에너지공학, 제18권 제4호(2009)
Journal of Energy Engineering, Vol. 18, No. 4, pp. 230~238 (2009)

LEAP 모형을 이용한 연료전지 열병합발전설비 도입에 따른 온실가스배출저감 잠재량 분석

신승복 · 전수영 · 송호준 · 박종진 · Sanjeev Maken · 박진원*
연세대학교 화공생명공학과
(2009년 6월 25일 접수, 2009년 12월 7일 수정, 2009년 12월 7일 채택)

Study of fuel cell CHP-technology on electricity generation sector using LEAP-model

Seung-Bok Shin · Sooyoung Jun · Ho-Jun Song · Jongjin Park · Sanjeev Maken · Jin-Won Park*
Department of Chemical and Biomolecular Engineering, Yonsei University
(Received 25 June 2009, Revised 7 December 2009, Accepted 7 December 2009)

요 약

우리나라는 에너지 절약 및 온실가스 배출저감 기술 중 하나로써 소형 열병합 발전과 소형 연료전지 열병합 발전을 연구해 왔으며 정책적으로 이를 보급하려고 한다. 기존의 석탄화력발전설비, 복합화력발전설비, 석유화력발전설비를 열병합 발전설비로 대체하는 시나리오를 작성하여 에너지소비량과 온실가스 배출량의 변화 추이를 에너지 경제 모델인 LEAP (Long-range Energy Alternative Planning system)을 이용하여 정량적으로 분석하였다. 2019년을 기준으로 열병합 발전설비를 석탄화력발전설비와 교체하였을 경우, 온실가스 배출량이 약 6.34%가 감소하였고 복합화력발전설비와 교체하였을 경우, 온실가스 배출량이 약 0.8%가 증가하였으나 열병합발전설비의 열생산량을 고려해주면 배출량이 감소하는 경향을 보일 것으로 사료된다. 석유화력발전설비를 열병합발전설비로 대체할 경우, 온실가스 배출량이 약 0.8% 감소할 것으로 예상된다.

주요어 : 열병합발전, 연료전지 열병합발전, 온실가스, LEAP

Abstract — We study about small gas engine and fuel cell CHP (Combined Heat and Power) as the technologies for energy conservation and CO_2 emissions reduction. Korea government plans to use them in near future. This study quantitatively analyzed energy consumption and CO_2 emissions reduction potential of small CHP instead of existing electric power plant (coal steam, combined cycle and oil steam) using LEAP (Long-range Energy Alternative Planning system) as energy-economic model. Three future scenarios are discussed. In every scenario similar condition for each CHP is used. Alternative scenario Ⅰ: about 6.34% reduction in CO_2 emissions is observed in 2019 due to increase in amount of gas engine CHP and fuel cell CHP while coal use in thermoelectric power plant is almost stagnant. In alternative scenario Ⅱ: a small 0.8% increase in CO_2 emission is observed in 2019 keeping conditions similar to alternative scenario Ⅰ but using natural gas in combined cycle power plant instead of coal. During alternative scenario II overall CO_2 emission reduction is observed in 2019 due to added heat production from CHP. Alternative scenarioⅢ: about 0.8% reduction in CO_2 emissions is observed in 2019 using similar CHP as AS I and AS II. Here coal and oil are used in thermoelectric power plant but the quantity of oil and coal is almost constant for next decade.

Key words : Combined heat and power, Fuel cell combined heat and power, Greenhouse gas, LEAP

†To whom corresponding should be addressed.
Department of Chemical and Biomolecular Engineering, Yonsei University, 262 Seongsanno, Seodaemun-gu, Seoul 120-749, South Korea
E-mail: jwpark@yonsei.ac.kr

1. 서 론

1990년에 UN환경회의에서 UN기후변화협약이 제정되었고, 이후 교토의정서와 마라케쉬 합의문이 도출되었다. 교토의정서는 2005년 2월 러시아의 비준으로 인해 효력이 발휘되어 부속서1국가(Annex Ⅰ)에 속한 선진국들은 2008-2012년 중 평균 5.2%의 온실가스 의무감축을 지게 되었다[1]. 현재 우리나라는 의무감축 대상국에 속하지 않아 감축의무를 가지지 않지만 제13차 기후변화당사국회의에서 제정된 Bali Action Plan에 따라 2013년 이후에는 온실가스 의무감축 대상국에 포함될 가능성이 아주 높다[2]. 이상과 같이 기후변화협약은 현재 전 세계적으로 주목을 받고 있으며 경제, 사회 정책에 있어서 매우 중요한 위치를 차지고하고 있고 우리나라 또한 기후변화협약 대응에 만전을 기하고 있다.

