

국내 수소 생산에 따른 CO₂ 발생량 분석

한자령 · 박진모 · 김요한 · 이영철 · †김형식

한국가스공사 가스연구원

(2018년 11월 26일 접수, 2019년 3월 13일 수정, 2019년 3월 14일 채택)

Analysis of CO₂ Emission Depending on Hydrogen Production Methods in Korea

Ja-Ryoung Han · Jinmo Park · Yohan Kim · Young Chul Lee · †Hyoung Sik Kim

Korea Gas Corporation Research Institute,

960 Incheonssinhang-Daero, Yeonsu-Gu, Incheon, 21993, Korea

(Received November 26, 2018; Revised March 13, 2019; Accepted March 14, 2019)

요 약

근래 환경 문제가 이슈화됨에 따라, 수소 에너지에 대한 관심 역시 빠르게 집중되고 있다. 특히 국내에서는 수소 에너지의 보급을 위하여 정부 주도 하, 수소전기차 및 수소충전소의 확산이 탄력을 받고 있다. 그러나 수소 에너지의 도입 취지에 부합하는, 실질적인 국내 환경성에 대한 기여도가 평가되어야 하지만, 기존 CO₂ 배출량 분석 방법의 대부분은 미국의 에너지 환경을 대표하여 개발되었으므로, 국내 현실에 그대로 적용하기에는 한계가 존재한다. 따라서 본 논문에서는 국내에서 수소 생산 시 배출되는 CO₂ 배출량을 평가하는 방식으로, 물질 수지 기반의 수치 계산 분석을 제안한다. 제안한 방법을 바탕으로 천연가스, LPG, 나프타를 원료로 개질 반응 및 전기분해, COG를 활용한 수소 생산 시 국내에서 발생하는 CO₂ 배출량을 분석하였다. 또한, 해당 결과를 GREET 프로그램 분석 결과를 비교하여 제안한 방법의 신뢰성을 확인해보았다.

Abstract - Because of environmental pollution problem, interests in hydrogen energy has been concentrating sharply. Especially in Korea, the market related with fuel cell vehicles and hydrogen refueling stations is increasing actively under the government-led. However, the actual contributions to environmental improvement effect of hydrogen energy is required to be evaluated with representing reality. In this sense, lots of conventional analyzing tools have some limitations to adapt in Korea's situation directly. It is caused by the differences of raw energy market between the US and Korea. That is, most of analytic tools are developed by representing energy market of the US, where can produce variety of raw feed energy sources. Therefore, in this paper, we propose mass balance based numerical analyzing method, which is suitable for the actual hydrogen production process in Korea for exact evaluation of CO₂ emission amount in this country. Using proposed method, we has demonstrated reformed hydrogen from natural gas, LPG and naphtha, electrolysis-based hydrogen, and COG-based hydrogen. Furthermore, with the comparison of GREET program analysis results, robustness of numerical analysis method is demonstrated.

Key words : hydrogen production, CO₂ emission, production technology, natural gas, liquefied petroleum gas, naphtha, steam reforming, electrolysis, cock oven gas

†Corresponding author:hskim@kogas.or.kr

Copyright © 2019 by The Korean Institute of Gas

I. 서론

과거의 에너지산업 분야에 대한 전망에 있어서, 석유, 천연가스, 석탄과 같은 화석 연료가 그 매장량이 한정되어있기 때문에, 에너지 고갈에 대한 우려가 큰 상황이었다. 이에 따라 화석 연료의 고갈 시점에 앞선 새로운 에너지원 도입에 대한 필요성이 대두되기 시작하였으며, 이를 반영하여 제리미 리프킨 등과 같은 많은 학자들이 수소가 새로운 대안이 될 것으로 예측하였다[1]. 그러나 지속적인 기술 발전을 토대로, 셰일 가스 등과 같이 고도화된 기술을 요구하는 에너지 개발 분야에서도 차츰 채산성을 확보함에 따라, 활용 가능한 화석 연료가 늘어났고, 점진적으로 화석 연료 고갈에 대한 우려가 불식되기 시작하였다. 이에 따라 수소 에너지에 대한 필요성도 점차 불확실해지면서 수소 경제에 대한 기대가 감소되어져갔다[2].

하지만 2016년 파리 협정 등 지구 온난화 문제가 전 세계적으로 심각하게 논의되기 시작하면서, 온실가스 배출 저감을 위한 대체 에너지의 필요성이 다시금 떠오르기 시작하였다. 이에 따라 현재는 수소 에너지가 기존의 내연 기관을 대체하여, CO₂ 및 미세먼지 저감과 같은 친환경성을 확보할 수 있는 친환경적 대체 에너지원으로써 주목을 받고 있다[3].

