

# 미래 수소 에너지 공급 산업에서 암모니아의 활용성

이수영 · 이혜진<sup>†</sup>

경북대학교 자연과학대학 화학과  
(2019년 11월 15일 접수, 2019년 11월 20일 심사, 2019년 11월 21일 채택)

## Potential Applicabilities of Ammonia in Future Hydrogen Energy Supply Industries

Sooyoung Lee and Hye Jin Lee<sup>†</sup>

Department of Chemistry and Green-Nano materials Research Center, Kyungpook National University, 80 Daehakro, Buk-gu, Daegu-city 41566, Republic of Korea

(Received November 15, 2019; Revised November 20, 2019; Accepted November 21, 2019)

### 초 록

비재생 에너지원인 화석 연료의 환경 문제들이 발생하면서 국제 사회는 탈탄소화 사회를 지향하고 있으며 이를 위해 Power 2 Gas (P2G) 시스템의 실증화를 목표로 많은 연구들이 진행 중이다. 그 중 암모니아는 수소 캐리어의 역할, 수소 생산 공급체의 역할, 직접적인 사용 등의 많은 이점들이 있다. 본 총설에서는 암모니아의 특성과 해외 동향의 움직임을 분석하여 암모니아의 수소 에너지 공급 산업에서의 잠재력에 대해 기술하고자 한다.

### Abstract

As a non-renewable energy source, fossil fuel causes environment problems, numerous efforts have been made for a global decarbonization, for example, the realization of Power 2 Gas (P2G) system as a definitive research goal. In particular, ammonia is regarded as an emerging source since it can be used as a hydrogen carrier and production alongside for fuel cell applications. In this mini-review, we summarized the properties of ammonia and further highlighted the worldwide research trend for its superb potential in hydrogen energy supply industries.

**Keywords:** Hydrogen, Ammonia, Electrolysis, P2G, Carrier

## 1. 서 론

2015년의 전 세계의 전기생산량은 약 23,950 TWh이며 이 중 비재생 에너지원인 화석연료를 통한 전기 생산이 65%를 차지하고 있다. 화석 연료의 대량 연소를 통해 현대 세계 사회는 급격한 도시화와 산업화를 이룩했지만 대기질의 악화와 지구온난화를 가속시키는 등의 심각한 환경 문제를 유발했다[1,2]. 이를 막기 위해 국제기구인 유엔 기후 변화 협약 당사국 총회에서는 지구온난화 규제 및 방지를 위한 국제협약인 교토의정서를 1997년에 체결하였고, 2020년에 만료되는 교토의정서를 대신해 파리에서 새로운 기후변화협약(파리기후협약)을 2015년에 체결하였다. 현재 국제 사회는 탈탄소화 사회 실현을 지향하고 있으며 이를 위해 에너지 생산 비용 중 신재생 에너지 비용을 증가시키고 있는 추세다. 하지만 신재생 에너지를 통한 전력 공급의 경우, 환경의 수많은 변수로 인해 공급량이 불안정하므로 전력 공

급의 100%를 신재생 에너지에 의존하는 것은 위험이 크다. 신재생 에너지 공급량의 불안정성을 해결하기 위해서는 신재생 에너지의 저장 기술이 필요하다. 재생에너지 저장방안으로 국제 사회가 주목하는 것은 에너지 형태를 변화시킨다는 의미를 가진 Power 2 Gas (P2G) 시스템이라 할 수 있으며, 이에 대한 개략도를 Figure 1에 나타내었다.

P2G 시스템의 핵심은 신재생 에너지로 생산된 잉여전력을 수소 에너지로 전환하여 저장하고 이를 통해 전력 공급의 안정화를 이룰 수 있다는 것이다. 수소는 쉽게 다른 화합물로 변환이 가능하고 친환경적 방법으로 생산이 가능하다는 장점이 있어 P2G 시스템에 적합한 에너지원이다[4,5]. P2G 시스템의 실증화를 통한 탈탄소화 사회 달성을 목표로 국제 사회의 에너지 정책 방향은 수소에너지 공급 산업 연구 개발에 집중하고 있다. 하지만 현재 수소에너지 공급 산업 실증화에는 많은 기술적 한계들이 존재하고 이를 극복하기 위해 세계 각국에서 많은 연구가 진행 중이다. 현재 수소 사회 실증화의 대표적인 기술적 과제는 수소의 부피당 저장 용량이 작아서 경제적인 대용량 저장과 장거리 운송이 어렵다는 것이다[6,7]. 이를 극복하기 위해 수소를 다른 형태의 화합물로 변환하여 부피당 저장 용량을 증가시키고 경제적 비용을 줄일 수 있는 수소 에너지 캐리어 연구가 활발히 이루어지고 있다. 수소 에너지 캐리어 중에서도 암모니아는 실증화 관점에서 많은 이점들을 가지고 있어 수소 에너지 캐리어로 아주 적합한 물질

<sup>†</sup> Corresponding Author: Kyungpook National University, Department of Chemistry and Green-Nano materials Research Center, 80 Daehakro, Buk-gu, Daegu-city 41566, Republic of Korea  
Tel: +82-53-950-5336 e-mail: hyejinlee@knu.ac.kr

