

연료전지 지열히트펌프 마이크로제너레이션 IEA ECBCS Annex 54 경제성 평가 연구

IEA ECBCS Annex 54 Economic Assessment Study of a Fuel Cell Integrated Ground Source Heat Pump Microgeneration System

나선익(Sun-Ik Na)¹, 강은철(Eun-Chul Kang)¹, 이의준(Euy-Joon Lee)^{2†}

¹과학기술연합대학원대학교 재생에너지공학과, ²한국에너지기술연구원

¹Renewable Energy Engineering, University of Science and Technology, Daejeon 305-350, Republic of Korea

²Energy Efficiency Department, Korea Institute of Energy Research, Daejeon 305-343, Republic of Korea

(Received November 22, 2013; revision received March 10, 2014; Accepted: March 12, 2014)

Abstract The integration of FC (Fuel Cell) and GSHP (Ground Source Heat Pump) hybrid system could produce a synergistic advantage in thermal and electric way. This study intends to analyse the economical aspect of a FC integrated GSHP hybrid system compared to the conventional system which is consisted with a boiler and a chiller. Based on the hourly simulation, the study indicated that GSHP system and FC+GSHP hybrid system could reduce the energy consumption on a building. The method of the economic assessment has been based on IEA ECBCS Annex 54 Subtask C SPB(Simple Payback) method. The SPB was calculated using the economic balanced year of the alternative system over the conventional (reference) system. The SPB of the alternative systems (GSHP and FC+GSHP) with 50% initial incentive was 4.06 and 26.73 year respectively while the SPB without initial incentive of systems was 10.71 and 57.76 year.

Key words Ground Source Heat Pump(지열 히트펌프), Fuel Cell(연료전지), Simple Payback(투자회수기간), Economic Assessment(경제성 평가), Renewable Portfolio Standard(신재생에너지공급의무화제도)

† Corresponding author, E-mail: ejlee@kier.re.kr

기호설명

AS : Alternative System, 대안 시스템
CS : Current System, 기존 시스템
SPB : Simple Payback, 투자회수기간
COP : Coefficient of Performance, 성적계수

1. 서 론

2011년 국내에서 발생한 대규모 정전 사건 이후 안정적 에너지 공급에 대한 불안감이 높아졌다. 2012년에는 예비전력량이 여름철뿐 아니라 겨울철까지도 부족하여 전력경보를 발령하고 2013년에는 국가적인 전력비상 수급기간을 정하기도 하였다. 계속되는 에너지 위기를 극복하기 위한 일환으로 에너지 효율을 높이거나 신재생 에너지를 활용하는 건축 설비로 대체하는 방안들이 제시되고 있다. 그런 측면에서 연중 일정한 지중온도를 활용하여 냉난방을 하는 GSHP와 천연가스로 전기와 열을 생산하는 신에너지기술 FC를 통합한 하이브리드 시

스템이 하나의 대안으로 제시될 수 있다. FC는 주 연료인 천연가스를 개질기를 통해 생산한 수소와 산소의 전기화학적 반응을 통해 전기와 열을 생산한다. FC에서 발생한 열을 회수하여 겨울철 히트펌프 시스템의 열원으로 활용하거나 여름철 급탕용으로 활용한다면 하이브리드 시스템의 에너지 효율을 높이는 시너지 효과를 기대할 수 있다.

본 연구에서는 보일러/칠러로 구성된 냉난방 설비를 신재생에너지 설비인 GSHP 시스템, FC+GSHP 하이브리드 시스템으로 대체하였을 때의 에너지 절감효과를 비교하고 설치비 대비 에너지 생산량, 연간 유지관리 비용 등을 분석함으로써 각 설비에 대한 경제성 평가를 수행하고자 한다. 경제성 평가는 IEA(International Energy Agency) ECBCS(Energy Conservation in Building and Community System) Annex 54 Subtask C에서 제시한 경제 평가항목⁽¹⁾들을 기반으로 하여 우리나라에서 실제로 판매되고 있는 보일러/칠러 가격과 가스, 전기 에너지 판매 단가 등을 고려하여 평가한다. 본 연구를 통하여

수행하고자 하는 연구 목표는 다음과 같다.

