Journal of Climate Change Research 2017, Vol. 8, No. 3, pp. 213~220
DOI: http://dx.doi.org/10.15531/KSCCR.2017.8.3.213

열병합발전을 이용한 집단에너지사업의 온실가스 감축효과

신경아[*†] · 동종인[*] · 강재성[**] · 임용훈[***] · 김다혜[****]

[*]서울시립대학교 환경공학부, [**]에너지경제연구원, [***]에너지기술연구원, [****]한국지역난방공사

Effects of District Energy Supply by Combined Heat and Power Plant on Greenhouse Gas Emission Mitigation

Shin, Kyoung-A[*†], Dong, Jong-In[*], Kang, Jae-Sung[**], Im, Yong-Hoon[***] and Kim, Da-Hye[****]

[*]School of Environmental Engineering, University of Seoul, [**]Korea Energy Economics Institute, [***]Korea Institute of Energy Research, [****]Korea District Heating Corp.

ABSTRACT

The purpose of this study is to analyze effects of Greenhouse Gas (GHG) emission reduction in district energy business mainly based on Combined Heat and Power (CHP) plants. Firstly this paper compares the actual carbon intensity of power production between conventional power plants and district energy plants. To allocate the GHG from CHP plants, two of different methods which were Alternative Generation Method and Power Bonus Method, have been investigated. The carbon intensity of power production in district energy plants (0.43 tonCO_2e/MWh) was relatively lower than conventional gas-fired power plants (0.52 tonCO_2e/MWh). Secondly we assessed the cost effectiveness of reduction by district energy sector compared to the other means using TIMES model method. We find that GHG marginal abatement cost of 'expand CHP' scenario (−\$134/tonCO_2) is even below than renewable energy scenario such as photovoltaic power generation (\$87/tonCO_2). Finally the GHG emission reduction potential was reviewed on the projected GHG emission emitted when the same amount of energy produced in combination of conventional power plants and individual boilers as substitution of district energy. It showed there were 10.1~41.8% of GHG emission reduction potential in district energy compared to the combination of conventional power plants and individual boilers.

Key words: *Climate Change, Greenhouse Gas, Combined Heat and Power Plant, Marginal Abatement Cost*

1. 서 론

최근 제21차 기후변화협약 당사국 총회에서 2020년 이후 신기후체제에 대한 합의가 이루어짐에 따라 선진국만이 감축의무를 지던 체제에서 우리나라를 포함한 개발도상국까지 참여하는 신체제로 전환되었고, 이와 관련하여 우리나라 정부도 2030년 온실가스 배출전망치(Business As Usual; BAU) 대비 37%를 감축하는 국가감축목표를 설정하고, 신기후체제 이행을 위한 강화된 이행계획을 수립하고 있으며, 산업계의 온실가스 감축을 유도하고 있다.

열과 전기를 동시에 생산하는 열병합 발전을 기반으로 하는 집단에너지 시스템은 에너지 고효율성 및 폐열이용의 용이성으로 에너지절약 및 온실가스 감축효과가 있는 것으로 알려져 있으며(Korhonen, 2002), 유럽에서는 일찍이 온실가스 감축수단으로 인식되어 권장되고 있다. 국내에 집단에너지사업이 보급되기 시작한 것은 1990년대부터였으며, 2014년 기준 국내 총 주택수(15,989천 세대) 중 15.1%(2,415천 세대)가 지역난방을 공급받고 있다. 그러나 국내에서 운영되고 있는 열병합발전기반의 집단에너지시스템이 온실가스 감축효과가 있는지에 대한 실증이 실제로 이루어진 사례는 거의 드물다. 집단에너지 확대에 따른 온실가스 감축효과를 산정하기 위해 이번 연구에서는 국내 온실가스 배출권거래제도 하에 있는 23개 주요 집단에너지 사업자의 2011년부터 2014년까지의 실제 온실가스 배출량, 에너지 소비량, 열 및 전기 생산량 등을 조

† **Corresponding author:** sophia71@kdhc.co.kr
Received July 5, 2017 / Revised August 1, 2017 / Accepted August 21, 2017

사하였으며, 집단에너지사업에서 생산되는 열과 전기를 지역냉난방부문과 산업단지 부문으로 구분하여 개별적으로 열과 전기를 생산하는 설비로 대체될 경우에 대한 온실가스 감축잠재량을 분석하였다.