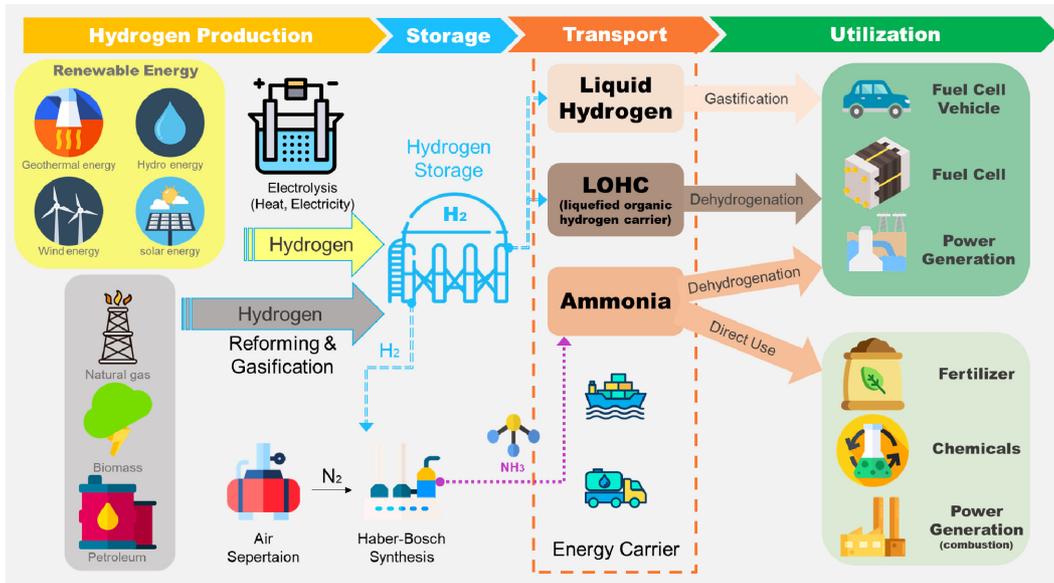


Figure 1. Schematic overview displaying Power 2 Gas (P2G) system. Some of the contents were taken from ref. [3].

Table 1. Comparison of Physical Properties of Representative Hydrogen Carriers[12-15].

	Liquid H <sub>2</sub>	MCH (Toluene)	NH <sub>3</sub>
Density (kg · m <sup>-3</sup> )	70.8	769	682 (1 bar)
Boiling point (°C)	-252.9	101	-33.34
Gravimetric H <sub>2</sub> density (wt%)	100	6.16	17.8
Volumetric H <sub>2</sub> density (kgH <sub>2</sub> · m <sup>-3</sup> )	70.9	47.1	120.3
H <sub>2</sub> release temp. (°C)	-252.9	200~400	350~900
Regeneration temp. (°C)	-	100~200	400~600
Enthalpy change during H <sub>2</sub> release (kJ/mol)	0.899	67.5	30.6
Physical	High H <sub>2</sub> density (800 times of volumetric H <sub>2</sub> density)	High H <sub>2</sub> density (500 times of volumetric H <sub>2</sub> density)	Very high H <sub>2</sub> density (800 kPa, -33 °C; 1,200 times of volumetric H <sub>2</sub> density)
Infrastructure	Construction for large scale	Gasoline infrastructure	Propane infrastructure
Purpose (utilization)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• H<sub>2</sub> combustion</li> <li>• Fuel cell</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• H<sub>2</sub> combustion (dehydrogenation)</li> <li>• Fuel cell (dehydrogenation, purification)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Direct combustion</li> <li>• Fuel cell (dehydrogenation, purification)</li> <li>• Direct fuel cell</li> </ul>

로 주목받고 있다.

암모니아는 수소 에너지 캐리어로 저장 및 운송에도 이용할 수 있고, 그 자체로 수소의 source가 되므로 수소 생산에도 이용될 수 있으며, 암모니아는 직접 연료전지에 사용하거나 공업적 용도로 사용될 수 있는 등 무한한 잠재력을 가지고 있다[8-10]. 일본, 호주 등의 나라는 톨루엔, LOHC, 암모니아 등 여러 가지 수소 캐리어를 이용한 수소 에너지 실증화 단계에 돌입하고 있다. 하지만 암모니아 역시 많은 한계를 가지고 있다. 본고에서는 수소 에너지 공급 산업 관점에서 암모니아 특성 분석을 바탕으로 암모니아를 통한 수소 생산 기술의 개발 현황과 잠재력 및 한계에 대해 알아보려고 한다.

## 2. 암모니아의 특성

### 2.1. 수소 캐리어 관점에서의 암모니아

현재 효율적인 수소 운송을 위해 수소를 다른 물질로 변환시키는 연구 즉 수소 캐리어 개발이 활발히 이루어지고 있다. 다른 물질로의 변환은 수소 질량 당 발열량을 증가시킬 뿐만 아니라 장거리 운송의 효율성을 높이고 가스의 저장 시간을 연장시키고 쉽게 소실되지 않도록 한다[11]. Table 1은 수소의 효율적인 저장 및 운송을 위한 수소 캐리어 선정 시 고려해야 될 조건들을 요약하였다.

