Trans. of Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 30, No. 2, 2019, pp. 119~127
DOI: https://doi.org/10.7316/KHNES.2019.30.2.119

KHNES
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

수소경제사회 실현을 위한 액체 유기 수소캐리어를 이용한 수소 수송 관련 예비 경제성 평가

이보름[1] · 이현준[1] · 문창환[2] · 문상봉[2,†] · 임한권[1,††]

[1]울산과학기술원 에너지 및 화학공학부, [2]㈜엘켐텍

Preliminary Economic Analysis for H_2 Transportation Using Liquid Organic H_2 Carrier to Enter H_2 Economy Society in Korea

BOREUM LEE[1], HYUNJUN LEE[1], CHANGHWAN MOON[2], SANGBONG MOON[2,†], HANKWON LIM[1,††]

[1]School of Energy and Chemical Engineering, Ulsan National Institute of Science and Technology (UNIST), 50 UNIST-gil, Eonyang-eup, Ulju-gun, Ulsan 44919, Korea
[2]Elchemtech Co. Ltd, 123 Gasan digital 2-ro, Geumcheon-gu, Seoul 08505, Korea

[†]Corresponding author : sbmoon@elchemtech.com
[††]Corresponding author : hklim@unist.ac.kr

Received 8 February, 2019
Revised 31 March, 2019
Accepted 30 April, 2019

Abstract >> Reliable H_2 supply is necessary for entering a H_2 society. Among the various H_2 storage and transportation methods, liquid organic H_2 carrier (LOHC) is in the spotlight because of a lot of advantages compared to conventional one such as compressed H_2 and liquefied H_2. Therefore, we performed preliminary economic analysis of H_2 supply cost using LOHC for a H_2 production capacity of 300 $Nm^3\ h^{-1}$ employing itemized cost estimation and sensitivity analysis to evaluate economic viability of this technology in Korea.

Key words : Economic analysis(경제성 분석), Liquid organic hydrogen carrier (액체 유기 수소캐리어), H_2 storage and transportation (수소 저장 및 수송)

Nomenclature

BAU	:	Business as usual
LOHC	:	Liquid organic H_2 carrier
MCH	:	Methylcyclo hexane
CRF	:	Capital recovery factor
i	:	discount rate
N	:	life time

1. 서 론

최근 온실가스로 인한 지구 온난화는 세계 기후 변화에 큰 영향을 미치고 있으며 세계 각국이 온실가스 감축을 위하여 많은 노력을 하고 있다. 1997년 교토의정서를 시작으로 2016년 파리기후협정이 국제적으로 발효되면서 전 세계적으로 온실가스 감축 의무가 현실화되었다. 이러한 세계적 흐름에 맞춰, 한국 정부가 발표한 “제1차 기후변화대응 기본계획”

2019 The Korean Hydrogen and New Energy Society. All rights reserved.

은 파리기후협정에서 체결한 2030년 온실가스 배출 전망치(business as usual, BAU) 대비 37%의 이산화탄소 감축의무를 이행하려는 노력의 일환으로 보인다. 더 나아가, 탈원전 및 탈석탄화력 발전 정책과 함께 2030년까지 신재생에너지 공급 의무비율을 20%로 상향조정하는 "신재생 3020 이행계획"에 따라 신·재생에너지 개발이 가속화될 것으로 예상된다. 신·재생에너지는 신에너지와 재생에너지를 합친 말로 태양광, 태양열, 풍력, 지열, 수력, 수열, 해양, 수소, 연료전지, 바이오, 폐기물, 석탄가스/액화로 구성되어 있으며 이 중 수소는 연소시 온실가스인 이산화탄소와 대기 공해물질로 알려진 질소산화물, 황산화물, 미세먼지가 생성되지 않고 오직 물만을 생산하여 가장 이상적인 화석연료 대체에너지원으로 전 세계적인 관심을 받고 있다. 이러한 세계적 추세에 따라, 국내에서는 2019년 1월 "수소경제 활성화 로드맵"을 통하여 수소를 국내의 가장 중요한 에너지원으로 사용함으로써 새로운 미래경제의 핵심이 될 뿐만 아니라 국가경제, 사회전반, 국민생활 등에 근본적 변화를 초래하여 경제성장과 더불어 친환경 에너지의 원천이 되는 경제를 언급하였다. 게다가 수소경제 활성화 국가비전으로 세계 최고수준의 수소경제 선도국가 도약의 비전을 제시하였으며 2040년까지 620만대 이상의 수소차 생산, 연간 526만 톤 이상의 수소 공급 및 1,200개소의 수소 충전소 보급을 목표로 하고 있다. 따라서 성공적인 수소경제 활성화를 위해서는 안정적인 수소 저장 및 공급은 필수적이다. 수소는 다른 연료에 비하여 단위 질량당 매우 높은 발열량(142 MJ kgH_2^{-1})을 가진 물질이지만 상온·상압 조건에서 기존 화석연료인 가솔린(10 kWh L^{-1})보다 약 3,333배 낮은 에너지밀도(0.003 kWh L^{-1})를 갖는다[1]. 이러한 수소의 낮은 에너지밀도는 제한된 수소 저장