2. 수행방법 및 내용

온실가스 배출량은 시설의 배출량 규모에 따라 각각 IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 배출계수와 국가 배출계수를 적용하도록 되어 있는 환경부의 '온실가스 · 에너지 목표관리 운영 등에 관한 지침'에 따라 산출하였고, 온실가스 집약도와 온실가스 감축잠재량 산출에 필요한 집단에너지사업자의 실적자료는 배출권거래제 대상 23개 주요 집단에너지사업자(지역냉난방 13개, 산업단지 10개)의 2011년에서 2014년도의 연료사용량, 전기 및 열 생산량 등의 연간자료를 열병합발전협회와 집단에너지협회의 협조를 받았다. 기존 발전소와 전원별 온실가스 집약도를 비교하기 위해 공통분모가 되는 열병합발전에서 생산되는 전력 생산에 따른 온실가스 집약도를 계산하였으며, 이를 위해 전기와 열을 동시에 생산하는 열병합발전에서 생산품에 따른 온실가스를 배분하는 여러 방법 중에 널리 사용되고 있는 'Alternative Generation Method'와 'Power Bonus Method'를 이용하여 전력생산에 따른 온실가스 배출량을 분리하여 전기생산에 따른 온실가스 집약도를 산출하였다. 'Alternative Generation Method'는 열과 전기를 개별적으로 생산할 때 필요한 에너지사용량에 비례하여 열과 전기생산시 온실가스를 할당하는 방법인데(Kallhovd, 2011), 개별적으로 열과 전기를 생산할 시 직접적인 영향을 미치는 인자인 효율은 대체되는 시설별로 관련 통계자료를 이용하여 효율을 적용하였으며, 관련 값은 Table 5와 Table 7에 나타내었다. 'Power Bonus Method'의 CHP에서 생산된 전력에서의 1차 에너지는 보통 CHP를 대체하는 시설에서 전기를 생산할 때 사용되는 1차 에너지와 같다는 전제하에 온실가스를 할당한다. 또한 집단에너지와 관련된 기술의 온실가스 한계저감비용 산출을 위해 기술적 감축수단의 분석에 적합한 상향식 모델인 국제에너지기구의 IEA-ETSAP(Energy Technology System Analysis Program)의 일부로 개발된 TIMES 모델을 사용하였다.

열병합발전에 의한 집단에너지사업의 온실가스 감축잠재량은 지역냉난방 부문과 산업단지 부문의 사용연료 및 열전비 등 사업특성이 서로 상이하여 지역냉난방 부문과 산업단지로 구분하여 산출하였다. 지역냉난방과 산업단지를 가장 현실적으로 대체할 수 있는 대체설비인 화력발전소와 개별보일러(산업단지의 경우 산업용 보일러)에서 집단에너지에서 생산하는 열과 전기에 대한 동일한 에너지를 개별적으로 생산할 경우를 가정하여, 집단에너지 부문의 실제 온실가스 배출량과 대체설비에서 산출된 온실가스 배출량을 비교하여 온실가스 감축잠재량을 분석하였다.

3. 결 과

3.1 집단에너지 운영현황

집단에너지는 '기후변화에 관한 국제연합 기본협약'에 능동적으로 대응하고, 에너지절약과 국민생활의 편익증진에 이바지할 목적으로 다수의 사용자를 대상으로 공급하는 열 및 열과 전기에너지라고 집단에너지사업법에서 정의하고 있으며, 난방용, 급탕용 및 냉방용 열 또는 열과 전기를 공급하는 지역냉난방사업과 산업단지에 공정용의 열 또는 열과 전기를 공급하는 산업단지집단에너지사업으로 크게 분류할 수 있다.