수소 캐리어 첫 번째 후보는 액화수소다. 별도의 탈수소화공정이 필요 없고, 정제 없이 고순도의 수소를 바로 사용할 수 있다는 이점이 있다. 밀도가 매우 낮은 수소를 기체 상태로 운반하기에는 비효율적이기 때문에 효율적인 운송을 위해서 수소를 액화시키기는 과정이 필

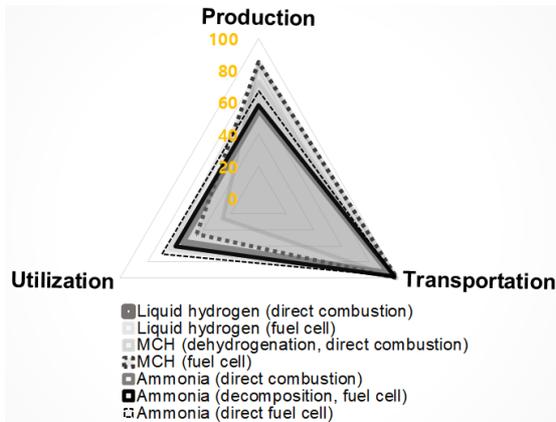


Figure 2. Summary of energy efficiency for each storage methods listed in Table 1. The displayed data were extracted and adapted from refs. of [12], [22].

요하다. 수소의 끓는점이 -252.9 °C이므로 액화시키기 위해서는 수소 에너지의 약 45%를 소비하게 되고 이 과정에서 액화 비용이 증가하게 되므로 수소의 가격이 높아진다[13,15,16]. 또한, 장기 보관이 어렵고 누출의 위험이 있다. 현재 액화 수소의 수소 캐리어 연구 단계는 소규모는 응용단계, 대규모는 인프라 개발 수행 중이므로 운송시스템의 규제 및 액화 시의 에너지 효율을 높이는 연구가 필요하다.

수소 캐리어 두 번째 후보는 MCH (methylcyclohexane)이며 톨루엔으로 변환 가능하다. 톨루엔의 끓는점은 101 °C로 상온에서 냉각 없이 액체 상태로 보관 가능하므로 운송 중 손실을 최소화할 수 있다. 또한, 기존 저장 인프라를 이용할 수 있고 운송 규제가 존재하고 있다는 이점들이 있다. 하지만 톨루엔은 탈수소화 과정을 통해 수소를 추출할 수 있는데 이 과정에서 높은 온도의 열원(300 °C 이상)이 필요하고 이는 MCH가 가져온 총 수소의 약 30%를 차지한다[16,17]. 높은 분자량(98.19 g/mol)을 갖는 MCH가 톨루엔 수소화로부터 세 개의 수소분자만을 운반하므로 운송 인프라의 크기에 비해 효율이 좋지 못하다. 현재 MCH의 연구 단계는 실증화 단계이며 에너지 효율적인 수소화 및 탈수소화를 위한 촉매 개발 연구가 필요하다[12].

수소 캐리어 세 번째 후보는 암모니아이다. 암모니아는 산업적인 용도로 직접 사용 중이고 가장 저렴한 에너지 운반선이 될 것으로 예상된다[18]. 또한, 기존 암모니아 인프라를 이용할 수 있고 운송 규제가 이미 존재하고 있다는 이점이 있다. 하지만 탄화수소에 비해 반응성이 낮고 독성 및 자극적인 냄새로 인해 취급에 주의가 필요하므로 공인 엔지니어 유치를 통한 전문적인 처리 및 관리가 필요하다[8,19]. 또한, 탈수소화 과정에서 수소 에너지의 13%를 사용하고 수소연료전지는 고순도의 수소 연료가 필요하므로 정제과정을 거치게 된다면 더 많은 에너지 투입이 필요한 실정이다[20]. 현재 연구 개발 중이며 일부가 실증화 단계에 돌입했다. 암모니아는 수소 운송뿐만 아니라 암모니아 연료전지의 연료로 사용될 수 있는 잠재력이 있으므로 관련 지속적인 연구 개발이 필요하고 높은 에너지 효율을 가지는 암모니아 합성 연구 개발이 필요하다[18,21]. 또한 연구된 논문에 따르면 일본의 상황에 맞추어 볼 때, 에너지 효율 계산 결과와 2030년과 2050년의 예상 결과를 보았을 때 암모니아가 가장 잠재력이 있는 수소 캐리어라는 것을 알 수 있다[12](Figures 2 & 3 참조).

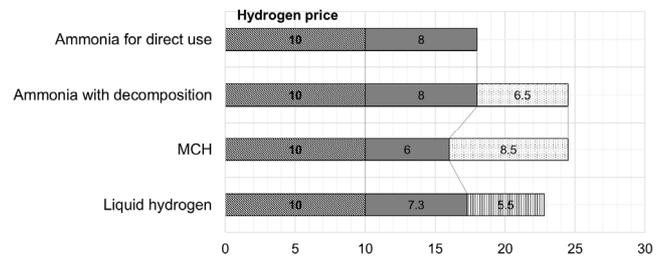
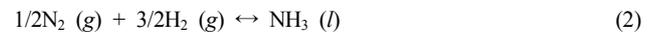


Figure 3. Representative cost evaluation in 2030 for each storage methods in Table 1. The data were extracted from refs. [12], [22].

