

국내 수소 생산을 위한 기술별 생산 최적 비율 분석 연구

장소정* · 정은태** · 이봉재*** · 황용우****† · 김동윤*****†

*한국화학융합시험연구원 기후기술센터 연구원 / 인하대학교 환경공학과 박사과정, **한국화학융합시험연구원 기후기술센터 선임연구원, ***한국화학융합시험연구원 기후기술센터 수석연구원, ****인하대학교 환경공학과 교수, *****한국화학융합시험연구원 기후기술센터 센터장

The optimal production ratio for hydrogen production in Korea

Jang, Sojeong* · Jung, Euntae** · Lee, Bongjae*** · Hwang, Yongwoo****† and Kim, Dongyoon*****†

*Researcher, Climate Technology Center, Korea Testing & Research Institute, Gyeonggi-do, Korea / Ph.D Candidate, Department of Environmental Engineering, Inha Univ., Incheon, Korea

**Senior Researcher, Climate Technology Center, Korea Testing & Research Institute, Gyeonggi-do, Korea

***Principal Researcher, Climate Technology Center, Korea Testing & Research Institute, Gyeonggi-do, Korea

****Professor, Department of Environmental Engineering, Inha Univ., Incheon, Korea

*****Managing Director, Climate Technology Center, Korea Testing & Research Institute, Gyeonggi-do, Korea

ABSTRACT

The Korean government has set a nationally determined contribution (NDC) target to reduce greenhouse gas (GHG) emissions by 40% by 2030 compared to 2018 levels, with the ultimate goal of achieving carbon neutrality by 2050 (Cho, 2022). To reach this goal, the government plans to promote a hydrogen economy. Specific targets have been established for GHG emissions and hydrogen production, including a hydrogen sector emissions target of 8.4 million tCO₂e by 2030 and 9 million tCO₂e by 2050. This study employs a combinatorial approach to determine the optimal hydrogen production mix using three technologies: coal gasification (CG), steam methane reforming (SMR), and SMR with carbon capture and storage (CCS). The analysis aims to identify the optimal hydrogen production ratio (%) by comprehensively evaluating the environmental and economic performance of these technologies. A combination method was applied to analyze production ratios ranging from 1% to 100%, resulting in 5,151 possible combinations. Among these, 1,949 combinations were selected based on Korea's hydrogen production emission targets for 2030 and 2050. Using the selected combinations, the average production ratios were calculated to derive the final optimal hydrogen production mix. The results suggest that an optimal production ratio of 55.7% for SMR+CCS, 31.1% for SMR, and 13.2% for CG achieves an effective balance between environmental performance and economic efficiency, based on the assessment of GHG emissions and production costs per kilogram of hydrogen.

Key words : Hydrogen, Hydrogen Production, Greenhouse Gas, Economic Analysis, Carbon Neutrality

1. 서론

최근 전 세계적으로 탄소중립 목표 달성을 위한 친환경 에너지원에 대한 관심이 급증하고 있으며(Lee, 2021), 그 중에서도 수소 에너지는 중요한 대안으로 주목받고 있다

(Nikolaidis and Poullikkas, 2017). 수소는 연소 시 오염 물질을 배출하지 않으며 높은 에너지 밀도를 가지고 있어, 이산화탄소를 발생시키지 않는 청정한 에너지원으로 주목받고 있다(Ryi et al., 2017). 이에 따라 수소는 화석연료를 대체하는 대표적인 친환경 에너지 자원으로 자리 잡

†Corresponding author : hwangyw@inha.ac.kr (100 Inha-ro, Michuhol-gu, Incheon 22212, Korea. Tel. +82-32-860-7501),

†Corresponding author : kdy@ktr.or.kr (98 Gyoyugwon-ro, Gwacheon-si, Gyeonggi-do, 13810, Korea. Tel. +82-2-2164-1445)

ORCID 장소정 0000-0001-7593-0796

정은태 0000-0002-2523-7958

이봉재 0000-0002-0292-8238

황용우 0000-0001-9844-7596

김동윤 0009-0005-1501-686X

았으며, 전력, 산업, 운송 등 다양한 분야에서 폭넓게 활용될 수 있는 가능성을 지니고 있다(IRENA, 2022).

이에 따라 국내에서도 기후 변화에 적극적으로 대응하고 국제 사회와의 협력 및 환경 규제 요구를 반영하기 위해 수소 에너지를 중심으로 한 탄소중립 목표를 설정하고 (Ko and Kim, 2023), 이를 달성하기 위한 정책을 다방면으로 추진하고 있다(Song and Oh, 2022). 정부는 2030년까지 국가 온실가스 감축 목표(Nationally Determined Contribution, NDC)를 상향하여 2018년 대비 40% 감축하는 목표를 수립하였고(Joint Ministries, 2021), 장기적으로는 2050년까지 ‘2050 탄소중립 로드맵’을 통해 온실가스 순 배출량을 ‘0’으로 만드는 것을 목표로 설정하였다(2050 CNC, 2021).

특히 수소 부문에서도 구체적인 온실가스 배출 및 생산 목표를 수립하였다. 국내 수소 부문 온실가스 배출 목표는 2030년 840만 ton CO₂e, 2050년에는 900만 ton CO₂e으로 설정되었으며, 수소 생산 목표량은 2030년 194만 ton, 2050년에는 2,790만 ton에 도달하는 것을 목표로 하고 있다. 이는 국가 차원에서 수소 경제 활성화를 통한 탄소중립을 실현하려는 전략적 목표를 담고 있다. 또한, 전체 수소 생산 목표량 중 일부는 해외 수입 및 부생가스를 통해 공급함으로써 수소 공급 목표를 현실적으로 달성하고자 한다. 구체적으로 2030년에는 91만 ton, 2050년에는 230만 ton의 수소를 해외 수입 및 부생가스를 통해 공급할 계획이다(2050 CNC, 2021; Joint Ministries, 2021).