Table 1. Advantages and disadvantages of compressed H_2, liquid H_2, and liquid organic H_2 carrier (LOHC)

	Compressed H_2	Liquefied H_2	Liquid organic H_2 carrier (LOHC)
Characteristics	• Most widely used H_2 storage method • Physical H_2 storage method for high pressure compressed H_2 using metal tank	• Physical H_2 storage method as decreasing temperature to –20 K for liquefying H_2 in constant pressure	• Chemical H_2 storage method using organic compound via hydrogenation and dehydrogenation
Advantages	• Simple management method • Energy density (40 g L^{-1} = 1.3 kWh L^{-1})	• Energy density (71 kg m^{-3} = 2.4 kWh $^{L-1}$)	• High H_2 storage density(6.23 wt%) • Excellent reversible reactivity • Rapid dehydrogenation reaction rate • Nontoxic • High thermal robustness and stability • Possible to apply the existing facilities • Reusable • Possible to use the existing chemical storage tank • Possible to apply transportation by cargo ship
Disadvantages	• Limited H_2 storage time and stability • High capital cost and safety due to the high pressure	• Durability and high cost of storage tank to maintain below zero temperature • High gasification loss by boil-off during H_2 storage and transportation • Intensive energy required for freezing	• High reaction enthalpy • High reaction temperature for dehydrogenation • Premature technology of hydrogenation and dehydrogenation

부피 때문에 높은 에너지밀도를 갖는 화석연료에 비하여 비싼 저장 비용이 요구된다. 따라서 수소의 에너지 밀도를 높이기 위한 추가적인 조정이 필요하다. 대표적인 수소에너지 저장 기술은 고압기체(compressed H_2) 저장방식과 액체수소(liquid H_2) 저장방식이 있으며 Table 1을 통하여 각각의 특징과 장단점을 확인할 수 있다.

또한, Table 1에서는 새로운 수소 저장방식으로서의 액체 유기 수소캐리어(liquid organic H_2 carrier, LOHC)에 대한 장단점을 확인할 수 있다. 다양한 장점을 갖는 LOHC는 최근 수소 저장물질로서 많은 주목을 받고 있으며, LOHC를 이용한 수소 저장 및 추출은 Fig. 1을 통하여 확인할 수 있다. 일반적으로 수소화 반응(hydrogenation)을 통하여 수소는 톨루엔과 같은 방향족화합물에 저장되며 이때 톨루엔은 메틸사이클로헥산(methylcyclo hexane, MCH)으로 변환된다[2]. MCH는 앞서 언급한 고압기체수소나 액체수소와 달리 상온·상압에서 액체로 존재하기 때문에 일반 트럭을 이용하여 수송할 수 있어 튜브트레일러나 탱커 트럭과 같은 특수한 장치가 아닌 일반 트럭을 이용하여 수송할 수 있으며 이는 수송비용을 상당히 절감시킬 수 있다. 원하는 지역으로 수송된 MCH는 탈수소화 반응(dehydrogenation)을 거쳐 수소가 추출되며 수소연료전지자동차 충전을 위하여 요구되는 압력을 충족시키기 위해 압축기를 이용하여 압력을 높인 후 디스펜서에 충전한다.