### 2.2. 수소 생산 소스 관점에서의 암모니아

현재 활발히 연구되고 있는 물의 전기분해의 경우 이론적으로 1.23 V의 전압이 필요하다. 암모니아 전기분해의 경우, 0.077 V의 전압이 필요하며 계산 방법은 다음과 같다. 밀폐된 액체 암모니아 시스템에서 암모니아 증기압에 의해 용액 압력에 대한 작용으로 기체가 방출되기 때문에, 수소압력 및 질소압력은 액체 암모니아의 평형 암모니아 증기압과 동일하다. 따라서 표준 암모니아 전기분해 전압은 Eq. 1 (산화와 환원 전극 사이의 전위차)과 Eq. 2 (암모니아 전기분해 반응식)를 이용하여 0.077 V로 측정할 수 있다. 이는 이론적인 값이므로 실제 구동될 때, 필요한 전압의 값은 더 상승할 수 있다[23].

$$E^{\text{Anode}} - E^{\text{Cathode}} = -\Delta G^\circ + RT \ln (p_{\text{anode}}^{1/2} \times p_{\text{cathode}}^{3/2}) \quad (1)$$



물 전기 분해를 통한 수소 생산의 경우, 전극에서의 과전압으로 인해 에너지 손실이 일어날 수 있고, 전체 cell 전압도 높게 나타나게 된다. 또한, 정제되지 않은 물을 사용할 경우에 미량의 금속이온에 의해 형성되는 금속 수산화물로 인해 전극의 내구성이 감소하고 현재 사용되는 환원전극 재료에서 백금을 제외하고 수소 발생에 대한 높은 과전압을 나타내는 문제를 가지고 있다[24].

암모니아 전기 분해를 통한 수소 생산 방식은 열분해법, 알칼리 금속 아마이드법, 알칼리 수전해로 크게 3가지로 분류할 수 있다. 열분해의 경우, 400 °C 이상의 고온을 이용하여 암모니아를 분해하기 때문에 에너지 비용이 증가한다. 그래서 에너지 효율을 높이기 위해 촉매 (Ru, Rh, Pt, Pd, Ni, Fe) 사용이 필수적이다[25]. 효율은 Ni/SiO2 촉매를 사용할 때 70% 정도를 나타내고 Ni/HZSM-5 촉매를 사용할 때 40% 정도를 나타낸다[26,27]. 알칼리 금속 아마이드법은 알칼리 금속 하이드리드와 발열반응을 이용하여 상온에서 암모니아 분해가 가능하게 된다[23,28,29]. 고농도의 암모니아(99.9%)를 사용하는 것이 가능하다. 또한 알칼리 금속 아마이드를 촉매로 사용할 경우, NaNH2의 경우 85% 효율을 나타내고, KNH2의 경우 80% 효율을 나타낸다[30]. 하지만 경제성이 낮고 높은 전압 효율을 위해 지지 전해질이 필요하다는 단점이 있다. 알칼리 수전해의 경우, 저 농도의 암모니아를 용해시킨 알칼라인 수용액을 활용하고 저온에서 구동되므로 안정성이 좋다는 장점이 있다. 하지만 암모니아의 농도가 증가하면 성능 감소가 발생한다. 또한, 암모니아를 지지 전해질로 사용하므로 암모니아가 수소 생산의 소스로 이용되는 것은 아니므로 암모니아 분해 반응을 이용한 전기분해라고하기 어렵다[31]. 위의 3가지 방법 중 알칼리 금속 아마이드법의 지속적인 연구로 값싼 지지 전해질을 이용하여 상온에서 암모니아의 전기 분해가 가능해지므로 경제성면에서 많은 잠재력을 가지

고 있는 것으로 판단된다[23].

이외에도 실제 반응기에 같은 전력량을 공급했을 경우, 이론적으로 암모니아 전기분해 반응기의 수소생성속도가 물 전기분해 반응기의 수소생성속도보다 빨라 수소 생성 효율이 좋다는 것을 알 수 있다. 물 전기분해와 암모니아 전기분해에 공급된 전력량이 동일할 경우, 생산되는 수소의 속도 차이는 다음과 같다. 물 전기분해 공정의 경우 Stuart IMET 100, 3 cell stack (물 수소생성용 전기분해 반응기의 총 부피는 1,000 cm<sup>3</sup>로 예상됨)을 기준으로 계산하였다. 최대 생산량이 45 Nm<sup>3</sup>/h 일 때, 필요한 전력량은 216 kW이므로 1 kW당 0.00347 Nm<sup>3</sup>/min으로 예상할 수 있다[24]. 암모니아 전기분해 공정에서 나트륨아미드 암모니아 분해 반응기가 29개가 병렬로 연결된 암모니아 크래커가 65% 효율로 작동할 경우, 13.5 L/min (13,500 sccm)이다(참고한 실험에서 수소의 최대 출력은 457 sccm, 500 sccm로 암모니아 흐름의 63.3% 전환). 13.5 L/min의 단위를 Nm<sup>3</sup>/min으로 변환하면 0.0135 Nm<sup>3</sup>/min의 결과를 얻을 수 있다[30](암모니아 수소생성용 전기분해 반응기의 총 부피는 618 cm<sup>3</sup>로 예상됨). 둘의 결과를 비교해보면 이론적으로 암모니아 전기분해 공정에서 생산되는 수소의 속도가 더 빠르다는 것을 알 수 있다.

