHy, 2016b). 만일 수소 생산에 투입된 에너지원이 재생에너지 이외의 에너지를 활용하였다면, 에너지 믹스 중 재생에너지의 비중을 적용하여 생산된 수소 중 해당 비중에 해당하는 분량에 한해 그린수소 인증을 부여하게 된다(CertifHy, 2016a; CertifHy, 2016b).

두 번째로 저탄소 수소 인증(CertifHy Low Carbon Hydrogen)이 부여되는데, 이는 재생에너지 이외의 저탄소 에너지(예: 원자력, 탄소포집 및 저장장치를 설치하여 사용하는 화석연료)로 생산된 수소에 부여된다(CertifHy, 2016a; CertifHy, 2016b). 단, 저탄소 에너지를 투입하여 수소를 생산하는 경우, 앞서 언급한 바와 같이 평균 온실가스 배출계수가 기준 배출계수의 60%(즉, 36.4 gCO_{2eq}/MJ_{H2})이하로 유지¹⁴⁾된 경우에 한해서 저탄소 수소로 인증을 부여하게 된다(CertifHy, 2016a; CertifHy, 2016b).

한편 이러한 현행 EU 그린수소 인증제의 CertifHy 프리미엄 수소의 인정기준에 따라 프리미엄 수소(그린수소 및 저탄소 수소)로 인증 받을 수 있는 생산방식은 다음과 같다(CertifHy, 2016a; CertifHy, 2016b).

14) 평균 온실가스 배출계수가 기준 배출계수의 60%(즉, 36.4 gCO_{2eq}/MJ_{H2})이하로 유지된 경우라도, 배출계수가 인증 심사기간 또는 인증 심사이전 12개월간 기본 배출계수(91gCO_{2eq}/MJ_{H2})을 초과하는 기간이 존재해서는 안된다(CertifHy, 2016a).

[그림 4-2] 수소 생산방식별 전과정 온실가스 배출계수 비교(EU 기준)



자료: CertifHy (2016b)

- (1) 100% 재생에너지 연계 수전해 또는 100% 원자력 기반 수소 생산방식
- (2) 100% 유기성 폐기물 또는 100% 매립 가스를 활용한 추출수소 방식
- (3) 폐목재 또는 SRF(단별기 임업) 가스화한 가스를 활용한 추출수소 방식
- (4) 탄소 포집 및 저장(CCS) 설비를 추가한 천연가스 추출수소 방식

이 중 (1)의 재생에너지 연계 수전해는 그린수소 인증을, (1)의 원자력 기반 수소와 (2), (3), (4)는 저탄소 수소 인증을 받을 수 있다.

물론 프리미엄 수소(그린수소 및 저탄소 수소)로 인증 받을 수 있는

생산방식을 정하는 전과정 온실가스 배출계수 자체는 EU의 기준으로 산정된 결과로서 국내 상황과는 차이가 있을 수 있다. 이 차이를 극복하는 차원에서 국내에서도 수소 생산방식별 전과정 온실가스 배출 분석이 필요하다.

그러나 이러한 차이에도 불구하고, EU 그린수소 인증제에서 활용되고 있는 CertifHy 프리미엄 수소의 인정기준은 국내 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대와 관련하여 다음과 같은 시사점을 제공한다.

먼저 수소생산의 전과정적 차원에서 온실가스가 전혀 배출되지 않는, 다시 말해 ‘完全(완전)’한 CO₂-free 수소 생산방식은 광화학적 생산방식과 같이 아직 연구개발 단계에 머물러 있는 생산방식을 제외할 경우, 적어도 현재까지는 재생에너지 발전의 전기를 활용한 수전해 수소 생산방식이 유일하다. 사실 폐목재나 유기성 폐기물 등 바이오매스를 활용한 수소 생산방식은 바이오매스를 형성하는 단계에서 대기 중에 탄소가 고정되었다는 측면에서 탄소 중립적인 방식이라 볼 수 있지만, 그 자체로 CO₂-free 수소 생산방식이라고 할 수는 없다.

그러나 이처럼 완전한 CO₂-free 수소 생산방식이 재생에너지 연계 수전해 수소 생산방식임에도 불구하고, EU CertifHy 프리미엄 수소 인증기준은 이외에도 원자력 기반 수소생산 방식이나 CCS 설비가 추가된 천연가스 추출수소 등 현실적으로 활용 가능한 저탄소 수소 생산방식의 중요성도 인식하여, 이를 확대하는 정책 방향에 대해서도 인정했다. 현실적으로 경제성 등을 감안하여 단기적으로 확대하는데 장애가 있는 재생에너지 연계 수전해 수소생산 방식만을 고집하기보다는, 수소 생산과정에서 발생하는 온실가스를 줄이는데 비용 효과적인 다양한 방식들도 함께 지원하는 체계를 구축했다고 볼 수 있다.