우리나라는 에너지 소비와 온실가스 배출저감 잠재량에 대한 도전과 기회를 직면하고 있다. 1990년에 우리나라 전체에서 사용한 1차 에너지는 93.192 백만 TOE(Tonne of Oil Equivalent)에서 2005년 228.622 백만TOE으로 연평균 6.17% 증가하고 있으며 온실가스 배출량은 297.5 백만tCO2eq.에서 2005년 591.1 백만 tCO_2eq.으로 연평균 4.7% 증가하고 있고 계속적으로 증가하는 추세에 있다[3]. Table 1.에 우리나라의 기본적인 사회-경제 지표와 에너지 소비 통계치를 나타내었다[4].

전환부문은 전체 온실가스 배출량에 상당한 기여를 하고 있다. 2005년도를 기준으로 전체 에너지 연소로 인한 온실가스 배출량 중 약 34.2%가 발전부문에서 배출되었고 연평균 10.3%의 증가율을 나타내고 있다[3]. 정부는 이에 따라 에너지 연소 부문에 3단계로 기간을 설정하여 온실가스 배출량 저감을 위한 사업계획을 시행해오고 있다[5]. 발전부문의 온실가스 배출저감을 위해 새로이 대두되고 있는 대안 중, 수소에너지를 이용하여 온실가스를 저감할 수 있는 최적의 에너지 시스템인 소형열병합발전이 주목받고 있으며, 또한 열병합발전에 연료전지를 적용하는 기술이 광범위하게 연구되고 있다[6].

본 연구는 온실가스를 효과적으로 감축하기 위해 기존 발전설비에 소형 열병합발전설비와 소형 연료전지 열병합발전설비를 도입하여 에너지 소비량과 온실가스 배출량 변화를 에너지 - 경제모델인 LEAP(Long-range Energy Alternative Planning system)을 이용하여 정량적으로 예측하였다.

2. 열병합발전 및 연료전지 열병합발전

Fig. 1은 기존의 발전방식과 열병합발전의 효율을 비교한 것으로 기존 방식에서는 발전설비와 보일러설비가 전기 30 unit과 열 45 unit을 생산하기 위하여 총 154 unit만큼의 연료를 사용하였지만, 열병합발전방식의 경우 하나의 설비로 같은 양의 전기와 열을 생산하는데

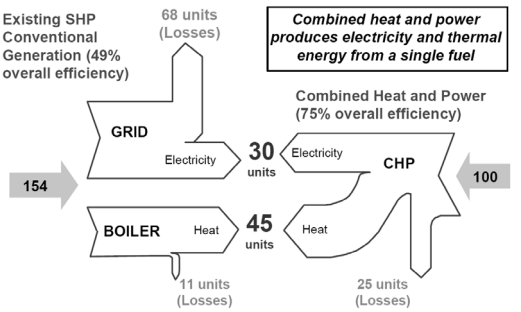

Fig. 1. CHP versus Separate Heat and Power (SHP) Production.

Table 1. Major energy and economic indicator

	2005	2010	2020	05-10a	10-20a
GDP (2000 trillion Won)	640.3	806.4	1193.7	4.7	4.0
Population (million)	48.3	49.2	50.0	0.4	0.1
Primary energy (M TOE)	222.6	266.5	338.7	3.7	2.4
Final energy (M TOE)	171.6	205.0	256.2	3.6	2.3
Per capita energy use (TOE per person)	4.61	4.42	6.87	3.3	2.3
Energy/GDP (MTOE/million won)	0.35	0.33	0.28	-1.0	-1.5

Note: [a]Percentage indicates average annual growth rate; TOE: indicates tonnes of oil equivalent. Source: MOICE (2005); MTOE: million ton of oil equivalent

100 unit의 연료만을 사용한다. 이에 따른 열병합발전설비의 총 효율은 약 75%로써 기존 전기와 열 생산방식의 총 효율인 49%에 비해 효율이 매우 높다[7].

