

6kW급 태양열 온수급탕 시스템의 실증실험 및 분석 (제4보 경제성비교 및 경쟁력강화)

이 봉 진, 강 채 동*, 이 상 렬**, 홍 희 기†

경희대학교 대학원, *전북대학교 기계항공시스템공학부, ** (주)리우스, † 경희대학교 기계산업시스템공학부

Verification Experiment and Analysis for 6kW Solar Water Heating System (Part 4 : Comparing Economics and Raising Competitiveness)

Bong Jin Lee, Chaedong Kang*, Sang Ryoul Lee**, Hiki Hong†

Graduate School, KyungHee University, Yongin 449-701, Korea

*Dept. of Mechanical Engineering, Chonbuk National University, Jeonju 561-756, Korea

**Leewoos Co.,Ltd, Yongin 449-701, Korea

†School of Mechanical and Industrial System Engineering, KyungHee University, Yongin 449-701, Korea

(Received ??, 2004; revision received ??, 2004)

ABSTRACT: It has been recognized that solar water heating systems are economically inferior to conventional gas water-heaters and boilers using light oil as fuel in spite of having practical possibilities among other alternative energy facilities in Korea. The solar system, however, should be reevaluated due to the sharp rise of oil prices recently. We have calculated the energy amount and cost through a series of research projects for the system by experiment and simulation, which lead to analyzing reliable life cycle costs. For the economic analysis, the gas water-heater and light oil boiler were taken as base cases while the solar systems implemented with these facilities were compared as alternatives. As a result, the solar system using the light oil as an auxiliary fuel surpassed the light oil boiler in economics. And a 50% government subsidy for the initial cost is needed to maintain competitiveness with the gas hot-water heater. With this support, the simple payback period of the system can approach 12.8 years under 20% additional curtailment of expenditure.

Key words: Solar thermal energy(태양열 에너지), Water heating system(온수급탕시스템), LCC(생애주기비용), SPB(단순투자회수기간)

1. 서 론

유가급등시마다 신재생에너지의 중요성이 강조되나 국내 현실에서 획기적인 방안을 강구하는 것은 결코 쉽지 않다. 우리나라는 1987년 대체에너지

개발촉진법을 제정·공포하고, 태양열과 태양광 등 11개 분야에서 대체에너지기술개발 기본계획을 수립하여 추진해 왔다.⁽¹⁾ 그 중 태양열 시스템은 1980년대에 수입품을 중심으로 보급되었으나 1990년대에 접어들면서 일부 부품의 국산화가 이루어지고 상용화에 가장 접근한 기술로 평가받으며 제품판매가 신장하는 성과를 내기도 했다.⁽²⁾ 그러나 에너지 밀도가 낮고, 초기투자비가 상대적으로 비싸기 때문에 국내에서는 경제성이 떨어진다는 평

† Corresponding author

Tel.: +82-31-201-2925; fax: +82-31-202-2625

E-mail address: hhong@khu.ac.kr

가를 받아왔다. 특히 1990년대 후반 심야전기온수기에 대한 보급장려정책은 사실상 태양열 시스템의 시장 경쟁력을 완전히 상실하게 하였다.

이에 저자들은 선행연구를 통해 태양열 온수급탕 시스템의 실증실험⁽³⁾, 시뮬레이션⁽⁴⁾ 및 최적설계⁽⁵⁾를 수행한 바 있다. 아울러 기존 태양열 온수급탕 시스템과 성능은 동일하면서 초기투자비를 줄일 수 있는 나선재킷형 축열조를 제안한 바 있다.⁽⁶⁾ 이러한 연구결과를 토대로 국내에서 널리 사용되고 있는 LNG 온수기, 경유보일러 및 심야전기온수기 등과의 경제성비교를 통해 대체에너지설비로서 태양열 온수급탕 시스템의 가능성을 재조명하고자 하였다. 태양열 온수급탕 시스템은 LNG 온수기와 심야전기온수기에 비해 경제성이 떨어지는 것이 사실이다. 그러나 최근 에너지 시장 불안으로 심각하게 대두된 고유가 위기는 당분간 계속될 것으로 전망되고 있어 대체에너지설비의 보급이 시급하다.

따라서 본 연구에서는 에너지가격 인상률에 따른 경제성을 재검토하고, 태양열 온수급탕 시스템의 경쟁력 강화를 위한 구체적인 방안을 모색하고자 한다. 경쟁력 강화를 위해 업계에서는 제품의 패키지화, 설치공정 간소화 등 초기투자비를 절감하기 위한 다양한 노력이 요구된다. 이와 더불어 정부는 보급사업에 실효성을 거둘 수 있도록 난방 및 온수급탕용 심야전기 제도에 대한 전면 재검토가 필요하다. 그리고 태양열 시스템에 대한 설치비 지원제도 및 세금혜택의 폭을 대폭 확충하여 시장 내 자생력을 갖출 수 있도록 지원해야 하며, 본 연구를 통해 적정 보조금 규모를 함께 제시하고자

하였다.

2. LCC 분석

경제성 평가 방법의 하나인 LCC(Life Cycle Cost, 생애주기비용) 분석은 시설물의 생애주기 동안 발생하게 될 초기투자, 운영유지관리 및 최종적인 처분에 이르는 모든 비용을 현재가치로 합산하여 최소 LCC를 갖는 방안을 가장 경제적인 것으로 도출하게 된다. 본 연구는 LCC 분석기법을 이용하여 타 시스템과 직접적인 비교를 통해 태양열 온수급탕 시스템의 경제성을 살펴보고자 한다. 일반적으로 태양열 온수급탕 시스템은 타 시스템에 비해 상대적으로 높은 초기투자비가 소요된다. 그러나 분석기간 동안 태양열 시스템의 에너지 절감으로 줄일 수 있는 비용규모를 제시하는 것은 보다 실질적인 경쟁력 강화방안을 강구하는 데 중요한 정보를 제공한다.