최근 전 세계적으로 많은 연구진들에 의하여 LOHC를 이용한 수소 저장 및 수송 전체 과정에 관한 경제적 타당성에 대한 연구가 진행되고 있지만, 국내에서의 본 기술의 경제적 타당성을 검토한 연구는 매우 제한적이다. 따라서 본 연구에서는 석유화학단지 등에서 생산된 부생수소를 수소충전소까지 LOHC를 이용하여 수소를 수송하는 전체 과정에 대해 예비 경제성 분석을 수행하였으며, 개발단계인 LOHC의 특성을 고려하기 위하여 미래의 가격 변동에 따른 공급 단가의 영향을 확인하는 연구를 수행하였다.

2. 방 법

본 연구에서는 항목별 경제성 평가 및 민감도 분석과 같은 경제성 분석 방법을 이용하여 부생수소를 수소충전소까지 수송되는 전체 과정에 대한 경제적 타당성 평가를 확인하고자 하며 여러 문헌 자료를 통하여 각 항목에 관한 가격 정보를 수집하였다.

2.1 항목별 경제성 평가

항목별 경제성 평가는 자본비와 운영비에 해당하는 항목을 우선적으로 정의하고 각 항목에 관한 가격 정보를 기존에 보고된 문헌에서 수집하거나 판매자로부터 얻은 실제 가격 정보를 바탕으로 현재 경제상황이 고려된 단가를 계산하는 과정을 말한다. 운영비는 각 장치를 운영하는 데 필요한 운영비용으로 정의하였다.

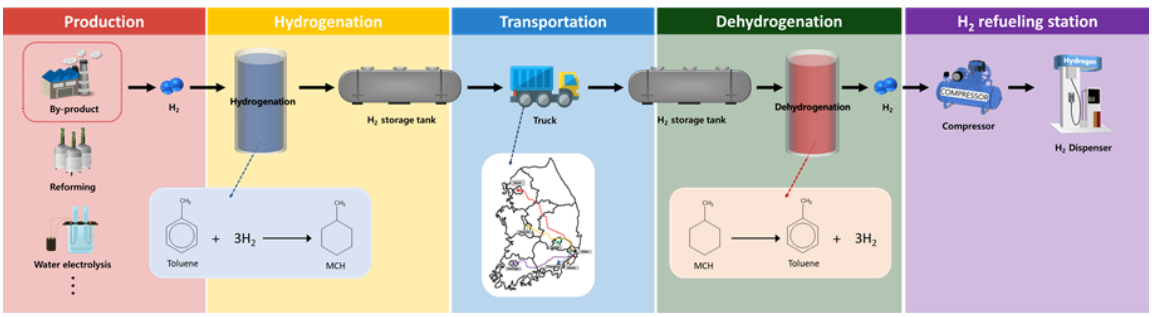

Fig. 1. Supply chain of H_2 using liquid organic H_2 carrier (LOHC); from production to refueling station

2.1.1 자본비

본 연구주제인 LOHC를 이용한 수소 저장 및 수송 전체 과정에서 자본비에 해당하는 항목은 수소화 반응기, 탈수소화반응기, 수소화 반응 이후 및 탈수소화 반응 전 요구되는 수소저장장치, 디스펜서 내 수소 충전을 위한 압축기, 디스펜서, 수소 수송을 위한 트럭, 보충 비용으로 구성된다[1,3,4]. 보충비용은 수소를 공급하는 전체 과정에서 필요한 장치 관련 부가 비용을 의미하며 장치 가격 총합의 20%로 가정하였다[5,6]. 특히, 본 논문에서는 다양한 용량의 트럭을 이용한 수소 수송 단가를 확인하였다.

항목별 경제성 평가를 통하여 수소 공급 단가를 계산하기 위하여 초기 자본 비용을 연간 자본 비용으로 환산하는 과정이 필요하며 이는 식 (1)과 같이 자본회수계수(capital recovery factor, CRF)를 곱하여 계산한다[7]. 여기서 i는 할인율을 의미하며 N은 시스템 수명 기간을 의미한다. 본 연구에서는 4.5%의 할인율을 적용하였으며 트럭은 10년, 트럭을 제외한 장치는 20년의 시스템 수명 기간을 적용하였으며 식 (1)을 이용하여 계산된 결과 트럭의 CRF는 0.1264, 트럭을 제외한 장치의 CRF는 0.0769이다[8].

$$\mathrm{CRF} = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N-1} \qquad (1)$$

본 연구는 300 $Nm^3\ h^{-1}$급 충전소를 기준으로 진행하였으며 부생수소를 저장 및 수송하는 전체 과정에서 필요한 수소화반응기, 탈수소화반응기, 수소저장장치, 압축기, 디스펜서, 트럭의 각각의 가격 및 추산 기준은 Table 2에서 확인할 수 있다. 또한, €1를 1,300원, $1를 1,150원으로 환산하였다.