주요 생산설비인 열병합발전(Combined Heat & Power Plant; CHP)과 피크부하 보일러(Peak Load Boiler; PLB) 등 1개소 이상의 집중된 에너지생산시설에서 열 및 열과 전기를 생산하여 다수의 사용자에게 공급한다.

Table 1에 2014년 집단에너지 운영현황을 나타내었으며, 표에서 열전비(Power to heat ratio)는 열병합발전에서의 발전량/열생산량의 비율을 나타내는데, 지역냉난방 부문은 전기의 생산 비율이 높고, 산업단지 부문은 열의 생산 비율이 높은 것을 알 수 있다.

지역냉난방 부문은 주택이 밀집한 도심에서 가정용과 상업용의 열과 전기를 공급하므로 도심의 엄격한 대기환경보전법을 준수하기 위해 주로 천연가스를 연료로 사용하여 상대적으로 적은 대기오염물질과 온실가스를 배출한다. 실제로 2014년 13개 지역냉난방 주요 사업자의 연료원별 구성비를 확인한 결과, 천연가스(92.6%), BC유(5.9%), 매립가스(0.8%), 우드칩(0.6%), 부생유(0.1%)로 나타났다. 반면, 산업단지 부문은 산업단지 내에 위치하여 입주사의 경쟁력 확보를 위한 고온 고압의 스팀을 공급하기 때문에 대부분의 산업단지 사업자는 대기오염물질이나 온실가스의 배출은 높지만 상대적으로 가격이 저렴한 연료를 선호한다. 2014년 10개 산업단지 사업자의 연료원별 구성비는 연료용 유연탄(81.7%), BC유(8.8%), 도시가스(3.5%), 석유코크(2.2.%), fuel gas(2.05%) 순으로 나타났다.

3.2 집단에너지 국가 온실가스 감축 기여도 분석

2013년 발전 에너지 업종부문의 온실가스(CO_2, CH_4, N_2O,

Table 1. District energy operation in South Korea (2014)

Type of district energy	Number of district energy providers	Total heat produced (Tcal)	Electricity generated (GWh) ①	Heat produced from CHP (Tcal) ②	Power to heat ratio (① × 0.86 / ②)
For residential & commercial use	31	12,827	16,063	9,219	1.50
For industrial use	29	52,099	11,941	39,985	0.26
Total	60	64,926	28,004	49,204	

Source: Korea Energy Agency. 2015. District energy statics, Seoul.

HFCs, PFCs, SF_6) 배출량은 267,850천 톤이었으며, 이는 국가 전체 온실가스 배출량의 38%에 달하고, 발전에너지 업종에서 집단에너지 부분은 19,286톤을 배출했으며, 이는 국가온실가스 배출량의 약 2.81%에 해당한다. 이때 19,286천 톤은 60개의 모든 집단에너지 사업자에 의해서 배출된 양이 아닌, 배출권거래제 제도 하에서 온실가스 통계 산출이 가능한 23개사에서 배출한 양으로, 이는 연간 배출량이 5만 톤 이상인 경우에만 의무적으로 온실가스 배출량을 보고하도록 하고 있기 때문이다. 23개사를 제외한 나머지 집단에너지 사업자의 온실가스 배출량은 미미한 수준이므로, 본 연구에서는 23개 주요 집단에너지 사업자만을 다루었다. 배출량은 온실가스 에너지 목표관리제 운영 등에 관한 지침에 의해 산정되었으며, 해당 지침에서는 시설의 배출량 규모에 따라 각각 IPCC 배출계수와 국가 배출계수를 적용하도록 하고 있다.