연료전지 열병합발전은 고효율의 열병합발전방식에 연료전지를 도입한 기술로써 연료 개질기, 연료전지, 전력변환장치로 구성되어 있다. 현재 개발되고 있는 연료전지 열병합발전은 기존의 열병합발전방식과 동일하게 천연가스를 사용하므로 추가 설비 없이 보급이 가능하다. 연료전지 열병합발전 작동 메카니즘은 ⅰ) 연료인 도시가스가 개질기로 공급되면 개질기는 도시가스를 수소로 전환하고 ⅱ) 생성된 수소가 연료전지로 공급되면, 수소와 공기 중의 산소의 전기화학적인 반응을 통해 DC 전력과 열을 생산한다. ⅲ) 전력변환장치는 생산된 DC 전력을 AC 전력으로 변환하여 공급하고 ⅳ) 연료전지에서 DC 전력을 생산할 때 발생하는 폐열은 회수되어 온수를 만드는데 사용한다. Fig. 2에서 나타난 것과 같이 연료전지 열병합발전의 경우 같은 양의 전기와 열을 생산하기 위하여 사용되는 연료량이 가스엔진 열병합발전보다 적음을 알 수 있다[8]. 연료전지 열병합발전은 현재 국내에서도 활발히 연구가 이루어지고 있으며 새로 건설되는 신도시, 재건축 아파트에 설치한다면 에너지를 보다 효율적으로 사용할 수 있고 기후변화협약체제에 효과적으로 대응할 수 있을 것으로 사료된다[9].

3. 연구 방법론

3-1. LEAP (Long-range Energy Alternative Planning system)

열병합발전설비의 도입에 따른 온실가스 배출 잠재량 분석을 위해 SEI-B (Stockholm Environment Institute, Boston)에서 개발한 LEAP모델을 우리나라의 에너지부문에 적용하여 구축한 ROK (Republic of Korea) 2003을 이용하여 연구에 사용하였다[10].

에너지경제모델의 가장 큰 장점은 에너지부문을 거시계량모델이나 응용일반균형모델처럼 하나 혹은 몇 개의 집계변수를 통해 표현하는 것이 아니라 각 최종사용부문의 에너지소비/전환과정에 포함된 기술을 세부적으로 묘사한다는 점이다. LEAP모델은 방법론적으로는 계량경제모델에 속하며, 에너지부문과 이에 영향을 주는 요인을 몇 개의 모듈로 나누어 하나의 분석시스템으로 구축하는 모듈팩키지 (modular package)형태를 띠고 있다. LEAP 모델구축 시스템은 분석 대상 에너지부문을 에너지의 생산/수입, 전환, 수요 등을 묘사하는 모듈로 구축하여 에너지정책이나 기술변화의 파급효과를 분석할 수 있다. 게다가 LEAP 모델은 다음과 같은 특성을 가지고 있다. 첫째, DB (Database) 구축 수단으로서 에너지 정보관리에 대한 체계적인 시스템이다. 둘째, 예측수단으로서 장기계획 범위에 대한 에너지 수요 공급에 대한 예측치를 사용자에게 공급한다. 셋째, 정책 분석수단으로서 대안 에너지 프로그램, 투자 및 변동 시나리오설정에 대한 물리적, 경제적, 환경적 영향을 평가할 수 있다. Fig. 3에 LEAP 모델의 구조를 나타내었다[11-13].

4. 시나리오 구축 및 가정

증가하는 전력수요를 충족하기 위해서는 발전소의 추가 건설이 필요하고 그 결과 증설되는 발전소의 수만큼 온실가스배출량 또한 증가할 것이다. 하지만 발전소 건설에는 막대한 비용이 들며, 일반적으로 건설대상 지역주민의 반대로 인하여 건설이 쉽지 않다. 발전소 건설의 난제와 온실가스발생저감을 동시에 충족할 방안으로 본 연구에서는 소형열병합발전을 설정하였다. 소형열병합발전 설비는 가스엔진과 연료전지로 가정하여 분석하였다.

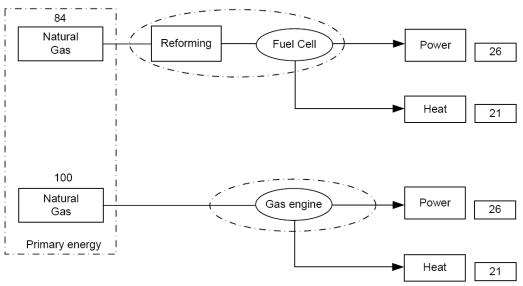

Fig. 2. Schematic of gas engine and fuel cell CHP.

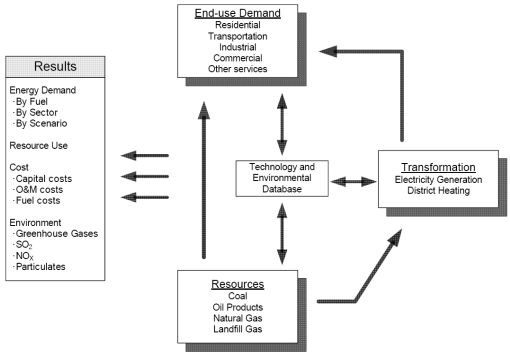

Fig. 3. Structure and analytical procedure of LEAP model.