본 연구의 분석방법은 기존 온수급탕용으로 널리 보급되어 있는 LNG를 연료로 하는 가스온수기(이하 가스온수기로 부름), 경유보일러 등을 기준안(base case), 심야전기온수기를 참고안(reference case)으로 하고, 적용 가능한 태양열 온수급탕 시스템을 대안(alternative)으로 선정하였다. Table 1은 분석대상의 주요 제원을 나타낸다. 기준안과 대안들의 경제성 평가를 통해 분석기간 동안 발생하게 될 총 LCC를 산출하게 된다. 각 항목별 발생비용을 검토하여 태양열 온수급탕 시스템의 경쟁력 강화방안을 모색할 수 있다. 또한 불확실성을 내포한 여러 인자에 대한 민감도 분석을 통해 분석결

Table 1 Specifications for base cases and alternatives

item		base A	base B	alt A	alt B	alt C	ref	service life [year]
collector	size [mm]			1,179×2,228				20
	unit			4 in series				
storage tank	capacity [liter]			430			430	15
	UA [W/K]			2.0			2.0	
pump	capacity	1st		60 lpm (H: 4 m), 80 W				15
		2nd		35 lpm (H: 3 m), 40 W				15
auxiliary heater	type	LNG geyser	light oil boiler	LNG geyser	light oil boiler	storage tank with electric heater	storage tank with electric heater	10 (15*)
	capacity [kW]	15.09	15.09	15.09	15.09			

*service life of electric heater.

Table 2 Standard list of LCC analysis

conditions of analysis		contents
service date		2004. 1. 1
period [years]		20
rates [%]	nominal interest	7.94
	inflation	3.37
	discount	4.42
	electric price escalation	1.22
	LNG price escalation	1.61
	light oil price escalation	4.17

과를 검증하게 된다. 이를 계산하기 위한 프로그램으로는 미국 국립표준연구소(NIST)에서 개발한

BLCC 5.1을 사용하였다.⁽⁷⁾

분석시점 및 기간은 2004년 1월 1일부터 태양열 온수급탕 시스템의 내용연수를 고려하여 20년으로 설정하였다. 분석기간 동안 고려하고자 하는 비용의 발생시점이 서로 다르기 때문에 미래의 어느 시점에서 발생하게 될 비용을 동일한 기준시점으로 환산할 필요가 있으며, 본 연구에서는 현재 기준인 현가법을 사용하였다. 따라서 1996년 이후 8년간 한국은행 장기예금 이자율(7.94%)과 1980년 이후 약 20년간 소비자 물가지수 변동률(3.37%)을 근거로 4.42%의 현가환산율을 도출하였다.

에너지의 가격변동은 일반적인 물가변동과 상당히 다른 양상을 띠게 되기 때문에 별도로 추정해야 한다. 전기의 경우 1983년 이후 20년간의 가격변동 추이를 통해 매년 1.22%, LNG는 1.61%로 인

Table 3 Initial cost list of base cases and alternatives

cost	section	amount of cost [thousand won]						component ratio [%]	remark
		base A	base B	alt A	alt B	alt C	ref		
material	solar water heating system			2,488	2,488	2,488			
	storage tank			550	550	1,100	1,100		
	LNG geyser	560		560					
	light oil boiler		300		300				
	fabric			256	256	256			
	pipe	46	46	637	637	637	46		
	insulation			100	100	100			
	electricity	53	53	53	53	53	53		
sub-total	659	399	4,644	4,384	4,634	1,199		①	
labor	LNG geyser	69		69					
	light oil boiler		69		69				
	fabric			446	446	446			②
	pipe	138	138	702	702	702	138		
	electricity	115	115	115	115	115	115		
	indirect	10	10	40	40	38	8	3.0	③=②×3%
sub-total	332	332	1,372	1,372	1,301	261		④	
operating	safety supervision	20	14	120	114	118	29	2.0	⑤=(①+②)×2%
	insurance	3	3	12	12	12	2	0.9	⑥=④×0.9%
	the others	5	4	30	29	30	7	0.5	⑦=(①+④)×0.5%
	sub-total	28	21	162	155	159	39		⑧
sub-total	1,018	752	6,178	5,911	6,094	1,498		⑨	
general management	48	35	290	278	286	70	4.7	⑩=⑨×4.7%	
profit	31	30	140	139	134	28	7.7	⑪=(④+⑧+⑩)×7.7%	
sum	1,097	817	6,609	6,328	6,515	1,597		⑫	
tax	110	82	661	633	652	160	10.0	⑬=⑫×10%	
total	1,207	899	7,270	6,961	7,167	1,757			

상될 것으로 추정하였다. 심야전기의 가격변동은 인위적인 요소가 많아 편의상 일반 전기의 변동률과 같은 것으로 하였다. 경유는 최근 5년간 급격한 가격인상을 보이고 있으며, 20년간 매년 4.17%의 인상률을 보이는 것으로 나타났다. 언급한 LCC분석 기준을 Table 2에 정리하였다.

3. 대안선정 및 에너지소비량 산정

3.1 기준안 A와 B

현재 우리나라에서 가장 널리 사용되고 있는 온수급탕 설비로는 심야전기를 이용한 축열식 온수기, LNG를 연료로 하는 가스온수기 및 경유보일러 등을 들 수 있다.

LNG를 이용하여 온수를 공급하는 가스온수기는 비교적 저렴한 초기시설비와 운영관리가 용이하다는 장점을 가진다. LNG가 공급되고 있지 않은 농어촌 등지에서는 같은 이유로 경유보일러 등이 보급되어 있다. 따라서 본 연구는 태양열 온수급탕 시스템의 경제성비교를 위해 가스온수기를 기준안 A로, 경유보일러를 기준안 B로 선정하였다. 기준안의 설비용량 결정은 선행연구에서 상세히 언급한 바 있으며,⁽⁵⁾ 안전을 등을 고려해 15.09 kW(13,000 kcal/h)로 하였다. 가스온수기 및 경유보일러의 설치에 필요한 비용은 각각 120만원, 90만원으로서 세부적인 공사내역 및 비용은 Table 3에 정리하였다.