한국에너지공단에서 발간한 2015 집단에너지사업 편람에 의하면 2014년 에너지소비 비중은 지역냉난방 부문이 산업단지 부문보다 약 1.6배 높은 반면, 온실가스 배출 비중은 산업단지가 집단에너지 전체의 약 63.2%를 차지하고, 지역냉난방 부문은 36.8%로 오히려 낮은데, 이는 지역냉난방 부문이 천연가스를 주요 연료로 사용하여 석탄을 주요 연료로 사용하는 산업단지보다 온실가스를 적게 배출하기 때문이다.

Table 2. GHG emission in power & district energy sector in South Korea

(Unit: kiloton(kt) of greenhouse gas)

Sector		2011	2012	2013
District energy (A)	For residential and commercial use	7,491	8,382	8,442
	For industrial use	10,596	10,489	10,844
	Total	18,087	18,871	19,286
Power (B)		233,406	239,534	248,573
Power & district energy (A+B)		251,493	258,405	267,859

Source: Korea Ministry of Environment. 2015 National GHG emission statics, Seoul.

3.2.1 온실가스 집약도 분석

기존 발전소와 전원별 온실가스 집약도를 비교하고자 공통분모가 되는 집단에너지 열병합발전소의 생산품중 하나인 전력 생산에 따른 온실가스 집약도를 산출하였다. 이를 위해 2011년부터 2014년까지 23개 집단에너지 주요 사업자의 온실가스 배출량, 열생산량, 전기생산량 데이터를 수집하고, 열병합발전에서 배출되는 온실가스를 열과 전기의 기여도에 따라 분리하는 온실가스 할당방법론으로서 가장 보편적으로 사용되고 있는 Alternative Generation Method와 Power Bonus Method를 적용하여 산출하였다. Alternative Generation Method는 식 (1)과 같이 별도의 대체 설비에서 열과 전기를 생산할 때, 필요한 에너지의 비율로 배출량을 배분한다(Kallhovd, 2011). 이 때 대체되는 설비의 열, 전기 생산 효율은 분배되는 배출량 비율에 직접적으로 영향을 미치게 되는데, 대체되는 설비의 열 및 전기 생산에 대한 효율은 Table 5와 Table 7에서와 같이 지역냉난방 부문과 산업단지 부문으로 나누어 통계자료를 이용하여 산출하였다. 열과 전기에 대한 각각의 온실가스 배출량을 구한 후 전기 생산에 따른 온실가스 배출량을 발전량으로 나누어 열병합발전에서 전기 생산에 대한 온실가스 집약도를 산정하였다.

$$f_h = \frac{\frac{H}{n_{alt\,heat}}}{\left(\frac{H}{n_{alt\,heat}} + \frac{P}{n_{alt\,power}}\right)} \qquad f_p = \frac{\frac{H}{n_{alt\,power}}}{\left(\frac{H}{n_{alt\,heat}} + \frac{P}{n_{alt\,power}}\right)} \tag{1}$$

f_h: Allocation factor for heat, f_n: Allocation factor for

power

$n_{alt\,heat}$: Heat production efficiencies of producing thermal energy via an alternative plant

$n_{alt\,power}$: Power generation efficiencies of producing power energy via an alternative plant

H: Heat production

P: Power generation

Source: Allocation of GHG Emissions from a Combined Heat and Power(CHP) Plant. 2006. http://www.ghgprotocol.org

Power Bonus Method에서는 CHP에서 생산된 전기에 분배된 1차 에너지가 대체설비에서 생산에 사용된 에너지와 같아지며, 대부분 열병합발전소에서 생산된 전기를 대체하게 된다. 지역난방 열에 대한 1차 에너지 계수는 식 (2)와 같이 계산되며, 열에 대한 분배 비율은 식 (3)에 의해 계산된다.

$$f_{p,DH} = \frac{\sum_i Q_{F,i} \cdot f_{P,F,i} - W_{CHP} \cdot f_{P,alt}}{\sum_j Q_{c,j}} \quad (2)$$

