

Scale Factor를 이용한 국내 천연가스 개질식 수소충전소의 규모의 경제 분석

김봉진^{1,†} · 윤왕래² · 서동주²

¹단국대학교 산업공학과, ²한국에너지기술연구원 수소연구실

Analysis of the Economy of Scale for Domestic Steam Methane Reforming Hydrogen Refueling Stations Utilizing the Scale Factor

BONGJIN GIM^{1,†}, WANG LAI YOON², DONG JOO SEO²

¹Department of Industrial Engineering, Dankook University, 119 Dandae-ro, Dongnam-gu, Cheonan 31116, Korea

²Hydrogen Laboratory, Korea Institute of Energy Research, 140 Yuseong-daero 1312beon-gil, Yuseong-gu, Daejeon 34101, Korea

[†]Corresponding author :
bjgim@dankook.ac.kr

Received 22 May, 2019

Revised 17 June, 2019

Accepted 30 June, 2019

Abstract >> The aim of this study is to evaluate the economic feasibility of domestic on-site steam methane reforming (SMR) hydrogen refueling stations. We evaluated the levelized cost of hydrogen (LCOH) for the SMR hydrogen refueling stations, which have production capacities of 100 kg/day (SMR 100), 200 kg/day (SMR 200), and 500 kg/day (SMR 500) utilizing the scale factor. The main results indicated that the LCOH of SMR 100, SMR 200, and SMR 500 were 14,367 won/kg, 11,122 won/kg, and 8,157 won/kg, if the utilizations of hydrogen stations were 70%. These results imply that the production capacity of the domestic SMR hydrogen station should be greater than 500 kg/day to compete with other hydrogen stations when we consider the current sale price of hydrogen at the hydrogen stations.

Key words : Hydrogen refueling station(수소충전소), Steam methane reforming(천연가스 개질), Levelized cost of hydrogen(균등화 수소가격), Economy of scale(규모의 경제), Scale factor(규모 요인)

1. 서론

수소는 최근의 주요 관심사인 미세먼지와 온실가스 감축 등에 대응이 가능한 주요 에너지 매체로 대두되고 있다. 연료전지차(fuel cell vehicle, FCV)에

수소를 공급하는 수소충전소(hydrogen refueling station, HRS)는 수소를 자체 생산하여 판매하는 분산형(on-site)과 외부에서 대량으로 생산된 수소를 공급받아 판매하는 중앙집중형(off-site)으로 구분할 수 있다.

우리나라는 인구밀도가 높고 부생 수소를 상대적으로 저렴한 가격에 공급받을 수 있어서 수소 수요가 적은 수소경제 초기에는 부생수소를 이용한 중앙집중형 HRS가 가장 경제적이거나, HRS에서의 수소 수요량이 충분하면 분산형 HRS가 경제성을 확보할 수 있을 것으로 기대된다.

분산형 HRS의 연료로는 전기, 천연가스, 메탄올, 납사, 휘발유, 경유, LPG 등이 사용될 수 있으나, 에너지 가격의 특성 등으로 인하여 국내 분산형 HRS에 적합한 에너지로는 천연가스, 납사, 전기 등이 거론되고 있다. 본 연구에서는 천연가스 개질식(steam methane reforming, SMR) 수소충전소의 규모의 경제 분석을 통하여 국내 SMR 수소충전소의 도입 가능성을 파악하고자 하였다.

Myers 등¹⁾은 54 Nm³/h 수소 생산규모를 갖는 미국의 분산형 SMR 수소충전소의 수소 생산비용을 \$3.38/kg으로 추정하였으며, Weinert 등²⁾은 중국의 상하이를 대상으로 천연가스, 메탄올, 전기, 부생수소 등을 이용한 분산형 HRS의 균등화 수소가격(levelized cost of hydrogen, LCOH)을 예측하였다. 그들은 수소충전소에서의 LCOH를 대리변수(proxy variable)로 하여 수소충전소의 경제성을 평가하였으며, 100 kg/day와 300 kg/day 수소 생산규모를 갖는 분산형 SMR 수소충전소의 LCOH를 각각 \$7.8/kg과 \$5.7/kg 등으로 추정하였다.

Shayegan 등³⁾은 영국의 런던을 대상으로 연료전지 버스에 수소를 충전하기 위한 중앙집중형 및 분산형 HRS에 대한 비용 분석을 수행하였다. 그들은 수소의 생산, 저장, 운송, 전환 등에 대한 다단계 경로에 대한 비용 분석을 통해 수소충전소의 LCOH를 산정하였다.