- (1) 기존 설비 대비 대체 설비비용 산출
- (2) 에너지 소비량에 따른 유지비용 산출
- (3) 설비비용 지원정책에 따른 경제성 평가
- (4) 발전 지원정책에 따른 경제성 평가

2. 에너지 분석

2.1 에너지 분석 모델링과 방법

본 연구에서는 한국에너지기술연구원과 캐나다 CanmetENERGY가 공동 연구한 에너지 소비량 비교 결과를 기반으로 하였다.⁽²⁾ 해당 연구에서는 Table 1과 같이 3가지의 Case를 구분하여 Case 별 에너지 시뮬레이션 모델링을 TRNSYS-17 에너지 해석 프로그램을 이용하여 평가하였다.⁽³⁾

건물은 인천에 위치한 주거용과 사무용이 혼재되어 있는 사각 형태의 하나의 존으로 가정하였다. 해당 건물의 공조 면적은 400 m²로 설정하였으며 건물 특성치는 ASHRAE 90.1 2007을 따라 설계하였다. 기후데이터는 EnergyPlus에서 제공하는 인천 기후 데이터를 활용하였으며 난방설정온도 18℃, 냉방설정온도는 24℃로 설계하였다. 온수급탕 용량은 ASHRAE-124에 제시된 주거 및 소규모 사무실 건물 기준을 따랐다.^(4, 5) 조명 및 장비와 같은 비공조 전력부하값은 캐나다의 주거건물과 소규모 사무실 건물의 평균 소비량을 참고하여 해당 건물의 부하를 Table 2와 같이 산출하였다.

Case 1은 400 m²의 건물에 냉난방설비를 60 kW_{th} 보일러와 7 RT급 칠러를 선정했다. Case 2는 보일러/칠러를 대체하여 GSHP를 사용한 사례이다. GSHP는 물

대 물 방식의 히트펌프이며, 용량은 5 RT급으로 선정하여 냉난방 부하를 감당하였다. 보조열원으로 천연가스 버너를 설치해 운용하였다. Case 3은 FC와 GSHP를 융합한 하이브리드 시스템에 대한 사례이다. FC는 1 kW_e급 PEM-FC 타입으로 해당 건축물의 기저전력부하를 담당하여 연중 내내 가동하며 GSHP 용량은 Case 2와 동일한 것으로 설계하였다.

시뮬레이션을 위해서 효율이 85%인 60 kW_{th}급 보일러와 표준 냉방 COP가 3인 칠러를 선정하였으며, 시뮬레이션 세부 정보는 Table 3에 요약하여 나타내었다. 특히 GSHP는 KS B ISO 13256-2을 기준으로 부하측 입수온수 40℃, 열원측 입수온도 5℃일 때 난방성능계수(COP_H)는 3.25, 부하측 입수온수 12℃, 열원측 입수온도 25℃일 때 냉방성능계수(COP_C)는 6.88이었으며, 열원측 온도와 부하측 온도 변화에 따른 냉·난방성능계수는 Fig. 1과 Fig. 2에 나타내었다.

Table 3 Simulation Components

	Unit	Value
Room Thermostat Settings		
Thermostat set-point(heating)	°C	18
Thermostat set-point(cooling)	°C	24
Boiler		
Rated boiler capacity	kW	60
Boiler efficiency	%	0.85
Boiler water temp. set-point	°C	82.2
Temperature set-point for heating coil water	°C	60
Rated boiler cir. Pump flow	kg/hr	700
Rated boiler cir. Pump power	W	100
Chiller		
Rated chiller capacity	RT	7
Chiller water temp. set-point	°C	7.2
Rated chiller COP	-	3
Rated chiller cir. Pump flow	kg/hr	700
Rated chiller cir. Pump power	W	100
Main Pump		
Rated main pump flow	kg/hr	1,400
Rated main pump power	W	200
Domestic Hot Water System		
DHW consumption	L/day	296
DHW storage tank volume	L	189
DHW tank temperature control	°C	49/46
City(main) water temperature	°C	10

Table 1 Case studies for modeling

Case #	System	
	Cooling	Heating
1	Chiller	Boiler
2	GSHP	GSHP
3	GSHP	FC+GSHP

Table 2 Load Intensity of the building

	unit [kWh/(m ² · yr)]	
Domestic Hot Water	12.3	7.7%
Space Heating	57.7	36.1%
Space Cooling	43.9	27.5%
Electricity(Non-HVAC)	46.0	28.8%
Total	159.9	100.0%