기준안의 가스온수기와 경유보일러의 내용연수는 10년으로, 분석기간이 20년이므로 분석시점으로부터 10년이 지난 후 교체비용이 발생하게 된다.⁽⁵⁾ 온수기의 세관청소 및 수리비를 포함하여 연간 3만원의 운영유지비가 발생하는 것으로 하였다. 에너지 소비량과 비용으로의 환산과정은 선행연구에서 자세히 언급하였으며,⁽⁵⁾ 사용인원에 따른 에너지 소비량을 태양열 온수급탕 시스템과 비교하여 Table 4에 정리하였다.

3.2 대안 A와 B

본 연구에 앞서 저자들은 집열기 4장을 직렬로 연결한 6 kW급 태양열 온수급탕 시스템을 구성한 바가 있다.⁽³⁾ 시스템은 2003년 1월말에 설치를 완료하고 측정을 시작하였으며, 실증실험을 바탕으로

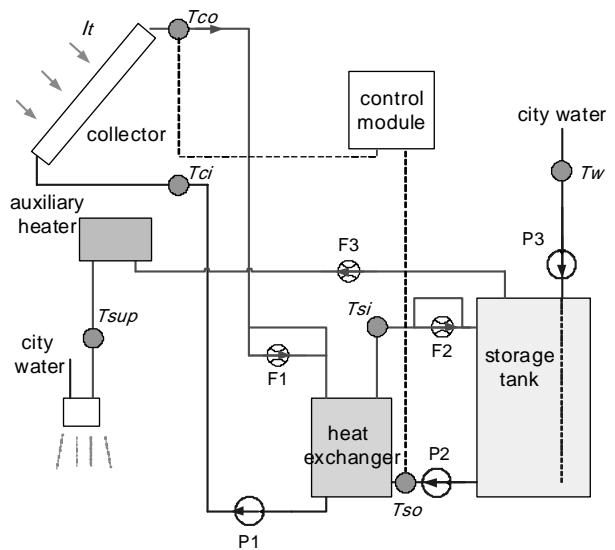


Fig. 1 Schematic of alternative A and B.

구성요소에 대한 모델링과 시스템 시뮬레이션을 수행하였다.⁽⁴⁾ 본 연구는 선행연구의 대상에 보조열원으로 가스온수기를 적용한 경우 대안 A로, 경유보일러를 채택한 경우를 대안 B로 선정하였으며, 개략도를 Fig. 1에 나타내었다.

대안 A, B의 공사비 내역은 각종 보험, 이윤, 세금 등을 포함하여 Table 3에 정리하였다. 대안 A는 보조열원인 가스온수기 설치비 63만원을 포함하여 약 730만원의 초기투자비가 발생하는 것으로 나타났다. 시스템의 감가상각 및 잔존가치는 법정내용연수를 근거로 매년 일정비율로 감소(정액법)한다고 보았다. 요소기기별 내용연수는 집열기 20년, 펌프 및 축열조는 15년으로 선정하였으며, 보조열원인 가스온수기는 10년으로 하였다. 따라서 분석시점으로부터 10년이 지난 후 보조열원, 15년에 펌프 2대와 축열조 1대의 교체비용이 발생하게 된다. 태양열 온수급탕 시스템의 운영유지비는 브라인 보충으로 매년 8천원, 가스온수기의 세관청소 및 수리비를 포함하여 연간 3만8천원이 소요되는 것으로 하였다. 대안 B는 보조열원인 경유보일러 설치비 37만원을 포함하여 약 700만원의 초기투자비가 발생하는 것으로 조사되었다. 시스템의 교체비, 잔존가치 및 운영유지비용은 대안 A와 동일한 것으로 가정하였다.

실증실험과 시스템 시뮬레이션을 수행하여 대안 A, B의 연간 에너지 소비량을 구할 수 있었으며,^(3,4) 그 결과를 Table 4에 정리하였다. 태양열 시스템의 경우에는 동일한 급탕부하량이라도 부하패

Table 4 Annual energy consumption of base cases and alternatives

item	persons	base A	base B	alt A	alt B	alt C	ref
acquired heat [MJ]	4	0	0	9,476	9,476	8,433	0
	8	0	0	12,146	12,146	10,823	0
	12	0	0	13,803	13,803	12,630	0
	15	0	0	14,624	14,624	13,738	0
auxiliary heat [MJ]	4	7,891	7,891	2,043	2,043	3,676	7,891
	8	15,782	15,782	6,499	6,499	8,048	15,782
	12	23,673	23,673	12,311	12,311	13,599	23,673
	15	29,591	29,591	17,182	17,182	18,439	29,591
LNG [m ³]	4	264	0	68	0	0	0
	8	527	0	217	0	0	0
	12	791	0	411	0	0	0
	15	1,055	0	574	0	0	0
light oil [liter]	4	0	272	0	70	0	0
	8	0	545	0	224	0	0
	12	0	817	0	425	0	0
	15	0	1,021	0	593	0	0
electricity [kWh]	4	12	18	303	303	1,297	2,192
	8	23	35	358	358	2,566	4,384
	12	35	53	390	390	4,145	6,576
	15	44	66	404	404	5,508	8,220
solar fraction	4	0	0	0.74	0.74	0.53	0
	8	0	0	0.59	0.59	0.49	0
	12	0	0	0.48	0.48	0.43	0
	15	0	0	0.42	0.42	0.37	0

턴에 따라 보조열원의 에너지 소비량이 달라진다. 본 연구에서는 실증실험에서 구한 급탕부하패턴을 기본으로 하였으며, 오전과 저녁에 급탕부하가 집중되는 기숙사를 상정한 것이다.

사용인원에 따른 에너지 소비량을 비용으로 환산하기 위해 적절한 가정과 계산이 필요하다.⁽⁵⁾ 시스템에서 획득한 열량은 태양으로부터 무상으로 공급받을 수 있어 비용으로 환산할 필요는 없다. 펌프에 소비되는 전기비용은 사용인원에 따른 펌프작동시간에 전기단가를 곱하여 쉽게 산출할 수 있다. 보조열원 사용량에 대한 에너지비용 환산방법은 기기의 열효율 80%, 예열손실 5%로 하여 총 25%의 손실이 발생하는 것으로 가정하였다. 대안 A는 LNG를 연료로 사용하고 있어 저위발열량 39.8 MJ/m³(9,500 kcal/m³)로 적용하여 LNG 사용량을 산출할 수 있었다. 에너지 가격은 2004년 1월 현재 서울·경기지역 LNG 공급업체들의 단가를 평균하고 여기에 세금을 포함하여 516.03 원/m³로 하였다. 대안 B의 보조열원 연료인 경유의 발열량은 38.5 MJ/liter(9,200 kcal/liter)으로 하여 경

유 사용량을 구하였으며, 이때 세금을 포함한 경유의 평균단가는 1,051 원/liter로 하였다.