2.1.2 운영비

운영비는 장치를 운영하기 위하여 필요한 연간 비용으로 논문에서 제시한 초기 장치 가격의 비율로 계산되었다. 수소화반응기, 탈수소화반응기, 수소저장장치, 압축기, 디스펜서는 각각 장치 가격의 3%, 3%, 2%, 4%, 3.5%로 운영비를 추산하였다[1,3,4]. 또한, 수소 수송을 제외한 나머지 전체 공정의 기타 운영비는 장치 가격 총합의 1%로 가정하였다. 트럭을 이용한 수소 수송은 거리에 따라 연료비용과 인건비가 추산되었으며 디젤 연료비용은 리터당 1,300원으로 가정하였고 인건비의 경우 2018년 최저임금시급인 7,530원으로 계산하였다. 유지보수비 및 기타 운영비는 트럭 가격의 2%와 1%로 가정하였다[5,6]. 본 연구에서는 수소 수송 거리가 100, 200, 400 km에 경우를 고려하였으며 100 km는 왕복 200 km이며 트럭의 평균 속력을 50 km h^{-1}로 가정할 때, 100 km (왕복 200 km)는 총 4시간이 걸린다. 따라서 하루 기준으로 6번의 왕복이 가능함을 알 수 있다. 이러한 방법으로 하루 동안 100 km는 6번, 200 km는 3번, 400 km는 1번의 왕복이 가능하다는 결론을 얻었다. 마지막으로, 수소 판매 마진은 수송비용을 제외한 나머지 가격의 20%로 가정하여 계산하였다[9].

Table 2. Initial capital cost of H_2 storage and transportation for a H_2 production capacity of 300 $Nm^3\ h^{-1}$

Item	Cost
Hydrogenation[a]	€1,005,506
Dehydrogenation[a]	€754,129
H_2 storage equipment[a]	€32,357
Truck[b]	17,000,000 KRW (1 ton) 72,000,000 KRW (5 ton)
Compressor[c]	€26,769
Dispenser[d]	€195,831

[a]Reuß et al.[1)]
[b]Hyundai vendor
[c]Yang and Ogden[3)]
[d]Gim and Yoon[4)]

2.1.3 수소 공급 단가

수소 공급 단가를 계산하기 위해서는 위의 과정을 거쳐 얻어진 연간 자본비용과 연간 운영비용에 연간 수소 생산량을 나눠 계산한다[10]. 본 연구에서는 부생수소 300 $Nm^3\ h^{-1}$ (= 647.14 kg d^{-1})의 수소 생산, 저장 및 수송에 대한 연구를 수행하였으며 부생수소

가격은 현재 2,000-3,000원 kgH_2^{-1} 사이로 알려져 있기 때문에 평균 가격인 2,500원 kgH_2^{-1}으로 동일하게 지정하였다.

2.2 민감도 분석

민감도 분석은 항목별 경제성 평가에서 자본비와 운영비로 구분한 각각의 항목의 가격 변동이 수소 공급 단가의 어떠한 영향을 미치는지를 확인하는 방법이며 미래의 불확실성을 고려하는 분석 방법 중 하나이다. 민감도 분석 결과를 통하여 부생수소 저장 및 수송 전체 과정에서 수소 공급 단가에 가장 큰 영향을 미치는 경제적 변수를 확인할 수 있다. 특히, 본 연구에서는 각각의 항목의 ±20%의 가격 변동을 고려하였으며 한 눈에 항목별 가격 변동에 따른 단가 변동을 확인할 수 있는 토네이도형 그래프를 이용하여 민감도 분석 결과를 표현하고자 한다.