이는 국내에서도 수소경제 이행을 추진함에 있어서 중요한 시사점이 될 수 있다고 사료된다. 앞서 언급한 바와 같이 현재 「수소경제 활성화 로드맵」은 CO₂-free (그린)수소 생산방식을 재생에너지 연계 수전해 생산 방식과 해외 수소도입 만으로 한정하였다. 이 중 해외 수소도입은 온실가스 문제를 해외에서 해결하고 국내로 도입함으로써, 적어도 국내에서는 CO₂-free 수소로 공급, 유통될 수 있지만, 이는 어디까지나 시장에 부족한 CO₂-free 수소를 별충, 공급하는 수단으로서 간주될 수는 있어도 국내에서 자체 생산되는 CO₂-free 수소 생산수단은 될 수 없다. 다시 말해 CO₂-free 수소 공급 확대에는 기여할 수 있을지언정 CO₂-free 수소 생산 확대와는 무관하다. 이로 인해 적어도 현재까지는 정부가 국내 자체 생산 확대의 대상으로 인식하고 있는 수소 생산방식은 재생에너지 연계 수전해 생산방식에 한정되어 있으며, 정책방향 역시 이에 맞추어져 있다.

그러나 EU CertifHy 프리미엄 수소 인증기준 사례에서 확인할 수 있듯이 현실적으로 비용 효과적으로 수소 생산과정에서 온실가스를 줄이는 대책은 재생에너지 연계 수소 생산과 별도로 원자력 기반 수소생산방식이나 CCS 설비가 추가된 천연가스 추출수소 등 현실적으로 활용 가능한 저탄소 수소의 생산도 함께 육성 지원해주는 것이라 할 수 있다.

물론 장기적으로는 완전한 ‘完全(완전)’한 CO₂-free 수소 생산체계를 지향하는 것이 바람직하다. 이에 도달하는 이행 과정에서는 현실적인 장애요인을 감안하여 점진적으로 수소를 깨끗하게 만드는 방향으로 나아가는 것이 수소경제 이행 추진의 실현 가능성을 고양하는 방향이 될 수 있다.

나. 친환경 CO₂-free 수소 인증제도 도입

앞서 언급한 바와 같이 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대를 위한 중장기적인 정책을 고안하기 위해서는 선행적으로 친환경 CO₂-free 수소 생산방식이 무엇인지를 ‘劃定(획정)’하는 작업이 요구되며, EU의 CertifHy 프리미엄 수소의 인증기준은 좋은 벤치마킹 대상이 될 수 있을 것으로 사료된다.

그러나 앞서 살펴본 바와 같이 획정 기준을 적용하기 위해서는 실제 각 수소 생산기술, 보다 엄밀하게는 생산시설별로 전과정적인 온실가스 배출계수 측정 등 객관적이면서도 정량적인 지수 산정작업이 요구된다. 이 때문에 실제 정책적으로 활용하기 위해서는 ‘획정 기준’을 산정하고 인증해주는 제도 자체의 도입이 수반될 필요가 있다.

이를 위해 본 연구는 전 소절에서 제시한 바 있는 유럽연합(EU)에서 추진하고 있는 그린수소 인증제도(CertifHy Guarantee of Origin(GO)), 보다 정확하게는 그린수소 원산지 표시제도를 벤치마킹한 ‘친환경 CO₂-free 수소 인증제도’의 국내 도입을 제안하고자 한다.

현재 추진 중인 EU 그린수소 인증제도는 유럽 내 수소 소비자에게 이 용하고자 하는 수소의 CO₂-free라는 특정 속성(그린수소 또는 저탄소 수소) 등을 공적으로 보증, 표시해줌으로서(CertifHy, 2016a; CertifHy, 2016b), 소비자가 지닌 정보의 비대칭성을 완화하기 위한 일종의 정보제공(또는 신호보내기) 수단¹⁵⁾으로 도입이 추진되었다.

15) 소비자가 구매의사결정 과정에서 수소의 친환경성 등과 같이 상대적으로 쉽게 인지하기 어려운 속성들이 있다. 이 경우 해당 속성 정보는 소비자에 비해 판매자(또는 생산자)에게 편중되어 비대칭적으로 분포, 즉, 정보의 비대칭성이 발생한다. 이때 판매자(또는 생산자), 특히 시장에 평균 이상의 품질(친환경 수소 등)의 상품을 생산·판매하는 판매자의 경우 보증서, 가격, 광고, 브랜드(또는 명성) 등 다양한 채널을 통해 소비자에게 자신의 상품의 품질에 대한 신호 보내기

이를 위해 EU 그린수소 인증제도 도입 준비 차원의 프로젝트(CertifHy 1 프로젝트)가 유럽 집행위원회 (European Commission)와연료전지 및 수소 공동사업(Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking: FCH JU)의 지원으로, 벨기에 컨설팅 업체 Hincio SA 주도로 네덜란드 에너지 연구센터인 ECN, TÜV SÜD 및 독일 Ludwig Bölkow Systemtechnik GmbH 등으로 구성된 컨소시엄이 수행하여 2014년부터 2016년까지 이루어졌다(CertifHy, 2016b). 이 프로젝트에는 Air Liquide, Air Products, AkzoNobel, Areva H2Gen, BMW, Colruyt Group, EDF, Group Machiels, Hydrogenics, Linde, OMV, Shell, Total, Uniper 등 광범위한 주요 이해관계자들이 참여하였으며, 유럽 전역에서 공통된 그린수소의 개념을 개발하는 동시에, EU 전역에 구현할 수 있는 그린수소 인증제도 적용을 위한 로드맵도 개발되었다(CertifHy, 2016b).