Gim과 Yoon⁴⁾은 천연가스와 전기 등을 수소제조 연료로 사용하는 국내 분산형 HRS의 규모의 경제를 분석하였다. 그들은 30 Nm³/h, 100 Nm³/h, 300 Nm³/h 등의 수소 생산규모를 갖는 국내 분산형 SMR 수소충전소의 LCOH를 각각 \$17.2/kg, \$10.7/kg, \$7.1/kg 등으로 추정하였다. 하지만 그들은 HRS의 초기투자비를 HRS의 주요 설비들이 상업화단계에 도달하는

미래 시점에서의 비용을 기준하여 실제 가격보다 훨씬 낮은 LCOH를 제시하였고 HRS에 지급되는 보조금 등의 효과를 고려하지 않았다.

Kang 등⁵⁾은 국내 HRS 건설의 경제성 분석을 수행하였다. 그들은 다양한 수소 생산규모를 갖는 국내 분산형 및 중앙집중형 HRS의 초기투자비를 제시하였다. 또한 그들은 부생수소를 이용한 100 kg/day, 400 kg/day, 1,000 kg/day 등의 수소 생산규모를 갖는 중앙집중형 HRS의 2020년과 2030년 시점에서의 초기투자비를 예측하였다.

미국 에너지성(department of energy, DOE)은 2015년을 기준하여 분산형 SMR 수소충전소가 충분히 보급된다는 가정하에 분산형 수소충전소의 기준연도별 목표 초기투자비를 제시하였고, 700 Nm³/h 수소 생산규모를 갖는 분산형 SMR 수소충전소에서의 적정 수소 판매가격을 \$3.80/kg으로 추정하였다⁶⁾.

Schoots 등⁷⁾은 학습곡선을 이용하여 수소충전소의 보급대수 증가에 따른 수소 생산기술의 향상과 수소 생산비용 등의 감소를 고려한 미래 시점에서의 분산형 SMR 수소충전소의 LCOH를 산출하였다.

미국의 H2Gen Innovation Inc.는 천연가스 생산설비의 학습률과 설비규모가 증가함에 따른 설비 투자비의 증가율을 나타내는 규모 요인(scale factor, SF)을 고려하여 SMR 수소생산의 보급대수별, 생산규모별 초기투자비 규모와 LCOH를 제시하였다⁸⁾. 그들은 575 kg/day와 1,500 kg/day 수소 생산규모를 갖는 분산형 SMR 수소충전소의 LCOH를 각각 \$5.63/kg과 \$3.83/kg 등으로 추정하였다.

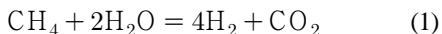
본 연구에서는 미국 H2Gen Innovation Inc.의 규모 요인에 대한 연구 결과를 이용하여 국내 SMR 수소충전소의 LCOH를 산출하고, 이러한 LCOH를 기준하여 국내 SMR 수소충전소의 규모의 경제를 파악하고자 하였다. 본 논문은 다음과 같은 내용으로 구성된다. 제2장에서는 SMR 수소충전소 시스템에 대해 개략적으로 소개하고, 제3장에서는 수명주기 분석방법에 기초한 SMR 수소충전소의 LCOH 산출방법과 규모 요인을 이용한 SMR 수소충전소의 생산규모별 초기투자비 추정방법에 대하여 설명한다. 제4장

은 사례연구로서 100 kg/day, 200kg/day, 500 kg/day 등의 수소 생산규모를 갖는 국내 분산형 SMR 수소충전소를 대상으로 LCOH를 산출하여 국내 SMR 수소충전소의 규모의 경제를 분석한다. 또한 이용률, 초기투자비 규모, 천연가스 가격, 할인을 등의 주요 변수의 변화에 따른 민감도 분석을 수행한다. 마지막으 제5장에서는 본 논문의 연구 결과를 요약하고 향후 연구방향에 대해서 언급한다.

2. 천연가스 개질식 수소 생산

SMR 수소충전소는 수소 생산설비, 고압압축기(compressor), 저장시스템(storage system), 수소충전기(dispenser), 건축물 등으로 구성된다. 또한 SMR 수소 생산설비는 Fig. 1에 나타난 바와 같이 천연가스 개질기와 고순도 수소 분리시스템(pressure swing adsorption, PSA) 등으로 구성된다.

SMR 수소 생산 반응은 수증기 개질 반응과 수성가스 전이 반응으로 구분할 수 있으며 수증기 개질 반응은 천연가스에 고온의 수증기를 더하여 일산화탄소와 수소로 변환하는 반응이고, 수성가스 전이 반응은 일산화탄소를 물과 반응시켜 수소와 이산화탄소로 변환하는 발열 반응이다. SMR 수소 생산 반응식은 다음과 같이 표현된다.



식 (1)에 의해 생산된 수소를 FCV에 사용되는 99.99% 이상의 고순도 수소로 전환하기 위해서 PSA를 이용하여 수소를 정제한다.