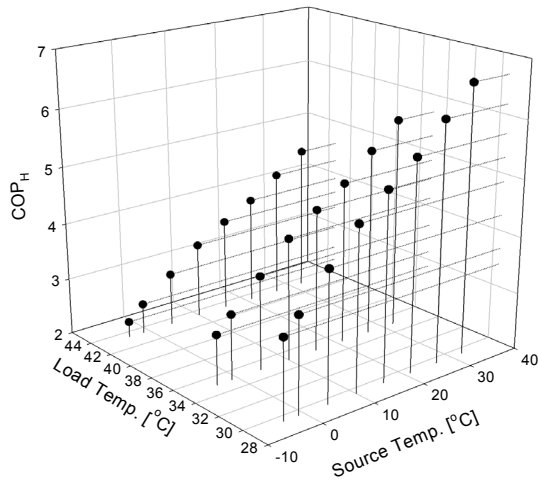


Fig. 1 GSHP heating performance.

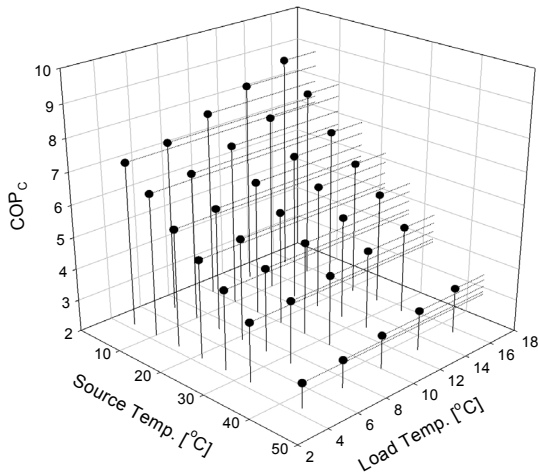


Fig. 2 GSHP cooling performance.

2.2 에너지 분석 결과

시뮬레이션 건물의 설비에 따른 에너지 소비량의 분석 결과는 다음 Table 4와 같다. 기존 보일러/칠러를 GSHP로 대체한 Case 2에서는 약 40%의 에너지 절감효과를 보였다. 반면 FC+GSHP의 경우 에너지 소비량은 증가한 것으로 나타났다. 그 이유는 FC의 원료로 천연가스가 사용되었기 때문이다. 그렇지만 순 전력 소비량은 기준 Case 1보다 6,809 kWh/yr가 적은 결과를 얻었다. 이는 중앙 집중형 발전소의 발전부하를 낮출 수 있을 것으로 보인다.

3. 경제성 평가 방법

경제성 평가는 IEA ECBCS Annex 54 Subtask C에서

Table 4 Energy consumption

Energy(kWh/yr)	unit [kWh/(m ² · yr)]		
	Case 1 Boiler /Chiller	Case 2 GSHP	Case 3 FC +GSHP
Space Heating +DHW+FC	NG	2,608	22,427
	Elec.	-	6,388
Space Cooling	Elec.	4,372	4,386
Fans		2,544	2,693
Pumps		487	1,554
NonHVAC (lighting, equip., etc.)		18,402	18,402
Electricity Production		-	8,760
Electricity consumption		31,468	33,419
Net Electricity consumption		31,468	24,659
Net Natural Gas consumption		29,411	22,427
Total(Net) Energy Use		60,879	47,086
Energy Saving		-	13,793
Energy Saving(%)		-	22.66%

제시한 경제 평가항목^(6, 7)들을 근거하여 우리나라 실정에 맞춰 Fig. 3과 같이 적용하였다. 해당 항목들은 설비 비용, 상환기간과 이자율, 유지보수비용, 전력 및 천연가스 비용, 설비 보조금, 발전보상금이다.