수소 에너지 도입에 있어 선도적인 위치를 차지하고 있는 일본의 경우, 최종적으로 CO₂ 발생이 없는 수소 생산 및 공급 시스템 확립을 목표로 수소 산업전략 로드맵을 수립하였다. 이에 따라 신에너지산업 종합개발기구(New Energy and Industrial Technology Development Organization)에서도 수소 기술 개발을 3단계로 분류하였으며, 초기에는 수소 및 인프라의 확충을 우선 과제로 삼고 있으나, 최종적으로는 CO₂-free 수소제조 및 저장과 이송에 대해 집중적인 투자를 진행하고 있다[4].

또 하나의 선도 국가인 독일의 경우, CO₂ 저감이라는 수소 에너지 도입 목적에 중점을 맞추어, 충실하게 수소 시대를 준비하고 있다. 특히 현재 활용 불가능하거나 활용하지 않고 남은 신재생 전기를 활용하여 수소를 생산하는 P2G (Power to Gas) 기술을 중심으로 자국 내 수소 산업을 이끌어가고 있다. 일례로, 2015년 기준 독일의 신재생 전기는 전체 발전량의 30%라는 큰 비중을 차지하고 있으나, 그 중 풍력 발전에서 생산되는 전기의 약 70%가 활용되지 못하고 버려지고 있다. 향후 국가 전략에 따라 2050년까지 독일의 전체 전력량 중 70% 이상을 신재생 전기로 생산하게 되면, 버려지는 전력량은 막대할 것으로 예측된다. 이에 따라 독일은 신

재생 전기 발전의 보급과 더불어 수소 에너지의 보급을 함께 촉진하고자 노력하고 있다[5].

미국의 경우 천연가스 개질을 통한 수소 생산이 전체 수소 생산량의 90%에 상응하는 많은 부분을 차지하고 있지만[6-7], EERE (Energy Efficiency and Renewable Energy)를 중심으로 CCS(Carbon Capture and Storage)의 기술 개발 및 신재생 에너지를 이용한 환경 무해 수소 생산 등 CO₂ 저감에 초점을 맞춘 연구들을 진행하고 있다[8]. 미국 내 수소 에너지 보급이 가장 활발히 진행되고 있는 캘리포니아주에서는, 에너지 위원회(California Energy Commission)를 통해 지원받아 설립된 수소충전소에서는 신재생 에너지로 생산된 수소가 최소 33% 이상 포함되어야 함을 발표한 바 있다. 또한, 현재 캘리포니아에서는 수소전기차로 공급되는 수소의 약 37%가 신재생 에너지로 생산된 수소로 집계되는 등 수소 보급 확대에 있어서 CO₂ 저감에 대한 문제를 매우 민감하게 다루고 있다[9-10].

국내에서도 CO₂ 및 미세먼지 저감을 위한 친환경 자동차와 인프라 보급에 관심이 증대됨에 따라, 수소 에너지의 보급이 촉진되고 있다. 이러한 상황을 반영하여 정부 기관에서는 수소전기차 및 수소충전소에 대한 구체적인 보급 계획을 발표하고 있으며, 실질적으로도 수소 에너지 보급에 가속을 붙이고 있다[11-12].

그러나 국내의 경우는 수소 보급에 앞장서고 있는 일본, 독일, 미국과 달리, 수소를 생산하는데 필요한 원료인 탄화수소계 연료 대부분을 수입하고 있으며, 전기의 에너지 믹스 또한 화력 발전의 비중이 높은 등 다소 차이점이 있다. 이에 따라, 통상적인 LCA (Life Cycle Analysis), WTW (Well-to-Wheel) 분석 등을 통하여 도출한 수소를 생산 시 발생하는 CO₂ 배출량은 실질적인 국내 배출 상황을 대표하기 어렵다[13].