이와 같은 수소 부문 목표를 달성하기 위해서는, 수소 생산 및 공급 과정에서 온실가스 배출량 목표 조건을 충족할 수 있도록 저탄소 수소 생산 기술의 발전이 필수적이다(Kim, 2010). 현재 수소 생산에는 상당한 비용과 자원이 소요되며, 이러한 생산 공정에서 발생하는 온실가스 배출을 억제하기 위해서는 기술적 개선이 지속적으로 요구된다. 특히, 대규모 수소 생산과 공급을 위해서는 환경 및 경제적 측면을 종합적으로 고려하여 국내 수소 생산의 최적 비율을 설정하는 것이 필요하다. 이러한 최적 비율 설정은 정부의 탄소중립 목표를 달성하는 데 기여할 수 있다.

본 연구에서는 수소 생산의 최적 비율을 도출하기 위해 조합 기법(Combination Technique)을 활용하였다(Hegland et al., 2007). 조합 기법은 여러 요소나 대안들 간의 최적 조합을 찾아내기 위해 사용할 수 있다. 또한, 주어진 문제의 목표를 효과적으로 달성할 수 있는 이상적인 비율이나 구성을 도출할 수 있다. 주로 다양한 선택지

나 변수들이 서로 복합적으로 작용하는 문제 상황에서, 환경적 또는 경제적 효율성 등의 목표를 고려하여 최적의 조합을 산출하는 데 사용되고 있다(Kuhn et al., 2015). 본 연구에서 다양한 수소 생산 기술에서 발생하는 온실가스 배출량과 비용 간 균형을 고려해 최적화된 수소 비율을 도출하기 위해, 문헌 분석을 통해 각 수소 생산 기술의 평균 온실가스 배출량과 경제적 비용에 대한 데이터를 수집하고, 이러한 정량적 데이터를 기반으로 조합 기법을 활용하여 최적화 분석을 수행하였다.

도출된 최적의 수소 생산 비율은 정부의 탄소중립 정책 목표를 충족할 수 있는 환경적·경제적 균형을 갖춘 결과로, 수소 경제 활성화를 위한 실질적인 전략 방향을 제공할 수 있을 것으로 기대된다.

연구 결과는 수소 경제 활성화와 관련하여 국내 수소 생산에서의 환경 및 경제적 요소를 종합적으로 고려한 최적 비율 설정에 중요한 자료로 활용될 수 있다. 특히, 본 연구는 국내외에서 적용할 수 있는 수소 생산 기술의 환경적 영향과 경제성을 종합적으로 평가하여, 수소 경제와 온실가스 감축 목표 달성을 위한 구체적인 방향성을 제시하는 데 의의가 있다. 이를 통해 수소 경제를 중심으로 한 에너지 전환의 구체적 정책 설정을 위한 방향을 제공하며, 장기적으로는 수소 경제가 국가 에너지 안보와 경제 성장을 동시에 달성할 수 있는 기반을 마련하는 데 기여할 수 있을 것이다.

따라서 본 연구는 정부의 탄소중립 목표에 부합하는 수소 생산 공정의 최적 비율을 도출하고, 이를 통해 국내 수소 경제 활성화 및 탄소중립 실현에 기여할 수 있는 방향성을 제시하였다. 본 연구에서 도출된 최적 비율은 수소 생산 과정에서의 환경적 영향과 경제적 효율성을 종합적으로 고려하여 수소 생산 공정에 대한 전략적 방향성을 제시하며, 궁극적으로는 국내 수소 경제의 지속 가능한 발전과 탄소중립 달성에 기여할 수 있을 것이다.

2. 연구 방법

본 연구는 수소 생산 공정의 기술적 특성, 환경적 영향, 경제적 효율성을 종합적으로 고려하여 최적의 비율을 도출하는 것을 목표로 하였으며, 국내 에너지 전환 속도와 인프라 구축 상황을 반영하여 수소 생산 기술을 선정하였다.

선정한 기술 중 Coal Gasification (CG) 기반 수소 생산 기술은 증기와 적당량의 산소가 존재하는 기화장치에 열을 가하여 수소를 생산하는 기술이다. 석탄은 수소(H₂),

일산화탄소(CO), 이산화탄소(CO₂), 그리고 다른 요소들의 혼합물로 변환하는 성질이 있어 이런 성질을 이용하여 수소를 생산하는 기술이다. 또한 Steam Methane Reforming (SMR) 기반 수소 생산 기술은 고온의 수증기(700℃ ~ 1000℃)로 메탄(CH₄)에서 수소를 분리해 생산하는 기술이다. 그리고 Steam Methane Reforming (SMR)에 Carbon Capture and Storage (CCS)을 적용한 수소 생산 기술은 기존 SMR 방식에 탄소 포집 분리 기술을 적용하여 수소를 생산하는 기술을 의미한다.

또한, 문헌 분석을 통해 각 수소 생산 기술의 평균 온실가스 배출량과 생산 비용에 대한 자료를 수집하였고, 수소 생산의 최적 비율을 산정하기 위해, 1% ~ 100%의 기준으로 조합 기법을 적용하여 총 5,151개의 비교 가능한 조합을 도출하였다. 또한, 도출된 수치를 2030년 배출 목표치인 8,400,000 ton CO₂e 및 2050년 배출 목표치인

9,000,000 ton CO₂e을 적용하여 국내 온실가스 목표 배출량을 초과하는 조합은 제외한 1,949개의 조합을 도출하였다. 이를 바탕으로 선정된 조합의 평균을 구하여 수소 생산의 최종 최적 비율을 산정하였으며, 궁극적으로 탄소중립 정책 목표에 부합하는 국내 수소 생산의 최적 비율을 산출하였다(Fig. 1).