이렇게 개발된 EU 그린수소 인증제도는 사실 수소 생산기술이 아닌 수소 생산시설(또는 공장)을 인증의 대상으로 삼고 있다(CertifHy, 2016a). 이로 인해 인증평가 대상 생산시설이 인증제도에서 요구되는 기준, 즉 CertifHy 프리미엄 수소의 인증기준에만 부합할 경우에는 어떤 생산기술이나 방식을 사용하던지 무관하게 인증서(CertifHy GO)가 발급된다. 한편 그린수소 인증서를 발급받기 원하는 수소 생산시설은 발급기관에서 요구하는 관련 정보들을 제공해야 하며, 해당 정보 중 일부는 발급기관을 통해 매달 또는 분기별로 주기적으로 수립, 관리하도록 하고 있다.

(signaling)를 시도한다. 이와 함께 정부 등 공공부문에서도 사회적으로 바람직한 속성(친환경성이나 저탄소성 등)의 생산을 유도하거나 보호가 요구되는 특정 판매자(또는 생산자)의 소득증진을 위해, 공익광고나 홍보 그리고 다양한 마크나 라벨 등을 통해 판매자의 신호 보내기를 직간접적으로 지원한다(김재경·김한호, 2010; 김재경, 2015).



〈표 4-1〉 그린수소 인증서 발급위한 주요 요구 정보

주요 요구 정보	단위
<ul style="list-style-type: none"> - 에너지원 <ul style="list-style-type: none"> o 재생에너지 전력 <ul style="list-style-type: none"> ▪ 풍력 에너지 전력 ▪ 태양 에너지 전력 ▪ 지열 에너지 전력 ▪ 해양 에너지 전력 ▪ 수력 에너지 전력 ▪ 바이오매스 전력 o 기존 에너지원 (석탄, 석유, 가스, 원자력 등) 기반의 전력 	MWh/year
<ul style="list-style-type: none"> - 수소 생산을 위한 총 에너지 투입량 중 재생에너지 점유율 (보조 에너지 소비 제외) 	%
<ul style="list-style-type: none"> - 원재료 공급원 <ul style="list-style-type: none"> o 지속가능한 액체 바이오매스 o 지속가능한 고체 바이오매스 o 지속가능한 바이오 메탄 o 지속가능한 바이오 매탄 o 폐기물 o 물 o 천연 가스 o 석유 o 석탄 o 이탄 o 지속 불가능한 바이오매스 o 기타 	Kg/year // Nm ³ /year
<ul style="list-style-type: none"> - 온실가스 밸런스 <ul style="list-style-type: none"> o 생산 기간 동안 생산된 총 수소의 온실가스 배출계수 o 저탄소 에너지원의 평균 온실가스 배출계수 o 재생에너지원의 평균 온실가스 배출계수 o 저탄소가 아닌 에너지원의 평균 온실가스 배출계수 	g CO ₂ eq /MJH ₂
<ul style="list-style-type: none"> - 주 또는 부산물 : <ul style="list-style-type: none"> o 주요 제품 o 부산물 <ul style="list-style-type: none"> ▪ 입력 에너지 점유율에 의한 온실가스 배출량 할당 	g CO ₂ eq /MJH ₂

자료: CertifHy (2016b)

한편 2016년 마련된 이 같은 EU 그린수소 인증제도의 실제 적용을 위해 2019년 현재 인증 시범 프로젝트가 유럽 전역에 위치한 4개의 수소 생산시설에 대해 진행 중이다(CertifHy 홈페이지¹⁶⁾).

〈표 4-2〉 인증 시범 프로젝트 대상 수소 생산시설 현황

시설 운영사	전경사진	주요 특징
Air Liquide (프랑스 산업가스사)		<ul style="list-style-type: none"> 수소 생산방식: SMR H₂ 생산 능력: ~ 4500 kg/h H₂ 활용: 정유 산업, 상업용 CO₂ 활용: 식품 산업, 수처리 PH제어, 온실
Akzo Novel (네덜란드 화학사)		<ul style="list-style-type: none"> 수소 생산방식: 부생수소(CA 공정) Chlor-Alkali plant, 200MW H₂ 생산 능력: 18 kt p.a. H₂ 활용: 에어 프로덕트 전달, 스팀 생성
Colruyt Group (벨기에 소매업)		<ul style="list-style-type: none"> 수소 생산방식 : PEM 수전해 H₂ 생산 능력: 8 kg/h I PEM (3 kg/h) + Alkaline (5 kg/h) 보관: 85 kg 연료 전지: 120 kW
Uniper (독일, 에너지저장업)		<ul style="list-style-type: none"> 수소 생산방식: 바이오가스 전기분해 등 H₂ 전기 분해 : H₂ 생산 능력: 32 kg/h 메탄화 : H₂ 이용률: 19 kg/h CO₂ (생물 기원) 이용률: 104 kg/h SNG1 생산 능력 : 41 kg/h

자료: CertifHy 홈페이지¹⁷⁾, 저자 정리 및 일부 수정

16) <https://www.certifhy.eu/> (검색일: 2019.1.24.)