4-1. 시나리오 분석을 위한 기준 및 가정

1) LEAP ROK2003-Fuel Cell의 시나리오 분석기간 : 2005~2019년
2) 우리나라 발전설비별 발전용량, 발전량, 전력수요량 예측 : 지식경제부에서 발표한 제2차 전력수급계획을 따름[14].
3) LEAP에서의 총발전량은 수요모듈의 전력수요량에 따라 변함. 수요모듈과 실제 전력수요와의 차이로 인하여 LEAP구조상의 발전량은 실제 발전량보다 작을 수 있음.
4) 대체되는 열병합발전 설비에서 생산된 전력은 가장 우선적으로 사용(기저부하).
5) 대체되는 열병합발전 설비의 가동률은 대체설비의 가동률과 동일함.
6) Maximum capacity factor: 석탄 및 석유화력 발전소 - 95.1%, 복합화력 발전소 - 93.5%
7) 각 발전설비의 배출계수는 IPCC Tier Ⅰ을 사용함.
8) 소형열병합발전에서 생산되는 열은 Fig. 1의 열병합발전의 운전 효율을 토대로 발전량에 (40/30)을 곱해 TOE단위로 환산하여 산출함(결론부분에서만 결과도출).
9) 열병합발전의 기술특성은 미국의 EPA (Environmental Protection Agency) Combined Heat and Power Partnership에서 발행한 Catalogue of CHP Technologies의 자료를 사용함[6].
10) 소형 연료전지 열병합발전의 수소공급은 LNG가스를 이용, 설비 내 개질기에서 제조하여 공급함.

4-2. BAU (Business As Usual) 시나리오

BAU 시나리오의 기준이 되는 사회-경제 지표는 Table 1에 나타내었으며 BAU 시나리오의 결과를 Table 2에 나타내었다. 발전 부문이 국가 에너지 수요의 많은 부분을 차지하고 있으며 우리나라 온실가스 배출량의 큰 부분을 차지하고 있다. LEAP 모델의 결과로써 BAU 시나리오의 발전설비별 발전량을 Table 3에 나타내었다. 2007년에 약 252,332 GWh의 전력이 생산되었으며 기본 발전 부하인 석탄과 원자력 발전소가 전체 발전량의 약 80%를 공급하였다. 복합화력과 석유 발전소가 그 다음으로 많은 발전량을 보였다. BAU 시나리오의 전력발전량은 인구, 가구수, 에너지 공급과 수요, 경제상황 그리고 에너지 정책의 경향에 따라 예측되었다.

4-3 대안시나리오

지식경제부는 주로 LNG를 이용한 소형 열병합발전

Table 2. Result of the BAU scenario using the LEAP model

	2005	2010	2015	2020
Primary energy (MTOE)	196.5	264.0	294.6	339.2
Total final energy (MTOE)	177.6	233.9	266.3	307.1
Residential (MTOE)	23.4	27.6	29.1	30.3
Industrial (MTOE)	81.3	116.4	132.9	162.4
Transportation (MTOE)	65.7	78.8	90.8	99.3
Commercial (MTOE)	3	4	5	6

Table 3. Annual output projection of electricity generation in BAU scenario (GWh) calculated by LEAP model

Process	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019
Ant. coal	3,533	4,324	5,216	4,356	3,346	3,601	3,881
Bit. coal	96,643	122,953	124,029	126,647	125,793	133,248	143,597
Oil steam	8,327	6,215	6,375	5,290	5,687	6,122	6,598
LNG steam	1,388	1,486	1,594	1,711	1,840	1,981	2,135
Combined cycle	42,518	33,103	34,919	28,783	33,623	39,434	42,497
Internal Combustion	252	270	290	311	335	360	388
Nuclear	94,120	95,931	110,989	137,227	156,906	168,180	181,243
Hydro	5,551	5,945	6,375	6,846	7,023	7,203	7,762
Total	252,332	270,227	289,755	311,172	334,555	360,128	388,100