3. 결과 및 고찰

3.1 항목별 경제성 평가

Table 3는 1톤 트럭을 이용하여 100 km의 수소 수송 거리를 고려할 때, LOHC 수소 저장 방식 기반 300 $Nm^3\ h^{-1}$의 부생수소를 공급을 위한 수소 공급 단가에 관한 항목별 경제성 평가 결과이다. 이를 통하여 수소 생산 단가는 2,500원, LOHC를 이용한 수소 저장 단가는 약 1,474원, 수소 수송 단가는 2,204원, 수소 판매마진은 795원임을 알 수 있다. 이는 전체 수소 공급 단가에서 수소 생산 단가가 35.9%, 수소

Table 3. Itemized cost estimation with a distance of 100 km for H_2 transportation

	Type	Item	Annual cost/KRW y^{-1}	Unit H_2 cost/KRW kgH_2^{-1}
Capital cost	H_2 production	H_2 (By-product)	590,511,600	2,500
	H_2 storage	Hydrogenation	242,403,717	425.4
		Dehydrogenation	75,366,923	319.1
		H_2 storage equipment	6,467,412	27.4
		Supplement	36,464,713	154.3
	H_2 transportation	Truck	4,296,880	31.5
		Supplement	859,376	6.3
	H_2 refueling station	Compressor	2,366,574	10.0
		Dispenser	17,312,959	73.3
		Supplement	3,935,907	16.7
Operating cost	H_2 storage	Hydrogenation	39,214,726	166.0
		Dehydrogenation	29,411,726	124.5
		H_2 storage equipment	1,682,554	7.1
		Supplement	23,716,533	100.4
	H_2 transportation	Fuel	162,685,714	1,192.4
		Labor	131,925,600	966.9
		Other cost	1,020,000	7.5
	H_2 refueling station	Compressor	1,231,370	5.2
		Dispenser	7,882,205	33.4
		Other cost	2,559,901	10.8
	Margin price		514,309	795
Total cost	Total supply cost			6,973

저장 단가가 21.1%, 수소 수송 단가가 31.6%, 수소 판매마진이 11.4%를 차지함을 의미하며 수소 공급 단가 내 수소 생산 단가 다음으로 수소 수송 단가가 가장 큰 비율을 차지함을 알 수 있다. 또한, 수소 수송 단가 내 고려된 항목인 트럭, 트럭 보충비용, 연료, 인건비, 기타비용 중에서 수소 수송을 위한 연료 비용과 인건비가 가장 큰 비율을 차지함을 확인하였다. Table 4는 수소 수송 거리에 따른 수소 수송 단가에 대한 결과이다. 이를 통하여 거리가 증가할수록 가격이 100 km 기준으로 200 km는 약 4.5배, 400 km는 약 25.3배 증가함을 확인할 수 있다. 이는 LOHC의 수소함량(6.2 wt%) 기준 1톤 트럭 1대당 100, 200, 400 km 떨어진 거리에 수송할 수 있는 수소양이 하루당 373.8, 186.9, 62.3 kg이기 때문이다. 본 연구에서 고려한 하루당 647.14 kg의 수소를 100, 200, 400 km 떨어진 수소충전소까지 수송하기 위해서는 각각 2대, 4대, 11대의 트럭이 필요하다는 결론을 얻을 수 있다. Fig. 2는 1톤 트럭을 이용할 때, 수송 거리(100, 200, 400 km)에 따른 수소 공급 단가를 현재 국내 11개 수소충전소에서 판매되고 있는 충전비용과 비교하여 나타낸 그래프이다. 2019년 2월 기준으로 수소융합얼라이언스 홈페이지를 통하여 서울(2개소), 울산(4개소), 광주,(2개소) 충청남도(1개소), 경상남도(2개소)로 총 11개소가 운영 중에 있으며 충전비용은 7,000원에서 8,200원으로 구성되어 있음을 확인할 수 있다[11]. 현재 수소 충전비용과 비교할 때, 수송 거리가 100 km 인 경우(예를 들면, 울산에서 대구)에는 수소 공급 단가가 6,973원으로 현재 수소충전소의 수소 충전비용과 비교할 때 경제적 타당성을 가짐을 확인할 수 있다. 하지만 수송 거리가 200 km와 400 km인 경우는 수송 거리에 따른 수송비 증가로 각각 수소 공급 단가가 13,587원과 53,767원으로 거리가 멀어질수록 수소 수송 단가 증가를 이끄는 것을 확인할 수 있다. 수송 거리에 따라 수소 수송 단가가 비선형적으로 증가하는 이유는 하루 동안 왕복 가능한 횟수에 따른 영향이라고 할 수 있다. 이전에 언급한 것과 같이, 100, 200, 400 km의 수송 거리를 고려할 때 하루 동안 각각 6, 3, 1번의 왕복이 가능하다. 따라서 100 km에서 200 km로 수송거리가 2배 증가할 때, 왕복 가능 횟수는 2배 감소하므로 수소 공급 단가가 6,973원에서 13,585원으로 약 2배 증가함을 확인할 수 있지만 100 km에서 400 km로 수송거리가 4배 증가할 때, 왕복 가능 횟수는 6배 감소하므로 선형적으로 증가할 수 없다는 결론이 나온다.