따라서 본 연구에서는 국내에서 수소 생산 시 그 방법별로 발생하는 CO₂ 배출량을 분석하였다. 이 때, 국가 온실가스 배출 통계가 국제기준 IPCC Guidelines 등에 따르며[14], 해당 기준에서 국가 인벤토리에 대해서는 국가 관할 지역으로 한정하고 있으므로[15], 원료에 대해 Production based CO₂ emission을 적용하여 해당 과정에서 발생하는 CO₂ 배출량을 제외하였다. 또한, 생산된 수소가 국내에서 공급되는 과정은 생산 원료에 따른 차이점보다는 생산 위치에 따라 달라지므로 본 분석 대상에서는 제외하였다. 즉, 본 논문에서는 천연가스/LPG/나프타 개질, COG (Coke Oven Gas), 전기분해를 활용하여 수소를 생산할 때 발생하는 CO₂ 발생량

중점으로 분석 및 비교하였다.

II. 분석 방법

2.1. Mass Balance Based Theoretical Analysis

(1) Natural Gas Reforming

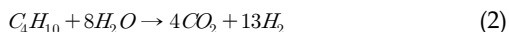
천연가스 개질을 활용한 수소 생산의 경우 공정 효율에 따라 CO₂ 배출량이 변화할 수 있다. 따라서 본 분석에서는 공정 효율 LHV (Lower Heating Value) 62.2% 기준으로 고정하고[16], 천연가스를 대표하는 메탄 대비 수소 생산의 Stoichiometry 비 4를 적용하여 연료 투입량을 추정하였으며, 공정 효율에 따라 필요한 연료 및 원료를 합하여 총 투입된 천연가스 양을 토대로 CO₂ 배출량을 분석하였다.



또한, 국내 환경에서 천연가스 개질을 이용할 경우, 천연가스(Natural Gas)의 생산 보다는 액화 천연가스(LNG, Liquefied Natural Gas)의 수입에 따른 특수성이 고려되어야 한다. 이에 따라 본 분석에서는 LNG 기화 공정에서 발생하는 CO₂ 배출량을 추가로 고려하였다.

(2) Liquefied Petroleum Gas Reforming

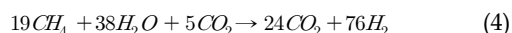
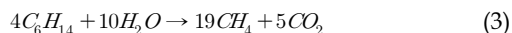
천연가스 개질을 활용한 수소 생산과 마찬가지로, LPG를 활용하여 수소를 생산할 때에도 공정 효율에 따라 발생하는 CO₂ 배출량이 민감하게 변화하므로 LHV 58.2%를 기준으로 고정하였다[16]. 또한, LPG의 경우 주성분이 프로판과 부탄으로 구성되어 있는데, 국내에서는 주로 프로판을 가정용으로, 부탄을 차량용으로 활용한다. 본 분석에서는 수소전기차로 대표되는 수소 시장을 고려하여, LPG 충전소에서의 수소 생산을 반영하도록 부탄을 LPG의 대표 물질로 선정하였다. 이에 따라 부탄 대비 수소 생산의 stoichiometry 비 13을 활용하여 연료 투입량을 추정하였으며, 공정 효율에 따라 필요한 연료 및 원료를 합하여 총 투입된 LPG 양을 토대로 CO₂ 배출량을 분석하였다.



(3) Naphtha Steam Cracking

나프타를 활용한 수소 생산 역시 공정 효율이 CO₂ 배출량의 주요 변수로 작용할 수 있으므로 효율에 대한 기준이 필요하다. 국내에서의 나프타 크

래킹은 대형 석유화학 플랜트 규모에서 주로 사용되기 때문에, 이를 반영하여 LHV 60.4%를 기준 효율로 고정하였다[16]. 나프타는 탄소수 5개에서 12개로 구성된 체인형 탄화수소의 혼합물이며, 석유화학 산업의 주원료로 활용된다. 활용 목적에 따라 스팀을 첨가하여 나프타의 탄소 고리를 끊어주게 되는데, 본 과정에서 수소가 발생하게 된다. 또한, 나프타의 경우 원료 성분의 분자 형태가 길고 다양하므로 메탄으로의 전환 및 본 개질의 안정성 확보를 위해 Pre-reforming (예비 개질) 공정도 거치게 된다. 따라서 본 분석에서는 나프타 대표 물질을 전체 조성 대비 물질 질량의 산술 평균을 활용하여 탄소수 6개인 n-Hexane으로 선정하였다[17]. Pre-reforming 공정을 포함하여 나프타 대비 수소 생산의 stoichiometry 비를 19로 적용하여 공정 효율에 따라 총 투입된 원료 및 연료의 나프타 양을 토대로 CO₂ 배출량을 분석하였다.