2.1. 수소 생산 기술별 국가 수소 시나리오 분석

본 연구에서는 수소 생산의 환경·경제적 영향분석을 위한 수소 생산량을 결정하기 위하여 국내 2030년, 2050년을 기준으로 설정된 수소 시나리오를 분석하여 수소 생산량을 결정하였다. 다만, 국가는 그린수소와 블루수소 생산의 비중을 늘려 수소 사용량을 '21년 10월 기준 22만 ton 수준에서 '30년 390만 ton, '50년 2,700만 ton으로 확대한다고 언급하였지만(MOTIE, 2021), 현재까지는 수소 목표량에 대한 구체적인 생산 계획이 잡혀 있지 않은 상태이기 때문에 해당 계획은 본 연구에 적용하지 않았다.

국내 수소 시나리오는 전기화학 반응에 기인한 물 분해 방식으로 물에 전기를 가하여 수소를 생성하는 수전해 수소와 천연가스, 석탄, 석유 등 탄화수소계 화석연료를 활용하여 촉매 반응으로 추출하는 추출수소, 그리고 석유화학 공정이나 제철 공정에서 화학반응에 의해 부생적으로 수소가 생산되는 부생수소를 구분하여 목표 생산량을 설정하였다(2050 CNC, 2021). 또한, 2050년 수소 생산 시나리오는 A안과 B안으로 구분하여 설정되었다. A안은 해외 수입 및 부생수소를 제외한 국내에서 생산되는 모든 수소를 수전해 수소를 포함한 그린 수소로 생산하는 것을 목표로 하며, 화석 연료를 통한 수소 생산은 완전히 배제하는 방향으로 설정되었다. 반면, B안은 부생 및 추출 수소의 일부 생산을 가정한 시나리오로 설정되었다.

국내에서 수전해 부문 수소 생산 목표량은 2030년은

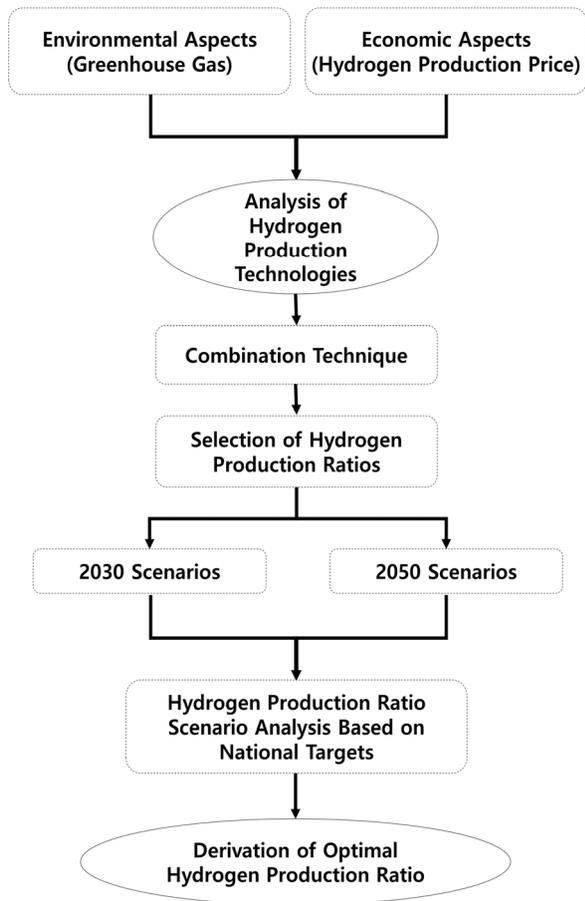


Fig. 1. Combination technique analysis flow chart

Table 1. Domestic 2030 and 2050 hydrogen production scenarios

Category	2030	2050	
		A	B
Total	1,940,000	27,400,000	27,900,000
Electrolysis	250,000	5,500,000	3,000,000
Reforming	770,000	0	1,000,000
By-product/Overseas Import	919,560	21,900,000	23,900,000

Table 2. Hydrogen production calculated value in this study

Category	(Unit: t H ₂)			
	Domestic hydrogen scenario (a)	Green H ₂ (b) ¹⁾	By-product/ Overseas import (c)	Total (d) (a)-(b)-(c)=(d)
2030	1,940,000	250,000	919,560	770,440
2050 (B Scenario)	27,900,000	3,000,000	23,900,000	1,000,000

¹⁾ In the national scenario, the hydrogen target for “electrolysis” includes the national blue/green hydrogen production targets.

25만 ton이며, 2050년은 A안은 550만 ton, B안은 300만 ton으로 설정되어 있다. 추출 수소 생산 목표량은 2030년은 77만 ton이며, 2050년은 A안은 0 ton, B안은 100만 ton으로 설정되어 있다. 부생/해외 수입 수소 목표량은 2030년은 92만 ton, 2050년은 A안은 2,190만 ton, B안은 2,390만 ton으로 설정되어 있다(Table 1)(2050 CNC, 2021; Joint Ministries, 2021).

본 연구에서는 국내 에너지 전환 속도와 인프라 구축 상황을 고려하여 CG, SMR, 및 SMR+CCS 기술을 적용하였다. 이에 따라 수전해, 부생 수소 및 해외 수입 수소에 대한 국내 목표 생산량은 본 연구에서의 수소 생산량 산정을 위한 계산에서 제외한 후 산정하였다(Table 2).

2.2. 수소 생산 기술별 환경적 영향 분석

수소 생산 기술의 환경적 영향을 분석하기 위해 문헌 분석을 통해 도출한 수소 생산 기술별 평균 온실가스 배출계수, 비율 당 온실가스 배출계수를 활용하여 국내 수소 생산 목표량에 대한 환경적인 영향을 정량적으로 도출하였다.

우선, 수소 생산 기술별 평균 온실가스 배출량을 산정하기 위해 해당 국가 연구기관에서 발간한 3개의 자료를 참고하여 평균값을 도출하였다(Table 3)(Bae and Jung, 2007; IEA, 2022; Lewis et al., 2022).