전기는 일반용을 적용하고 세금을 포함하여 74.85 원/kWh으로 하였다. 그러나 주택용 전기요금에는 누진요금이 적용되며, 5인 가족의 가정(전기 사용량 300~400 kWh 정도)에 시스템이 설치된다고 하였을 때 이에 대한 전기단가는 235.2 원/kWh로서 일반용의 약 3배이므로 이를 별도로 고려하였다.

3.3 대안 C

태양열 온수급탕 시스템에 심야전기온수기를 보조열원으로 채용한 시스템을 본 연구의 대안 C로 선정하였다. 대안 C는 심야전기온수기의 저장조로 태양열 온수급탕 시스템의 구성기기인 축열조를 이용할 수 있다. 그러나 동일한 규모의 태양열 시스템과 부하패턴 하에서 실시한 시스템 시뮬레이션 결과 Table 4와 같이 획득열량 및 태양열 의존도는 다소 떨어지는 것을 알 수 있다.

대안 C의 초기투자비는 Table 3에, 에너지 사용량은 Table 4에 각각 나타내었다. 초기투자비는 약 720만원이 소요되고, 분석시점으로부터 15년이 지난 후 펌프 2대와 축열식 전기온수기 1대를 교체하는 것으로 하였다. 대안 C의 보조열원 에너지 사용량을 비용으로 환산하기 위해서는 전기 사용량 형태로 나타내야 한다. 전기는 손실 없이 열로 전환된다고 가정하고, 1/3.6 [kWh/MJ]의 환산계수를 곱하여 전기 사용량을 산출할 수 있었다. 여기에 심야전기단가인 32.6 원/kWh를 적용하여 비용으로 환산하였다.

3.4 참고안

축열식 심야전기온수기는 한국전력의 심야전력기기 설치지원제도에 힘입어 초기시설투자비, 에너지 비용에서 큰 경쟁력을 갖게 되었다. 2001년부터 심야전기 이용시설 지원금제도가 폐지되었음에도 불구하고 결과에서 상세히 다루겠지만 여전히 경제적으로 가장 유리한 방안이다.

그러나 다른 에너지 비용이 시장경제에 의해 결정되는 데 반해 심야전기 요금은 발전설비 이용률을 높이기 위해 심야전기 기기의 사용을 장려하도록 책정되며, 발전단가 이하로 판매함으로써 논란의 여지가 있다. 따라서 이에 대해서는 다른 방식으로 접근해야 하기 때문에 참고안으로 선정하였으며, 5장에서 상세히 논의하기로 한다. 초기투자비용 및 에너지 소비량은 각각 Table 3과 4에 정리하였다.

4. LCC 분석 결과

Table 5 Annual cost savings and SPB based on base case B

item	persons	alt A	alt B	alt C
annual cost savings [1,000 won]	4	237	191	209
	8	455	311	489
	12	657	383	630
	15	803	420	907
SPB [year]	4	25.64	31.76	26.49
	8	14.01	19.54	13.04
	12	9.70	15.84	8.73
	15	7.95	14.44	7.03

4.1 단순투자회수기간

사용인원을 변경해가면서 6 kW급 태양열 온수급탕 시스템에 맞는 적정 사용인원을 분석하였다. 일반적으로 LCC 분석을 이용한 시스템의 최적값 결정은 단순투자회수기간이 최소값 혹은 변화율이 둔화되기 시작하는 지점을 선택하게 된다. 그러나 기준안 A는 매우 저렴한 에너지가격을 지불하고 있어 분석기간 20년 동안 대안들의 총 LCC보다 저렴하기 때문에 단순투자회수기간을 도출하는 것이 불가능하다. 이에 비해 기준안 B의 사용연료인 경우는 최근 5년간 급격한 가격인상에 따라 2004년 1월 현재 LNG 단가의 2배에 이르고 있다. 이러한 이유로 태양열 온수급탕 시스템은 기준안 B와 비교하여 경제성을 확보할 수 있다.

단순투자회수기간(Simple Payback Period, SPB)은

$$SPB = \frac{\text{Increase Initial Investment}}{\text{Present Value of Future Cost Savings}}$$

과 같이 정의되며 초기투자비용의 차이를 회수하는 데 소요되는 기간이므로, 낮을수록 대안들의 경제성이 개선된다는 것을 의미한다. 기준안 B의 초기투자비가 90만원임을 감안할 때 대안 A, B, C는 각각 640, 610, 630만원의 추가비용이 소요된다. 그러나 매년 태양열 에너지를 획득하여 얻은 순익으로 이를 차감할 수 있으며, SPB는 해당 차액과 순익이 동일한 시점을 나타낸다. 이와 같은 방법으로 기준안 B와 대안들의 SPB 및 순익을 도출할 수 있었으며, 이를 Table 5에 정리하였다.

사용인원이 증가함에 따라 SPB가 줄어드는 경향은 대안 A, B, C에서 모두 나타나고 있으며, 이 중 심야전기온수기를 보조열원으로 사용한 대안 C의 SPB가 가장 낮다.

4.2 적정사용인원

Fig. 2에서 보인 바와 같이 사용인원이 증가함에 따라 SPB가 급격히 감소하다가 12명에서 15명 사이에 이르면 변화율이 현격히 둔화되기 시작한다.