### 2.3. 암모니아 국내 시장의 한계

국내의 암모니아 시장은 2000년대 국내 업체들의 자체 생산 포기로 인해 매년 약 140만 톤을 해외에서 전량 수입에 의존해오고 있다. 노컷 경제 뉴스에 따르면 현재 정밀화학기업인 휴켄스만이 2015년 말레이시아 화학 단지 건설에 착수했고 2019년 상업 생산을 통해 국내 유일의 암모니아 제조회사가 된다고 한다. 하지만 건설이 지연되고 있어 현재 국내에는 암모니아를 자체 공급할 수 있는 능력을 가진 기업이 전무하고 이는 다른 수소에너지 연구 선도 국가에 비해 암모니아 시장이 열악한 상황이라고 볼 수 있다. 또한, 현재 암모니아 합성 공정은 Haber-Bosch process로 이를 뛰어넘는 합성법이 아직 존재하지 않는다. 이 공정은 높은 열원을 필요로 하기 때문에 전기분해로 생성된 수소를 암모니아로 변환하는 과정에서 많은 에너지를 필요로 하게 된다. 다른 해외기업의 경우 자체적인 암모니아 합성 기술로 그 비용을 절감하여 암모니아 생산 산업을 활발히 진행 중이지만 국내 상황은 그렇지 못하기 때문에 암모니아 생산 단가를 낮출 수 있는 국내 원천 기술의 개발이 필요한 상황이다.

## 3. 국외 및 국내 현황

### 3.1. 국외 현황

선진국은 환경 문제의 궁극적인 해결 방법인 탈탄소화 사회를 위해 장기적인 수소 기술 확보 전략을 수립하고 있다. 본고에서는 선진국의 수소 경제를 위한 암모니아 활용 전략을 중심으로 국내 수소 경제를 위한 암모니아 활용 전략 현황에 대해서 기술하고자 한다. 먼저 유럽국가 중 노르웨이의 Yara와 프랑스의 Engie는 호주의 웨스턴오스트레일리아주 필바라 지역에 수소 생산 공장을 함께 건설할 것이라고 밝혔고, 웨스턴오스트레일리아주 버펄 반도에서 운영 중인 Yara의 암모니아 공장과 그린수소 생산 공장을 통합하는 계획의 타당성 조사를 실시하기로 했다. 타당성 조사를 통해 수전해로 수소를 생산하고, 이로 2만 8000톤의 암모니아 생산에 활용하는 계획 검토를 거친 후 2021년부터 수소 생산에 착수할 예정이다[32]. 또한 Ammonia Energy Association의 2019년 2월 기사에 따르면 최근 영국 정부는 STFC의 암모니아를 통한 지속 가능한 수소 에너지 방안 조사하는 프로젝트에

25만 파운드의 자금을 지원했다. STFC는 유럽의 3사(영국의 Ecuity, 프랑스의 Engie, 독일의 Siemens)와 협력을 통해 시너지를 내고 있다.

미국은 2006년 DOE (Department of Energy)의 potential roles of ammonia in a hydrogen economy 연구를 통해 암모니아를 onboard 수소 저장 용도로 사용하는 것에 대해 평가한 바 있다. 하지만 당시 기술적 한계로 인해 부정적으로 평가되어 경량 차량에 탑재된 암모니아 연료 처리 기술 개선에 R&D 자금을 지원하는 계획이 무산되었다. 하지만 수소 경제 전환 상황에서 암모니아를 수소 캐리어로 사용하는 것에 대해서는 긍정적으로 평가되었다. DOE의 수소 공급 프로그램과 Freedom CAR & Fuel Partnership의 수소 공급 기술팀이 추가 연구를 진행하는 중이다[33,34].

특히 호주의 경우, 다양하고 풍부한 광물자원을 보유한 에너지 자원 부족이며 사막을 가지고 있어 태양광 에너지를 통해 많은 양의 에너지를 공급할 수 있는 환경을 가지고 있지만, 인구 대비 생산되는 에너지 양이 많아서 많은 전력이 활용되지 못하고 있다. 그래서 재생에너지 잉여 전력을 이용해 수소를 생산하는 프로젝트가 더 늘어날 전망이다. 생산된 수소를 일본 등의 해외로 수출하려는 프로젝트가 추진 중이다. 수소에너지 연구개발을 수행하고 있는 호주과학산업연구원(CSIRO)은 작년 '국가수소로드맵'을 수립했고 현재 수행 중인 연구 과제는 연료전지차량용 고순도 수소 생산연구와 수소연료전지 연구를 포함한 미래과학플랫폼 프로그램 등이 있다. 주별로는 남호주, 빅토리아주, 수도자치주(퀸버라)등 3개가 수소에너지에 가장 적극적이며 남호주 주립대학(태양광 발전 연계 수소에너지 저장설비 시범사업), 호주 가스인프라그룹(1.25 MW의 수소 생산하고 기존 가스 네트워크 이용 및 분배), H2U (15 MW 수소·암모니아 생산 및 수소발전소를 건설), Neoen (태양광·풍력발전 연계형 수소생산설비 건설) 등의 4가지 프로젝트에 대해 보조금과 저리 융자를 통해 지원중이다[35].