$f_{p,DH}$: Primary energy factor for the district heating system

$f_{P,F,i}$: Primary energy factor of the i-th fuel or final energy input

$f_{P,alt}$: Primary energy factor of replaced electrical power

$Q_{c,j}$: Sum of the heat energy consumption

W_{CHP}: Power generation of CHP plants

$Q_{F,i}$: Fuel input to the heating plants and to the CHP plant of the i-th fuel

Source: Euroheat & Power. 2006. ECO HEAT COOL WORK package 3, Guidelines for assessing the efficiency of district heating and cooling system.

$$A_{heat} = \frac{f_{p,DH} \cdot Q_{c,j}}{Q_{1(tot)}}, \quad A_{power} = 1 - A_{heat} \quad (3)$$

Source: Magnhild K. 2011. Analysis on methods and the influence of different system data when calculating primary energy factors for heat from district heating systems.

할당방법론에 따라 산업단지를 포함한 배출권거래제 대상 23개 집단에너지의 전력생산에 따른 온실가스 집약도는 Power Bonus Method의 경우 0.44 tonCO$_2$e/MWh이며, Alternative Generation Method의 경우 0.43 tonCO$_2$e/MWh로 분석되었다. 특히 LNG연료를 주로 사용하는 지역냉난방 사업자의 경우, 0.35 ~0.40 tonCO$_2$e/MWh으로 가스복합 발전소보다 약간 높거나 유사하게 나타났다. 집단에너지 외의 다른 발전시설의 온실가

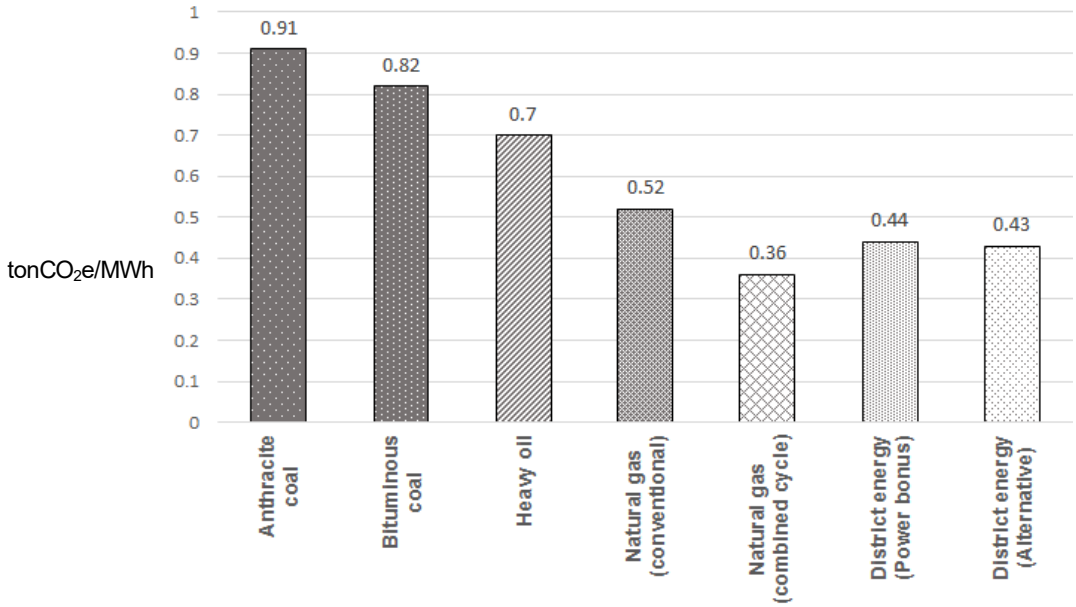

Fig. 1. Carbon intensity by energy sources of power plants and district energy.