선행 연구결과인 Fig. 3을 살펴보면 8명에서 12명 사이의 구간에서 보조열원 사용량이 획득열량에 비해 급격히 상승하게 되어 12명에서 태양열 의존도는 0.5 이하로 떨어지게 된다.⁽⁵⁾ 사용인원이 많아지면 축열조 온도가 낮아지고 태양열 시스템

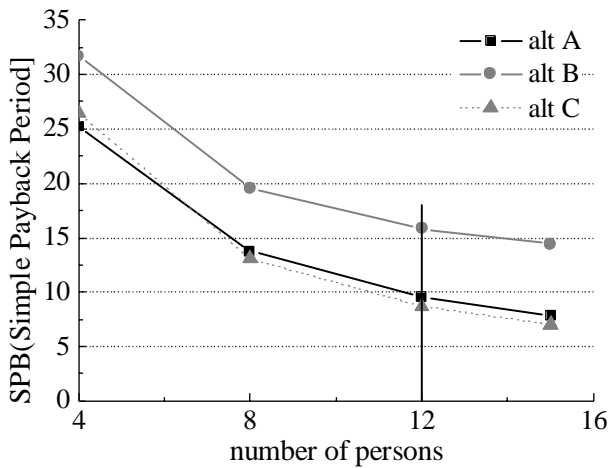


Fig. 2 Variation of SPB according to number of persons.

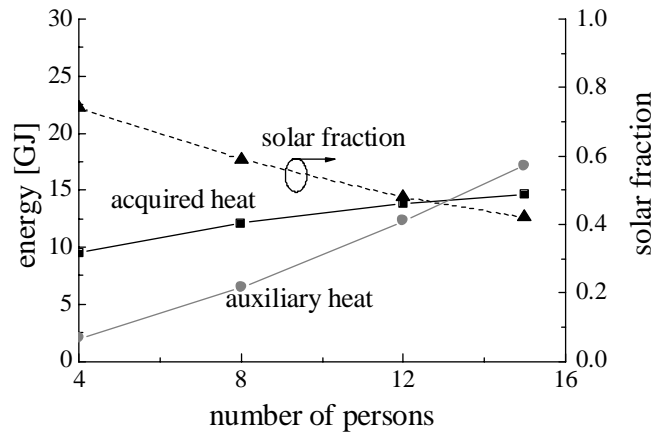


Fig. 3 Acquired, auxiliary heat and solar fraction vs. number of persons.

의 획득열량이 증가하여 보다 효율적인 운전이 가능하기 때문이다. 그러나 이와 더불어 보조열량의 사용도 증가하게 되어, 총부하 중 태양열 공급비율인 태양열 의존도는 계속 떨어지게 된다. 극단적으로 사용인원이 많아지면 태양열 시스템의 존재는 미미해지고 보조열원에 의해 작동되는 시스템에 접근해 간다. 따라서 적정인원수는 SPB 및 태양열 의존도를 종합적으로 고려하여 결정하는 것이 합리적이다.

12명 이상일 경우 대안들의 경제성은 더욱 개선되지만, 태양열 의존도가 0.5 이하가 되면서 대체 에너지설비라는 데 설득력이 떨어지게 된다. 또한 SPB의 감소세가 둔화되는 시점도 12명 정도이므로 본 연구 대상의 6kW급 태양열 시스템의 1일 적정 사위인원은 12명으로 보는 것이 타당하다. 사

위에 소요되는 1인당 평균 사용열량은 봄 4.98 MJ, 가을 6.13 MJ이므로 봄·가을의 중간값인 5.5 MJ을 적용하는 경우 66 MJ에 해당되는 에너지양이다.⁽⁵⁾

4.3 민감도분석

사용인원 12명을 기준으로 LCC 분석을 수행한 결과 최소 LCC를 갖는 설비는 참고안인 심야전기 운수기로서 가스운수기인 기준안 A보다도 낮은 것으로 나왔으며, 그 결과를 Table 6과 Fig. 4에 나타내었다. 각 방안의 경제성을 결정하는 가장 지배적인 인자는 해당 시스템의 초기설치비, 에너지 단가 및 인상률이다. 이 중 초기설치비용은 제조업체에 따라 다소 차이가 나나 단순투자회수기간에 영

Table 6 Results of life cycle cost analysis

(unit : thousand won)

cost	base A	base B	alt A	alt B	alt C	ref	
initial	1,207	899	7,167	6,961	7,270	1,757	
energy	auxiliary	6,206	16,744	3,225	8,708	*1,805	*3,142
	pump	38 (121)	58 (181)	428 (1,344)	428 (1,344)	403 (1,267)	0
OM&R	393	393	498	498	105	0	
replacement	449	263	817	631	684	785	
residual	0	0	-247	-247	-458	-526	
total LCC	8,294 (8,376)	18,357 (18,480)	11,877 (12,803)	16,979 (17,895)	*9,808 (10,672)	*5,158	

(): residential electricity cost. * : discount electricity cost during night.
OM&R : Operating, Maintenance and Repair

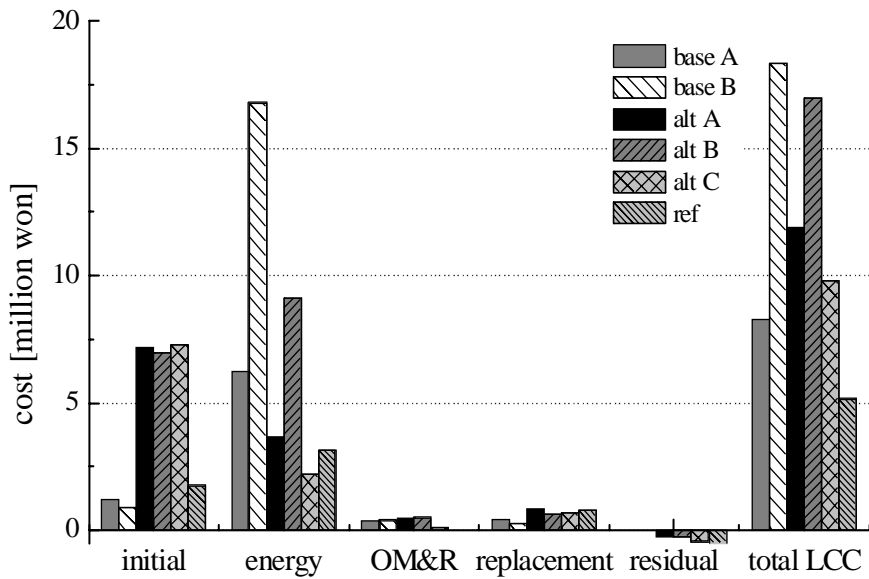


Fig. 4 Results of life cycle cost analysis.