또한, 호주 전역에는 자국 및 국외 기업의 수소 협력 프로젝트가 진행 중이다. Melbourne의 Bundoora에서 RMIT의 Ammonia Combustion lab.를 운영 중이고, Melbourne의 Clayton에서 Monash University에서 Ammonia lab.을 운영 중이다. Pilbara 지역의 Burrup 반도에서는 위에 언급했듯이 노르웨이 기업인 Yara의 재생 가능한 암모니아 프로젝트가 진행 중이다[32,35].

일본의 경우, 우리나라처럼 에너지 자원 빈국이므로 대부분의 에너지를 해외 수입에 의존하고 있는 실정이다. 일본은 인구 대비 면적이 작아, 필요한 에너지 공급량 모두를 자국에 신재생 에너지 플랜트를 건설하여 자체적으로 공급하기에는 한계가 있다. 그래서 2019년 3월 일본 수소·연료전지전략협의회는 2019년 3월에 수소·연료전지전략로드맵을 발표했으며 3개 트랙을 통해 수소 생산의 경제성 및 환경성을 향상시켜 그린 수소 생산 실증 사업을 활발하게 진행할 예정이다. 또한 일본의 로드맵 트랙 중 하나는 신재생 에너지가 풍부한 해외 국가와의 협업을 통해 2030년까지 해외 미이용 에너지를 이용한 수소 서플라이 체인을 구축한다는 것이다. 현재 일본은 수소 서플라이 체인 추진 기구인 HySTRA (기술연구조합 CO<sub>2</sub> 프리 수소 서플라이 체인 추진 기구)를 중심으로 호주와 사우디로부터 수소 수입을 추진 중이다. 포브스의 2019년 7월 기사에 따르면 J-POWER와 가와사키중공업, 웰 재팬, 이와타니 산업 등의 기업이 진행 중인 프로젝트 중 하나는 호주 LaTrobe Valley에 대량으로 매장된 갈탄을 개질해(개질과정에서 발생하는 이산화탄소는 CCS 기술로 처리) 수소를 분리한 다음 -253 °C로 액화시킨 후 선박을 통해 일본 고베시의 액화수소 수입기지까지 이송하는 것이다. 내년 2020년부터 실증 운전이 시작될 것으로 알려졌고, 현재 이러한 방식으로 수입되는 수소의 가격을 2022

년까지 수백 엔/Nm<sup>3</sup>에서 12 엔/Nm<sup>3</sup>까지 낮추는 것을 목표로 하고 있다. 이외에도 Kansai Electric 사는 암모니아 석탄 화력 기술의 상용화 프로젝트를 추진 중이고, IHI는 암모니아 공동 화력 천연가스 발전소 건설 프로젝트를 추진 중이다.

최근 독일에 본사를 가진 철강회사 티센크루프(Thyssenkrupp)는 FC EXPO 2019를 통해 일본에 암모니아를 이용한 수소 저장 및 운반을 제안했다. 티센크루프는 전 세계에 600기 이상의 용량이 10 GW인수 전해 플랜트를 공급했고 암모니아 플랜트와 관해서 90년 이상의 기술을 가지고 있다. 제안한 내용은 재생에너지 전력을 이용한 수전해 방식을 제조된 수소를 티센크루프 그룹의 암모니아 합성법을 이용해 대기 중의 질소를 통해 친환경 암모니아를 제조하고 이를 통해 수소를 저장하거나 다양한 화학제품을 만드는 데 이용할 수 있다는 것이다[36].

### 3.2. 국내 현황

국내의 암모니아 분해를 통한 수소 생산 및 이용기술에 관련 연구가 해외에 비해 활발히 진행되는 것은 아니다. 수소 EXPO에 따르면 현대차는 수소와 탄소를 구성된 천연가스의 개질, 암모니아 분해 등의 방식으로 수소를 생산하는 기술을 개발 중에 있으며 KIST는 암모니아에서 질소를 분리해 수소를 생산한 후 연료전지에서 전기를 생산하는 1 kW급 장치를 만들었다. 이 장치와 드론을 연결해 2 h 동안 구동하는 실험에도 성공했다. KIST는 규모를 더 키운 20 kW급 장치도 개발 중이며 촉매를 이용해 암모니아에서 고순도 수소를 분리한 후 수소차에 공급하는 기술을 개발 중에 있다.

## 4. 결 론

현재 국내의 에너지 소비량은 세계 9위이나 전체 에너지원 중 97%를 수입에 의존하고 원유 수입량은 세계 5위로 석유 의존도가 매우 높다. 또한, 국내의 전체 에너지 공급량 중 신재생 에너지 공급량은 1.1%로 OECD 회원국 평균인 9.2%에 대비하여 매우 부족한 상황이다. 국내 정부는 2030년 온실가스 예상 배출량과 대비하여 37%를 감축하겠다는 안을 파리총회에 제출한 상태다. 이를 달성하기 위해 현 정부는 2030년까지 수소사회 실현 정책을 내놓았다. 하지만 우리나라는 에너지 빈국 중 하나이며 환경적 상황으로 인해 국내에서 생산되는 신재생 에너지로 국민 대비 필요한 에너지 공급량을 채울 수 없을 것으로 예상된다. 따라서 수소에너지 또한 현재 석유를 수입하는 것처럼 많은 양을 수입에 의존할 가능성이 클 것으로 예상된다. 우리나라와 비슷한 에너지 빈국 중 하나인 일본의 경우, 국민 대비 부족한 국내의 신재생 에너지 생산량을 고려하고 호주와의 협업을 통해 이를 극복하려고 한다. 호주의 경우, 인구는 우리나라의 절반이지만 면적은 40배 이상이며 사막을 가지고 있어 풍부한 태양광에너지로 인구대비 많은 양의 수소를 생산하는 것이 가능하다. 또한 자국의 암모니아 회사를 이용하여 섬나라인 일본에 운송하는 것을 고려하여 선박운송에서 제일 적합하다고 판단된 암모니아를 수소 캐리어로 이용하여 일본으로 수출할 수 있도록 관련 연구를 일본과 협업 중이다.