수소 생산 기술별 비율 당 온실가스 배출계수 산정은 식 (1)과 같이 정의된다.

$$HF_E = HT_E \times HR_T \quad (1)$$

여기서 HF_E 은 수소 생산 선정 비율에 대한 온실가스 배출계수(kg CO₂e), HT_E 은 수소 생산 기술 비율에 대한 온실가스 배출계수(kg CO₂e) 그리고 HR_T 은 수소 생산 기술별 할당된 비율(%)을 나타낸다.

Table 3. Environmental analysis literature data

Type	Emissions (kg CO ₂ e/kg H ₂)		Resource
	1	2	
Coal	17.3	(Lewis et al., 2022)	
	21.6	(IEA, 2022)	
	18.8	(Bae and Jung, 2007)	
SMR	8.8	(Lewis et al., 2022)	
	9.8	(IEA, 2022)	
	9.8	(Bae and Jung, 2007)	
SMR+CCS	3.9	(Lewis et al., 2022)	
	0.6	(IEA, 2022)	
	1.7	(Bae and Jung, 2007)	

또한 본 연구에서 선정된 수소 생산 비율에 대한 온실가스 배출계수를 적용하여 국내 수소 생산 목표량에 대한 환경적인 영향을 정량적으로 도출하였으며, 산정 방법은 식 (2)에 나타내었다.

$$HGP_E = HF_E \times HGP_D \quad (2)$$

여기서 HGP_E 은 국내 수소 목표 생산량에 대한 환경적 영향(kg CO₂e), HF_E 은 수소 생산 선정 비율에 대한 온실가스 배출계수(kg CO₂e), 그리고 HGP_D 국내 수소 생산 목표량(kg)을 나타낸다.

2.3. 수소 생산 기술별 경제적 영향 분석

수소 생산 기술의 경제적 영향을 분석하기 위해 문헌 분석을 통해 도출한 수소 생산 기술별 평균 생산 가격 계수, 비율 당 생산 가격 계수를 활용하여 국내 수소 생산 목표량에 대한 환경적인 영향을 정량적으로 도출하였다.

먼저 수소 생산 기술별 평균 생산 가격을 산정하기 위해 7개의 자료를 참고하여 평균값을 도출하였다(Table 4)(Bae and Jung, 2007; IEA, 2022; Lewis et al., 2022;

Table 4. Economic analysis literature data

Type	Price (USD /kg H ₂)	Resource
1	CG	2.6 (Lewis et al., 2022)
2		1.7 (IEA, 2022)
3		1.1 (Bae and Jung, 2007)
4		2.1 (Brinkman, 2003)
5		1.6 (Simbeck and Chang, 2002)
6		5.3 (Singh et al., 2005)
7		1.0 (NRC and NAE, 2004)
8		1.6 (Bae and Jung, 2007)
9	SMR	1.1 (Lewis et al., 2022)
10		2.8 (IEA, 2022)
11		1.2 (NRC and NAE, 2004)
12		3.7 (Singh et al., 2005)
13		1 (Simbeck and Chang, 2002)
14		0.9 (Brinkman, 2003)
15	SMR+	1.6 (McNaul et al., 2023)
16	CCS	3.8 (IEA, 2022)

McNaul et al., 2023; NRC and NAE, 2004; Simbeck and Chang, 2002; Singh et al., 2005). 또한 수소 생산 기술 내 SMR+CCS 에서 탄소 포집에 대한 국가 인센티브는 적용하지 않은 것으로 확인하였다(IEA, 2022; McNaul et al., 2023).

수소 생산 선정 비율당 평균 생산 가격 계수 산정은 식 (3)과 같이 정의된다.

$$HF_P = HT_P \times HR_T \tag{3}$$

여기서 HF_P 은 수소 생산 선정 비율에 대한 생산 가격 계수, HT_P 수소 생산 기술 비율(%)에 대한 생산 가격 계수 그리고 HR_T 은 수소 생산 기술별로 할당된 비율(%)을 나타낸다.

또한 본 연구에서 선정된 수소 생산 비율에 대한 생산 가격 계수를 적용하여 국내 수소 생산 목표량에 대한 경제적인 영향을 정량적으로 도출하였으며, 산정 방법은 식 (4)에 나타내었다.

$$HGP_P = HF_P \times HGP_D \tag{4}$$

여기서 HGP_P 은 국내 수소 생산 목표량에 대한 경제적인 영향, HF_P 은 수소 생산 선정 비율에 대한 생산 가격 계수 그리고 HGP_D 은 국내 수소 생산 목표량을 나타낸다.

2.4. 수소 생산 기술별 최적 비율 분석

수소 생산의 최적 비율을 도출하기 위해 수소 생산 기술에 대하여 조합 기법을 사용하여 수소 생산 비율을 나열하였고, 산정 방법은 식 (5)에 나타내었다.

$${}_{htn}C_r = \frac{htn!}{(htn-r)!r!} \tag{5}$$

여기서 htn 은 수소 기술의 개수, C 은 조합 그리고 r 은 숫자 조합의 개수를 의미한다.

여기서, 도출된 조합 값 중 수소 생산 비율이 100%를 초과하거나 국내 2030년 및 2050년 온실가스 목표 배출량을 초과하는 조합은 제외하는 방식을 통해 최적 비율을 결정하였다.