3.1 설비비용 분석

현재 국내에서 상용화되어 판매되고 있는 보일러/칠러를 대상으로 가격 조사를 하였다. 보일러는 제조사별로 규격화되어 생산되며, 보급형과 고급형으로 가격 차이가 나타났다.⁽⁸⁾ 따라서 평균적 성능을 나타내는 보일러를 선정한다는 가정으로 모든 보일러 가격정보를 기반으로 Fig. 4와 같은 회귀식을 구하였다. 칠러의 경우 공기방식의 에어컨을 대상으로 10 kW급 이상의 제품에 대하여 시장조사⁽⁹⁾를 진행하였으며, 그 결과 Fig. 5와 같이 회귀식을 구하였다. 10 kW급 이하의 에어컨들은 용량 보다는 디자인과 추가 성능에 따라 가격의존도가 높은 것으로 판단되어 데이터로 활용하지 않았다. GSHP 가격은 지식경제부 고시 제2011-3호(2011. 1. 12)에서 제시한 설치단가를 기준으로 산정하였다. 수직밀폐형으로 일반건물에 설치할 경우, kW당 1,260,000원으로 책정하였다.⁽¹⁰⁾ FC의 가격은 kW당 4천만 원으로 가정하였다.

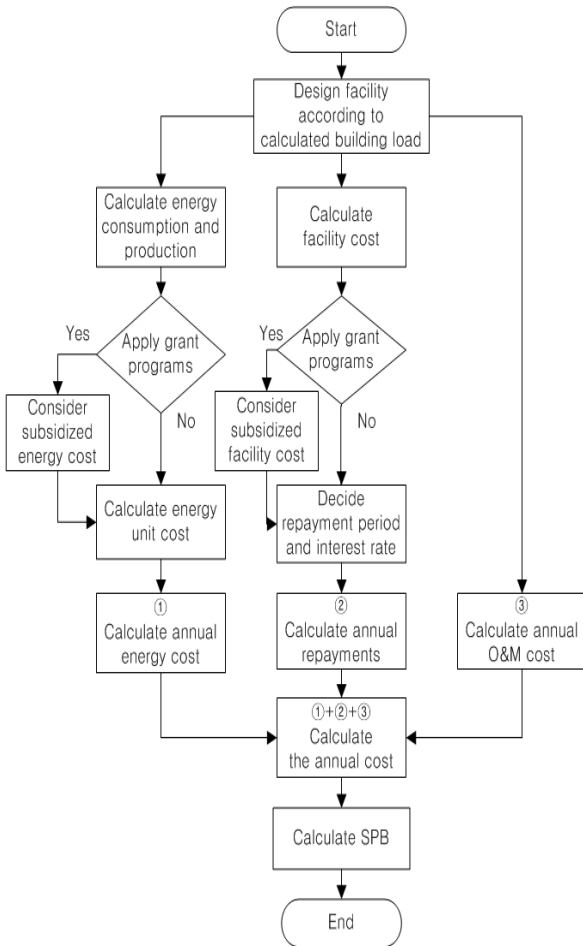


Fig. 3 IEA ECBCS annex 54 subtask C economic evaluation.

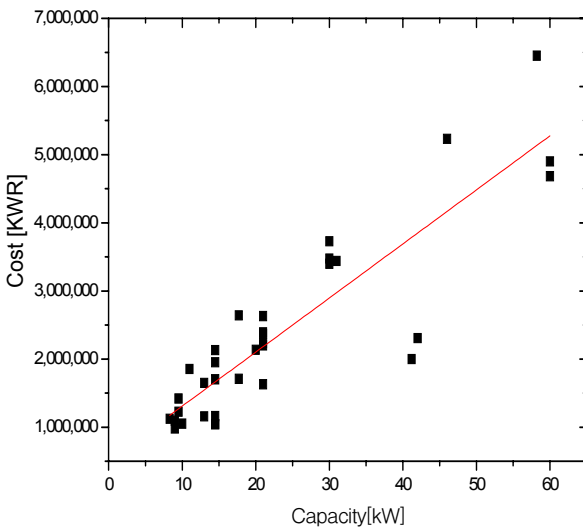


Fig. 4 Regression graph of chiller price.

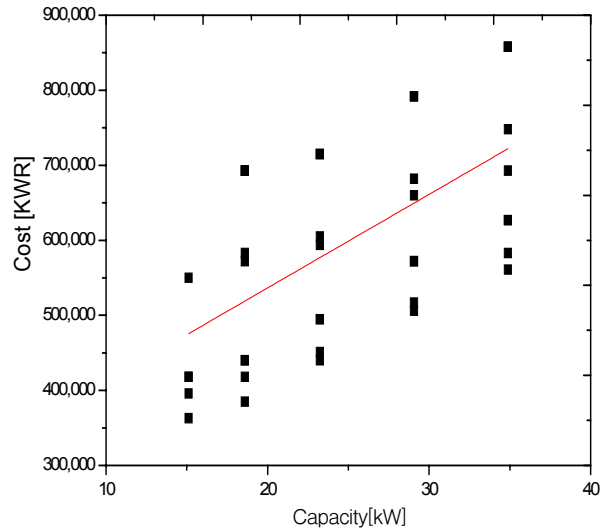


Fig. 5 Regression graph of boiler price.