17) <https://www.certifhy.eu/> (검색일: 2019.1.24.)

이외에도 2019년 2월 네덜란드 Air Products社가 로테르담 부생수소 생산시설(CA공정)에 EU 그린수소 인증 신청을 진행 중임을 밝힌 바 있다(Air Products, 2019). 해당 시설은 최근 완공된 Krammer 및 Bouwdokken 풍력 발전소에서 생산된 전기를 염수 분해공정(CA공정)에 사용, 부생수소를 생산하고 있다(Air Products, 2019). 특징적인 것은 이번 인증 신청에는 Air Products社의 부생수소 생산시설 외에도 해당 시설에서 생산된 수소를 사용하게 될 수송부문 협력사, 즉 독일의 수소충전소 운영사인 ‘H2 MOBLITY Deutschland’와 런던 지역 수소버스 운영사인 ‘Transport for London’도 함께 참여하였다는 점이다(Air Products, 2019). 향후 해당 시설이 EU 그린수소 인증을 받게 되면, 그린수소로 인증된 부생수소를 독일과 영국의 수소충전소에서 일반 이용자들에게 판매할 계획인 것으로 알려져 있다.

이와 같은 EU의 그린수소 인증제도 적용의 진행 추이를 면밀히 살펴보는 한편, 국내에 실정에 맞도록 조정하여 국내에 적용하는 방안이 필요할 것으로 보인다. 이에 대해 본 연구는 제안하는 바이다.

2. 재생에너지 연계 수전해 수소 대상 REC 상당액 보상

앞서 언급한 바와 같이 현재 수소생산의 전과정적 차원에서 온실가스가 전혀 배출되지 않는 사실상 유일한 수소 생산방식은 재생에너지 발전의 전기를 활용한 수전해 방식이다. 물론 현실적으로 경제성 등을 감안하여 단기적으로 확대하는데 장애가 있는 재생에너지 연계 수전해 수소생산 방식만을 고집하기 보다는, 수소 생산과정에서 발생하는 온실가스를 줄이는데 비용 효과적인 다양한 방식들도 함께 지원하여 나가는 것이 바람직할 수 있다. 그럼에도 불구하고 환경적 측면에서 수

소경제 이행 추진의 정당성은 친환경 CO₂-free 수소 공급 확대를 추진, 달성하겠다는 「수소경제 활성화 로드맵」의 약속이라는 점에서, 특히 재생에너지 연계 수전해 수소생산 확대를 위한 지원은 수소경제 이행 추진의 필요충분조건이라고 해도 과언이 아니다.

이로 인해 「수소경제 활성화 로드맵」은 재생에너지 연계 수전해 기술 개발의 지원 계획을 일부 포함하고 있다. 그러나 이것은 어디까지나 기술 개발, 나아가 실증 등을 지원하는 것이지 생산을 확대하는 지원책은 결단코 아니다. 추가적으로 재생에너지 연계 수전해 생산 확대를 위한 지원방안 마련이 필요하다.

특히 경제적 측면에서 재생에너지 연계 수전해 생산 확대를 위한 지원방안과 관련하여 최근 저명한 *Nature Energy*에 발표된 Glenk, and Reichelstein (2019)은 유의미한 시사점을 제공한다고 평가할 수 있다.

Glenk, and Reichelstein (2019)은 1kW급 재생에너지 발전설비에 k_h kW급 수전해 수소 생산장치를 함께 설치하는 안이 그냥 1kW급 재생에너지 발전설비만 설치하는 안에 비해 적어도 투자자 입장에서 선호되기 위해서는 다음 식(1)을 만족해야 한다고 설명한다.

$$NPV(1, k_h^*) > \max\{NPV(1, 0), 0\} \quad (1)$$

여기서 $NPV(1, k_h)$ 는 1kW급 재생에너지 발전설비에 k_h kW급 수전해 수소 생산장치를 함께 설치하는 안의 순현재가치(NPV)를, $NPV(k_e = 1, k_h = 0)$ 는 단순히 1kW급 재생에너지 발전설비만 설치하는 안을 의미한다. 결국 식(1)은 1kW급 재생에너지 발전설비에 k_h kW급 수전해 수소 생산장치를 함께 설치하는 안을 투자자 입장에서 선호하여 투자하기 위해서는 단순히 1kW급 재생에너지 발전설비만

설치하는 안보다 순현재가치로 평가한 장래 수익예측이 우월해야만 한다는 것이다.