Table 4. Transportation cost with different distances

Distance	Cost/ KRW kgH_2^{-1}
100 km	2,205
200 km	8,818
400 km	48,999

3.2 민감도 분석

Fig. 3은 1톤 트럭을 이용할 때, 수송 거리(100, 200, 400 km)에 따른 전체 수소 공급 단가에 관한 민감도 분석 결과이며 이를 통하여 부생수소 가격과 수소 수송 단가가 가장 큰 영향을 미침을 확인할 수 있다. 본 연구에서는 부생수소를 이용한 연구만을 진행하였기 때문에 다른 수소 생산 방식을 이용한 수소 생산 단가를 고려할 경우 다른 결과를 확인할 수 있을 것이라 예측된다. 수소 수송 단가는 수송 거리가 100 km일 때를 제외하고 수소 공급 단가에 가장 큰 영향을 미치는 경제적 인자임을 확인할 수 있다.

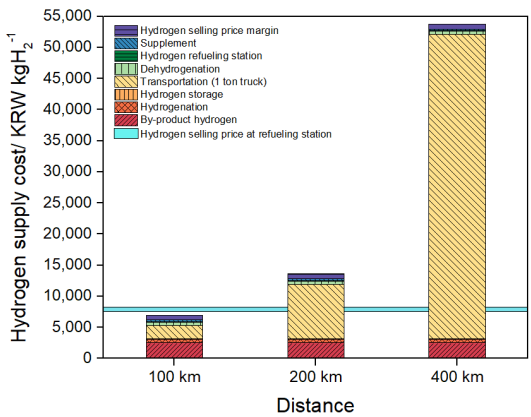

Fig. 2. Hydrogen supply cost with difference distances using a 1 ton truck

이를 통하여 수소 수송 단가에 어떠한 경제적 인자가 가장 큰 영향을 미치는지를 확인하는 추가적 연구를 수행하였으며 이는 Fig. 4를 통하여 확인할 수 있다. Fig. 4를 통하여 수소 수송 단가에 가장 큰 영향을 미치는 인자가 연료비용과 인건비임을 확인할 수 있으며 현재 연료비용의 경우 환율에 매우 민감하기 때문에 연료비용에 관한 결과를 예측하기 어렵고 인건비감소 또한 현재 정부가 나아가고자 하는 정책 방향과 어긋나기 때문에 인건비 감소를 기대하기 어렵다고 판단된다.

앞서 언급한 것과 같이 수송 거리(100, 200, 400 km)에 따른 트럭 1대당 운행할 수 있는 하루 동안 왕복횟수는 정해져있기 때문에 1회당 더 많은 양의 수소를 수송할 수 있는 큰 용량의 트럭을 이용할 때의 경우에 관한 경제성 평가를 추가적으로 수행하고자 한다. 현대 vendor에게 확인한 결과, 일반적으로 수송을 위하여 1톤, 5톤, 11.5톤, 25톤 트럭이 사용되며 1톤 트럭 대신 5톤 트럭을 이용할 경우 연비 차이로 인해 연료비가 약 20% 증가하지만 하루 동안 수송할 수 있는 수소의 양은 5배로 증가하기 때문에 수소 공급 단가의 감소를 이끌 수 있다.