스 집약도는 직접 분석하기에 데이터에 한계가 있어 기존의 문헌자료를 인용하였다(Cho *et al.*, 2010).

3.2.2 집단에너지 온실가스 한계저감비용 분석

온실가스 한계저감비용(Marginal Abatement Cost)은 온실가스를 한 단위 더 감축하는데 필요한 비용으로, 집단에너지 관련 기술의 한계저감비용을 구하기 위해서 국제에너지기구(International Energy Agency)에서 ETSAP(Energy Technology Systems Analysis Program)의 일부로 개발된 감축수단별 감축 잠재량과 감축비용을 분석하고, 감축비용 측면에서 감축수단을 상호 비교하는데 유리한 상향식(Bottom-up)의 TIMES 분석 모형을 사용하였다. 발전부문과 지역난방 부문에서 온실가스 감축수단을 도입할 구체적인 계획이나 자료가 없기 때문에, 온실가스 감축수단 도입에 관한 시나리오를 설정하였고, 설정한 시나리오상의 온실가스 감축 수단은 고효율 발전기술 도입, 이산화탄소 포집 및 저장시설 도입, 신재생에너지발전 확대, 열병합발전 확대, 지역난방부문 배열손실 축소 등 기술적으로 도입 가능한 기술들을 우선 고려하였다.

온실가스 감축 시나리오의 감축수단별 비용은 Table 4와 같이 감축수단별로 가정하여 분석모형에 반영하였는데, 감축수단별 비용에 관한 자료가 이용 가능한 경우에는 조사된 비용자료를 사용하였으며, 그렇지 않은 경우 에너지경제연구원의 전문가 자문을 반영하여 비용을 가정하였다.

집단에너지의 열병합발전 확대 시나리오를 기준안의 온실

Table 3. Scenario assumption by GHG emission reduction technologies in power & district energy sector

Technologies	Scenario assumption
Ultra-Supercritical (USC) generation	· Introduce USC generation as 1% of total coal (bituminous)-fired power plant capacity in 2020. Extra construction of USC generation plants in addition to base scenario which assumes all of newly constructed coal (bituminous)-fired power plant.
Carbon Capture and Storage (CCS)	· Introduce CCS as 2.9% of total coal (bituminous)-fired power plant capacity in 2020. It was assumed 2,200 kilotons of greenhouse gas would be captured in the power sector.
Expansion of renewable energy power generation	· Introduce extra photovoltaic power and windmill power generation 10% of base scenario in 2020. As the renewable energy power generation has been increasing rapidly, additional construction was assumed.
Expansion of CHP plants	· Expand power generation by CHP plants additionally in 2020. It was assumed switched 1% of electricity generation from conventional power plants to CHP plants.
Reduction of heat loss during distribution	· The heat loss during hot water distribution in district heating is 10% now. It was assumed that the heat loss would be reduced by 5% in 2020.

Table 4. Cost assumption by GHG emission reduction technologies in power & district energy sector

Technologies	Cost assumption
Ultra-Supercritical (USC) generation	· Investment costs of USC generation are 38% more expensive than coal (bituminous) fired power plant.
Carbon Capture and Storage (CCS)	· Investment costs are 3 times more expensive than coal (bituminous) fired power plant and fixed costs are 60%.
Expansion of renewable energy power generation	· Photovoltaic power generation: Compare to coal (bituminous) fired power plant, investment costs are 490% and fixed costs are −50%. · Windmill power: Compare to coal (bituminous) fired power plant, investment costs are 82% and fixed costs are −54%. We assumed operation costs of both of power generation were none.
Expansion of CHP plants	· Compare to coal (bituminous) fired power plant, Investment costs are 21% and fixed costs are −83%.
Reduction of heat loss during distribution	· We assumed the cost for reduction of heat loss in distribution pipe as 0.1% of ($75 per Gcal) heat price for residential use.