그리고 Glenk, and Reichelstein (2019)은 한국과 같이 재생에너지 발전을 통해 생산된 전기(이하 재생에너지 전기)에 대해 신재생에너지 공급인증서 등 공적 지원 등을 통해 균등화발전원가(LCOE)를 초과하는 수준으로 보상이 이루어질 경우, 식(1)을 기초로 재생에너지 연계 수전해 수소 생산이 경제적 타당성을 갖는 필요충분조건을 다음과 같이 제시하였다.

$$CP_h > LFCH \quad (2)$$

여기서 $CP_h(t) \equiv \max\{CV_h - p_e(t), 0\}$ 로서, 생산된 수소의 kWh당 판매수익 $CV_h (= \eta(p_h - w_h))$ ¹⁸⁾이 kWh당 재생에너지 전기 판매내지 보상 가격(공적 지원 포함) p_e 을 초과하는 일종의 재생에너지 연계 수전해 수소 생산의 프리미엄이다. 그리고 $LFCH$ 는 수소 생산장치의 균등화고정비용(levelized fixed cost of hydrogen)이다. 결국 식(2)는 재생에너지 연계 수전해 수소 생산의 프리미엄(CP_h)이 적어도 수소 생산장치의 (균등화) 고정비용, 즉 수소 생산장치의 설치 제반비용을 초과해야만 투자의 타당성을 갖게 된다는 의미가 된다(Glenk, and Reichelstein, 2019).

그리고 식(2)를 수소판매가격 p_h 로 정리하면 다음과 같아지게 된다.

$$p_h > p_h^* = \left(w_h + \frac{LFCH}{\eta} \right) + \frac{p_e}{\eta} \quad (3)$$

18) p_h 는 kg당 수소판매가격을, w_h 은 kg당 수소생산의 가변비용을, 그리고 η 은 수전해 설비의 수소수율(kg/Kwh)을 의미한다(Glenk, and Reichelstein, 2019).

이때 식(3)의 p_h^* 가 바로 손익분기점이 되는 kg당 수소판매가격이 된다. 이러한 식(3)은 경제적 측면에서 재생에너지 연계 수전해 생산 확대를 위한 지원과 관련하여 매우 중요한 함의를 지고 있다. 바로 재생에너지 연계 수전해의 경제적 타당성을 결정하는 수소판매가격의 손익분기점이 단순히 수전해 수소생산의 kg당 총괄원가 $\left(w_h + \frac{LFCH}{\eta}\right)$ 로만 결정되는 것이 아니라, 일종의 기회비용이라 할 수 있는 재생에너지 전기의 kg당 판매내지 보상가격 $\left(\frac{p_e}{\eta}\right)$ 에 의해서 결정된다는 사실이다. 쉽게 말해 태양광, 풍력 등 재생에너지 발전설비에 직접 수전해 수소 생산 장치를 설치하여 수소를 생산한다고 해서, 재생에너지 전기의 기회비용을 무시하고 무상이라고 간주, 투자결정을 해서는 안 된다는 의미이다.

결국 이 같은 결과는 한국과 같이 재생에너지 전기에 대해 계통한계가격(SMP)와 함께 가중치 적용 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격까지 보상을 해주는 현재와 같은 재생에너지 확대 정책 기조 하에서는 수전해 수소 생산 확대가 어려울 수 있음을 의미한다. 더욱이 제3차 에너지기본계획을 통해 천명한 바와 같이 2040년 재생에너지 발전비중을 30~35%까지 확대하기 위해, 인센티브 제공 차원에서 재생에너지 전기에 대해 더 많은 보상이 이루어질 경우, 재생에너지 연계 수전해 수소생산의 손익분기점 상승으로 이어져, 수전해 수소 생산을 위축시킬 위험도 있다.

이를 해결하는 방안은 간명하다. 재생에너지 전기에 대한 공적 보조, 즉 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격 수준만큼을 수소 kg당으로 환산하여, 재생에너지 연계 수전해 수소를 구매할 경우 해당 금액을 보상해주는 방식이 있다. 특히 본 연구는 앞서 제시한 친환경 CO₂-free 수소 인증제도와 연동하여, 그린수소로 인증된 수소(특히 재생에너지 연

계 수전해 수소)는 판매가격에서 kg당 평균적인 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격 수준의 금액을 구매자에게 보상해주는 방안을 제안하고자 한다. 구체적인 보상제도의 설계, 가령 보상금액 설정이나 조건, 보상금액의 재원부담 귀착문제 등에 대해서는 면밀하면서도 심도 있는 추가적인 연구가 필요할 것으로 사료된다. 이에 대해서도 제안한다.

3. 친환경 CO₂-free 수소 인증제 연계 발전용 연료전지 REC 가중치 조정

앞서 언급한 바와 같이 현재 「수소경제 활성화 로드맵」에는 부문별 특성을 반영한 조달계획, 특히 수소 생산방식의 믹스(포트폴리오)에 대한 목표나 계획이 포함되어 있지 않다. 이러한 문제는 특히 발전용 연료전지로 인해 향후 계획 실행에 장애가 될 수도 있다.

앞서 살펴본 바와 같이 현재 2018년 기준 산업용 원료 수요를 제외하고, 순수하게 연료전지 기반 수소 활용산업에서 창출되는 수소 수요는 연간 13만 톤이지만, 이 중 97%가 발전용 연료전지에서 소요(정확하게 말하면 천연가스)된다. 물론 다른 부문의 성장으로 발전용 연료전지에서 소요되는 수소의 비중이 2022년에는 89%에서 2030년 65%, 2040년에는 63%까지 축소된다(김재경, 2019a). 그러나 여전히 전체 연료전지 기반 수소 활용산업에서 창출될 상당량의 수소 수요는 발전용 연료전지를 통해서 창출될 것으로 보인다. 그래서 발전용 연료전지에 대한 수소 조달 계획이 어떻게 설정되느냐에 따라 전체 수소 생산 및 공급계획, 특히 수소 생산방식의 믹스(포트폴리오)가 결정될 밖에 없다.