으로 소규모의 집중적인 에너지 소모지역을 대상으로 냉·난방용 열과 전기를 일괄하여 생산·공급하는 사업인 구역형집단에너지사업을 계획하여 진행하고 있다. 구역형집단에너지사업의 핵심인 소형 열병합발전은 2005년 6월말 기준, 75개소 113기(117천kW)가 설치되어 있으며 2013년 까지 총 발전용량의 3.5%수준이 270만kW 보급을 목표로 하고 있다[9]. 본 연구에서는 현재 가스엔진을 이용한 소형 열병합발전의 일부분을 소형 연료전지 열병합발전으로 대체하여 가동하는 것으로 설정하였다. 개발되었거나 실용화 단계에 있는 연료전지 열병합발전는 가스엔진 열병합발전와 같이 LNG를 연료로 사용하므로 발전 설비 외의 추가 비용이 들지 않고 일반 연료전지 발전보다 효율이 높기 때문에 지식경제부가 추진 중인 구역형집단에너지사업의 차세대 핵심기술로 사용할 수 있다는 가정 하에 소형 열병합발전과 소형 연료전지 열병합발전의 발전설비 비율을 Table 4와 같이 설정하여 대안시나리오를 작성하였다.

대안시나리오는 석탄화력발전설비, 복합화력발전설비 그리고 석유화력발전설비를 열병합발전설비로 대체하는 것으로 분류하였으며 기존 발전시설 대신에 새로운 열병합발전설비를 건설하는 것을 기초로 모델링되었다.

1) 대안시나리오Ⅰ : 소형열병합발전이 석탄발전(bit coal) 설비를 대체하는 것으로 가정하여 작성하였으며 LEAP모델을 이용한 연간 예상 발전량은 Table 5에 나타내었다.
2) 대안시나리오Ⅱ : 소형열병합발전(연료전지 포함)이 복합화력발전설비를 대체하는 것으로 가정하여 작성하였으며 LEAP모델을 이용한 연간 예상 발전량은 Table 6에 나타내었다.
3) 대안시나리오Ⅲ : 소형열병합발전(연료전지 포함)이 석유화력발전설비를 대체하고 2015년 이후 대체 열병합발전의 여분설비는 석탄화력발전설비를 대체하는 것으로 가정하여 작성하였으며 LEAP모델을 이용한 연간 예상 발전량은 Table 7에 나타내었다.

5. 시나리오 분석 결과

Table 8은 2007년부터 2019년까지 BAU시나리오 대비 대안시나리오의 발전부문의 발전설비별 온실가스 배출량 추이를 나타내었으며 Fig. 4에 발전부문의 온실가스 배출량을 나타내었다. 특히 각 대안시나리오에 따라

Table 4. Future projection of electric power for a combined CHP plant Unit : kW

	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019
Gas engine	293,000	591,850	1,176,300	2,295,000	2,960,000	3,525,000	3,990,000
	(100%)	(95%)	(90%)	(85%)	(80%)	(75%)	(70%)
Fuel cell	0	31,150	130,700	405,000	740,000	1,175,000	1,710,000
		(5%)	(10%)	(15%)	(20%)	(25%)	(30%)
Total	293,000	623,000	1,307,000	2,700,000	3,700,000	4,700,000	5,700,000

Table 5. Annual output projection of electricity generation in alternative scenario Ⅰ (GWh)

Process	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019
Ant. coal	3,533	4,324	5,216	4,356	3,346	3,601	3,881
Bit. coal	94,120	119,602	116,813	111,400	104,080	104,041	107,504
Oil steam	8,327	6,215	6,375	5,290	5,687	6,122	6,598
LNG steam	1,514	1,621	1,7639	1,867	2,007	2,161	2,329
Combined cycle	42,518	33,103	34,919	28,783	33,623	39,434	42,497
Internal Combustion	252	270	290	311	335	360	388
Nuclear	94,120	95,931	110,989	137,227	156,906	168,180	181,243
Hydro	5,551	5,945	6,375	6,846	7,023	7,203	7,762
Gas CHP	1,514	3,162	6,491	12,945	17363	21,879	25,174
Fuel cell CHP	0	162	724	2,272	4,349	7,311	10,828
Total	251,575	270,470	290,077	311,452	334,889	360,112	388,009

Table 6. Annual output projection of electricity generation in alternative scenario Ⅱ (GWh)

Process	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019
Ant. coal	3,533	4,324	5,216	4,356	3,346	3,601	3,881
Bit. coal	96,643	122,953	124,029	126,647	125,793	133,248	143,597
Oil steam	8,327	6,215	6,375	5,290	5,687	6,122	6,598
LNG steam	1,514	1,621	1,7639	1,867	2,007	2,161	2,329
Combined cycle	41,912	32,157	32,891	25,372	28,002	30,719	31,785
Internal Combustion	252	270	290	311	335	360	388
Nuclear	94,120	95,931	110,989	137,227	156,906	168,180	181,243
Hydro	5,551	5,945	6,375	6,846	7,023	7,203	7,762
Gas CHP	732	1,027	1,971	3,018	4,617	6,410	7,374
Fuel cell CHP	0	54	232	529	1,171	2,125	3,144
Total	252,584	270,497	290,106	311,483	334,889	360,128	388,100