3. 연구 결과

3.1. 수소 생산 기술별 환경성 분석 결과

본 연구에서는 수소 생산 방식 중 CG, SMR 그리고 SMR+CCS 기술에 대해 수소 1 kg 생산당 배출되는 온실가스 배출량을 도출하였다(Fig. 2). 문헌 분석(Bae and Jung, 2007; IEA, 2022; Lewis et al., 2022)에 따르면, CG 기술을 이용한 수소 생산의 경우 온실가스 배출량은 17.3 kg CO₂e/kg H₂ ~ 21.6 kg CO₂e/kg H₂의 범위에 있으며,

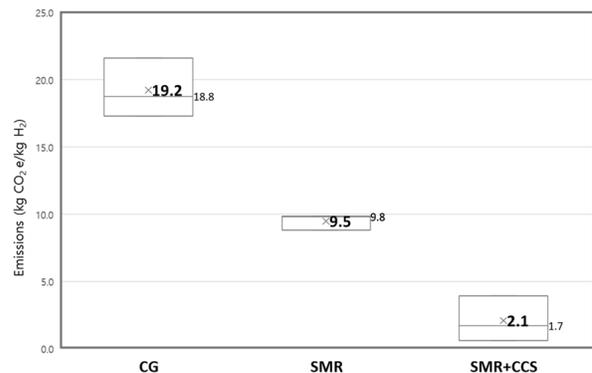


Fig. 2. Average of environmental impact

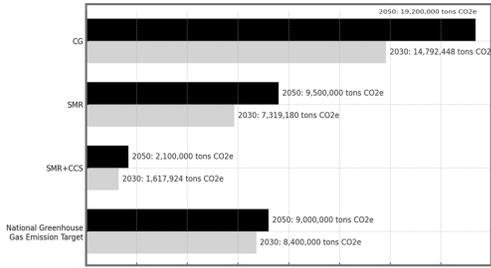


Fig. 3. Greenhouse gas emission based on domestic hydrogen production target

평균 배출량은 19.2 kg CO₂e/kg H₂로 나타났다. SMR 기술을 통한 수소 생산의 온실가스 배출량은 8.8 kg CO₂e/kg H₂ ~ 9.8 kg CO₂e/kg H₂로 설정되었으며, 평균 배출량은 9.5 kg CO₂e/kg H₂로 나타났다. SMR+CCS 기술을 활용한 수소 생산의 온실가스 배출량은 0.6 kg CO₂e/kg H₂ ~ 3.9 kg CO₂e/kg H₂로 나타났고, 평균 배출량은 2.1 kg CO₂e/kg H₂로 나타났다.

또한 국내 수소 생산 목표량을 기준으로 CG, SMR 그리고 SMR+CCS 기술에서 발생하는 온실가스 배출량을 바탕으로 국가 온실가스 목표에 대한 기준 연도(2030년, 2050년)별로 비교하여 분석하였다(Fig. 3). 현재 국가 온실가스 배출 목표는 2030년 8,400,000 ton CO₂e, 2050년 9,000,000 ton CO₂e로 설정되어 있으며, 그린수소, 해외 수입 수소, 부생수소를 제외한 국가 수소 생산 목표량은 2030년 770,440 ton, 2050년 1,000,000 ton으로 설정되어 있다(Jang et al., 2024).

CCS 기술을 도입한 SMR 방식의 온실가스 배출량은 2030년에 1,617,924 ton CO₂e, 2050년에 2,100,000 ton CO₂e로 예측되며, 이는 국가 온실가스 배출 목표에 가장 근접한 값으로 환경적 목표를 달성하는 데 유리한 선택인 것으로 나타났다. 반면, CCS 기술을 적용하지 않은 SMR 방식의 온실가스 배출량은 2030년에 7,319,180 ton CO₂e, 2050년에 9,500,000 ton CO₂e로 나타나 2050년 국가 목표 배출량을 초과한다. 이는 추가적인 온실가스 배출 저감을 위한 조치가 필요함을 보여준다. CG 기술을 이용한 수소 생산의 경우, 2030년 배출량은 14,792,448 ton CO₂e, 2050년 배출량은 19,200,000 ton CO₂e로 매우 높은 수치를 기록하여 국가 배출 목표를 크게 초과하는 것으로 나타났다. 따라서 국가 온실가스 배출 목표에 부합하는 수소 생산 방식으로는 SMR+CCS 방식이 가장 적합한 것으로 나타났으며, 환경적 목표 달성에 중요한 역할을 할 수 있다는 점을 도출하였다.

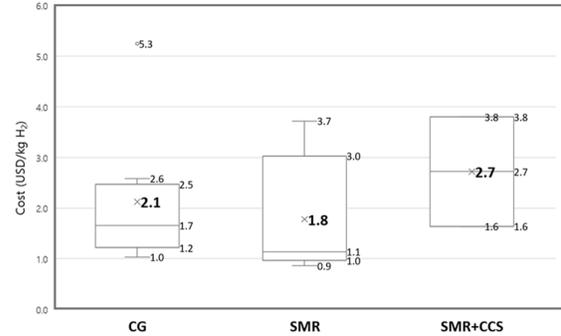


Fig. 4. Average hydrogen production cost

3.2. 수소 생산 기술별 경제성 분석 결과

수소 생산 방식 중 CG, SMR 그리고 SMR+CCS 기술에 대해 수소 1 kg 생산 시 발생하는 경제적 비용을 평가하였다(Fig. 4). 문헌 분석(Bae and Jung, 2007; IEA, 2022; Lewis et al., 2022; McNaul et al., 2023; NRC and NAE, 2004; Simbeck and Chang, 2002; Singh et al., 2005)에 따르면, CG 기술을 이용한 수소 생산의 경우 수소 1 kg당 생산 비용은 1.0 USD/kg H₂ ~ 2.6 USD/kg H₂ 범위에 있으며, 평균 생산 비용은 2.1 USD/kg H₂로 나타났다. SMR 기술을 활용한 수소 생산의 경우 수소 1 kg당 생산 비용은 0.9 USD/kg H₂ ~ 3.7 USD/kg H₂ 범위에 있으며, 평균 생산 비용은 1.8 USD/kg H₂로 도출되었다. SMR+CCS 기술을 활용한 수소 생산의 경우 수소 1 kg당 생산 비용은 1.6 USD/kg H₂ ~ 3.8 USD/kg H₂의 범위에 있으며, 평균 생산 비용은 2.7 USD/kg H₂로 나타났다.