현재 발전용 연료전지의 수소 조달은 천연가스를 사업장 외부로부터 조달받아, 사업장 내에서 수소를 추출하여 활용하거나 사업장 외부에서 생산된 수소를 직접 조달받아 활용하는 두 가지 방식이 있다. 천연가

스 추출방식의 경우, ‘원료’인 천연가스가 ‘산출물’인 수소에 비해 저렴할 수밖에 없다. 이로 인해 특별한 사정이 없는 한 자연스럽게 발전용 연료전지 사업자들은 직접 수소를 활용하는 방식보다는 천연가스로 원료를 조달하는 방식을 선호할 가능성이 높다.

더욱이 「수소경제 활성화 로드맵」은 발전용 연료전지의 수익성 확보 차원에서 한국가스공사 「천연가스 공급규정」을 개정하여 현재 적용되는 열병합용 천연가스 요금(14.14원/MJ)¹⁹⁾에서 15% 인하된 연료전지 전용 LNG요금(12.02원/MJ)을 신설, 연내 적용할 것을 명시하고 있다(산업통상자원부, 2019).

〈표 4-3〉 한국가스공사 용도별 천연가스요금(2019년 기준)

(단위: 원/MJ)

용도	주택용	영업용	산업용	열병합용	열전용	수송용	일반 발전용	집단 에너지용
요금	15.34	15.15	13.46	14.14	15.79	13.36	13.60	13.27

자료: 김재경 (2019a)

이로 인해 결국 상당기간 발전용 연료전지는 천연가스에 의존할 수밖에 없을 수 있으며, 궁극적으로는 중장기적인 천연가스 추출수소 비중 축소와 친환경 CO₂-free (그린)수소 비중 확대라는 정부의 「수소경제 활성화 로드맵」상의 목표와는 상충될 수밖에 없는 지점이라 사료된다. 이처럼 현재 발전용 연료전지의 주된 ‘원료’인 천연가스가 ‘산출물’인 수소 보다 저렴할 수 있다는 상대가격 문제로 인해 발전용 연료전지는 상당기간 천연가스만을 원료로 활용할 수 있다는 우려를 불식시키기

19) 발전용 연료전지는 독립적으로 설치되기도 하지만 주로 LNG 열병합 발전소 내에 구축되는 경우가 많으며, 특히 LNG 열병합 발전소와 같이 천연가스를 통해 추출한 수소를 활용하기 때문에, 현재까지는 수소생산용 천연가스 요금을 ‘열병합용’ 가스요금 그대로 적용 받고 있다(김재경, 2019a).

위해서라도, 발전용 연료전지의 원료로서 친환경 CO₂-free 수소를 소비하는 비중을 확대하는 추가적인 방안이 요구된다.

물론 현재 로드맵은 장기적으로는 ‘그린 수소’를 활용한 경우, 현재 가중치 ‘2’를 적용 받고 있는 신재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificate: REC) 가중치를 우대해주겠다는 언급은 있다(산업통상자원부, 2019).

〈표 4-4〉 신재생에너지 공급인증서 원별 가중치 현황

구분	공급 인증서 가중치	대상에너지 및 기준	
		설치유형	세부기준
태양광 에너지	1.2	일반부지에 설치하는 경우	100kW미만
	1.0		100kW부터
	0.7		3,000kW초과부터
	0.7	임야에 설치하는 경우	-
	1.5	건축물 등 기존 시설물을 이용하는 경우	3,000kW이하
	1.0		3,000kW초과부터
	1.5	유지 등의 수면에 부유하여 설치하는 경우	
	1.0	자가용 발전설비를 통해 전력을 거래하는 경우	
	5.0	ESS설비(태양광설비 연계)	’18년, ’19년
	4.0		’20년
기타 신·재생 에너지	0.25	IGCC, 부생가스, 폐기물에너지, Bio-SRF	
	0.5	매립지가스, 목재펠릿, 목재칩	
	1.0	수력, 육상풍력, 조력(방조제 有), 기타 바이오에너지(바이오중유, 바이오가스 등), 자가용 발전설비를 통해 전력을 거래하는 경우	
	1.0~2.5	지열, 조력(방조제 無)	고정형
			변동형
	1.5	수열, 미이용 산림바이오매스 혼소설비	
	2.0	연료전지, 조류, 미이용 산림바이오매스 (바이오에너지 전소설비만 적용)	
	2.0	해상풍력	연계거리 5km이하
	2.5		연계거리 5km초과 10km이하
	3.0		연계거리 10km초과 15km이하
	3.5		연계거리 15km초과
	4.5	ESS설비(풍력설비 연계)	’18년, ’19년
	4.0		’20년

자료: 신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침<별표 2>

그러나 언제부터 어떤 방식으로 어느 정도 가중치를 차등 적용할지에 대한 구체적인 계획은 현재로서는 아직 없다. 이에 대한 구체적인 방안이 필요하다.