Table 7. Annual output projection of electricity generation in alternative scenario Ⅲ (GWh)

Process	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019
Ant. coal	3,533	4,324	5,216	4,356	3,346	3,601	3,881
Bit. coal	96,643	122,953	124,029	126,647	116,559	123,488	127,297
Oil steam	7,797	5,350	4,202	1,120	0	0	0
LNG steam	1,514	1,621	1,7639	1,867	2,007	2,161	2,329
Combined cycle	42,644	33,238	35,064	28,939	33,790	39,254	42,303
Internal Combustion	252	270	290	311	335	360	388
Nuclear	94,120	95,931	110,989	137,227	156,906	168,180	181,243
Hydro	5,551	5,945	6,375	6,846	7,023	7,203	7,762
Gas CHP	530	811	1,971	3,547	12,445	11,488	14,243
Fuel cell CHP	0	42	232	622	3,111	3,817	6,714
Total	252,584	270,497	290,106	311,483	335,525	359,552	386,160

BAU시나리오 대비 발전량이 변경된 발전설비의 온실가스 배출량을 나타내었다. 소형열병합발전이 석탁발전설비를 대체하는 경우 (대안시나리오Ⅰ), 석탄화력발전설비의 이산화탄소 배출량은 91.748 백만톤으로 BAU시나리오 대비 30.804 백만톤이 저감될 것으로 예상되며, 발전부문의 이산화탄소 배출량은 151.873 백만톤으로 BAU시나리오 대비 약 6.34%가 감소한 9.625 백만톤이 저감될 것으로 예측되었다. 소형열병합발전(연료전지 포함)이 복합화력발전설비를 대체하는 경우 (대안시나리오Ⅱ), 복합화력발전설비의 이산화탄소 배출량은 14.713 백만톤으로 BAU시나리오 대비 4.958 백만톤이 저감될 것으로 예상되나 발전부문의 이산화탄소 배출량은 153.209 백만톤으로 BAU시나리오 대비 약 0.8%가 증가한 1.336 백만톤이 증가하는 것으로 나타났다. 복합화력발전설비를 열병합발전설비로 대체하는 효과가 동(同)설비를 석탄화력발전설비로 대체하는 경우의 그것보다 적다고 할 수 있으나 열병합발전설비에서 생산되는 열에너지를 감안한다면 이산화탄소발생량이 저감되는 효과를 얻을 수 있다고 사료된다. 소형열병합발전(연료전지 포함)이 석유화력발전설비를 대체하고 2015년 이후 대체 열병합발전의 여분설비를 석탄화력발전설비로 대체하는 경우 (대안시나리오Ⅲ), 석탄화력발전설비의 이산화탄소 배출량은 108.641 백만톤으로 BAU시나리오 대비 13.911 백만톤이 저감될 것으로 예상되고, 또한 석유화력발전설비를 2015년 이후 모두 열병합발전설비로 대체하므로 이산화탄소 배출이 없다. 발전부문의 이산화탄소 배출량은 145.599 백만톤으로 BAU시나리오 대비 6.274 백만톤(약 4.13%)이 저감될 것으로 예측되었다. 이산화탄소 배출량을 대안시나리오별로 분석해본 결과, 석탄화력발전설비의 이산화탄소 배출량이

Table 8. CO_2 emission amount (Thousand $tCO_2eq.$) in each alternative scenario

	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019
BAU scenario							
Ant. coal	3,237	3,962	4,779	3,992	3,065	3,300	3,556
Bit. coal	82,479	104,934	105,852	108,086	107,357	113,719	122,552
Oil steam	5,826	4,349	4,461	3,701	3,980	4,284	4,617
LNG steam	782	838	898	965	1,037	1,116	1,203
Combined cycle	19,681	15,323	16,164	13,324	15,564	18,254	19,671
Internal combustion	178	190	204	219	236	254	273
Total	112,184	129,595	132,359	130,287	131,238	140,927	151,873
Alternative scenario Ⅰ							
Bit. coal	80,326	102,074	99,694	95,073	88,826	88,793	91,748
Gas CHP	982	2,050	4,209	8,393	11,258	14,186	16,323
Fuel cell CHP	0	72	324	1,015	1,943	3,265	4,837
Total	111,142	128,997	130,882	126,842	126,080	133,470	142,248
Alternative scenario Ⅱ							
Combined cycle	19,401	14,885	15,225	11,753	12,9652	14,219	14,713
Gas CHP	474	666	1,278	1,957	2,994	4,156	4,781
Fuel cell CHP	0	24	104	236	523	949	1,404
Total	112,449	129,924	132,882	130,998	132,248	142,099	153,209
Alternative scenarioⅢ							
Bit. coal	82,479	104,934	105,852	108,086	99,476	105,390	108,641
Oil steam	5,456	3,744	2,940	784	0	0	0
Gas CHP	344	526	1,278	2,300	8,070	7,449	9,235
Fuel cell CHP	0	24	104	278	1,390	1,705	2,999
Total	112,286	129,679	132,368	130,107	129,009	137,486	145,599