또한 CG, SMR 그리고 SMR+CCS 기술별로 국내 수소 생산 목표량에 대한 기준 연도(2030년, 2050년)에 따른 수소 생산 비용을 비교하여 분석하였다(Fig. 5). SMR+CCS 기술을 이용한 수소 생산 비용은 2030년에

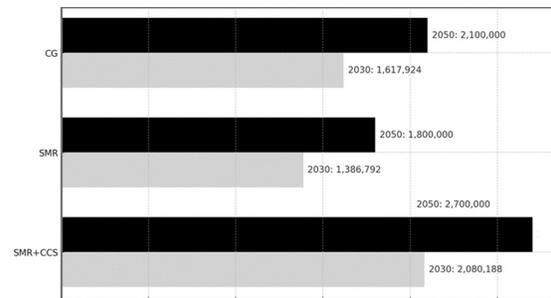


Fig. 5. Projected costs by hydrogen production method (Unit: 1,000 USD)

2,080,188천 USD, 2050년에 2,700,000천 USD로 나타났으며, 이는 세 가지 방식 중 가장 높은 비용을 나타낸다. 이는 CCS 기술 도입으로 인해 경제적 부담이 증가함을 보여준다. 반면, 기존 SMR 방식의 수소 생산 비용은 2030년에 1,386,792천 USD, 2050년에 1,800,000천 USD로 나타나 SMR+CCS 방식에 비해 경제적 비용이 낮아 비용 면에서 가장 효율적인 선택으로 평가된다. CG 기술을 이용한 수소 생산의 비용은 2030년에 1,617,924천 USD,

2050년에 2,100,000천 USD로 나타났으며, 이는 SMR 방식보다 높지만 SMR+CCS 방식보다는 낮은 경제적 부담을 보인다.

3.3. 수소 생산 기술별 최적 비율 분석 결과

본 연구는 CG, SMR 그리고 SMR+CCS 기술에 대한 환경성과 경제성을 종합적으로 고려하여 최적의 수소 생

Table 5. Optimal combination of hydrogen production ratios

No.	Ratio(%)			2030	2050	2030	2050	2030	2050
	Coal	SMR	SMR+CCS	Emissions (t CO ₂ e)	Emissions (t CO ₂ e)	Price (1,000 USD)	Price (1,000 USD)	Emissions Rate	Emissions Rate
[4372]	0	93	7	6,920,092	8,982,000	1,435,330	1,863,000	1,939	1,939
[4279]	0	92	8	6,863,080	8,908,000	1,442,264	1,872,000	1,898	1,898
[4187]	0	91	9	6,806,067	8,834,000	1,449,198	1,881,000	1,858	1,858
[4188]	1	90	9	6,880,800	8,931,000	1,451,509	1,884,000	1,911	1,911
[4096]	0	90	10	6,749,054	8,760,000	1,456,132	1,890,000	1,818	1,818
[4097]	1	89	10	6,823,787	8,857,000	1,458,443	1,893,000	1,871	1,871
[4098]	2	88	10	6,898,520	8,954,000	1,460,754	1,896,000	1,924	1,924
[4006]	0	89	11	6,692,042	8,686,000	1,463,066	1,899,000	1,779	1,779
[4007]	1	88	11	6,766,775	8,783,000	1,465,377	1,902,000	1,831	1,831
[4008]	2	87	11	6,841,507	8,880,000	1,467,688	1,905,000	1,883	1,883
[3917]	0	88	12	6,635,029	8,612,000	1,470,000	1,908,000	1,740	1,740
[4009]	3	86	11	6,916,240	8,977,000	1,470,000	1,908,000	1,936	1,936
[3918]	1	87	12	6,709,762	8,709,000	1,472,311	1,911,000	1,791	1,791
[3919]	2	86	12	6,784,495	8,806,000	1,474,622	1,914,000	1,843	1,843
[3829]	0	87	13	6,578,017	8,538,000	1,476,933	1,917,000	1,701	1,701
[3920]	3	85	12	6,859,227	8,903,000	1,476,933	1,917,000	1,895	1,895
[3830]	1	86	13	6,652,749	8,635,000	1,479,245	1,920,000	1,752	1,752
[3921]	4	84	12	6,933,960	9,000,000	1,479,245	1,920,000	1,949	1,949
[3831]	2	85	13	6,727,482	8,732,000	1,481,556	1,923,000	1,803	1,803
...
[1]	0	0	100	2,408,395	3,126,000	2,052,452	2,664,000	52	52
[3]	1	0	99	1,845,974	2,396,000	2,052,452	2,664,000	7	7
[2]	0	1	99	2,127,185	2,761,000	2,052,452	2,664,000	24	24
[6]	2	0	98	1,920,707	2,493,000	2,054,763	2,667,000	11	11
[5]	1	1	98	2,201,918	2,858,000	2,054,763	2,667,000	31	31
[4]	0	2	98	1,995,440	2,590,000	2,057,075	2,670,000	15	15
[10]	3	0	97	2,276,650	2,955,000	2,057,075	2,670,000	38	38
[9]	2	1	97	1,788,962	2,322,000	2,059,386	2,673,000	5	5
[8]	1	2	97	2,070,172	2,687,000	2,059,386	2,673,000	20	20
[15]	4	0	96	1,863,694	2,419,000	2,061,697	2,676,000	8	8
[14]	3	1	96	2,144,905	2,784,000	2,061,697	2,676,000	26	26
[7]	0	3	97	1,938,427	2,516,000	2,064,009	2,679,000	12	12
[13]	2	2	96	1,731,949	2,248,000	2,066,320	2,682,000	3	3
[21]	5	0	95	2,013,160	2,613,000	2,066,320	2,682,000	16	16
[12]	1	3	96	1,806,682	2,345,000	2,068,631	2,685,000	6	6
[20]	4	1	95	1,881,414	2,442,000	2,070,943	2,688,000	9	9
[11]	0	4	96	1,674,937	2,174,000	2,073,254	2,691,000	2	2
[19]	3	2	95	1,749,669	2,271,000	2,075,565	2,694,000	4	4
[28]	6	0	94	1,617,924	2,100,000	2,080,188	2,700,000	1	1