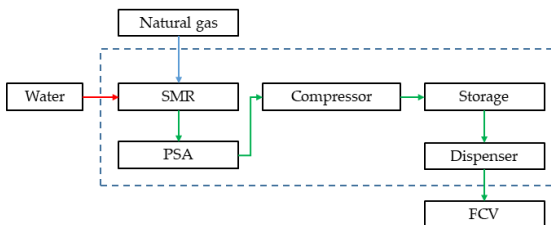


Fig. 1. System of a SMR hydrogen station

고압압축기(compressor)는 수소 생산설비에서 생산된 수소를 고압으로 압축하는 설비이며, 수소 저장시스템은 FCV에 수소를 충전하기 전까지 수소를 저장하는 장치이다. 수소충전기는 FCV에 수소를 주입하는 장치로서 고압압축기, 수소 저장시스템, 수소충전기를 CSD (compressor, storage, dispenser)로 표기하였다.

3. SMR 수소충전소의 경제성 분석

3.1 경제성 분석 모형

본 논문에서는 연간 비용에 기초한 수소충전소의 생산규모별 LCOH를 산출하여 SMR 수소충전소의 규모의 경제를 분석하였다. Fig. 2에는 수소충전소의 연도별 현금흐름을 나타내는 현금흐름도(cash flow diagram)를 수록하였다.

Fig. 2에 제시된 바와 같이 HRS의 경제성 분석 기간은 수명 기간을 나타내는 N으로 표기하였다. 위와 같은 현금흐름도에서 화살표 아래 방향은 지출, 위 방향은 수입을 나타낸다.

SMR 수소충전소의 경제성은 초기투자비, 잔존 가치, 연간 운영비, 연간 수소생산량 등에 의해 결정된다. 초기투자비 I는 수소충전소에 투입되는 초기비용이며, 잔존가치 S는 수명 기간 이후에 수소충전소를 처분하여 얻을 수 있는 수익이다. 한편 I와 S가 1회성

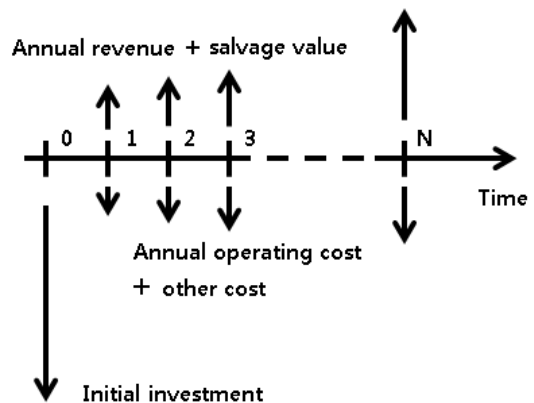


Fig. 2. Cash flow diagram of a HRS

비용인 반면에, 연간 운영비(annual operating cost, AOC)는 수소충전소의 수명 기간 동안에 계속하여 발생한다.

수소충전소의 LCOH를 산출하기 위해서는 일회성 비용인 초기투자비와 잔존가치를 연간비용으로 환산하는 것이 필요하며, 수명 기간 N 과 할인율 i 를 고려하여 초기투자비를 연간비용으로 환산하는 자본회수 계수(capital recovery factor, CRF)는 다음과 같이 정의된다⁹⁾.

$$CRF = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (2)$$

식 (2)에 나타난 바와 같이 CRF는 i 와 N 에 의해 결정되며, N 이 무한대로 증가하면 CRF는 i 로 접근한다. 본 연구에서는 모든 가격을 불변가격으로 환산하였으며 f 를 연간 인플레이션 증가율, r 을 경상가격에 대한 할인율로 표기하였을 때, 불변가격에 의한 할인율 i 와 경상가격에 의한 할인율 r 은 다음과 같은 관계식을 갖는다.

$$r = i + f + i \times f \quad (3)$$

수소충전소의 초기투자비에 대한 보조금(subsidy to hydrogen station, STHS)이 있는 경우에는 초기투자비 규모가 STHS만큼 감소하므로, 보조금을 고려하여 초기투자비 I 와 잔존가치 S 를 연간 비용으로 환산한 자본회수비(capital recovery, CR)는 다음 식에 의하여 산출할 수 있다.

$$CR = (I - S - STHS) \times CRF + i \times S \quad (4)$$

수소충전소의 총 연간비용은 자본회수비 CR에 연간 운영비 AOC를 합산한 값이며 수소충전소의 연간 수소생산량을 Q 로 표기할 때, 균등화 수소가격 LCOH는 다음 식에 의해 얻을 수 있다.

$$LCOH = \frac{CR + AOC}{Q} \quad (5)$$

3.2 Scale factor와 초기투자비

대부분의 설비는 설비규모가 증가함에 따라 단위 설비에 소요되는 설비투자비의 증가율이 감소하는 경향을 보인다. 본 논문에서는 SMR 수소충전소에 대한 미국 H2Gen Innovation Inc.의 연구 결과를 이용하여 SMR 수소충전소의 설비규모가 커짐에 따른 설비투자비의 상대적인 증가율을 나타내는 규모 요인 SF는 0.44인 것으로 추정하였다⁸⁾.