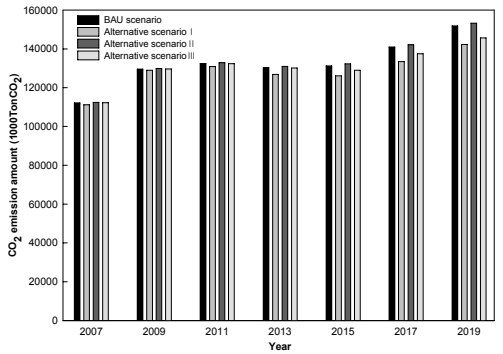

Fig. 4. Total CO_2 emission amount in electricity generation facilities with alternative scenario.

가장 큰 비중을 차지함을 알 수 있고 석유화력발전설비는 발전량이 많지 않아 이산화탄소 배출 저감잠재량이 상대적으로 적었다.

2019년을 기준으로 열병합발전설비가 석탄화력발전설비를 대체하였을 경우, 가스엔진을 이용한 열병합발전설비는 25,174 백만kwh를 생산하였으며 연료전지를 이용한 열병합발전설비는 10,828 백만kwh를 생산하였다. 발전량은 가스엔진 열병합발전설비가 약 2.5배 많으나 이산화탄소 배출량은 16.323 백만톤으로 연료전지 열병합발전설비의 4.837 백만톤보다 약 3배 이상 많이 배출하였다.

소형 가스엔진과 연료전지 열병합발전을 이용한 열생산은 용량에 대한 표준용량이 결정되어 있지 않은 상황이고 정확한 기술특성자료의 부재로 인해 LEAP 모델에서 구현하지는 못하였다[15]. 열병합발전으로 인한 열에너지양을 산출하기 위하여 Fig. 1를 근거로 열병합발전의 운전효율과 대안 시나리오별 발전량을 이용하여 소형 열병합발전에서 열로 생산되는 에너지양을 산출하

Table 9. The amount of heat energy from small fuel cell CHP (Thousand TOE)

		2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019
Alternative scenario Ⅰ	Gas engine	169,265	353,512	725,694	1,447,251	1,941,183	2,445,072	2,814,453
	Fuel cell	-	18,112	80,943	254,010	489,218	817,370	1,210,570
	Total	169,265	371,623	806,637	1,701,261	2,427,402	3,263,442	4,025,024
Alternative scenario Ⅱ	Gas engine	81,838	114,819	220,358	337,412	516,181	716,638	824,413
	Fuel cell	-	6,037	25,938	59,142	130,918	237,575	351,499
	Total	81,838	120,856	246,295	296,555	647,098	954,213	1,175,912
Alternative scenarioⅢ	Gas engine	59,254	90,670	220,358	396,555	1,391,351	1,284,358	1,592,367
	Fuel cell	-	6,037	25,938	69,540	347,810	426,741	750,625
	Total	59,254	96,707	246,295	466,094	1,739,161	1,711,099	2,342,993

였다. Table 9에 소형 열병합발전으로부터 나오는 열에너지의 양을 나타내었다.

6. 결 론

기후변화협약체제에 대응하고 국내 온실가스 배출저감에 기여하기 위한 방안으로서 열병합발전설비와 연료전지 열병합발전설비를 도입하여 우리나라 발전설비별 발전량의 변화와 그에 따른 발전설비별 온실가스 배출량을 LEAP모델을 이용하여 정량적으로 분석하였다.