3.2 운용비용 분석

본 절에서는 앞에서 제시한 1 kW_e급 연료전지와 5 RT급 GSHP 시스템을 통합한 FC+GSHP의 에너지 소비량을 기반으로 운전비용을 예측하고자 한다. Table 4에서 나타난 각 Case별 시스템의 연간 에너지 사용량, 전력단가와 가스단가를 이용하여 연간 운전비용을 산출하였다. 전력단가는 Table 5와 같이 한국전력공사의 일반용 전력(갑) I 중 저압전력으로 설정하였다. 한국전력공사 홈페이지에 게시되어 있는 저압전력 단가표를 참조하여 해당 기간의 일수와 해당 기간의 전력단가를 곱한 후 평균하여 연간 전력요금을 78.8원으로 산출했다.⁽¹¹⁾ 가스단가는 Table 6과 같이 한국도시가스공사 홈페이지에 게시한 천연가스 요금표를 참조해 열병합용1로 단

Table 5 Electric rates

Classification	Energy charge[₩/kW]		
	Summer (Jul.1 ~ Aug.31)	Spring/fall (Mar.1 ~ Jun.30/ Sep.1 ~ Oct.31)	Winter (Nov.1 ~ Feb.28)
General Service(A)			
Low-voltage A	102.90	64.10	88.80

Table 6 Natural gas rates

Classification	Energy charge[₩/MJ]		
	Summer (Jun ~ Sep)	Spring/fall (Apr ~ May/Oct ~ Nov)	winter (Dec ~ Mar)
Combined Heating and Cooling (CHP)-1	19.0591	19.1668	19.9884

위 kW당 연간 천연가스 가격을 73.08원으로 에너지 단가를 설정하였다.⁽¹²⁾ 모든 설비의 수명과 설비비용의 상환 기간은 20년, 이자율은 2.0%으로 동일하게 적용하였다. 또한 유지관리비용은 적용시설과 설비용량별로 다를 수 있겠지만 본 논문에서는 초기 투자비용 대비 보일리는 20%, 칠러는 5%, GSHP는 0.5%의 유지관리비용을 가정하여 적용하였으며, 이는 IEA ECBCS Annex 54 Subtask C에서 제안하는 범위를 기반으로 하였다.⁽⁷⁾

3.3 지원 제도 영향 평가

신재생에너지 보급 활성화를 위한 방안으로 RPS(신재생에너지 공급의무화제도)와 FIT(발전차액제도) 등의 지원제도가 있다. 본 연구에서는 초기설비 비용의 50%를 보조금을 지원 유무에 따라 운용비용 및 설비비용을 비교 분석하여 경제성 평가를 하였다. 또한 FIT에 대해서는 FC+GSHP에서 생산하는 전력 전량을 RPS 대상 회사

Table 7 Economic analysis result

unit[₩/a]	Boiler/Chiller		GSHP		FC+GSHP			
	Refer.	with initial incent.	without initial incent.	with initial incent.		without initial incent.		
				with FIT	without FIT	with FIT	without FIT	
Case 1	Case 2-1	Case 2-1	Case 3-1	Case 3-2	Case 3-3	Case 3-4		
Capital	263,323	677,489	1,354,978	1,900,624	1,900,624	3,801,247	3,801,247	
Maintenance	413,666	110,779	110,779	310,779	310,779	310,779	310,779	
NG	2,144,800	190,189	190,189	1,563,168	1,563,168	1,563,168	1,563,168	
Elec.(from grid)	2,479,678	2,697,954	2,697,954	2,633,417	2,633,417	2,633,417	2,633,417	
Elec.(to grid)				-1,380,576	-694,274	-1,380,576	-694,274	
O&M cost	5,038,144	2,998,922	2,998,922	3,126,789	3,813,091	3,126,789	3,813,091	
Total	5,301,467	3,676,411	4,353,901	5,027,412	5,713,714	6,928,036	7,614,338	
SPB		4.06	10.71	17.13	26.73	37.02	57.76	