산 비율(%)을 도출하는 것을 목표로 한다. 수소 생산의 최적 비율을 산정하기 위해, 먼저 1% ~ 100%의 기준으로 조합 기법을 적용하여 총 5,151개의 비교 가능한 조합을 도출하였다. 또한 도출된 5,151개의 조합 중 국내 수소 생산의 2030년 배출목표치인 8,400,000 ton CO₂e 및 2050년 배출목표치인 9,000,000 ton CO₂e를 적용하여 수소 기술 중 해당 목표치에 부합한 1,949개의 조합을 선정하였다 (Table 5). 또한 최종적으로 선정된 1,949개의 조합에 대한 평균을 구하여 수소 생산의 최적 비율을 산정하였다 (Fig. 6).

산정 결과, CG을 이용한 수소 생산의 평균 비율은 13.2%로 나타났으며, 그 범위는 약 0% ~ 40%까지 변동하였다. SMR 방식의 수소 생산 비율의 평균은 31.1%로, 0% ~ 93%까지의 폭넓은 변동 범위를 보였다. SMR 방식에 CCS 기술을 적용한 수소 생산 방식의 평균 비율은 55.7%로, 7% ~ 100%까지의 변동 범위를 보인다.

결론적으로, 본 연구에서 도출된 수소 생산의 최적 비율은 수소 1 kg 생산을 기준으로 CG 수소 생산 기술 비율을 기준 SMR 수소 생산 기술 비율보다 높으면 2030년 2050년 수소 부문 생산 목표량 기준으로 온실가스 배출량은 평균보다 높아지고, 생산 가격은 2030년은 평균보다 높아지지만 2050년은 평균 대비 낮아진다. SMR 수소 생산 기술 비율보다 낮으면 2030년 2050년 수소 부문 생산 목표량 기준으로 온실가스 배출량과 생산 가격은 낮아진다. SMR+CCS 수소 생산 기술 비율보다 높으면 2030년 2050년 수소 부문 생산 목표량 기준으로 온실가스 배출량은 평균보다 증가하지만, 생산 가격은 평균 대비 낮아진다. SMR+CCS 수소 생산 기술 비율보다 낮으면 2030년 2050년 수소 부문 생산 목표량 기준으로 온실가스 배출량

은 평균보다 낮아지지만, 생산 가격은 평균 대비 높아진다. SMR 수소 생산 기술 비율을 기준으로 SMR+CCS 수소 생산 기술 비율보다 높으면 2030년 2050년 수소 부문 생산 목표량 기준으로 온실가스 배출량은 평균보다 증가하지만, 생산 가격은 평균 대비 낮아진다. SMR+CCS 수소 생산 기술 비율보다 낮으면 2030년 2050년 수소 부문 생산 목표량 기준으로 온실가스 배출량과 생산 가격은 낮아진다.

4. 결론

본 연구는 CG, SMR 그리고 SMR+CCS 기술에 따른 환경·경제성을 고려하여 최적의 수소 생산 비율을 도출하였다. 이러한 각 수소 생산 공정의 결과를 바탕으로 정부의 탄소중립 목표에 해당하는 수소 부문 온실가스 배출량 2030년도 8,400,000 t CO₂e, 2050년도(B안) 9,000,000 t CO₂e 목표를 달성하기 위해 적용할 수 있는 수소 생산 방식의 비율을 도출하였다. 그 결과, 수소 1 kg 생산을 기준으로 CG 방식이 13.2%, SMR 방식이 31.1%, SMR+CCS 방식이 55.7%에 해당하는 수소 생산 최적 비율을 도출하였다(Fig. 7).

또한 해당 비율을 기준으로 그린수소 및 해외수입·부생수소를 제외한 국내 수소 생산 목표량 2030년도 770,400 ton 및 2050년도(B안) 1,000,000 ton에 대한 수소 생산 가격을 산정하였다. 그 결과, 2030년도 24,885억 원, 2050년도 32,299억 원 비용이 발생하여 총 57,184억 원의 비용이 소모될 것으로 본 연구에서 확인하였다.

이를 통해 향후 연구에서는 청정수소 인증제와 결합하여 수소 생산의 최적 비율에 대한 추가적인 분석이 필요

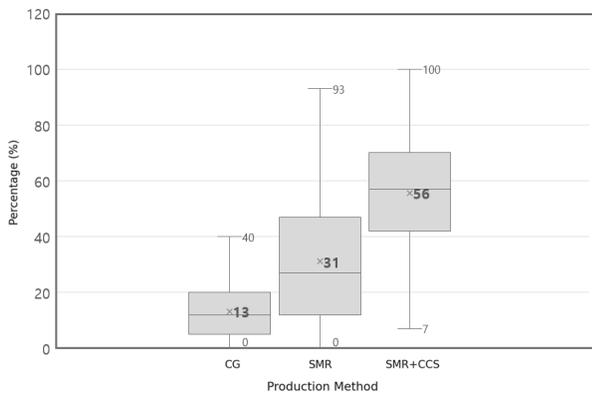


Fig. 6. Average ratio of hydrogen production

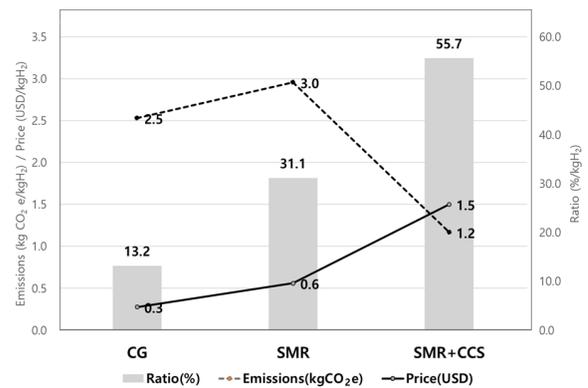


Fig. 7. Route optimization of hydrogen production (kg H₂)