대안시나리오 중 석탄화력발전설비를 열병합발전설비로 대체한 시나리오에서 가장 많은 온실가스발생 저감량을 보였다. 이는 복합화력발전설비나 석유화력발전설비에 비해 석탄화력발전설비가 기본적으로 온실가스 배출량이 많기 때문이다. 복합화력발전설비의 경우, 복합화력발전설비의 온실가스 배출량은 감소하였지만 전체 발전설비에서의 온실가스 배출량은 BAU시나리오에 비해 증가하였다. 이는 복합화력발전설비에 사용하는 연료의 대부분이 천연가스이고, 열병합발전설비(연료전지포함)에 사용하는 연료 또한 천연가스인데 열로 생산된 에너지를 고려하지 않았기 때문이다. 생산된 열에너지를 고려하면 BAU시나리오에 비해 온실가스 배출량이 저감될 것으로 보이나 LEAP모델에서는 그 양을 정량적으로 산출하지는 못하였다.

열병합발전설비는 가스엔진 열병합발전과 연료전지 열병합발전설비를 이용하였다. 2019년 기준으로 발전량에 비해 온실가스 배출량이 가스엔진 열병합발전이 더 많은 것으로 예측되었다. 이는 연료전지 열병합발전설비가 가스엔진 열병합발전설비보다 더 좋은 효율을 가지고 있기 때문이다. 게다가, 앞으로 2015년부터 원자력을 이용한 수소의 생산과 2030년경부터 이루어질 무공해 에너지원을 이용한 수소제조가 시작된다면 연료전지 열병합발전설비를 이용할 경우 거의 온실가스가 배출되지 않을 것으로 사료된다.

본 연구는 천연가스를 이용한 열병합발전과 천연가스의 개질을 통하여 공급된 수소를 이용한 수소이용기술의 사용으로 온실가스의 배출량이 감소함을 알 수 있었다. 하지만 천연가스 또한 화석연료이므로 온실가스를 배출한다. 앞으로 기술발전을 통하여 가스엔진 열병합발전과 함께 연료전지 열병합발전이 본격적으로 상용화하고 정부의 계획대로 보급한다면 2019년을 기준으로 기존 석탄화력발전설비를 대체하여 이산화탄소를 9.625백만톤을 저감 할 수 있는 잠재량이 있을 것으로 예측되며, 신재생에너지나 새로운 기술 등을 통하여 온실가스를 배출하지 않고 수소를 제조할 수 있다면 더 큰 효과를 얻을 수 있을 것으로 예측된다.

감사의 글

“이 논문은 2005년 정부(교육인적자원부)의 재원으로 한국학술진흥재단의 지원을 받아서 수행된 연구임. (KRF-2005-005-J01402)

참고문헌

1. "Caring for climate - A Guide to the Climate Change Convention and the Kyoto Protocol", United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), (2005)
2. "Report of the Conference of the Parties on its thirteenth session, held Bali from 3 to 15 December 2007 - Bali Action Plan", United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), (2008)
3. “기후변화협약에 의거한 제3차 대한민국 국가보고서 작성 연구”, 에너지경제연구원 (2007)
4. “기후변화협약 제3차 국가보고서 작성을 위한 기반구축연

구(3차년도)", 에너지경제연구원 (2006)
5. Ministry of Science and Technology 21st century frontier R&D program 2002. Carbon dioxide reduction and sequestration R&D Center. Available at http://www.cdrs.re.kr, (2002)
6. "Basic Research Needs for the Hydrogen Economy", U.S. Department of Energy, Office of Science, (2004)
7. "Catalog of CHP Technologies", U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership, (2004)
8. 한국가스공사, LNG 기술연구센터, Available at http://www.kogas.re.kr, (2005)
9. "소형열병합발전의 보급 활성화", 지식경제부, 홍보관리관실, (2005)
10. "User Guide for LEAP version 2006", SEI-B. Long-range Alternative Energy Planning system, Available at http://www.seib.org, (2007)
11. Shin, H.C.; Park, J.W.; Kim, H.S.; Shin, E.S. "Envrionmental and economic assessment of landfill gas electricity generation in Korea using LEAP model", Energy Policy, vol. 33, 1261～1270, (2005)
12. Song, H.J.; Lee, S.; Maken, S.; Ahn, S.W.; Park, J.W.; Min, B.; Koh, W. "Environmental and economic assessment of the chemical absorption process in Korea using the LEAP model", Energy Policy, vol. 35, 5109～5116, (2007)
13. Lee, S.; Park, J.W.; Song H.J.; Maken, S.; Filburn, T. "Implication of CO2 capture technologies options in electricity generation in Korea", Energy Policy, vol. 36, 326-334, (2008)
14. "제2차 전력수급기본계획", 지식경제부, (2005)
15. 김용하, 문정호, 연준희, 정현성, 우성민, 김미예 : "전력수급계획에 열병합발전 설비 반영시의 효과분석에 관한 연구", 에너지공학, 제16권, 22～33, (2007)