이에 본 연구는 발전용 연료전지의 원료로서 친환경 CO₂-free 수소를 소비함으로써 말미암아 친환경 CO₂-free 수소 생산 확대를 추진하기 위해 전 절에서 국내 도입을 제안된 친환경 CO₂-free 수소 인증제도와 연계한 인센티브 제도 도입을 제안하고자 한다. 특히 이러한 인센티브 제도는 전 소절에서 제안한 재생에너지 연계 수전해 수소 대상 REC 상당액 보상방안과 연계가 가능하다는 점에서도 의미가 있다. 특히 가령 상당기간 유지될 것으로 예견되는 발전용 연료전지 신재생공급인증서(REC) 가중치를 친환경 CO₂-free 수소 소비와 연동해서 조정하는 방안을 검토할 수 있다. 이때 투입되는 원료를 천연가스, 일반수소, 저탄소 인증 수소, 그린 인증 수소로 구분하고, 예를 들어 천연가스 가중치는 ‘1’, 일반수소 가중치는 ‘1.5’, 저탄소 인증 수소는 ‘2’, 그린 인증 수소는 ‘3’ 등으로 차등적인 가중치를 적용하는 방안을 중장기적으로 도입할 것을 제안한다. 이 같이 그린 인증 수소에 상대적으로 높은 신재생공급인증서 가중치가 적용될 경우, 그린 인증 수소 활용으로 인해 발생하는 부가수익을 발전사업자가 그린 인증 수소 생산자, 즉 재생에너지 연계 수전해 수소 생산자에 일정정도 배분해 줌으로서, 재생에너지 연계 수전해 수소 대상 REC 상당액 보상방안으로 활용도 가능하다.

물론 구체적인 차등화 방안 및 적정 가중치에 대해서는 면밀하면서도 심도 있는 추가적인 연구가 필요할 것으로 사료된다. 이에 대해서도 제안한다.

참 고 문 헌

- 김정희 (2015), 「고체산화물 전해전지의 산소극 열화기구에 대한 연구」, 한양대학교 석사학위논문.
- 김재경·김한호 (2010), “지리적 표시가 농산물 브랜드 신뢰도에 미치는 영향 분석”, 『농업경제연구』제51권 제4호, pp. 1-24.
- 김재경 (2015), 「자동차 표시연비제도 개선방안에 대한 연구: 연비단위 (km/L)로 인해 유발된 소비자의 착오 교정을 중심으로」, 에너지경제연구원 기본연구보고서 15-01
- 김재경 (2019a), 「수소경제 활성화 로드맵 수립 연구」, 산업통상자원부
- 김재경 (2019b), “수소선박 기술정책 국회토론회 토론자료”, 수소선박 기술정책 국회토론회(2019.2.18.) 자료집.
- 김종원 김영호, 김창수, 김해진, 박주식, 배기광, 백진욱, 송락현, 양현수, 이영석, 정영관, 최익수, 최호상, 한상섭, 황갑진 (2005), 「수소에너지」, 21C 프론티어 수소에너지 기술개발 사업단(도서출판 아진)
- 맥킨지 (2018), 「한국의 수소 국가 로드맵 : 한국의 미래 수소 경제 비전과 이를 달성하기 위한 로드맵 및 제언」
- 미래창조과학부 (2016), “멸균 과정 없는 경제적 바이오수소 생산 기술 개발: 미활용 바이오폐기물을 신재생 에너지로 상용화 가능”, 미래창조과학부 보도자료 2016.8.5.
- 박관희 (2017), “바닷속 미생물로 친환경 수소에너지 생산되나?” 인더스트리뉴스 2017.12.20.
- 박진남, 양희승, 김창희, 구준모, 조현석, 박정주, 장지욱, 김희식, 김수현

- (2018), 「수소경제 활성화를 위한 수소 생산부문 로드맵」, 수소경제 활성화 로드맵 수립 민관전문위원회
- 박태성 (2015), 「상용화를 위한 10m3/hr 알칼리 수 전해조 개발」, 호서대학교 석사학위논문.
- 이상국, 박성룡, 김선동, 주종훈, 김현구, 이승복, 김종욱 (2014), 「신·재생 하이브리드 이용 미래 에너지저장 기술 기획 연구」, 한국에너지기술연구원.
- 산업통상자원부 (2019), 「수소경제 활성화 로드맵」(관계부처 합동 2019.1.19.일 발표)
- 신소재경제 (2016), “저온형 물 전기분해 소재기술(2)”, *신소재경제* 2016. 8. 28.
- 신소재경제 (2018), “수소에너지, 新 고부가 연료 각광”, *신소재경제* 2018. 8. 17.
- 신종환, 박태현 (2006), “생물학적 수소생산 공정”, 『*Korean Chemical Engineering Research*』, 제44권 제1호, pp. 16-22.
- 특허청 (2012), “초고온가스로와 연계된 황-요오드 열화학적 수소생산 공정에서 사용되는 과잉 요오드 침전 회수 및 용해 재순환 장치”, 등록특허 10-1149476
- 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」
- Abdalla, A.M., S. Hossain, O. B. Nisfindy, A. T. Azad, M. D. Abul, and K. Azad (2018), Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review, *Energy Conversion and Management*, Vol. 165, 602.
- Air Products (2019), Air Products launches European project to certify renewable hydrogen, 2019.02.07
- (<http://www.airproducts.co.uk/Company/news-center/2019/02/0207-air-pro>)