Fig. 5를 통하여 5톤 트럭을 이용하여 수소 생산지로부터 100, 200, 400 km 떨어진 수소충전소에 수소를 공급하기 위한 수소 공급 단가는 각각 5,023원, 5,278원, 6,885원이며 수소 수송 단가는 각각 255원,

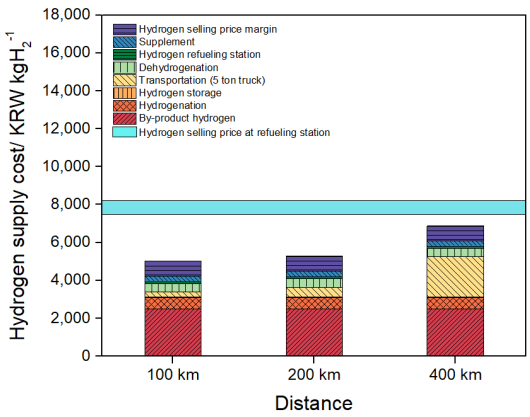

Fig. 5. Hydrogen supply cost with difference distances using a 5 ton truck

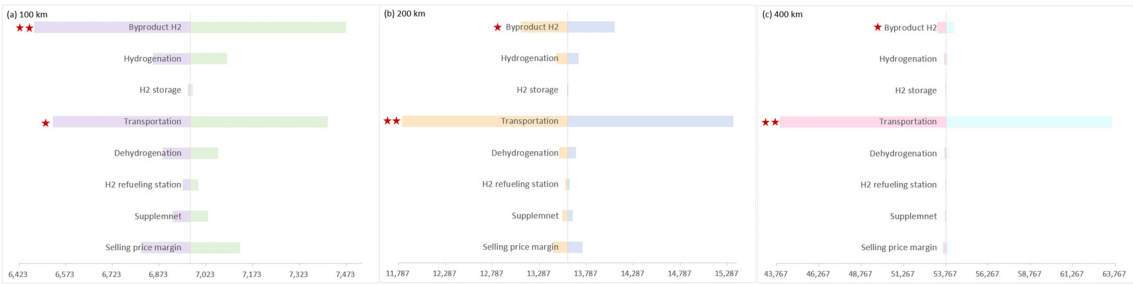

Fig. 3. Sensitivity analysis on H_2 supply cost with different distances

Fig. 4. Sensitivity analysis on H_2 transportation cost with different distances

510원, 2,117원임을 확인할 수 있다. 거리별 수소 수송 단가를 비교하면 5톤 트럭을 이용한 경우가 1톤 트럭을 이용한 경우보다 약 88.4%, 94.2%, 95.7% 감소한 결과임을 알 수 있다. 이는 5톤 트럭 1대당 100, 200, 400 km 떨어진 거리에 수송할 수 있는 수소양이 하루 당 1,869, 934.5, 311.5 kg이기 때문에 본 연구에서 고려한 하루당 647.14 kg의 수소를 100, 200, 400 km 떨어진 수소충전소까지 수송하기 위해서는 각각 1대, 1대, 2대의 트럭이 필요하며 1톤 트럭에 비하여 수소 수송을 위한 적은 인건비가 요구됨을 알 수 있다.

따라서 5톤 트럭을 이용하여 LOHC 기반 수소 공급은 현재 수소충전소 판매 가격과 비교할 때 경제적 타당성을 가짐을 알 수 있으며 이는 인건비의 대폭 감소로 인한 효과의 결과임을 알 수 있다.

4. 결 론

수소경제사회 실현을 위하여 가장 중요한 요인 중 하나인 안정적인 수소 저장 및 공급에 관한 관심이 높아지고 있는 가운데, 본 연구에서는 LOHC를 이용한 수소 저장 및 수송 관련 예비 경제성 평가를 수행하였다. 석유화학단지 등으로부터 생산된 부생수소를 수소충전소까지 이동하는 전체 과정의 수소 공급 단가를 계산하기 위하여 항목별 경제성 평가를 수행하였다. 항목별 경제성 평가를 위하여 필요한 가격 정보는 문헌 조사 및 vendor 문의를 통하여 수행하였으며 이를 통하여 얻어진 수소 생산지부터 충전소까지 수송 거리 기반 수소 공급 단가(1톤 트럭 기준)는 6,973원(100 km), 13,587원(200km), 53,767원(400 km)으로 계산되었으며 이는 100 km를 제외하고는 높은 수소 수송비용으로 인하여 경제적 타당성을 가질 수 없음을 확인하였다. 또한, 민감도 분석을 통하여 수소 공급 단가에 가장 큰 영향을 미치는 경제적 인자가 수소 생산 단가와 수송 단가임을 확인할 수 있었으며, 더 나아가 수소 수송 단가에 가장 큰 영향을 미치는 경제적 요인을 확인한 결과 연료비와 트럭 운전사의 인건비임을 확인하였다. 여기서 환율에 매우 민감한 디젤 연료 가격은 예측하기 어려우며 인건비의 경우도 현재 정부정책에 따라 감소가 어려울 것으로 예측되기 때문에 1톤 트럭이 아닌 더 큰 용량의 트럭을 이용할 경우 인건비의 감소를 예측할 수 있었다. 따라서 본 연구에서는 5톤 트럭을 이용한 항목별 경제성 평가를 수행하였으며 같은 양의 수소를 수송하는 데 필요한 인건비 감소가 수소 공급 단가에 큰 영향을 미침을 확인할 수 있었다. 이 경우 100, 200 및 400 km 거리에 대하여 모두 현재 수소충전소 판매 가격에 비하여 경제적 타당성이 있음이 확인되었다.