(4) Water Electrolysis

산업용 수전해 전기분해 장치에서 수소 생산 시 발생하는 CO₂를 분석하기 위해서 우선 소모되는 전력량에 대한 기준이 필요하다. 본 연구에서는 수소 단위 부피당 약 4.5~5kWh의 전력 소모를 기준으로[18], 1kg의 수소를 생산 시 소모되는 전력량을 도출하였다. 또한, 에너지 관리 공단의 배출계수를 활용하여 국내 한전 전력망의 전기를 활용한 전기분해 수소 생산 시 발생하는 CO₂ 배출량을 분석하였다.

(5) Coker Oven Gas

국내에서는 통상적으로 제철공정의 코크스 생산 시 발생하는 COG를 자체적으로 Coke 가열에 사용하거나, 제철공정 내 연료로 사용된다. 이에 따라 국내 환경에서는 COG에 포함된 수소(Table 1)를 제철공정의 연료로 사용하지 않고 분리할 경우, 이에 상응하는 추가적인 연료가 투입되어야 한다.

따라서 COG를 활용하여 수소를 생산할 시 국내에서 발생하는 CO₂ 배출량을 알기 위해서는, 거시적 관점에서 수소를 대체하여 투입되는 연료의 연소 시 발생하는 CO₂가 고려되어야 한다. 본 분석에서는 이와 같은 COG를 활용한 수소 생산의 한계점을 고려하여, 추가로 제철공정에 투입되는 연료를 가장 탄소수가 낮은 천연가스로 적용하여, 국내

Table 1. Composition of Coke Oven Gas

Component	Volume Percent(%)
Hydrogen	55
Methane	25
Nitrogen	9
Carbon monoxide	6
Carbon dioxide	3
Hydrocarbon	2
Sum	100

에서 COG 공정을 활용한 수소를 생산 시 발생하는 CO₂ 배출량을 분석하였다.

2.2. GREET 2017 Program Analysis

GREET(Greenhouse gas, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation)는 에너지의 생산 및 사용에 따른 온실가스 배출에 대해 분석하기 위하여 Argonne 국가 연구소에서 개발 및 배포한 프로그램이다.

본 연구에서는, GREET에서 제공하는 기술별 수소 생산 시 발생하는 CO₂량을 분석하기 위하여 활용하였으며, 이에 따라, WTP(Well to Pump)에서 생산에 해당하는 부분만을 취사선택하였다. 그러나 앞선 수치 계산과 달리, 프로그램에서 제공하는 원료의 한계로 인해 천연가스, COG, 전기분해를 활용한 CO₂ 배출량만을 분석할 수 있었다.

천연가스의 경우, “Compressed gaseous hydrogen from natural gas”를 선택하였으며, 전체 흐름도 중, 천연가스 생산 시 발생하는 CO₂ 배출량 및 수소 생산 시 발생하는 CO₂ 배출량을 선택하였다.

전기분해의 경우, “Compressed gaseous hydrogen from electricity”에서 전기 생산 시 발생하는 CO₂ 배출량을 선택하여 결과를 도출하였다. 이때, Fig. 1 에서 보이는 것과 같이 GREET에서 제공하는 전기 생산 시 에너지 믹스[19]와 국내 전기의 에너지 믹스[20]는, 국내 전기의 에너지 믹스가 석탄 화력의 의존도가 다소 높은 등의 차이점을 보인다. 그러나 차이의 최대치가 Fig. 2 에서 보이는 것과 같이, 원료별 10%를 초과하지 않으므로 비교에 유의성이 있다고 판단하였다.

마지막으로 COG의 경우, “Gaseous hydrogen from coke oven gas”를 선택하여 결과를 도출하였다.

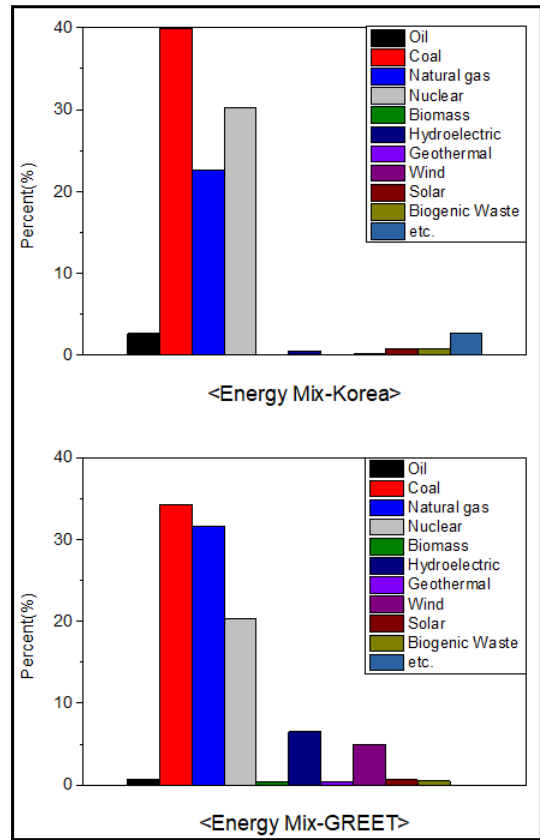


Fig. 1. Electricity Energy Mix charts of Korea market and GREET program data.