향을 줄 정도로 크지는 않아 원가절감 요인에 포함하여 5장에서 다루기로 한다.

LCC 분석은 미래의 가격과 그 변화 정도를 예상하여 결정하는 것으로 처음부터 불확실성의 요소를 갖는다. 특히 에너지가격의 변화는 물가변동과 달리 영향을 주는 변수가 워낙 많기 때문에 불확실성이 더욱 크다. 이에 LNG, 경유 및 전기 등 에너지가격 변동률을 변경해가면서 결과에 얼마나 민감하게 영향을 미치는지 살펴보고자 분석을 수행하였다.

기준안 B와 대안 B의 보조열원에 사용되는 경유는 지난 20년간 매년 4.17%의 인상률을 기록하였다. 그러나 이처럼 높은 가격인상률은 최근 5년간의 중동의 정세불안 등으로 야기되었으며, 석유를 비롯한 화석연료의 높은 가격인상률은 당분간 계속될 것으로 판단된다. Fig. 5는 경유 가격인상률에 따른 기준안과 대안들의 LCC를 나타낸다. 기준안 A, 대안 A, C 및 참고안은 LNG와 전기만을 사용하므로 경유가격 인상에 따른 변화는 없다. 향후 분석기간 20년 동안 매년 2%의 인상률로 경유가격이 안정을 찾을 경우 경유보일러인 기준안 B와 경유를 보조열원으로 하는 태양열시스템인 대안 B는 동일한 LCC를 보이나, 다른 안들에 비해 경제성이 떨어진다. 가격 인상률이 이보다 클 것으로 예상되므로 경유보일러인 기준안 B와 비교하여 이를 보조열원으로 사용하는 태양열 시스템은 경쟁력을 갖추고 있다.

LNG는 20년 동안 매년 1.61%의 낮은 인상률을 기록하였으며, 소비자 물가상승률인 3.37%에도 못 미친다. 그러나 앞서 언급한 바와 같이 석유류의 가격인상에 따라 LNG 수요급증이 예상되며, 이는 가격인상으로 직결된다. Fig. 6은 LNG 가격인상률에 따른 기준안과 대안들의 민감도를 나타낸다. 매년 9%의 인상률을 보일 경우 기준안 A의 경제성은 현저히 떨어져 대안 A(태양열 시스템+가스온수기)는 경쟁력을 확보할 수 있다. LNG 가격인상률에 따라 지수적인 증가를 보이기 때문에 경유인상률과 더불어 매우 민감한 인자임을 확인할 수 있다.

보조열원으로 심야전기온수기를 사용하는 대안 C는 Fig. 7로부터 알 수 있듯이 현재의 전기인상률 1.22%에서는 물론 8%까지에서도 대안 중에서 가장 경쟁력이 있다. 태양열 시스템인 대안들에도 순환펌프에 전기가 소요되므로 전기요금이 인상되면 총 LCC는 증가하나 그다지 민감하지는 않으며, 주택용 전기단가가 적용되는 경우에는 이보다 약간 더 영향을 주는 정도이다.

5. 고찰

경제성 분석 및 비교를 토대로 대체에너지 설비인 태양열 시스템의 경쟁력 강화 방안을 논의하고자 한다. 현재의 인상률을 전제로 하여 분석한 LCC 결과인 Table 6 및 Fig. 4를 보면 기존 태양

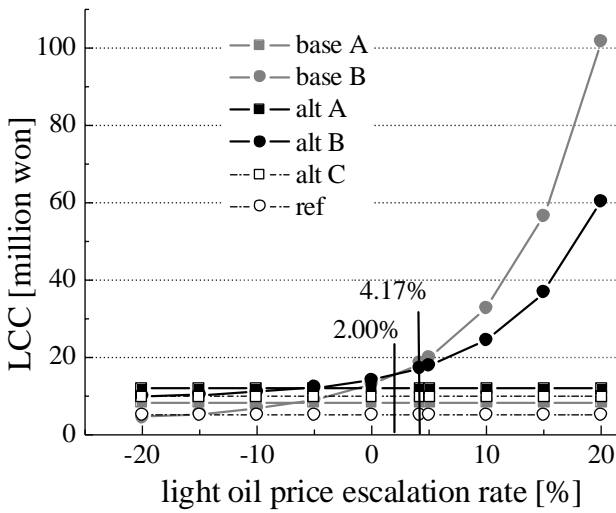


Fig. 5 LCC vs. light oil price escalation rate.

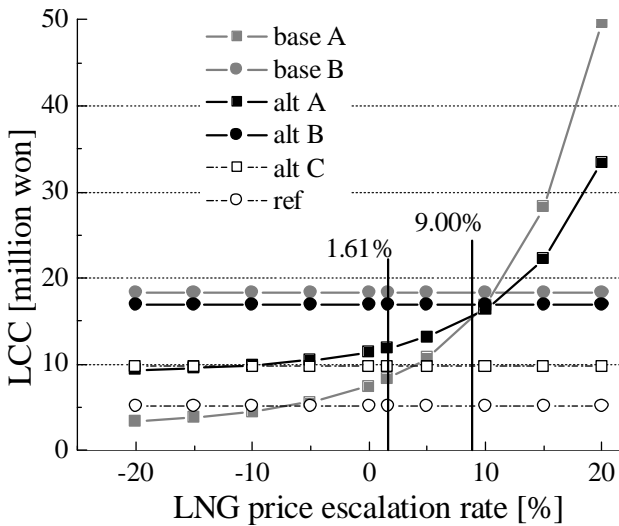


Fig. 6 LCC vs. LNG price escalation rate.