결론적으로 본 연구를 통하여 새로운 수소 저장 방식인 LOHC의 국내에서의 경제적 타당성을 확인함과 동시에 수소 공급 단가를 줄일 수 있는 경제적 인자를 파악하였으며, 이는 많은 연구자 및 정책결정자들에게 경제적 가이드라인으로 사용될 수 있을 것으로 판단된다.

후 기

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제이다(No. 20173030041290, No. 20183010032380).

References

1. M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, and D. Stolten, “Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model”, Appl. E., Vol. 200, No. 15, 2017, pp. 290-302, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.050.
2. M. Eypasch, M. Schimpe, A. Kanwar, T. Hartmann, S. Herzog, T. Frank, and T. Hamacher, “Model-based techno-economic evaluation of an electricity storage system based on Liquid Organic Hydrogen Carriers”, Appl. E., Vol. 185, No. 1, 2017, pp. 320-330, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.068.
3. C. Yang and J. Ogden, “Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode”, Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 32, No. 2, 2007, pp. 268-286, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.05.009.
4. B. Gim and W. L. Yoon, “Analysis of the economy of scale and estimation of the future hydrogen production costs at

on-site hydrogen refueling stations in Korea", Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 37, No. 24, 2012, pp. 19138-19145, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.09.163.

5. B. Lee, H. Chae, N. H. Choi, C. Moon, S. Moon, and H. Lim, "Economic evaluation with sensitivity and profitability analysis for hydrogen production from water electrolysis in Korea", Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 42, No. 10, 2017, pp. 6462-6471, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.12.153.
6. B. Lee, J. Heo, S. Kim, C. Sung, C. Moon, S. Moon, and H. Lim, "Economic feasibility studies of high pressure PEM water electrolysis for distributed H_2 refueling stations", Energ. Convers. Manage., Vol. 162, No. 15, 2018, pp. 139-144, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.041.
7. R. Turton, R. C. Bailie, W. B. Whiting, J. A. Shaeiwitz, and D. Bhattacharyya, "Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes", 4th edition, USA, Pearson, 2013. Retrieved from https://books.google.co.kr/books?hl=ko&lr=&id=kWXyhVXztZ8C&oi=fnd&pg=PT3&dq=R.+Turton,+R.+C.+Bailie,+W.+B.+Whiting,+J.+A.+Shaeiwitz,+D.+Bhattacharyya,+%E2%80%9CAnalysis,+Synthesis,+and+Design+of+Chemical+Processes&ots=pZnVsDsNzD&sig=KVoJv1IZ0YEekiASC-tcFSkRqu8#v=onepage&q&f=false.
8. J. H. Kim, G. E. Kim, and S. H. Yoo, "A valuation of the restoration of Hwangnyongsa temple in South Korea", Sustainability, Vol. 10, No. 2, 2018, pp. 369-375, doi: https://doi.org/10.3390/su10020369.
9. J. J. Brey, A. F. Carazo, and R. Brey, "Exploring the marketability of fuel cell electric vehicles in terms of infrastructure and hydrogen costs in Spain", Renew. Sus. E. Rev., Vol. 82, 2018, pp. 2893-2899, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.042.
10. B. Lee, J. Heo, S. Kim, C. H. Kim, S. K. Ryi, and H. Lim, "Integrated techno-economic analysis under uncertainty of glycerol steam reforming for H_2 production at distributed H_2 refueling stations", Energ. Convers. Manage., Vol. 180, No. 15, 2019, pp. 250-257, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.10.070.
11. H2KOREA, "H_2 refueling station", Korea. Retrieved from http://h2korea.or.kr/sub/sub02_04.php.