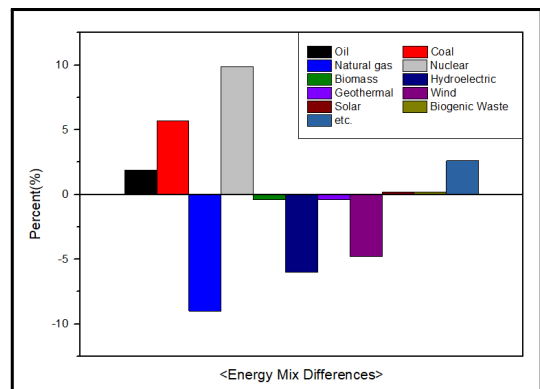


Fig. 2. Energy Mix Differences between Korea market and GREET program data.

III. 결과 및 고찰

3.1. Mass Balance Based Theoretical Analysis

(1) Natural Gas Reforming

원료로 투입된 천연가스(메탄) 대비 생산되는 수소의 stoichiometric 비를 4로 적용하여, 공정 효율(62.2%)에 부합하도록 공정에서 추가 소모되는 연료로 천연가스 투입량을 추정된 결과, 총 2.07몰의 천연가스가 필요함을 도출하였다. 즉, 수소 1몰을 생산하기 위해 CO₂ 0.52몰이 발생한다. 또한, 국내 천연가스의 경우 LNG를 수입하는 특수한 구조를 갖기 때문에, LNG의 기화 시 발생하는 CO₂를 포함하였으며, 2017년 한국가스공사 온실가스 배출 실적 및 천연가스 판매 실적에 근거하여, 1kg의 LNG 기화 시 0.02kg의 CO₂가 발생함을 확인할 수 있었다. 결론적으로, 국내에서의 수소 1kg을 생산하기 위해서 천연가스 개질을 활용할 시 11.39kg의 CO₂가 발생한다.

(2) Liquefied Petroleum Gas Reforming

원료로 투입된 LPG(부탄) 대비 생산되는 수소의 stoichiometric 비를 13으로 적용하여, 공정 효율(58.2%)에 부합하도록 공정에서 추가 소모되는 연료로 LPG 투입량을 추정된 결과, 총 2.22몰의 LPG가 필요함을 도출하였다. 즉, 수소 1몰을 생산하기 위해 CO₂ 0.68몰이 발생한다. 결론적으로, 국내에서의 수소 1kg을 생산하기 위해 LPG 개질을 활용할 시, 15.03kg의 CO₂가 발생한다.

(3) Naphtha Steam Cracking

원료로 투입된 나프타(헥산) 대비 생산되는 수소의 stoichiometric 비를 19로 적용하여, 공정 효율(60.4%)에 부합하도록 공정에서 추가 소모되는 연료로 나프타 투입량을 추정된 결과, 총 2.16몰의 나프타가 필요함을 도출하였다. 즉, 수소 1몰을 생산하기 위해 CO₂ 0.68몰이 발생한다. 결론적으로, 국내에서의 수소 1kg을 생산하기 위해 나프타 개질을 활용할 시, 15.02kg의 CO₂가 발생한다.

(4) Water Electrolysis

전기분해를 활용하여 수소를 생산할 시, 수소 1kg당 전기 56kWh가 필요하다. 또한, 에너지 관리공단의 배출계수를 통해 국내 전기 1kWh당 0.47kg의 CO₂를 배출함을 확인할 수 있다. 결론적으로, 국내에서 수소 1kg을 생산하기 위해 현재 한전 전력망의 전기를 활용할 시, 26.35kg의 CO₂가 발생한다. 그러나, 국내 전력에서 태양광 발전과 같은

Table 2. Amount of CO₂ emission (kg-CO₂/kg-H₂) depending on hydrogen production methods in Korea

Method	Feed Production	H ₂ Production Process	Total Amount
NG Reforming	0.02	11.37	11.39
LPG Reforming	unknown	15.03	15.03
Naphtha Reforming	unknown	15.02	15.02
Electrolysis	26.35	-	26.35
COG	21.48	-	21.48

CO₂-free 신재생 에너지의 비중이 증가하거나 별도로 신재생 전기를 생산하여 수소를 생산 시에는 배출되는 CO₂는 감소하거나 없을 것으로 전망된다.