가스 배출량 및 비용과 비교하였으며, 이때 기준안은 정부의 제2차 에너지기본계획을 적용한 에너지 수요 전망과 전원별 전력공급 비중을 기초로 하여 산출하였다. 온실가스 한계저감비용($/tCO$_2$e)은 기준안의 비용과 온실가스 배출량을 시나리오와 비교하여 비용의 변화를 온실가스 배출량의 변화로 나눈 값으로 분석결과는 Fig. 2에 나타내었다. '이산화탄소포집 및 저장' 수단이 온실가스 1톤당 $1,120으로 가장 많은 감축비용이 소요되고, '지역난방 배관손실율 감소'와 '열병합발전 확대'는 온실가스 1톤당 각각 −$136과 −$134로 음(−)의 감축비용이 소요되는 것으로 분석되었는데, 한계저감비용이 음(−)의 값을 나타내는 것의 의미는 이 감축수단을 도입할 경우 추가적인 감축비용이 소요되는 것이 아니라, 경제적인 수익을 창출할 수 있음을 의미한다.

따라서, 열병합발전은 비용 효과적인 온실가스 감축 수단일 뿐만 아니라, 온실가스 감축비용이 음(−)의 수준이라는 점에서 온실가스 감축의 규제 대상으로 설정하기보다는 국가적인 차원에서 보급을 촉진시켜야 하는 온실가스 감축수단으로 활용하는 것이 바람직할 것으로 사료된다.

3.3 집단에너지 온실가스 감축잠재량 분석

열병합발전은 에너지 생산에 있어 연료 투입을 통해 열과 전력을 동시에 생산하는 에너지생산 방식 및 기술을 말한다. 따라서, 열병합을 이용한 집단에너지 사업의 온실가스 감축잠재량을 산정하기 위해서는 열병합발전에서 생산한 열과 전력과 동일량의 에너지를 개별 에너지공급방식(Separate Heat & Power; SHP)으로 생산하는 대안 기술에서 발생되는 온실가스 배출량을 산출하여 열병합발전에서 동시에 생산할 경우의 온실가스 배출량과 비교하여 온실가스 감축효과를 산출하는 것이 국제적으로 사용되는 보편 타당한 방법인데, 이 방식은 열은 보일러로, 전력은 발전 전용플랜트로부터 생산된 전력을 계통으로부터 공급받는 방식을 말한다.

집단에너지에서 생산된 열과 전력 실적을 기준으로 동일한 에너지를 우리나라 실정에 맞게 열은 개별난방(산업단지의 경우 산업용 보일러)에서 전력은 화력발전소에서 생산했을 경우를 가정하였고, 지역냉난방 부문과 산업단지 부문의 다른 사업특성을 고려하여 각각 구분하여 감축잠재량을 산정하였다.

3.3.1 지역냉난방 부문 온실가스 감축잠재량 분석

지역냉난방 부문 감축잠재량 산정을 위해 지역냉난방사업자의 열생산에 대한 대체설비인 개별 난방설비의 열 생산량은 (지역냉난방 열생산량 × (1−지역난방손실률))로 계산하였으며, 전력생산에 대한 대체설비인 화력발전의 전력 생산량은 (지역냉난방 전력 생산량 × (1−송변전손실률))로 산출하였다. 이때 지역난방열 수송에 따른 열 손실은 열수송관을 이용하여 장거리까지 열공급을 하는 지역냉난방의 특성을 고려하여 한국지역난방공사 통계치인 10%로, 송변전손실률은 한국