본 논문에서는 수소 생산규모가 100 kg/day인 SMR 수소충전소(SMR 100)의 초기투자비와 규모 요인을 이용하여 수소 생산규모가 각기 200 kg/day인 SMR 수소충전소(SMR 200)와 500 kg/day인 SMR 수소충전소(SMR 500)의 초기투자비 규모를 추정하였다. SMR 100, SMR 200, SMR 500 등의 초기투자비를 각기 P100, P200, P500 등으로 표기하면, P200과 P500은 다음과 같은 관계식을 갖는다.

$$P200 = P100 \times 2^{SF} \quad (6)$$

$$P500 = P100 \times 5^{SF} \quad (7)$$

4. 사례 연구

4.1 초기투자비

SMR 100의 수소 생산설비비는 2017-2018년에 설치한 천연가스 개질식 수소 생산설비비이며, 수소 생산설비의 integration cost는 수소 생산설비의 설계 및 조립에 소요되는 비용으로 수소 생산설비비의 20%를 기준하였다.

SMR 수소충전소의 초기투자비는 최근의 환율인 \$1에 1,180원을 기준하여 산출하였으며 고압충전기는 미국 제조회사, 수소 저장장치와 수소충전기는 일본 제조회사, 기타 설비는 국내 설비회사의 견적 자료를 이용하여 추정하였다. 각 설비의 초기투자비에는 구축 및 설치비용이 포함되었으며, construction cost는 건물 구축에 소요되는 비용만을 산정하였다. Table 1에는 SMR 100의 초기투자비를 수록하였다.

Table 1을 보면 SMR 100 수소충전소의 초기투자비 규모는 약 21.2억 원이다. 수소 생산설비의 초기투자비는 약 11.9억 원으로 전체 초기투자비의 56.1%를 차지하여 가장 큰 비중을 차지하며, CSD 설비의 초기투자비는 약 8.1억 원으로 38.2%, 기타 초기투자비는 약 1.2억 원으로 5.7%를 차지하는 것으로 추정되었다.

SMR 200과 SMR 500의 초기투자비는 식 (6)과 식 (7)을 이용하여 추정할 수 있으며, Table 2에는 SMR 200과 SMR 500의 초기투자비에 대한 추정치를 수록하였다.

SMR 100, SMR 200, SMR 500의 건물비용 (construction cost)은 각기 60 m², 80 m², 100 m² 등의 건물 면적과 2,000,000 원/m²의 건축비용을 기준하여 산정하였다. SMR 200의 초기투자비는 약 27.8억 원으로 SMR 100의 초기투자비보다 31.0%가 더 소요되고, SMR 500의 초기투자비는 약 42.5억 원으로 SMR 100 초기투자비의 2.0배가 소요될 것으로 추정되었다. 특기할 사항은 SMR 200의 수소충전기 수는 SMR 100과 마찬가지로 1기이고, SMR 500의 수소충전기 수는 2기인 것으로 가정하였다.

Table 1. Initial investment cost of SMR 100

| unit : million won | | |
|--------------------|--------------------|---------|
| Facility | Description/size | Cost |
| Production | 100 kg/day | 1,190.5 |
| - Reactor | SMR, WGS | 313.4 |
| - PSA | PSA vessel | 316.1 |
| - Feed water | Water pump | 21.1 |
| - NG compressor | NG boosting system | 73.8 |
| - Air system | Burner | 49.5 |
| - Panel/wiring | PLC programming | 158 |
| - Others | Catalysts, tank | 60.2 |
| - Integration | - | 198.4 |
| Compressor | 875 bar | 423.5 |
| Storage | 50 kg | 115.9 |
| 1 × Dispenser | 825 bar | 271.4 |
| Construction | - | 120 |
| Total | - | 2,121.3 |

4.2 설비 및 수행도 기준

수소충전소의 이용률(utilization, capacity factor)은 연간 수소생산량을 연간 최대 수소생산 가능량으로 나눈 값으로 정의된다. 본 논문에서는 SMR 수소충전소는 1년에 365일을 가동하고 연간 이용률은 미국 DOE의 분산형 SMR 수소충전소의 이용률인 70%를 기준하였으며⁶⁾, Table 3에는 SMR 수소충전소의 설비 및 수행도 등에 대한 주요 기준들을 수록하였다.

Table 2. Initial investment costs of SMR 200 and SMR 500

| unit : million won | | |
|--------------------|---------|---------|
| Facility | SMR 200 | SMR 500 |
| Production | 1,615.0 | 2,417.0 |
| - Reactor | 425.2 | 636.3 |
| - PSA | 428.8 | 641.8 |
| - Feed water | 28.6 | 42.8 |
| - NG compressor | 100.1 | 149.8 |
| - Air system | 67.2 | 100.5 |
| - Panel/wiring | 214.3 | 320.8 |
| - Others | 81.7 | 122.2 |
| - Integration | 269.1 | 402.8 |
| Compressor | 574.5 | 859.8 |
| Storage | 157.2 | 235.3 |
| Dispenser | 271.4 | 542.8 |
| Construction | 160 | 200 |
| Total | 2,778.1 | 4,254.9 |

Table 3. Key station criteria for SMR hydrogen stations

| Station characteristics | SMR 100 | SMR 200 | SMR 500 |
|---------------------------------------|---------|---------|---------|
| Production capacity (kg/day) | 100 | 200 | 500 |
| Annual H ₂ production (kg) | 25,500 | 51,000 | 127,750 |
| Hydrogen storage (kg) | 50 | 100 | 250 |
| No. of dispensers | 1 | 1 | 2 |
| No. of workers | 2 | 3 | 4 |
| Natural gas (kWh/kg) | 53.11 | 48.76 | 47.45 |
| Electricity (kWh/kg) | 5.24 | 4.85 | 3.38 |
| Process water (liter/kg) | 11.2 | 11.2 | 11.2 |
| Cooling water (liter/kg) | 130 | 130 | 130 |
| Energy efficiency (%) | 57.1 | 62.2 | 65.6 |

Table 3을 보면 이용률이 70%인 경우에 SMR 100의 1일 수소생산량은 70 kg이며 연간 수소생산량은 25,500 kg이다. 마찬가지로 SMR 200과 SMR 500의 연간 수소생산량은 51,000 kg과 127,750 kg이다. 수소 저장시스템의 수소 저장용량은 1일 수소 생산능력의 50%를 기준하였다.

본 논문에서는 SMR 100, SMR 200, SMR 500의 에너지 효율은 수소 생산규모가 각기 115 kg/일, 230 kg/일, 575 kg/일인 H2Gen Innovations Inc.의 연구 결과를 기준하여 추정하였다⁸⁾. 천연가스, 전기, 공정수, 냉각수 등의 모든 투입 기준은 수소 1 kg의 생산에 소요되는 물량을 의미한다. 따라서 SMR 100은 수소 1 kg을 생산하기 위하여 천연가스 53.11 kWh와 전기 5.24 kWh를 필요로 하며 수소 1 kg의 LHV인 33.337 kWh를 기준할 때 SMR 100의 에너지 효율은 57.1%이다. 마찬가지로 SMR 200과 SMR 500의 에너지 효율은 각기 62.2%와 65.6%를 기준하였다.

4.3 비용 자료

수소충전소의 초기투자비가 사업 초기에 발생하는 1회성 비용인 반면에 수소충전소의 연간 운영비는 매년 반복적으로 발생하는 비용이다. SMR 수소충전소의 연간 운영비는 인건비, 도시가스요금, 전기요금, 수도요금, 보수유지비, 부지 임차료, 기타 운영비 등으로 구성되며 기타 운영비에는 세금 및 보험료 등이 포함된다. Table 4에는 SMR 수소충전소의

연간 운영비를 산정하기 위한 비용 자료를 수록하였다.

수소생산의 주요 원료인 국내 도시가스(천연가스) 가격은 산업용 도시가스를 기준하여 13.9558원/MJ으로 추정하였으며, 1 MJ=0.238885 Mcal으로 환산하면 저위발열량(low heating value, LHV)을 기준한 국내 도시가스 가격은 64.6838원/Mcal (55.6281원/kWh)이다. 전기가격은 주유소에 적용되는 일반용(갑)을 적용하였으며 전기요금은 기본요금과 전력량요금의 합계에 부가가치세와 전력기금이 추가된다. 또한 전기요금은 계절별로 차이가 있으며, 본 논문에서는 이들을 모두 고려한 전기가격을 약 125원/kWh으로 설정하였다.

수소충전소의 근로자는 정규직과 비정규직으로 구성되며 정규직의 인건비는 연간 5,000만 원, 비정규직의 인건비는 연간 2,000만 원을 기준하였다. SMR 수소충전소의 수소 생산에 소요되는 물은 공정수(process water)와 냉각수로 구분할 수 있으며 냉각수는 수돗물을 사용하는 것으로 가정하였다. 수도요금은 기본요금과 사용량요금의 합으로 누진제를 적용하고 있으며, 본 논문에서는 물이용 부담금과 구경별 요금을 더하여 냉각수 가격은 1,470원/톤을 기준하였고 공정수 가격은 냉각수 가격에 필터 비용을 더하여 3,000원/톤을 기준하였다.

보수유지비는 수소 생산설비의 가동 초기에는 적게 소요되나 설비의 노후화가 진행되면 증가하나, 본 논문에서는 Gim과 Yoon⁴⁾의 연구 결과를 이용하여 수소충전소의 보수유지비는 초기설비비의 3%, 기타 운영비는 초기설비비의 1.0%가 매년 동일하게 소요되는 것으로 추정하였다.

4.4 경제성 분석 자료

SMR 수소충전소의 효과적인 경제성 분석을 위해서는 적절한 경제성 자료들을 사용하는 것이 필요하며 본 논문에서는 SMR 수소충전소의 수명 기간 N을 20년으로 설정하였다. 수명 기간이 경과한 수소충전소 설비들의 잔존가치는 모두 0이나 건물의 잔존가

Table 4. Price data for calculating annual operating cost

| Price & cost | Data |
|--------------|--|
| Natural gas | 64.6838 won/Mcal |
| Electricity | 125 won/kWh |
| Water | Process water: 3,000 won/ton Cooling water: 1,470 won/ton |
| Labor | Full time: 50,000,000 won/yr Part time: 20,000,000 won/yr |
| Maintenance | Initial equipment cost × 3.0%/yr |
| Others | Initial equipment cost × 1.0%/yr |
| Land rent | 50,000 won/m ² ·yr |

치는 초기 비용의 50%인 곳으로 추정하였다. Table 5에는 본 논문의 경제성 분석에 사용된 자료들을 수록하였다.

본 논문에서는 불변가격을 기준한 수소충전소의 할인율 i 를 보수적인 입장에서 6%로 설정하였다. 한편 N 이 20이고, i 가 0.06인 경우에 자본회수계수를 나타내는 CRF의 값은 식 (2)에 의해 0.0872이다. 또한 수소충전소 사업자는 수소충전소의 규모에 관계없이 15억 원의 보조금을 받는 것으로 가정하였다.

4.5 분석 결과

SMR 수소충전소의 LCOH는 식 (5)와 같이 연간 운영비 AOC와 자본회수비 CR을 더한 총 연간비용을 연간 수소생산량으로 나눈 값으로 정의되며, Table 6에는 SMR 수소충전소의 생산규모별 LCOH를 수록하였다.

Table 6을 보면 수소충전소의 이용률이 70%인 경우에 SMR 100, SMR 200, SMR 500의 LCOH는 각각 14,367원/kg, 11,122원/kg, 8,157원/kg 등으로 분석되었다. SMR 수소충전소의 운영비를 천연가스 비용, 천연가스를 제외한 운영비, 자본비 등으로 구분하였을 때, 가장 큰 비중을 차지하는 비용은 천연가스 비용을 제외한 운영비이다. 한편 두 번째로 큰 비중을 차지하는 비용은 천연가스 비용이고 마지막으로 자본비 등의 순서인 것으로 나타났다. 여기서 SMR 수소충전소의 자본비가 가장 적은 이유는 수소충전소에 대한 보조금(STHS)의 크기가 상대적으로

크기 때문인 것으로 사료되며, Fig. 3에는 국내 SMR 수소충전소들의 생산규모별 LCOH를 수록하였다.

Fig. 3을 보면 SMR 수소충전소의 수소 생산규모가 커질수록 LCOH가 낮아지는 규모의 경제 효과가 잘 나타나고 있다. 여기에서 feedstock은 천연가스(도시가스)를 의미한다. 이러한 결과는 국내 SMR 수소충전소가 가격 경쟁력을 갖추기 위해서는 수소 생산

Table 6. Summary of the LCOH for SMR hydrogen stations
unit : million won

| Items | SMR 100 | SMR 200 | SMR 500 |
|--------------------------|---------|---------|----------|
| Annual operating cost | 313.82 | 457.93 | 804.58 |
| - Natural gas | 75.34 | 138.33 | 337.20 |
| - Electricity | 16.70 | 30.92 | 53.97 |
| - Water | 5.73 | 11.46 | 28.71 |
| - Labor | 70 | 90 | 140 |
| - Maintenance | 60.04 | 78.54 | 121.65 |
| - Land rent | 66 | 82.5 | 82.5 |
| - Others | 20.01 | 26.18 | 40.55 |
| Annual investment cost | 52.55 | 109.27 | 237.51 |
| Total annualized cost | 366.37 | 567.20 | 1,042.09 |
| Hydrogen production (kg) | 25,500 | 51,000 | 127,750 |
| LCOH (won/kg) | 14,367 | 11,122 | 8,157 |

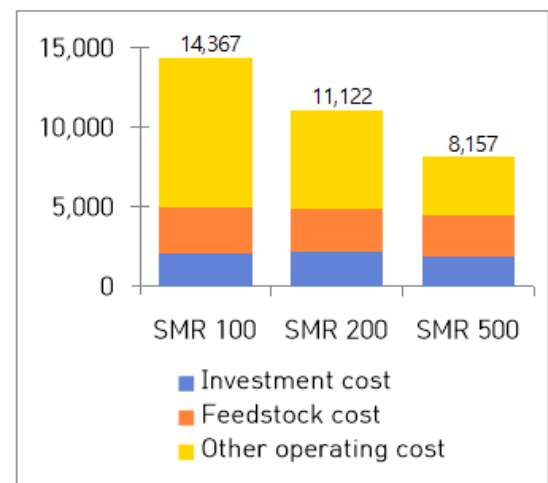


Fig. 3. LCOH (won/kg) of SMR hydrogen stations

Table 5. Economic analysis data for calculating LCOH

| Notation | Description | Data |
|----------|--------------------------|---|
| i | Discount rate | 0.06 |
| N | Economic analysis period | 20 years |
| S | Salvage value | Equipment: 0 Building: 50% of initial cost |
| STHS | Subsidy to HRS | 1,500,000,000 won |
| CRF | Capital recovery factor | 0.0872 |

규모가 커져야 함을 알 수 있으며, 이러한 조건을 만족시키기 위해서는 FCV가 많이 보급되어서 HRS의 수소 판매량이 많아져야 한다.

4.6 민감도 분석

SMR 수소충전소의 위험도 분석을 수행하기 위하여 SMR 수소충전소 경제성 분석의 주요 결정요인인 이용률, 초기투자비, 천연가스 가격, 할인율 등의 변화에 따른 LCOH의 변화를 파악하는 민감도 분석을 수행하였다. SMR 수소충전소의 이용률은 수소충전소의 경제적인 운영을 위한 중요한 요소이며 연간 가동시간과 이용률은 밀접한 관계를 갖는다. 한편 SMR 100과 SMR 200의 LCOH는 상대적으로 고가여서 시장 보급에는 문제가 있을 것으로 판단하여 본 논문에서는 LCOH가 가장 저렴한 SMR 500을 대상으로 하여 민감도 분석을 수행하였다. Table 7에는 SMR 500의 이용률이 50%, 60%, 70%, 80%인 경우에 대한 LCOH의 변화를 수록하였다.

수소충전소의 연간 이용률이 각기 50%, 60%, 70%, 80%인 경우에 대응되는 연간 가동시간은 각기 4,380시간, 5,256시간, 6,132시간, 7,008시간이다. 이용률이 50%인 경우의 SMR 500의 LCOH는 10,106원/kg으로 증가되고, 이용률이 80%로 증가되면 SMR 500의 LCOH는 7,549원/kg으로 감소될 것으로 분석되었다. Table 8에는 초기투자비의 변화에 따른 SMR 500의

LCOH의 변화를 수록하였다.

SMR 500의 초기투자비가 기준이 되는 초기투자비의 80%로 감소하는 경우의 초기투자비 규모는 약 34.0억 원이며, 이러한 경우에 SMR 500의 LCOH는 7,326원/kg으로 감소된다. 또한 SMR 500의 초기투자비가 예상보다 40% 증가하는 경우에는 SMR 500의 LCOH는 9,723원/kg으로 증가될 것으로 전망되었다. Table 9에는 도시가스 가격의 변화에 따른 SMR 500의 LCOH의 변화를 수록하였다.

국내 도시가스의 가격이 현재 가격의 80%인 51.7470원/Mcal로 감소되는 경우에 SMR 500의 LCOH는 7,629원/kg으로 감소하고, 현재보다 40%가 증가하여 90.5573원/Mcal로 증가하면 SMR 500의 LCOH는 9,213원/kg으로 증가할 것으로 분석되었다. 따라서 초기투자비 규모의 변화보다는 도시가스 가격의 변화에 따른 SMR 500의 LCOH의 변화가 상대적으로 덜 민감한 것으로 나타났다. Table 10에는 할인율의 변화에 따른 SMR 500의 LCOH의 변화를 수록하였다.

할인율이 5%인 경우의 SMR 500의 LCOH는 8,006원/kg으로 감소하고, 할인율이 8%인 경우의 SMR 500의 LCOH는 8,478원/kg으로 산정되었다. 할인율의 변화에 따른 SMR 500의 LCOH의 변화는 초기투자비의 변화나 도시가스 가격의 변화 등에 비교하여 민감도가 떨어지는 것으로 나타났다.

Table 7. LCOH of SMR 500 for different utilizations

| Utilization | 50% | 60% | 70% | 80% |
|---------------|--------|-------|-------|-------|
| LCOH (won/kg) | 10,106 | 8,969 | 8,157 | 7,549 |

Table 8. LCOH of SMR 500 for different initial investments

| Initial investment | 80% | 100% | 120% | 140% |
|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Investment amount (million won) | 3,403.9 | 4,254.9 | 5,105.9 | 5,956.9 |
| LCOH (won/kg) | 7,326 | 8,157 | 8,906 | 9,723 |

Table 9. LCOH of SMR 500 for different prices of city gas

| Price change of city gas | 80% | 100% | 120% | 140% |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Price of city gas (won/Mcal) | 51.7470 | 64.6838 | 77.6201 | 90.5573 |
| LCOH (won/kg) | 7,629 | 8,157 | 8,685 | 9,213 |

Table 10. LCOH of SMR 500 for different discount rates

| Discount rate | 5% | 6% | 7% | 8% |
|---------------|-------|-------|-------|-------|
| LCOH (won/kg) | 8,006 | 8,157 | 8,304 | 8,478 |

5. 결 론

본 논문에서는 수명주기에 기초하여 국내 SMR 수소충전소의 LCOH를 산출하고, SMR 수소충전소의 규모의 경제성 분석을 통하여 국내 SMR 수소충전소의 도입 가능성을 파악하였다. SMR 수소충전소의 이용률이 70%인 가정하에 산출한 SMR 100, SMR 200, SMR 500 등의 LCOH는 각기 14,367원/kg, 11,122원/kg, 8,157원/kg 등으로 추정되었다.

국내 SMR 수소충전소는 수소 생산규모가 커질수록 LCOH가 낮아지는 규모의 경제 효과가 잘 나타나고 있으며, 현재 수소충전소에서의 수소 판매가격을 고려할 때 국내 SMR 수소충전소가 가격 경쟁력을 갖추기 위해서는 수소 생산규모가 최소한 500 kg/day 이상이 되어야 할 것으로 판단된다. 또한 향후에 SMR 수소충전소의 보급이 확대되면 학습효과 등에 의하여 SMR 수소충전소의 LCOH가 감소될 것으로 전망되며, 전기와 부생수소 등을 이용한 수소충전소와 SMR 수소충전소의 비교 분석이 필요할 것으로 사료된다.

후 기

이 연구는 2018년 한국에너지기술연구원의 연구비(B8-2426) 지원으로 연구되었다.

References

1. D. B. Myers, G. D. Ariff, B. D. James, J. S. Lettow, C. E. Thomas, and R. C. Kuhn, "Costs and Performance Comparison of Stationary Hydrogen Refueling Appliances", Directed Technologies Inc., USA, 2002. pp. 1-8. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy02osti/32405b2.pdf>
2. J. X. Weinert, L. Shaojun, J. M. Ogden, and M. Jianxin, "Hydrogen Refueling Station Costs in Shanghai", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 32, No. 16, 2007, pp. 4089-4100, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.05.010>.
3. S. Shayegan, P. J. G. Pearson, and D. Hart, "Hydrogen for Buses in London: A Scenario Analysis of Changes over Time in Refueling Infrastructure Costs", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 34, No. 19, 2009, pp. 8415-8427, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.06.084>.
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", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 37, No. 14, 2012, pp. 19138-19145, doi: <https://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.09.163>.
5. B. Kang, T. Kim, and T. Lee, "Analysis of Costs for a Hydrogen Refueling Station in Korea", Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 27, No. 3, 2016, pp. 256-263, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2016.27.3.256>.
6. U.S. Department of Energy, "Hydrogen, Fuel Cells & Infrastructure Technologies Program, Multi-year Research, Development and Demonstration Plan", U.S. Department of Energy, USA, 2009. Retrieved from <http://www.energy.gov/eere/fuelcells/downloads/fuel-cell-technologies-office-multi-year-research-development-and-22/fcto-myrrdd-production.pdf>.
7. K. Schoots, F. Ferioli, G. J. Kramer, and B. C. C. Van der Zwaan, "Learning Curves for Hydrogen Production Technology: An Assessment of Observed Cost Reductions", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 33, No. 1, 2008, pp. 2630-2645, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.03.011>.
8. C. E. Thomas, F. D. Lomax, and M. Lyubovski, "Low-cost Hydrogen Distributed Production System Development", H2Gen Innovation Inc., USA, 2009, pp. 1-25. Retrieved from <https://www.osti.gov/servlets/purl/1008179>
9. C. S. Park, S. H. Choi, "Fundamentals of Engineering Economics", Cheongram, Korea, 2014, p. 77. Retrieved from <https://www.crbooks.co.kr>.