(5) Cock Oven Gas

COG 조성(Table 1)을 이용하여 추정해 본 결과, 전체 공정에서 COG가 100 liter 발생 시 수소가 55 liter(4.91g) 발생하며, 이와 함께 잔여 hydrocarbon을 모두 연료로 활용하였다고 가정할 때 0.07kg의 CO₂가 배출된다. 하지만 앞서 논의한 바와 같이, COG 내 수소를 연료로 사용하지 않을 경우, 해당 공정에서는 추가적인 연료가 필요하다. 이때, 탄소수가 가장 낮은 천연가스를 연료로 소모한다고 가정하였고, COG 성분 중 수소를 제외한 나머지 hydrocarbon은 천연가와 함께 연료로 가정하였다. 결론적으로, 국내에서의 수소 1kg을 생산하기 위해 COG를 활용할 시, 21.48kg의 CO₂가 발생한다.

3.2. GREET 2017 Program Analysis

GREET 분석에 따르면 천연가스 1kg 생산 시 CO₂ 발생량은 0.31kg이며, 이를 수소 1kg 생산 시 필요한 천연가스의 양으로 환산해주면 1.28kg의 CO₂가 발생함을 알 수 있다. 또한, GREET에서 제시하는 수소 생성 공정 자체에서 발생하는 10.88kg의 CO₂ 배출량을 합하여 총 12.16kg-CO₂/kg-H₂를 도출하였다.

전기분해의 경우, 1kWh의 전기를 생산할 때 0.51kg의 CO₂가 발생함을 GREET에서 제시하고 있다. 따라서 수소 1kg을 생산할 때 전기 56kWh가 소모됨을 적용하여, 총 28.56kg-CO₂/kg-H₂를 도출하였다.

마지막으로, COG의 경우 GREET에서 제공하는

Table 3. Amount of CO₂ emission(kg-CO₂/kg-H₂) depending on hydrogen production methods in Korea, analyzed GREET program

Method	Feed Production	Hydrogen Production Process	Total Amount
NG Reforming	1.28	10.88	12.16
Electrolysis	28.56	-	28.56
COG	-	4.13	4.13

COG로부터 수소 생산 공정의 CO₂ 배출량을 적용하였다. 이때, 발생하는 CO₂는 coking 공정, PSA (Pressure Swing Adsorption), 및 전달 각각의 에너지효율에 비례하게 배분하여 결과를 제공하고 있다. 그 결과, 총 4.13kg-CO₂/kg-H₂를 도출하였다.

3.3. Results Comparison

본 연구에서 분석한 국내 수소 생산 시 발생하는 CO₂ 배출량은 주요 에너지원을 수입하고 있는 국내 실정에 맞추어, 탄화수소 원료의 생산 시 발생하는 CO₂ 배출량에 집중되어있던 그 전의 배출량 분석과 달리, 국내 환경에서 수소 생산 시 생산 공정에서 배출되는 실질적인 CO₂량을 도출하고자 하였다. 이에 따라, LNG의 기화 과정에서 발생하는 CO₂, 전기분해를 위한 전기 생산 시 발생하는 CO₂, COG의 수소 연료를 대체할 천연가스 사용으로 인한 CO₂ 배출량과 같이 실질적으로 국내에서의 수소 생산 시 발생하는 배출량을 함께 고려하였다.

이때, 물질 수지를 활용한 계산적 방법 및 GREET 프로그램을 활용한 분석 결과를 종합하여 Fig. 2와 같은 최종적인 결과를 도출하였다.