수소 운송 측면에서 국내 역시 수소 에너지 캐리어 연구가 진행 중이지만 수소 에너지 캐리어 중 LOHC의 연구 개발이 상대적으로 집중된 상황이다. 에너지 안보의 관점에서 수소 에너지 캐리어 연구가 한 쪽으로만 집중되는 것은 좋지 못하다. 왜냐하면 현재 수소 수출 산업에서 선두를 달리고 있는 호주와 선박 산업에서 좋은 기술을 가지고 있는 국내 상황을 생각했을 때, 수소를 암모니아의 형태로 수입할 가

능성이 크고, 이를 처리하고 국내로 보급할 수 있는 기술의 연구 개발이 필요할 것으로 예상되기 때문이다. 해외 수소 생산 및 수송 산업에 대응할 국내 원천 기술 개발을 통해, 암모니아 형태로 해외의 수소에너지를 수입하여 부족한 에너지 공급량을 채울 수 있어 수소 사회 실증화에 큰 도움을 줄 것이며 에너지 안보의 문제 및 국제 사회가 지향하고 있는 탈탄소화 사회 실현에 기여할 수 있음을 기대할 수 있다.

## 감 사

This work was supported by the National Research Foundation (NRF) of Korea (Grant number: NRF-2018M1A2A2063867).

## References

1. T. Zhang, H. Miyaoka, H. Miyaoka, T. Ichikawa, and Y. Kojima, Review on ammonia absorption materials: Metal hydrides, halides, and borohydrides, *ACS Appl. Energy Mater.*, **1**, 232-242 (2018).
2. Y. Zhou, G. Zhang, M. Yu, X. Wang, J. Lv, and F. Yang, Free-standing 3D porous N-doped graphene aerogel supported platinum nanocluster for efficient hydrogen production from ammonia electrolysis, *ACS Sustain. Chem. Eng.*, **6**, 8437-8446 (2018).
3. H. I. Park, I. Kim, B. K. Lee, J. R. Haw, and T. Hur, Life cycle assessment on hydrogen production by direct thermal cracking of natural gas, *J. Korean Ind. Eng. Chem.*, **14**, 799-806 (2003).
4. M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. M. Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, and T. Kolb, Renewable power-to-gas: A technological and economic review, *Renew. Energy*, **85**, 1371-1390 (2016).
5. I. A. Gondal, Hydrogen integration in power-to-gas networks, *Int. J. Hydrogen Energy*, **44**, 1803-1815 (2019).
6. S. B. Walker, M. Fowler, and L. Ahmadi, Comparative life cycle assessment of power-to-gas generation of hydrogen with a dynamic emissions factor for fuel cell vehicles, *J. Energy Storage*, **4**, 62-73 (2015).
7. S. Uhm, M. Seo, and J. Lee, Review: Competitiveness of formic acid fuel cells: In comparison with methanol, *J. Korean Ind. Eng. Chem.*, **27**, 123-127 (2016).
8. A. Alera-Medina, H. Xiao, M. Owen-Jones, W. I. F. David, and P. J. Bowen, Ammonia for power, *Prog. Energy Combust. Sci.*, **69**, 63-102 (2018).
9. R. Lan and S. Tao, Ammonia as a suitable fuel for fuel cells, *Front. Energy Res.*, **2**, 1-4 (2014).
10. M. Xue, Q. Wang, B.-L. Lin, and K. Tsunemi, Assessment of ammonia as an energy carrier from the perspective of carbon and nitrogen footprints, *ACS Sustain. Chem. Eng.*, **7**, 12494-12500 (2019).
11. W. Wang, J. M. Herreros, A. Tsolakis, and A. P. E. York, Ammonia as hydrogen carrier for transportation: Investigation of the ammonia exhaust gas fuel reforming, *Int. J. Hydrogen Energy*, **38**, 9907-9917 (2013).
12. A. T. Wijayanta, T. Oda, C. W. Purnomo, T. Kashiwagi, and M. Aziz, Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review, *Int. J. Hydrogen Energy*, **44**, 15026-15044 (2019).
13. H. Quack, Conceptual design of a high efficiency large capacity hydrogen liquefier, *AIP Conf. Proc.*, **613**, 255-263 (2002).
14. F. Shiozawa, Energy carrier towards the creation of hydrogen society, *IEEI*, <http://ieei.or.jp/2015/05/exp1150501/2/>