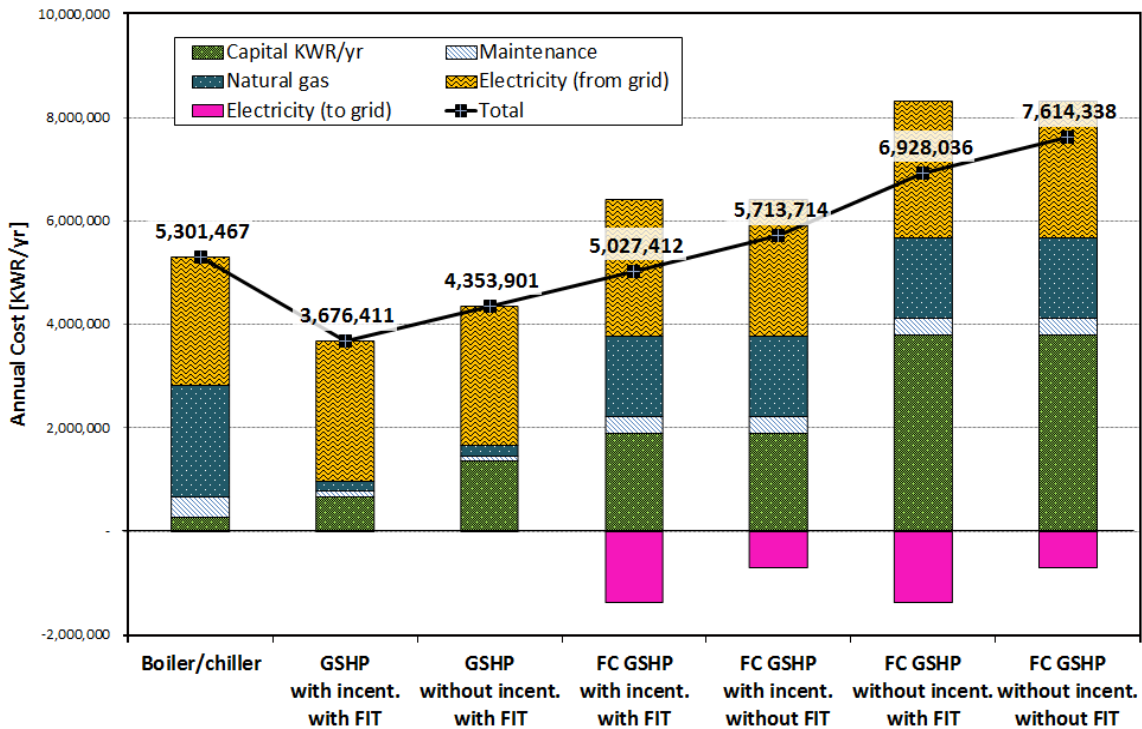


Fig. 6 Annual cost of the conventional and alternative systems.

가 전력단가의 2배로 매입한다는 시나리오로 경제성 평가를 진행하였다.

4. 경제성 평가 결과

각각의 냉난방 시스템에 대하여 단위면적당 설비비용, 운영비용, 전력비용, 가스비용에 대한 연간유지 비용을 계산하여 경제성을 분석하였고, 그 결과를 Table 7 과 Fig. 6으로 나타내었다. 전력의 경우, 시스템에서 소비되는 전력량의 비용과 시스템에서 생산되는 전력량의 발전 수익금을 구분하였으며 수익금은 음수로 표현하였다. O&M 비용은 운영비용, 가스비용, 전력비용의 합으로 표시하였다. SPB(Simple Payback)는 기준이 되는 보일러 칠러의 기존시스템(CS : Current System)과 비교하여 GSHP나 FC+GSHP와 같은 대체시스템(AS : Alternative System)으로 대체하였을 때 추가투자 비용을 환수하는 기간을 말하며 식(1)과 같이 표현된다.

$$SPB = \frac{\text{Total investment cost of (AS - CS)}}{\text{Operating cost of (CS - AS) + Revenues of AS}} \quad (1)$$

SPB가 짧을수록 새로운 시스템을 도입하여 초과 투자한 금액에 대한 환수기간이 줄어든다. 따라서 인센티브를 받은 GSHP의 경우 약 4.06년, FC+GSHP 시스템은 17.13년이 지나면 보일러와 칠러 시스템 대비 경제성이 좋아진다. 반면 설비비용 지원을 받지 않을 경우 GSHP는 10.71년, FC+GSHP는 26.73년의 SPB로 평가되었다.