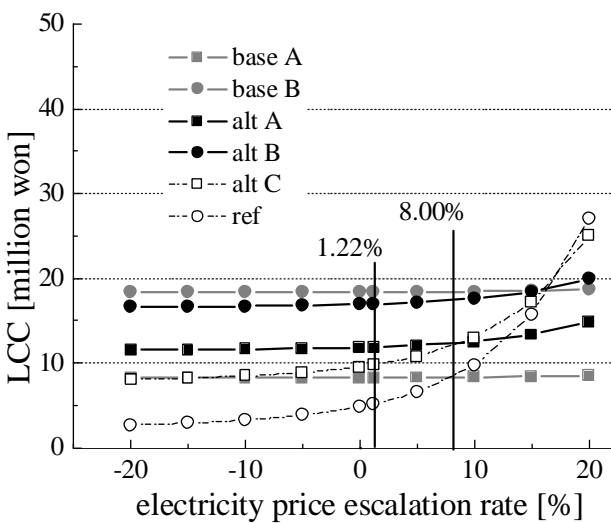


Fig. 7 LCC vs. electricity price escalation rate.

열 온수급탕 시스템은 석유가격인상으로 경유보일 러와는 이미 경쟁력을 갖추고 있다. 그러나 대부분의 도시에 LNG가 공급되고 있는 만큼 가스온수기와 경쟁력을 갖추어야만 보급 활성화가 기대된다.

더욱 심각한 것이 바로 심야전기온수기이다. 본래 하절기 피크부하의 저감을 위해 도입된 심야전기 할인요금 제도는, 기저부하를 통한 발전설비 이용률 및 부하율 제고를 위해 동절기까지 확대 적용되고 있다. 국가적인 차원에서 보면 다양한 에너지원으로 구성되어야만 급격한 유가인상 등에 유연성 있게 대처할 수 있다. 따라서 발전기저부하가 주로 원자력임을 감안할 때 현재 50% 정도에 이르는 석유의존도를 낮출 수 있어 긍정적인 면도 있다. 그러나 동절기 최대전력수요가 하절기의 피크치에 접근한 상태로서 이는 이미 기저발전의 범위를 벗어난 것을 의미한다. 도입 취지가 퇴색하고 있어 한전에서는 설치보조금의 폐지에 이어 점차 가격인상을 통해 현실화하고 있다. 국가 에너지 차원에서 보면 대체에너지의 비율을 지금보다 훨씬 높여야 하는 상황에서 이를 희생하면서까지 동절기 심야전기의 할인이 유지되어야 하는지에 대해서는 진지한 재검토가 필요한 시기이다.

이에 본 연구를 통해 대체에너지와 심야전기가 공존할 수 있는 방안으로, 대체에너지 설비용 심야전기 할인을 제외하고는 전면 폐지되어야 함을 제안한다. 대안 C가 바로 이것에 해당되며 가스온수기의 기준안 A와 비교하여도 총 LCC의 차이는 매우 작다. 생애주기 동안 발생하는 에너지 비용이 훨씬 저렴하기 때문에 적절한 초기투자비용의 보조를 통해 대폭 보급을 늘릴 수 있을 것으로 판단된다. 단 명목뿐인 대체에너지 설비에 일률적인 적용보다는 대체에너지가 일정 비율 이상인 설비에만 심야전기의 할인 및 초기투자비용의 정부보조를 제한적으로 줄 필요가 있다.

다음으로 태양열 시스템의 적정보조금 규모에 대해 고찰하기로 한다. 우리나라의 대체에너지 보급률은 2001년을 기준으로 1차 에너지 수요의 1.24%(2,457 천TOE)에 해당하며, 연평균 22.7%의 증가율을 보이고 있으나 태양열 에너지는 이 중 1.5%(37.2 천TOE) 수준에 머무르고 있는 실정이다.^(1,2) 이에 비해 선진국의 태양열 에너지산업은 연평균 약 17%의 성장을 이루고 있으며, 각종 지원제도를 경쟁적으로 도입하고 있는 상황이다. 미국은 에너지효율 용자제도, 녹색가격제도 등을 마

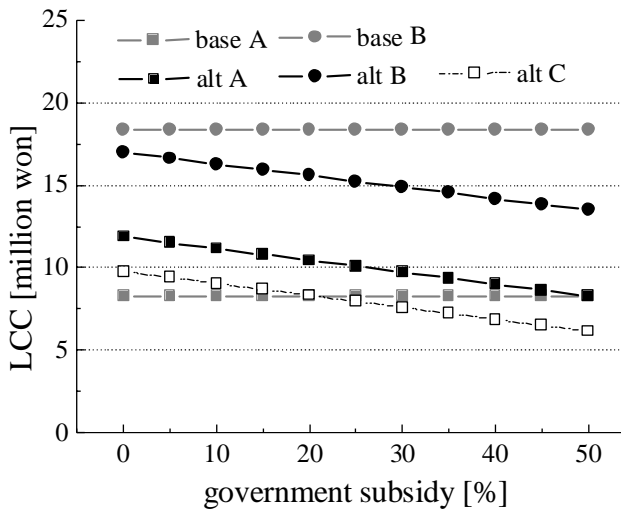


Fig. 8 LCC vs. government subsidy.

련해 태양에너지 시스템 설치시 세계혜택을 주고 있으며, 주마다 차이는 있지만 태양열 시스템에는 시설비의 50%를 지원하고 있다.^(1,2) 일본의 경우도 각종 세금감면, 저리용자 및 보조금 제도를 운용하고 있으며, 태양열 냉·난방 및 온수급탕 시스템의 설치비용을 50%까지 지원하고 있다.^(1,2) 물론 우리나라에도 소득세, 법인세감면과 에너지특별회계자금에 의한 용자금제도를 마련하고 있다. 그러나 이러한 지원제도의 적용사례는 거의 없는 것이 현실이다.^(1,2)

정부보조금의 비율을 변화시켜가면서 분석한 결과가 Fig. 8이다. 50% 지원에서 가스온수기인 기준안 A와 가스온수기를 보조열원으로 하는 태양열 시스템인 대안 A의 총 LCC가 같아지고 비로소 경쟁력을 갖추게 된다. 업체의 원가절감과 시장규모의 확대를 통한 대량생산으로 초기투자비를 20% 정도 절감할 수 있다면 기준안 A 대비 단순투자회수기간은 12.80년이며, 여기에 LNG 가격인상률이 지금까지보다는 확실히 클 것으로 예상되므로 더욱 단축될 것으로 판단된다. 같은 조건에서 심야전기온수기를 보조열원으로 사용한 대안 C의 단순투자회수기간은 기준안 A 대비 8.43년이다.