분석 결과, 개질 기술을 활용한 수소 생산 시 발생하는 CO₂ 배출량은 수치적 분석에서 각각 12.47~15.03kg-CO₂/kg-H₂를 나타내어, 원료에 따라 천연가스, LPG, Naphtha의 순서로 환경성이 좋은 것으로 보인다. 천연가스 개질기술 활용을 통한 수소 생산에 대하여 해당 수치 분석 결과와 GREET 프로그램 분석 결과를 비교하여 보았을 때, CO₂ 배출량 차이가 0.31kg-CO₂/kg-H₂로, 매우 유사하게 나타났다. 따라서 GREET 분석에서는 LPG와 나프타를 활용한 수소 생산에 따른 CO₂ 배출량 결과를 확인할 수는 없지만, 물질 수치 기반의 계산 결과와 유사할 것으로 예상된다. 나아가, 개질 기술의 발전으로 인해 공정 효율이 증가할수록, CO₂ 배출

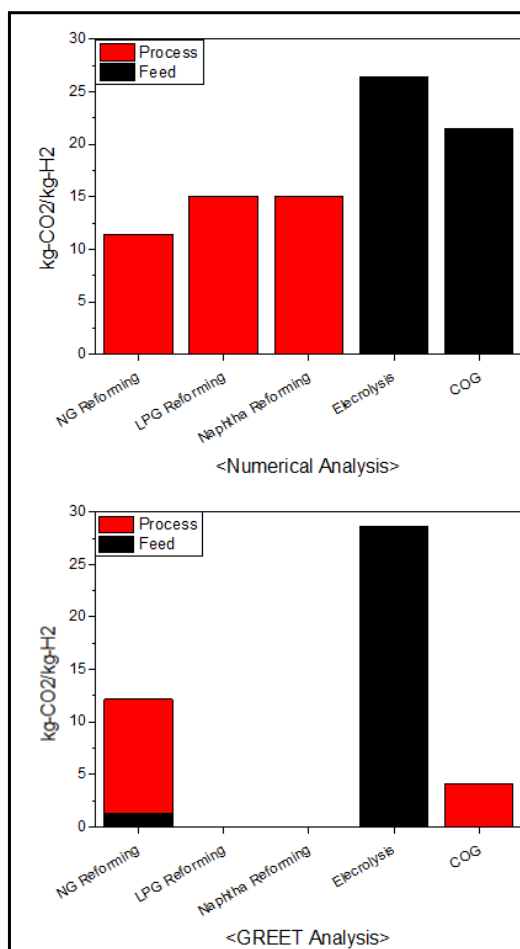


Fig. 3. Comparison with numerical analysis results and GREET program analysis results.

량이 감소할 것으로 전망된다.

또한, 국내 환경에서는 전기 생산 시, 석탄의 의존도가 매우 높아 해당 전기를 활용한 수전해 수소 생산 역시 환경적 이익을 얻을 수 없는 것으로 나타났다. 이는 조금 더 친환경적인 에너지 믹스를 갖는 GREET 데이터를 활용한 분석에서도 마찬가지 결과를 얻을 수 있었다. 다만, 전기분해의 경우 신재생 에너지 활용이 증가할수록 생산된 수소의 환경성은 개선될 것으로 예측된다.

마지막으로, COG의 경우, 유일하게 물질 수지의 수치 계산적 분석 방법과 GREET 프로그램 분석 결과가 큰 차이를 보인다. 이는 GREET 분석에서는 COG를 통한 수소를 By-Product로만 분류한 한계점이 존재하기 때문이다. 실질적으로 COG 공

정에서 목표하지 않은 수소가 생산되기는 하나, 해당 수소를 공정의 연료로 활용하지 않을 경우, 동일 열량만큼의 대체 연료가 필요하다. 추가적인 연료의 연소 시 CO₂ 배출량이 급격히 증가하게 되고, 가장 탄소수가 낮은 천연가스(메탄)로 연료를 가정하여 분석하여도 21.48kg-CO₂/kg-H₂라는 배출량이 도출되었다.

IV. 결론

(1) 현재 국내에서의 수소 생산 시, 천연가스 개질이 CO₂ 배출량이 가장 낮다. 또한, 개질 공정의 효율증가에 따라 CO₂ 발생량은 더욱 낮아질 것으로 예측된다.

(2) 현재 국내의 전기 생산 구조로는 전기를 이용한 수소 생산 시 CO₂ 배출량 측면에서는 친환경적이라 하기 힘들으나, 신재생 에너지로의 전환과 더불어 환경성이 개선될 것으로 예측된다.

(3) COG에서 발생하는 수소를 연료가 아닌 별도 분리하여 수소만을 활용할 경우, 연료로 사용되는 수소의 열량만큼 보충할 추가 연료가 필요하며, 이때, 발생 되는 CO₂량은 비교적 높다. 또한, 개질 기술을 활용할 시 발생하는 CO₂ 배출량 분석에서는 전체 공정 효율에 PSA 공정이 포함되어 있으나, 본 논문에서 소개하는 COG 공정에서 수소 생산 시 발생하는 CO₂ 배출량 분석에서는 PSA 공정이 배제되어 있다. 따라서 본 논문에서 소개한 배출량보다 실제 CO₂ 배출량은 다소 증가할 수 있음을 밝힌다. COG에서의 수소 분리 및 활용의 환경적 측면은 심도 깊게 고찰되어야 한다.