할 것으로 예상된다. 이를 수행하기 위해서는 국내 2030년도 및 2050년도 수소 목표량에 제일 큰 비중을 차지하고 있는 그린수소 기술에 대한 내용도 추가로 작성해야 할 것으로 사료된다. 이에 대한 연구는 국내 수소 경제 활성화와 탄소중립 목표 달성을 위한 전략적 방향성을 제공할 것이다.

사사

본 연구는 국토교통부/국토교통과학기술진흥원의 지원으로 수행되었음(과제번호 RS-2024-00417444).

Reference

- 2050 CNC (Presidential Commission on Carbon Neutrality and Green Growth). 2021. 2050 carbon neutrality scenarios. <https://www.2050cnc.go.kr/base/board/read?boardManagementNo=4&boardNo=101>
- Bae JH, Jung KH. 2007. A study on the estimation of hydrogen production costs: Focusing on fossil energy. Uiwang, Korea: Korea Energy Economics Institute. Analysis Report 07.
- Brinkman G. 2003. Economics and environmental effects of hydrogen production methods. College Park, MD: University of Maryland. School of Public Policy.
- Cho YK. 2022. ESG and firm performance: Focusing on the environmental strategy. Sustainability 14(13): 7857. doi: 10.3390/su14137857
- Hegland M, Garcke J, Challis V. 2007. The combination technique and some generalisations. Linear Algebra Appl 420(2-3): 249-275. doi: 10.1016/j.laa.2006.07.014
- IEA (International Energy Agency). 2022. Opportunities for Hydrogen Production with CCUS in China. <https://www.iea.org/reports/opportunities-for-hydrogen-production-with-ccus-in-china>
- IRENA (International Renewable Energy Agency). 2022. Geopolitics of the energy transformation: The hydrogen factor. <https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen>
- Jang SJ, Jung DW, Kim JY, Hwang YW, An HK. 2024. An evaluation of net-zero contribution by introducing clean hydrogen production using life cycle assessment (in Korean with English abstract). J Hydrog New Energy 35(2): 175-184. doi: 10.7316/JHNE.2024.35.2.175
- Joint Ministries. 2021. 2030 national greenhouse gas reduction target (NDC) upgrade plan.
- Kim DH. 2010. Global warming effect on marine environments and measure practices against global warming (in Korean with English abstract). J Korean Soc Mar Environ Saf 16(4): 421-425.
- Ko MK, Kim TJ. 2023. ESG issue analysis based on LDA: Focusing on big data news from 2009 to 2022 (in Korean with English abstract). J Digit Contents Soc 24(3): 517-530. doi: 10.9728/dcs.2023.24.3.517
- Kuhn DR, Bryce R, Duan F, Ghandehari LS, Lei Y, Kacker RN. 2015. Combinatorial testing: Theory and practice. Adv Comput 99: 1-66. doi: 10.1016/bs.adcom.2015.05.003
- Lee CY. 2021. Estimating the economic effect of the renewable energy industry by energy transition (in Korean with English abstract). Innov Stud 16(3): 247-274. doi: 10.46251/INNOS.2021.8.16.3.247
- Lewis E, McNaul S, Jamieson M, Henriksen MS, Scott MH, Walsh L, Grove J, Shultz T, Skone TJ, Stevens R. 2022. Comparison of commercial, state-of-the-art, fossil-based hydrogen production technologies. Pittsburgh, PA: National Energy Technology Laboratory. Technical Report DOE/NETL-2022/3241. doi: 10.2172/1862910
- McNaul S, White C, Wallace B, Warner T, Matthews HS, Ma JN, Ramezan M, Lewis E, Morgan D, Henriksen M, et al. 2023. Hydrogen shot technology assessment: Thermal conversion approaches. Pittsburgh, PA: National Energy Technology Laboratory. Technical Report. doi: 10.2172/2228279
- MOTIE (Ministry of Trade, Industry and Energy). 2021 Oct 7. Hydrogen economy performance and vision of a leading hydrogen nation. Korea Policy Briefing.
- Nikolaidis P, Poullikkas A. 2017. A comparative overview of hydrogen production processes. Renew Sustain Energy Rev 67: 597-611. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.044
- NRC (National Research Council), NAE (National

- Academy of Engineering). 2004. Committee on alternatives and strategies for future hydrogen production and use. the hydrogen economy: Opportunities, costs, barriers, and R&D needs. Washington, DC: National Academy of Sciences. Technical Report FG36-02GO12114.
- Ryi SK, Han JY, Kim CH, Lim HK, Jung HY. 2017. Technical trends of hydrogen production (in Korean with English abstract). *Clean Technol* 23(2): 121-132. doi: 10.7464/ksct.2017.23.2.121
- Simbeck D, Chang E. 2002. Hydrogen supply: Cost estimate for hydrogen pathways-scoping analysis. Golden, CO: The National Renewable Energy Laboratory. Subcontractor Report NREL/SR-540-32525.
- Singh M, Moore J, Shadis W. 2005. Hydrogen demand, production, and cost by region to 2050. Lemont, IL: Argonne National Laboratory. Technical Report ANL/ESD/05-2.
- Song YW, Oh CW. 2022. Korea's policy direction on the research & development of Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS) Technologies: Focusing on DAC technologies (in Korean with English abstract). *J Clim Change Res* 13(1): 75-96. doi: 10.15531/KSCCR.2022.13.1.075