- ducts-launches-european-project-to-certify-renewable-hydrogen-uk.aspx)
- Bioenergy International (2019), CertifHy launches Europe's first Green Hydrogen Guarantees of Origin, 2019.01.18
(<https://bioenergyinternational.com/biogas/certifhy-launches-europes-first-green-hydrogen-guarantees-of-origin>)
- CertifHy (2016a), *Definition of scope, main principles of the GO scheme as well as roles and tasks of the relevant actors*
- CertifHy (2016b), *Roadmap for the establishment of a well-functioning EU hydrogen GO system*
- Chisholm, G., P. J. Kitson, N. D. Kirkaldy, L. G. Bloor, and L. Cronin (2014), 3D printed flow plates for the electrolysis of water: an economic and adaptable approach to device manufacture, *Energy Environment Science* Vol. 7, Issue 9, 3,026.
- Im-orb, K., N. Visitdumrongkul, D. Saebea, Y. Patcharavorachot, and A. Arpornwichanop (2018), Flowsheet-based model and exergy analysis of solid oxide electrolysis cells for clean hydrogen production, *Cleaner Production* Vol. 170, 1.
- Kim, J.H., J.-W. Jang, Y. H. Jo, F. F. Abdi, Y. H. Lee, R. van de Krol, and J. S. Lee (2016), Hetero-type dual photoanodes for unbiased solar water splitting with extended light harvesting, *Nature Communications* Vol. 7, 13,380
- Salkuyeh, Y. K., B. A. Saville and H. L. MacLean(2017), Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current and emerging technologies, *International Journal of hydrogen energy* Vol. 42, pp. 18894-18909.

Santos, D. M. F., C. A. C. Sequeira, and J. L. Figueiredo (2013), Hydrogen production by alkaline water electrolysis, *Quim Nova* Vol. 36 Issue 8, 1,176.

Zheng, Y., J. Wang, B. Yu, W. Zhang, J. Chen, J. Qiao, and J. Zhang, (2017), A review of high temperature co-electrolysis of H₂O and CO₂ to produce sustainable fuels using solid oxide electrolysis cells (SOECs): advanced materials and technology, *Chemistry Society Review* Vol. 46, 1,427.

Glenk, G. and S. Reichelstein (2019), Economics of converting renewable power to hydrogen, *Nature Energy*

한국해양수산부 공식 블로그 :

https://m.blog.naver.com/PostView.nhn?blogId=koreamof&logNo=221167390291&proxyReferer=http%3A%2F%2Fwww.google.co.kr%2Furl%3Fsa%3Di%26rct%3Dj%26q%3D%26esrc%3Ds%26source%3Dimages%26cd%3D%26ved%3D2ahUKEwi4p5-zOzhAhUpYsBHZkLDhcQjhx6BAgBEAM%26url%3Dhttp%253A%252F%252Fm.blog.naver.com%252Fkoreamof%252F221167390291%26psig%3DAOvVaw3dcJ4B1XF8KbzFT_7vZWuk%26ust%3D1556327003530754(검색일 2019.2.1)

CertifHy 홈페이지: <https://www.certifhy.eu/>

www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress13/ii_a_1_hamdan_2013.pdf.

www.susoenergen.com.

www.fch.europa.eu/page/fch-ju-projects

www.italimpianti.it/en/ammonia-cracker-dnh/

www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Produkte_Technologie/factsheets/Sunfire-HyLink_FactSheet.pdf

www.greencarcongress.com/2017/07/20170728-ahead.html

www.hydrogenious.net/index.php/en/hydrogen-2-2/9

http://www.kocw.net/home/common/contents/document/region/2010/08/01/08_01_13_green01.ppt

<https://terms.naver.com/entry.nhn?docId=2847175&cid=40942&categoryId=32384>

김 재 경

現 에너지경제연구원 연구위원

<주요저서 및 논문>

『수소연료전지 자동차(FCEV) 충전용 수소 시장조성을 위한 정책 연구』,
에너지경제연구원, 2017.

『수소경제 활성화 로드맵 수립 연구』, 산업통상자원부, 2019.

『수소산업육성 기본계획 및 수소연료 이행·보급 시책수립』, 한국에너지공단, 2019.

수시연구보고서 18-06

친환경 CO₂-free 수소생산 활성화를 위한 정책연구

2019년 3월 21일 인쇄

2019년 3월 21일 발행

저 자 김 재 경

발행인 조 용 성

발행처 에너지경제연구원

(44543) 울산광역시 중구 중가로 405-11

전화: (052)714-2114(代) 팩스: (052)714-2028

등 록 1992년 12월 7일 제7호

인 쇄 디자인 범신 (052)245-8737

© 에너지경제연구원 2018 ISBN 978-89-5504-717-2 93320

* 과본은 교환해 드립니다.

본 연구에 포함된 정책 대안 등 주요 내용은 에너지경제연구원의 공식적인 의견이 아닌 연구진의 개인 견해를 밝히 드립니다.



KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE