

폐스팀을 이용한 가역 고체산화물 연료전지의 기술적 경제적 해석

잡반티엔¹ · 이영덕^{1,2} · 김영상² · 안국영^{1,2,†}

¹과학기술연합대학원대학교 환경에너지기공학, ²한국기계연구원 청정연료발전연구실

Techno-Economic Analysis of Reversible Solid Oxide Fuel Cell System Couple with Waste Steam

VAN-TIEN GIAP¹, YOUNG DUK LEE^{1,2}, YOUNG SANG KIM², KOOK YOUNG AHN^{1,2, †}

¹Department of Environment & Energy Mechanical Engineering, University of Science and Technology (UST), 217 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34113, Korea

²Department of Clean Fuel & Power Generation, Korea Institute of Machinery & Materials (KIMM), 156 Gajeongbuk-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34103, Korea

†Corresponding author :
kyahn@kimm.re.kr

Received 7 January, 2019
Revised 13 February, 2019
Accepted 28 February, 2019

Abstract >> Reversible solid oxide fuel cell (ReSOC) system was integrated with waste steam for electrical energy storage in distributed energy storage application. Waste steam was utilized as external heat in SOEC mode for higher hydrogen production efficiency. Three system configurations were analyzed to evaluate techno-economic performance. The first system is a simple configuration to minimize the cost of balance of plant. The second system is the more complicated configuration with heat recovery steam generator (HRSG). The third system is featured with HRSG and fuel recirculation by blower. Lumped models were used for system performance analyses. The ReSOC stack was characterized by applying area specific resistance value at fixed operating pressure and temperature. In economical assessment, the levelized costs of energy storage (LCOS) were calculated for three system configurations based on capital investment. The system lifetime was assumed 20 years with ReSOC stack replaced every 5 years, inflation rate of 2%, and capacity factor of 80%. The results showed that the exergy round-trip efficiency of system 1, 2, 3 were 47.9%, 48.8%, and 52.8% respectively. The high round-trip efficiency of third system compared to others is attributed to the remarkable reduction in steam requirement and hydrogen compression power owing to fuel recirculation. The result from economic calculation showed that the LCOS values of system 1, 2, 3 were 3.46 ¢/kWh, 3.43 ¢/kWh, and 3.14 ¢/kWh, respectively. Even though the systems 2 and 3 have expensive HRSG, they showed higher round-trip efficiencies and significant reduction in boiler and hydrogen compressor cost.

Key words : Electrical energy storage(전기저장), Reversible solid oxide fuel cell(가역고체산화물연료전지), Renewable energy(신재생에너지), Round-trip efficiency(양방향 효율), Hydrogen storage(수소저장), Waste steam(폐스팀), Waste heat(폐열)

1. 서론

정부의 3020 정책, 즉 2030년까지 재생에너지 비율을 20%로 하기로 한 정부 정책이 구체화되고 있고, 재생에너지 비율 증가에 따른 공급과 수요의 불일치 문제에 대한 대책 마련이 시급히 요구되고 있다. 이와 같은 재생에너지의 간헐성을 해결하기 위해서는 잉여 전력과 계통의 안정성 저하를 방지하여야 하며, 대책으로는 크게 전력수요 제어 및 에너지 저장 방법이 있다. 전력수요 제어로는 가스터빈 등으로 피크 전원을 공급하거나 수요 분산 및 수요 조절 등을 들 수 있으며, 에너지저장 방법으로는 배터리, 압축공기 저장장치(CAES), 액체공기 저장장치(LAES), 플라이휠, 양수발전 등 여러 방법들이 제안되고 있으나 시스템 저장 용량이나 시간 등을 고려하면 수전해에 의한 수소저장이 가장 바람직한 것으로 알려져 있다. 유럽의 경우 “우리 삶을 변화시킬 10대 기술”로 수소저장이 포함되는 등 수소저장에 대한 관심이 고조되고 있다.

수전해의 경우 저온 수전해 및 고온 수전해로 나눌 수 있으며 고온 수전해의 경우가 전환효율이 높아 바람직하나 아직 개발 초기단계에 머물고 있다. 특히, 고온 수전해의 경우에는 고온의 스팀이 필요하므로 이를 외부로부터 공급받을 수 있으면 효율을 향상시킬 수 있다.

본 연구는 신재생에너지 시스템의 잉여 전력과 폐기물 소각로의 열에너지를 이용하여 수소를 생산하여 저장하였다가(수전해 모드) 전력이 필요한 시점에 전력을 생산하는(연료전지 모드) 양방향 에너지 저장 기술에 대한 것으로, 수전해 모드와 연료전지 모드가 하나의 스택에서 이루어지는 가역시스템을 제안하고 기술적 경제적 해석을 수행하였다. 특히, 가역 양방향 시스템 효율(round-trip efficiency)을 향상시키기 위하여 연료극에서 배출되는 연료를 재순환시키기 위한 송풍기 및 배기열 이용을 위한 HRSG를 설치하였으며, 이들을 이용한 3가지 가역 시스템을 제안하여 효율 및 경제성을 평가하였다.

2. 제안 시스템

제안된 시스템 중 기준이 되는 시스템은 Fig. 1에서 보는 바와 같이 수전해 모드인 SOEC 모드에서는 폐기물 소각로 등에서 생산된 스팀이 물비로 60%, 수소가 40% 연료극으로 공급된다. 이 때 수소는 연료극에서 생산된 후 4단계의 냉각-드레인-압축 과정을 거친 후 수소 100% 농도로 저장된다. 본 연구에서는 수소 저장은 기체상태로 20 bar로 한다고 가정하여 계산하였으나, 액체 수소, 금속저장합금 등 여러 가지 방법을 고려할 수 있다. 공기극의 경우에는 SOEC 및 SOFC 모드에서 공기량이 현저히 차이가 나기 때문에 두 개의 송풍기를 사용하도록 하였으며 공기극 출구의 고온의 공기로 입구 공기온도를 높이게 된다. 스택 입구의 연료 및 공기온도는 입구에 설치된 전기히터를 이용하여 원하는 온도로 공급하도록 하였다.

SOFC 모드에서는 연료극으로는 저장되어 있던 수소가 물비로 3%의 물과 함께 공급하게 되며, 연료극에서 배출되는 off-gas의 재순환을 위하여 Fig. 2에서 보는 바와 같은 4단계 응축-드레인-압축 전단에 별도의 응축-드레인-압축 과정을 거쳐 수소가 물비로 90.8%가 되도록 하여 재순환시킨다. 공기극의 경우에는 SOEC 모드와 동일한 방법으로 운전된다.

Fig. 3는 기준 시스템(Fig. 1)에 heat recovery steam generator (HRSG)를 연료극 출구단 열환기 후류에 설치하여 약 20%의 스팀(39.98 kg/h)을 생산하여 폐기물 소각로 등에서 생산한 스팀과 혼합하여 공급하도록 함으로서 효율을 상승시키도록 하였다.

Fig. 4에는 기준 시스템(Fig. 1)에 HRSG와 HRSG 출구단의 스팀과 수소를 재순환시킬 수 있는 송풍기를 설치한 경우를 나타내었다. 이 경우에는 비교적 고온의 스팀과 수소를 재순환할 수 있을 뿐만 아니라 폐기물 소각로로부터 공급되는 스팀량을 줄일 수 있어 시스템 효율을 더욱 향상시킬 수 있다.

Fig. 1에서 Fig. 4에는 공기극 출구에 열교환기가 두 개 설치되어 있는데, 이것은 연료전지 모드에서는 공기량이 현저히 많아 열교환기의 제작 및 유용도

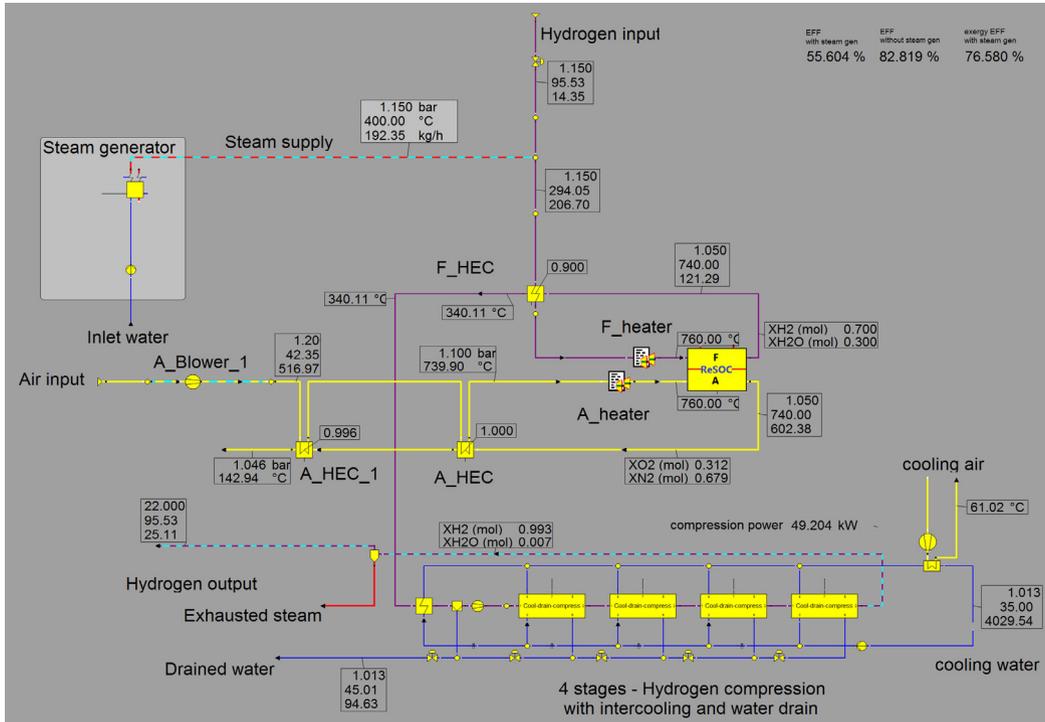


Fig. 1. Schematics of SOEC mode couple with waste steam – system 1

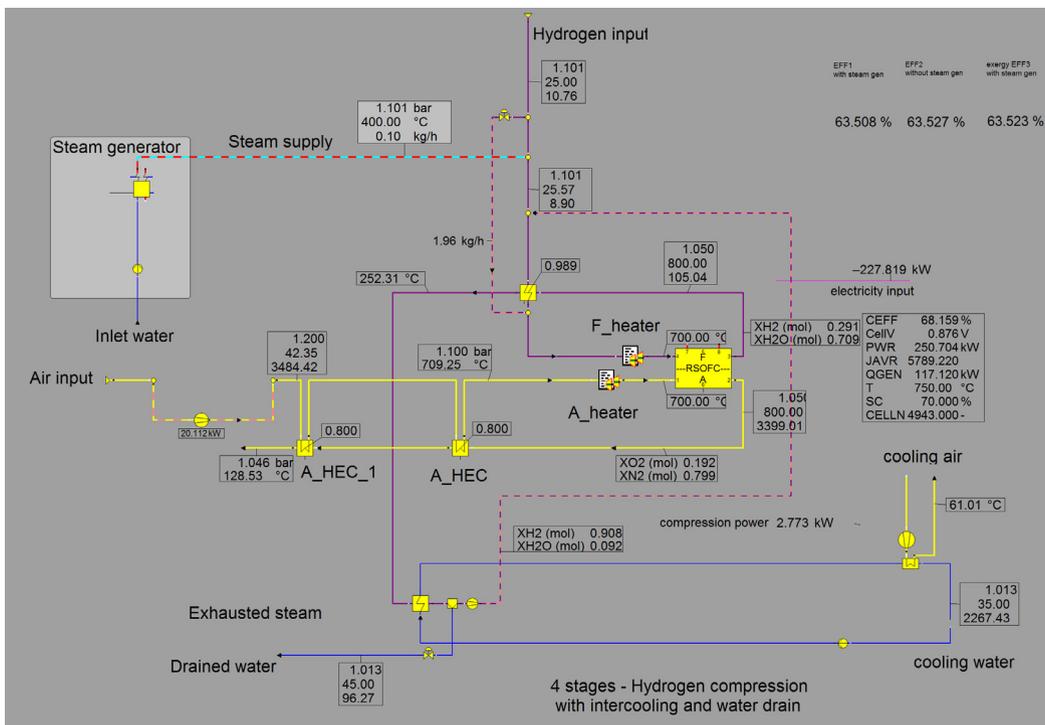


Fig. 2. Schematics of SOFC mode couple with waste steam – all systems

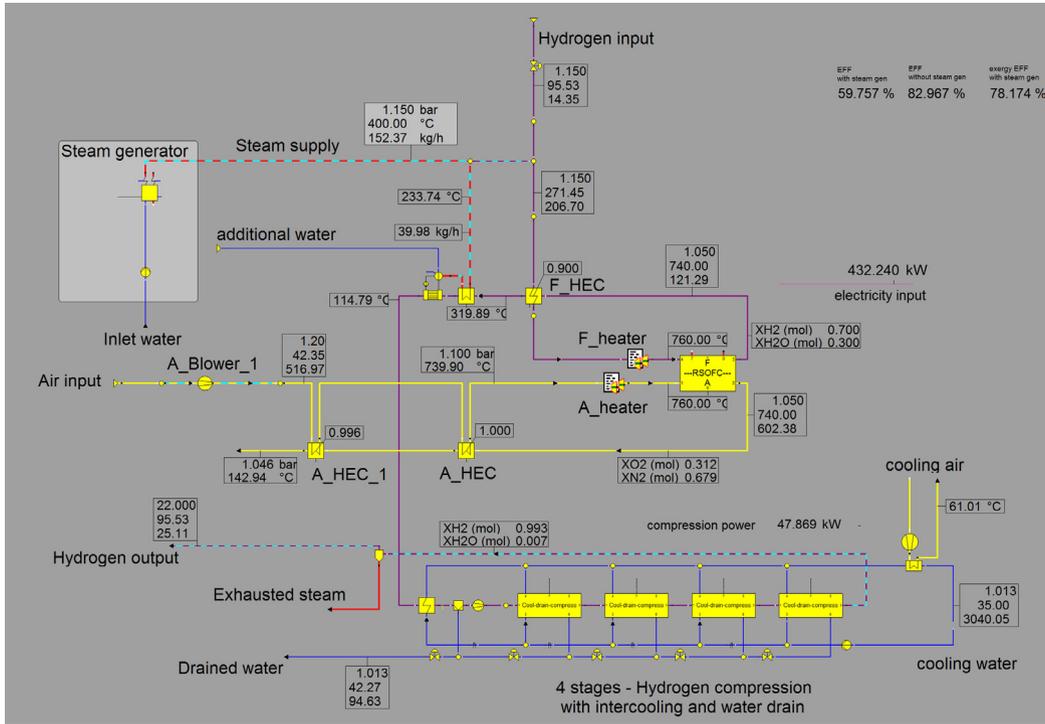


Fig. 3. Schematics of SOEC mode couple with waste steam – system 2

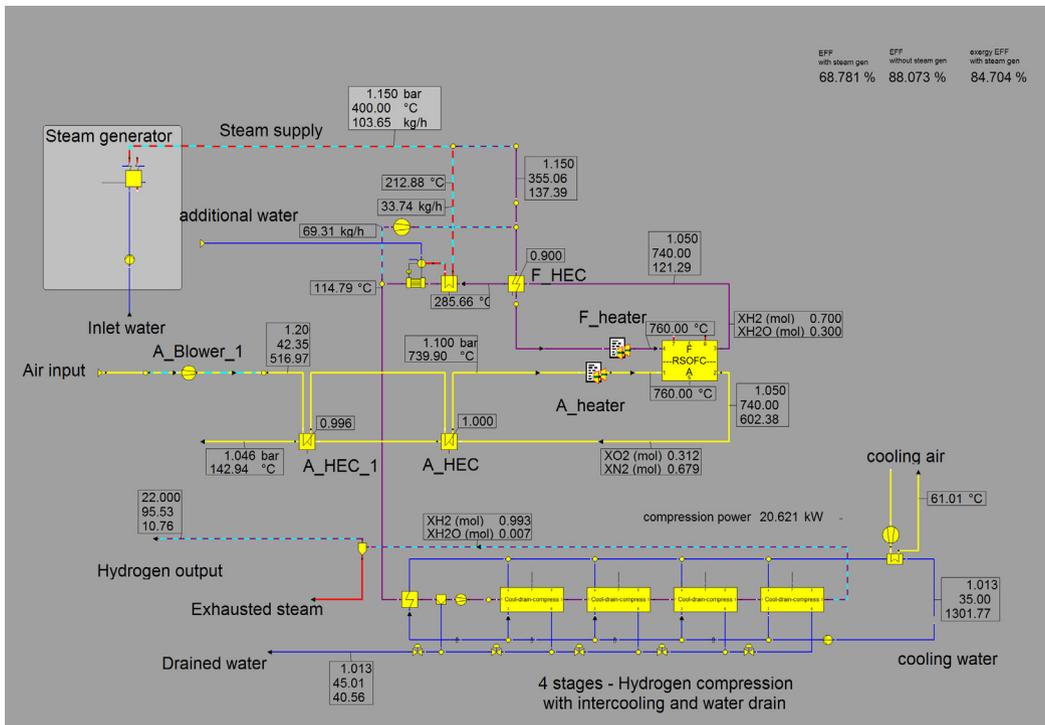


Fig. 4. Schematics of SOEC mode couple with waste steam – system 3

(effectiveness)를 고려하였기 때문이다.

3. 시스템 효율 및 경제성 평가

앞서 언급한 3가지 시스템에 대하여 시스템 효율 및 경제성을 평가하였다. 시스템 효율의 정의는 폐기물 보일러 공급열을 고려한 경우와 고려하지 않은 경우 그리고 엑서지 효율 등 3가지 효율값을 사용하였으며, 경제성 평가에는 구성품의 초기 투자비를 고려한 Levelized cost of storage (LCOS) 값을 사용하였다. 해석에 사용된 가정은 다음과 같다: 1) 모든 구성요소의 열손실은 없다. 2) 배관의 열손실 및 마찰손실은 없다. 3) 시스템은 정상상태로 운전된다.

가역 고체산화물 연료전지의 모델에서 셀 전압은 area specific resistance (ASR)를 이용하여 계산하였다¹⁾.

$$U = U_{rev} + J \times ASR$$

여기서,

$$U_{rev} = \frac{\Delta G}{2F} + \frac{RT}{2F} \ln \frac{y_{H_2} \sqrt{P_A y_{O_2}}}{y_{H_2O}}$$

이다.

P_A , y_{O_2} , y_{H_2} , y_{H_2O} 는 각각 공기 채널의 압력, 산소, 수소 및 물의 몰비를 나타낸다.

Table 1에는 시스템 사양 및 계산에 사용된 변수 값을 나타내었다.

양방향 효율(round-trip efficiency, RTE)은 양방향 수전해, 즉 수소를 생산하는 SOEC 모드와 전기를 생산하는 SOFC 모드 모두를 고려한 효율로서, 다음과 같이 정의할 수 있다.

$$\eta_1 = \frac{\text{Electricity output}}{\text{Electricity input} + \text{boiling heat}}$$

$$\eta_2 = \frac{\text{Electricity output}}{\text{Electricity input}}$$

$$\eta_3 = \frac{\text{Electricity output}}{\text{Electricity input} + \text{exergy of waste steam}}$$

Table 1. System specification and variables

Constants	Value	Units
Stack operating temperature	750	°C
Inlet steam temperature	700	°C
Maximum inlet steam pressure	3	Bar
Stack working pressure	1.1	Bar
Hydrogen storage pressure	20	Bar
Norminal current density at base case	0.579	A/cm ²
Electrical efficiency of motors	85	%
Maximum heat exchanger effectiveness	0.9	
SOEC mode		
Stack inlet temperature	760	°C
H ₂ volume concentration in fuel	40	%
Steam conversion ratio	50	%
Temperature change	20	K
ASR	0.55×10 ⁻⁴ [1]	Ωm ²
SOFC mode		
Stack inlet temperature	700	°C
H ₂ volume concentration in fuel	97	%
Fuel utilization factor	70	%
Maximum temperature rise	100	K
ASR	0.41×10 ⁻⁴ [1]	Ωm ²
Stack power	250	kW
Year of cost calculation	2017	
CEPCI	562.1	
Inflation rate (i)	0.02	
Lifespan (n)	20	Years
Capacity factor	0.8	

여기서, η_1 은 태양광 또는 풍력에너지로부터 공급되는 전기에너지와 폐기물 보일러에 공급되는 열에너지를 고려한 효율이며, η_2 는 폐기물 보일러에 공급되는 열에너지를 고려하지 않은 경우, 즉 공급되는 스팀을 폐기물 보일러로부터 무상으로 공급받는 경우의 효율을 나타낸다. η_3 는 유효일을 고려한 엑서지 효율을 나타내며, 이 경우가 가장 합리적인 방법으로 사료된다.

한편, 보일러로부터 공급되는 스팀의 엑서지값은 다음과 같이 계산되었다²⁻⁵⁾.

Table 2. Purchased equipment cost⁷⁻¹⁴⁾

Components	PEC (or \$/kW)	CEPCI	Year	Refs
ReSOC stack	200	576	2014	7
Blower	148	402.3	2003	8
Heat exchanger	36	525.4	2007	9
Condenser	19	576	2014	10
H ₂ compressor	450,000 (W/1000) ^{0.9}	402.3	2003	11
HRSG	$C_1 \left[\left(\frac{Q_{ec}}{\Delta T_{imec}} \right)^{0.8} + \left(\frac{Q_{ev}}{\Delta T_{imev}} \right)^{0.8} \right] + C_2 m_{st} + C_3 m_g^{1.2}$ C ₁ =6570, C ₂ =21276, C ₃ =1184.5	351.1	1994	12
Heater	46	562.1	2017	13
Feed water & other Bop	17	576	2014	14
Accessory electric plant	80	576	2014	14
Instrumentation & control	34	576	2014	14
Piping & valves	34	576	2014	14

$$E_{ex} = n(e_{ch} + e_{ph})$$

$$e_{ch} = \sum y_i e_i^{CH} + RT_0 \sum y_i \ln y_i$$

$$e_{ph} = h - h_0 - T_0(s - s_0) + \frac{v^2 - v_0^2}{2} + g(z - z_0)$$

Table 2에는 경제성 평가에 사용된 구성품 가격을 나타내었다. 구성품 가격은 Table 2에서 보는 바와 같이 purchased equipment cost (PEC)에 대한 값은 Table 2의 Refs (references)를 참고하면 되며, Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI)⁶⁾의 값은 Table 2의 년도(Year)에 대한 값이다.

LCOS는 투자비를 근간으로 다음과 같이 계산하였다.

$$\text{Annualized Energy storage cost} = \text{LCOS} = \frac{\sum C_{j_annualized}}{0.5tnP_{inSOEC}}$$

$$C_{j_annualized} = \frac{C_j i}{1 - (1 + i)^{-n}}$$

여기서, t는 시간을 나타내며, C_j는 구성품의 투자비를 나타낸다. 즉, C_j가 ReSOC stack의 경우 200 \$/kW이며, i (이자율) 및 n은 각각 2%, 20년으로 가정하였다. P_{inSOEC}는 수전해 스택에 공급된 전기 및 스팀열량을 나타내며, η는 RTE를 나타낸다.

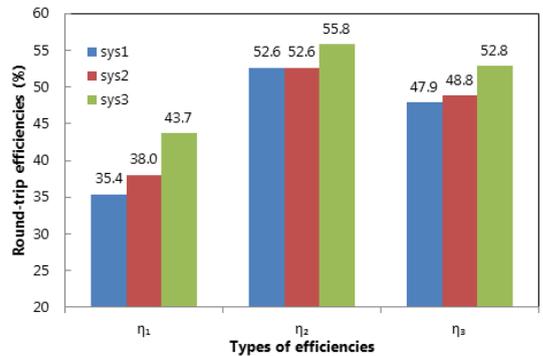


Fig. 5. Round-trip efficiencies of three defined systems at design point

$$C_{j@2018} = C_{jx} \frac{CEPCI_{@2018}}{CEPCI_x}$$

계산된 C_j값을 이용하여 2018년도 장치가격은 위의 식으로 계산된다.

4. 결과 및 고찰

제안된 3가지 시스템에 대한 RTE를 Fig. 5에 나타내었다. 그림에서 보는 바와 같이 HRSG와 재순환 송풍기를 설치한 시스템 3의 경우가 가장 효율이 높으며, 시스템 1과 2는 거의 유사하거나 시스템 2가

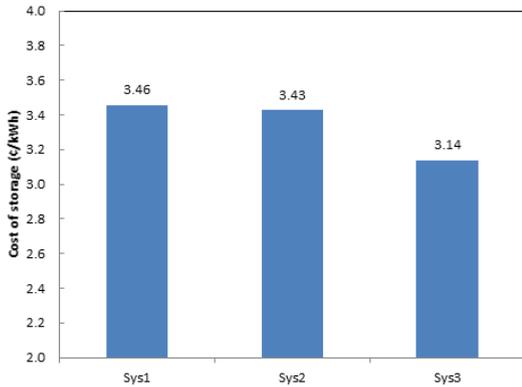


Fig. 6. Levelized cost of storage of three system configurations

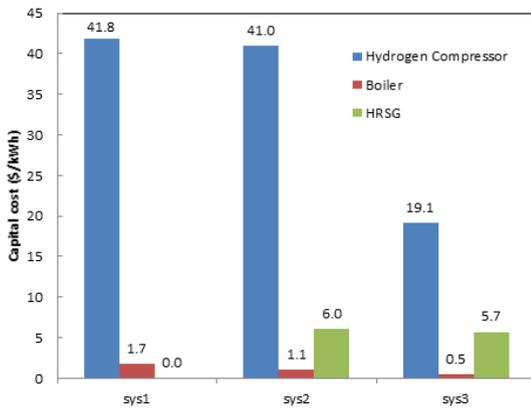


Fig. 7. Cost of component in 2017 in three system configurations

조금 높다. 시스템 3의 경우에는 연료극 재순환으로 인하여 수소 압축기 및 수소분리 과정에서의 동력 감소로 시스템 효율이 증가한 것이다.

Fig. 6에는 LCOS를 나타내었으며, 이 경우에도 시스템 3의 경우가 3.14/kWh로 가장 낮은 값을 갖는다. HRGS 및 재순환 송풍기를 설치하였음에도 불구하고 시스템 효율이 높아 낮은 LCOS 값을 가진다. HRSG를 설치한 시스템 2 및 3의 경우 LCOS에 미치는 영향은 작으나, HRSG 출구의 온도가 낮기 때문에 생산된 수소로부터 물을 제거하는 과정에서 응축기의 용량을 줄일 수 있다.

Fig. 7은 수소압축기, 보일러 및 HRSG 가격을 나타낸 것으로 그림에서 보는 바와 같이 수소압축기가 가장 높은 가격을 가진다. 따라서, 시스템 3의 경우

가 연료극 재순환에 의하여 수소압축기 용량이 현저히 낮아지므로 초기 투자비가 낮아져 LCOS가 가장 낮다.

5. 결론

본 연구는 태양광 또는 풍력으로부터의 잉여 전력과 폐기물 보일러 등에서 공급되는 고온 스팀을 이용하여 수소를 저장하였다가 전기가 필요할 때 저장된 수소로부터 전기를 생산하는 양방향 수전해 시스템에 관한 연구로서, 양방향 수전해 시스템을 제안하고 효율 향상을 위하여 제안된 시스템에 HRSG 또는 연료극 재순환 송풍기를 설치하여 RTE 효율을 평가하였다. 본 연구를 통하여 얻게 된 결론은 다음과 같다.

1) 시스템 효율은 3가지로 정의하여 나타내었으며, 폐기물 보일러 열원을 고려한 경우(η_1), 고려하지 않은 경우(η_2) 그리고 유효일을 고려한 엑서지 효율(η_3)로 나타내었다.

2) HRSG를 설치함에 따라 η_1 과 η_3 효율은 조금 상승하는 반면 η_2 효율은 변화가 없었다.

3) 시스템 3의 경우 연료극 재순환으로 인하여 수소 압축기 및 수소 분리과정에서의 동력 감소로 시스템 효율이 증가할 뿐만 아니라 LCOS도 감소하게 된다.

4) 시스템 2 및 3의 경우 HRSG의 설치에 따른 LCOS에 미치는 영향은 작으나, 생산된 수소로부터 물을 제거하는 과정에서 응축기의 용량을 줄일 수 있다.

5) 효율 정의로는 각 유효 일을 고려한 엑서지 효율, 시스템 3(η_3)이 가장 합리적인 정의방법으로 사료된다.

후 기

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제이다(No. 20163010140530).

References

1. S. H. Jensen, P. H. Larsen, and M. Mogensen, "Hydrogen and synthetic fuel production from renewable energy sources", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 32, No. 15, 2007, pp. 3253-3257, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.04.042>.
2. D. R. Morris and J. Szargut, "Standard chemical exergy of some elements and compounds on the planet earth", *Energy*, Vol. 11, No. 8, 1986, pp. 733-755, doi: [https://doi.org/10.1016/0360-5442\(86\)90013-7](https://doi.org/10.1016/0360-5442(86)90013-7).
3. M. Boles and Y. Cengel, "Thermodynamics An Engineering Approach", 8th ed, McGraw-Hill Education, USA, 2014.
4. P. Perrot, "A to Z of thermodynamics Oxford", Oxford University Press, USA, 1998.
5. E. Querol, B. Gonzalez-Regueral, J. L. Perez-Benedito, "Practical Approach to Exergy and Thermo-economic Analyses of Industrial Processes", Springer London, UK, 2013, pp. 9-28. Retrieved from <https://www.springer.com/kr/book/9781447146216>.
6. Magazine CE, "Chemical Engineering Plant Cost Index", 2017. Retrieved from <https://www.chemengonline.com>.
7. C. H. Wendel, "Design and analysis of reversible solid oxide cell systems for electrical energy storage", Colorado School of Mines, USA, 2015. Retrieved from https://mountainscholar.org/bitstream/handle/11124/17130/Wendel_mines_0052E_10723.pdf?sequence=1.
8. J. Thijssen, "The impact of scale-up and production volume on soft manufacturing cost. Technical report", National Energy Technology Laboratory, USA, 2007. Retrieved from <https://www.netl.doe.gov/file%20library/events/2006/seca/Thijssen.pdf>.
9. S. H. Jensen, C. Graves, M. Mogensen, C. Wendel, R. Braun, G. Hughes, Z. Gao, S. A. Barnett, "Large-scale electricity storage utilizing reversible solid oxide cells combined with underground storage of CO₂ and CH₄", *Energy Environ. Sci.*, Vol. 8, No. 8, 2015, pp. 2471-2479, doi: <http://dx.doi.org/10.1039/c5ee01485a>.
10. US Consumer Price Index, "Inflationdata.com", 2014. Retrieved from <https://inflationdata.com>.
11. R. F. Boehm, "Design analysis of thermal systems", Wiley New York, USA, 1987.
12. A. Bejan and G. Tsatsaronis, "Thermal design and optimization", John Wiley & Sons, Canada, 1996.
13. M. S. Peters and K. D. Timmerhaus, Max S. Peters, "Plant design and economics for chemical engineers", McGraw-Hill, Inc, USA, 1991. Retrieved from https://www.dioneoil.com/uploads/6/8/7/4/6874938/plant_design_and_economics_for_chemical_engineers.pdf.
14. M. C. Woods, P. J. Capicotto, J. L. Haslbeck, N. J. Kuehn, M. Matuszewski, L. L. Pinkerton, M. D. Rutkowski, R. L. Schoff, and V. Vaysman, "Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants", US Department of Energy, USA, 2007.