전술한 바와 같이 석유가격인상으로 경유보일러와는 이미 경쟁력을 갖추고 있다. 경유보일러를 기준안으로 하였을 때, 이를 보조열원으로 한 태양열 온수급탕 시스템의 단순투자회수기간은 15.82년으로 긴 편이나, 50%의 정부보조금이 지원되는 경우 6.74년으로 대폭 줄일 수 있으며, 여기에 초기투자비를 20% 절감하게 되면 4.92년이다.

따라서 태양열 시스템이 자생력을 갖추고 시장형성이 활성화되기 위해서는 업체의 원가절감 노력과 더불어 선진국 수준인 초기설치비용의 50% 정부무상지원이 절대적으로 필요하다. 태양열 온수급탕 시스템의 초기투자비용은 가스온수기 및 경유보일러에 비해 500~600만원 정도 비싸며, 이에 대한 차이는 정부의 보조금 및 업체의 원가절감 노력으로 해결돼야 할 것으로 본다. 참고로 선행연구에서 제안한 나선재킷형 축열조⁽⁶⁾를 적용할 경우 시제품을 생산하기 위해 소요된 재료비와 인건비를 기준으로 기존 태양열 온수급탕 시스템보다 약 14%의 원가절감 효과가 있는 것으로 나타났다. 더욱이 기기의 성능을 보완해 대량으로 생산할 경우 20%의 원가절감은 무난할 것으로 본다. 이 외에도 가격조사 과정에서 태양열 집열기를 설치하기 위한 지지대 공사비가 초기투자비의 10%(70만원)를 차지하는 것으로 나타났다. 집열기 설치각도가 성능에 미치는 영향이 작으므로⁽⁶⁾ 중·소형 시스템의 경우 집열기의 설치장소가 대부분 건물의 지붕이나 옥상임을 감안할 때 지붕의 경사각을 적절히 이용할 경우 최소 5%의 비용절감이 예상된다.

이와 같은 분석은 본 연구에서 다룬 집열기 4장의 6 kW급 시스템뿐만 아니라 대부분의 소형 시스템에 유사하게 적용될 것으로 판단되며, 중·대형 시스템에 대해서는 향후 대표적인 설치사례를 중심으로 보완할 필요가 있다.

6. 결론

가스온수기, 경유보일러를 비교대상으로 다양한 보조열원의 태양열 온수급탕 시스템의 경제성분석을 수행하였다. 결과의 불확실성을 최소화하기 위해 민감도 분석을 병행하여 다음과 같은 결과를 얻을 수 있었다.

(1) 집열기 4장으로 구성된 6 kW급 태양열 온수급탕 시스템은 LCC 및 태양열 의존도를 종합적으로 판단하여 1일 평균 12인(봄·가을 기준으로 66 MJ)의 샤워시설로 활용하는 것이 합리적이다.

(2) 석유가격인상으로 경유보일러와는 이미 경쟁력을 갖추고 있으며 이를 기준으로, 보조열원이 경유보일러인 태양열 온수급탕 시스템의 단순투자회수기간은 15.82년으로 긴 편이나, 50% 정부보조금의 지원시 6.74년으로 대폭 줄일 수 있다. 그러나 가스온수기와 경쟁력을 갖추기 위해서는 선진국과

동일한 수준인 초기설치비용의 50% 정부보조금이 필요하다.

(3) 정부의 보조금이 없는 경우에 9%의 LNG 가격인상률에서 장래에는 태양열 시스템이 독자적인 경쟁력을 갖추게 되므로 고에너지비용 시대에 대비하여 업계에서도 보다 적극적인 대응이 필요하다. 시스템의 패키지화, 시공의 간소화 등 태양열 시스템의 초기비용을 절감하기 위한 노력 여하에 따라 초기설치비용의 약 20% 절감이 가능할 것으로 판단된다.

(4) 태양열 온수급탕 시스템의 보급에 가장 큰 장애요인은 심야전기온수기이며, 이를 보조열원으로 사용한 대체에너지 설비에만 국한하여 심야전기 할인요금을 적용하는 제도적 개선이 시급하다.

후 기

본 연구는 2003년 경희대학교 목적연구과제에 의해 수행되었음.

참고문헌

1. Kim, S. J., Hwang, Y. Y. and Kang Y. H., 2003, The study on the activation policy of solar energy, Korean Solar Energy Society, The Magazine of the Society of Solar Energy of Korea, Vol. 2, No. 2, pp. 10-15.
2. Choi, C. S., 2003, The present using situation and desired future directions of solar energy, Korean Solar Energy Society, The Magazine of the Society of Solar Energy of Korea, Vol. 2, No. 2, pp. 4-9.
3. Kim, J. H., Kim, S. S., Choi, B. S. and Hong, H., 2004, Verification experiment and analysis for 6kW solar water heating system part 1 : Verification experiment, Korean Journal of Air-Conditioning and Refrigeration Engineering, Vol. 16, No. 2, pp. 128-134.
4. Choi, B. S., Kim, J. H., Kang, Y. T. and Hong, H., 2004, Verification experiment and analysis for 6kW solar water heating system part 2 : Modelling and simulation, Korean Journal of Air-Conditioning and Refrigeration Engineering, Vol. 16, No. 6, pp. 556-565.
5. Choi, B. S., Lee, B. J., Kang, C. and Hong, H., 2004, Verification experiment and analysis for 6kW solar water heating system part 3 : Optimum design and economic evaluation, Korean Journal of Air-Conditioning and Refrigeration Engineering, to be printed in Vol. 17, No. 1.
6. Kim, J. H., Choi, B. S. and Hong, H., 2004, Verification experiment for spiral-jacketed storage tank applied to solar thermal system, Korean Journal of Air-Conditioning and Refrigeration Engineering, submitted.
7. Fuller, S. K. and Petersen, S. R., 1995, Life-Cycle Costing Manual for the Federal Energy Management Program, NIST.
8. Kim, J. H., Park, Y. W., Lee, B. J., Kim, S. S. and Hong, H., 2003, Economic analysis for solar water heating system, Proceedings of the SAREK 2003 Summer Annual Conference, pp. 1080-1085.