15. A. Godula-Jopek, W. Jehle, and J. Wellnitz, *Hydrogen Storage Technologies: New Materials, Transport and Infrastructure*, J. Wellnitz, 11-79, Wiley, NY, USA (2012).
16. D. O. Berstad, J. H. Stang, and P. Neksa, Comparison criteria for large-scale hydrogen liquefaction processes, *Int. J. Hydrogen Energy*, **34**, 1560-1568 (2009).
17. N. Boufaden, R. Akkari, B. Pawelec, J. L. G. Fierro, M. S. Zina, and A. Ghorbel, Dehydrogenation of methylcyclohexane to toluene over partially reduced Mo - SiO<sub>2</sub> catalysts, *Appl. Catal. A*, **502**, 329-339 (2015).
18. B. K. Boggs and G. G. Botte, On-board hydrogen storage and production: An application of ammonia electrolysis, *J. Power Sources*, **192**, 573-581 (2009).
19. R. Hattenbach, Transportation & delivery of anhydrous ammonia, Chemical Marketing Services, Inc., CO, USA (2012).
20. K. E. Lamb, M. D. Dolan, and D. F. Kennedy, Ammonia for hydrogen storage: A review of catalytic ammonia decomposition and hydrogen separation and purification, *Int. J. Hydrogen Energy*, **44**, 3580-3593 (2019).
21. A. Klerke, C. H. Christensen, J. K. Nørskov, and T. Vegge, Ammonia for hydrogen storage: Challenges and opportunities, *J. Mater. Chem.*, **18**, 2304-2310 (2008).
22. M. Aziz, T. Oda, and T. Kashiwagi, Comparison of liquid hydrogen, methylcyclohexane and ammonia on energy efficiency and economy, *Energy Procedia*, **158**, 4086-4091 (2019).
23. N. Hanada, S. Hino, T. Ichikawa, H. Suzuki, K. Takai, and Y. Kojima, Hydrogen generation by electrolysis of liquid ammonia, *Chem. Commun.*, **46**, 7775-7777 (2010).
24. J. Lee, Y. Yi, and S. Uhm, Understanding underlying processes of water electrolysis, *J. Korean Ind. Eng. Chem.*, **19**, 357-365 (2008).
25. T. V. Choudhary, C. Sivadinarayana, and D. W. Goodman, Catalytic ammonia decomposition: CO<sub>x</sub>-free hydrogen production for fuel cell applications, *Catal. Lett.*, **72**, 197-201 (2001).
26. R. Atsumi, R. Noda, H. Takagi, L. Vecchione, A. Di Carlo, Z. Del Prete, and K. Kuramoto, Ammonia decomposition activity over Ni/SiO<sub>2</sub> catalysts with different pore diameters, *Int. J. Hydrogen Energy*, **39**, 13954-13961 (2014).
27. Z.-P. Hu, C.-C. Weng, C. Chen, and Z.-Y. Yuan, Catalytic decomposition of ammonia to CO<sub>x</sub>-free hydrogen over Ni/ZSM-5 catalysts: A comparative study of the preparation methods, *Appl. Catal. A*, **562**, 49-57 (2018).
28. B. X. Dong, T. Ichikawa, N. Hanada, S. Hino, and Y. Kojima, Liquid ammonia electrolysis by platinum electrodes, *J. Alloys Compd.*, **509**, S891-S894 (2011).
29. H. Yamamoto, H. Miyaoka, S. Hino, H. Nakanishi, T. Ichikawa, and Y. Kojima, Recyclable hydrogen storage system composed of ammonia and alkali metal hydride, *Int. J. Hydrogen Energy*, **34**, 9760-9764 (2009).
30. W. I. F. David, J. W. Makepeace, S. K. Callear, H. M. A. Hunter, J. D. Taylor, T. J. Wood and M. O. Jones, Hydrogen production from ammonia using sodium amide, *J. Am. Chem. Soc.*, **136**, 13082-13085 (2014).
31. J. Gwak, M. Choun, and J. Lee, Alkaline ammonia electrolysis on electrodeposited platinum for controllable hydrogen production, *ChemSusChem*, **9**, 403-408 (2016).
32. R. Burdon, G. Palmer, and S. Chakraborty, *National Hydrogen Strategy-Submission*, 1-23, The Council of Australian Governments (COAG) Energy Council, Australia (2019).
33. G. Thomas and G. Parks, *Potential Roles of Ammonia in a Hydrogen Economy: A Study of Issues Related to the Use of Ammonia for Onboard Vehicular Hydrogen Storage*, US DOE, 5-23, U.S. Department of Energy, Southwest Washington, D.C., USA (2006).
34. S. Satyapal, J. Petrovic, C. Read, G. Thomas, and G. Ordaz, The U.S. Department of Energy's national hydrogen storage project: Progress towards meeting hydrogen-powered vehicle requirements, *Catal. Today*, **120**, 246-256 (2007).
35. S. Bruce, M. Temminghoff, J. Hayward, E. Schmidt, C. Munnings, D. Palfreyman, and P. Hartley, *National Hydrogen Roadmap*, CSIRO, 1-92, CSIRO, Australia, Australia (2018).
36. M. Nagashima, *Japan's Hydrogen Strategy and Its Economic and Geopolitical Implications*, IFRI, 12-75, IFRI, Paris, France (2018).