(4) 본 논문은 기술별 객관적 비교를 위하여, 개질 효율을 원료별로 동시에 비교하고 있는 논문을 인용하였으며, 전기분해에 소모되는 전력량 또한 해당 논문과 동시대에 발표된 논문을 인용하였으나, 해당 논문의 출판 연도가 다소 오래되어, 전체 기술별 발전이 수반되었으므로, 현시점에서의 CO₂ 배출량은 본 분석보다 다소 줄어들 가능성이 있다.

(5) 본 논문에서는 수소를 생산할 시에 발생하는 CO₂ 배출량만을 분석하였으나, 실제 국내에서 수소 에너지 활용으로 인해 발생하는 CO₂ 발생량 예측을 더욱 근사하게 도출하기 위해서는 수소 에너지의 저장 및 이송 시 발생하는 용량, 방법, 거리 등에 따라 발생하는 CO₂ 배출량뿐만 아니라, 수소 충전소에서 활용되는 수소 압축기, 디스펜서 등에서 소요하는 에너지 및 CO₂ 배출량 역시 보완되어야 할 것으로 생각된다.

감사의 글

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제(No. 20162310100020)입니다.

REFERENCES

- [1] R. Jeremy, *The Hydrogen Economy : The Creation of the Worldwide Energy Web and the Redistribution of Power on Earth*, (2003)
- [2] G. W. Bang, "Problems in Hydrogen Economy and the Need for the Development of New Energy Source", *Journal of the Korean Society of Jungshin Science*, **13**, 73-80, (2009)
- [3] K. Oshiro, T.Masui, "Diffusion of low emission vehicles and their impact on CO₂ emission reduction in Japan", *Energy Policy*, **81**, 215-225, (2015)
- [4] Japan's Ministry of Economy, Trade and Industry, *The Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cell*, (2016)
- [5] Hydrogen Council, *How hydrogen empowers the energy transition*, (2017)
- [6] J. D. Holladay, J. Hu, D. L. King, Y. Wang, "An overview of hydrogen production technologies", *Catalysis Today*, **137**, 244-260, (2009)
- [7] P. Nikolaidis, A. Poullikkas, "A comparative overview of hydrogen production processes", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **26**, 597-611, (2017)
- [8] U.S. Department of ENERGY, Energy Efficiency & Renewable Energy, Fuel cell technologies office, *Hydrogen Production*, (2014)
- [9] A. Lowenthal, *California Senate Bill 1505*, (2006)
- [10] California Air Resources Board, *Annual Evaluation of Fuel Cell Electric Vehicle Deployment and Hydrogen Fuel Station Network Development*, (2017)
- [11] Ministry of Trade, Industry and Energy, *The 3rd Environmental-friendly Automobile Development and Distribution Plan*, (2015)
- [12] Joint Ministry, *Comprehensive Measures for Fine Dust Control*, (2017)
- [13] M. Kim, E. Yoo, H. Song, "Well-to-Wheel Greenhouse Gas Emissions Analysis of Hydrogen Fuel Cell Vehicle-Hydrogen Produced

- by Naphtha Cracking”, *Transactions of KSAE*, **25**, 157-166, (2017)
- [14] www.index.go.kr/portal/main/EachDtlPageDetail.do?idx_cd=1464 (e-나라지표, 국가온실가스 배출현황, 의미분석)
- [15] IPCC, *2016 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, (2007)
- [16] TOYOTA MOTOR CORPORATION, *Well-to-Wheel Analysis of Greenhouses Gas Emissions of Automotive Fuels in the Japanese Context*, (2004)
- [17] João Miguel Monterio Marcos, *Modelling of Naphtha Cracking for Olefin Production*, TÉCNICO LISBOA, (2016)
- [18] L. D. S. Munoz, A. Bergel, D. Féron, R. Basséguy, “Hydrogen Production by Electrolysis of a Phosphate Solution on a Satainless Steel Cathode”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 8561-8568, (2010)
- [19] *EIA Annual Energy Outlook*, (2016)
- [20] Korea Electric Power Corporation, *Statistics of Electric Power in Korea*, (2017)