5. 결 론

본 논문에서는 기존 시스템(보일러/칠러)에 대비하여 신재생에너지 기술인 GSHP나 FC+GSHP 시스템으로 대체하였을 경우에 대한 경제성을 비교 분석하였으며 다음과 같은 결론을 얻었다.

(1) 기존 보일러/칠러 시스템의 초기투자 비용은 연 263,323원이며, GSHP 시스템은 1,354,978원, FC+GSHP 하이브리드 시스템은 3,801,247원으로 평가되었다.

(2) 연간 에너지 비용은 보일러/칠러 시스템의 경우 4,624,478원, GSHP 시스템은 2,888,143원, FC+GSHP 시스템은 3,502,312원으로 평가되었다. 연료전지의 가스소비량 때문에 FC+GSHP 시스템의 에너지 비용이 늘어난 것으로 판단된다.

(3) 초기 설비비용을 50% 지원받을 경우 GSHP, FC+GSHP 시스템의 SPB는 각각 4.06년, 26.73년이며, 지원받지 않을 경우 각 설비의 SPB는 10.71년, 57.76년으로 나타났다.

(4) FC+GSHP 시스템에서 발전한 전력량에 대한 보조금을 전력 구매가의 2배로 적용하였을 경우, FC+GSHP의

SPB는 37.02년, 초기 설비비용의 50% 지원과 함께 적용할 경우 SPB는 17.13년으로 나타났다.

(5) FC+GSHP 시스템에서 초기비용 보조금과 FIT 보조금 중 하나만 적용한 경우, 초기비용 보조금만 적용받은 Case 3-2의 SPB가 26.73년으로 FIT 보조금만 받은 Case 3-3의 SPB의 37.02년보다 낮게 나타났다. 따라서 초기비용 보조금이 우선 적용이 되어야한다고 판단된다.

향후에는 국가 에너지 보급 정책 활성화를 위한 다양한 보조금 지원 정책과 에너지 요금 체계에 따른 심층적 경제성 연구 진행이 필요하다고 생각되며, 본 논문을 기반으로 향후 다양한 신재생에너지 분야에서의 에너지 절약 및 경제성 평가 기술들이 소개되었으면 한다.

후 기

본 연구는 한국에너지기술연구원의 자체사업으로 수행한 결과입니다(B3-8609).

Reference

1. Rosato, A., Sibilio, S., and Ciampi, G., 2013, Energy environmental and economic dynamic performance assessment of different micro-cogeneration systems in a residential application, Applied Thermal Engineering, Vol. 59, pp. 599-617.
2. Entchev, E., Yang, L., Ghorab, M., and Lee, E. J., 2013, Fuel cell-Ground source heat pump simulation study, Canmet ENERGY report, pp. 1-17.
3. Entchev, E., Yang, L., Ghorab, M., and Lee, E. J., 2013, Simulation of hybrid renewable microgeneration systems in load sharing applications, Energy, Vol. 50, pp. 252-261.
4. ASHRAE, 2007, Methods of testing for rating combination space heating and water heating appliances, ANSI/ASHRAE 124-2007.
5. ASHRAE, 2007, Energy standard for buildings except low-rise residential buildings, ANSI/ASHRAE/IESNA Standard 90.1-2007.
6. Tzschentschler, P., 2013, Policy instruments for microgeneration and related energy technologies in Germany, ECBCS IEA Annex 54 report.
7. Hawkes, A. D. and Tzschentschler, P., 2013, Impact of support mechanisms on microgeneration performance in OECD countries, ECBCS IEA Annex 54 report.
8. Good Boiler web site, www.1688-0479.com.

9. Danawa web site, www.danawa.com.
10. Renewable Energy Sources Unit Price Announcement, 2011, New and renewable energy centre of Korea Energy Management Corporation(KEMCO).
11. Korea Electric Power Corporation(KEPCO) web site, cyber.kepco.co.kr.
12. Korea Gas Corporation(KOGAS) web stie, www.kogas.or.kr.