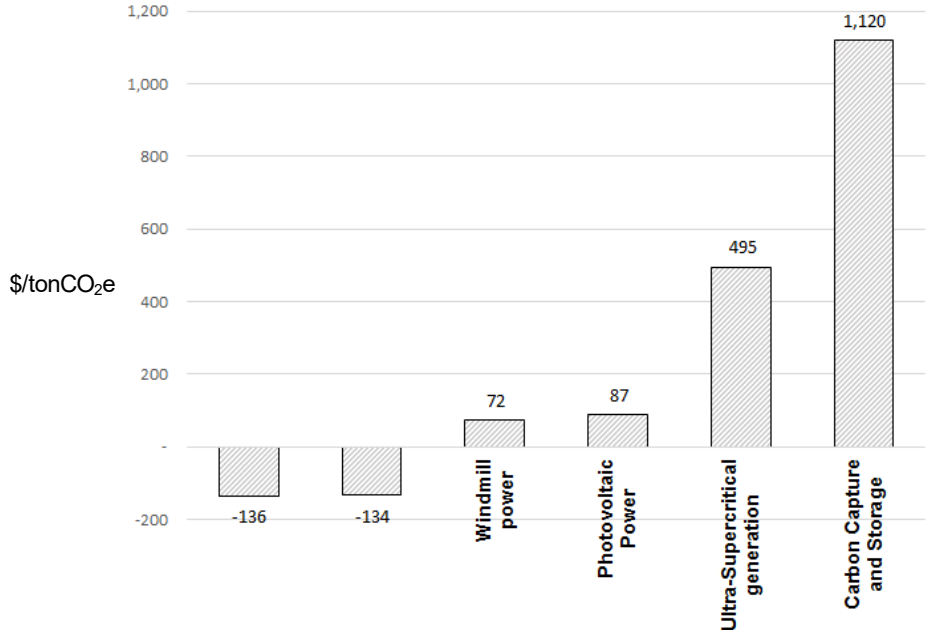

Fig. 2. Greenhouse gas marginal abatement costs by emission reduction technologies.

Table 5. Assumption criteria by type of installation

Type of installation			Efficiency of installation (%)	Fuel (%)
District energy			Actual GHG emission data	
Separate heat & power	Power generation	Fuel mixed	43.1	Coal (67), Heavy oil (4), Natural gas (29)
		Gas fired	49.1	Natural gas (100)
	Individual boiler for residential use		85.0	Natural gas (100)

Table 6. GHG reduction potential in district energy for residential and commercial use by each scenario

Type of installation	GHG reduction potential (%)
Power generation (fuel mixed) & individual heating for residential use	41.8
Power generation (gas fired) & individual heating for residential use	12.1

전력통계 자료인 1.59%로 적용하였다.

개별난방설비의 연료사용량 산출을 위한 개별난방 보일러의 열 생산 효율은 85%로 가정하였으며 사용연료는 가정용 개별보일러에서 주로 사용하고 있는 천연가스를 기준으로 하였다. 화력발전의 전력생산량에 대한 연료사용량 산출을 위한 발전 효율은 한국전력통계 자료에 있는 국내 발전원별 가중평균값인 연료 Mix와 가스발전의 두 가지 시나리오로 나누어 각각 43.1%와 49.1%를 적용하여 산출하였고, 각각 산출된 연료량에 IPCC 배출계수를 적용하여 온실가스 배출량을 산출하였다. 2011년부터 2014년 실적을 활용하여 산출한 결과, 연평균 연료 Mix의 경우 41.8%, 가스발전의 경우 12.1%의 온실가스 감축잠재량이 있는 것으로 분석되었다.

3.3.2 산업단지 부문 온실가스 감축잠재량 분석

산업단지 부문 감축잠재량 산정을 위해 산업단지 사업자의 열생산에 대한 대체설비인 산업용보일러의 열 생산량은 (산업단지 집단에너지 열생산량 × (1−손실률))로 계산하였으며, 전력생산에 대한 대체설비인 화력발전의 전력 생산량은 (산업단지 집단에너지 전력 생산량 × (1−송변전손실률))로 산출하였다. 이때 손실률은 산업단지 사업자의 경우, 지역냉난방 사업자와 달리 인접거리에 수요처가 위치하므로, 열수송에 따른 이송거리가 짧아 열손실을 0으로 적용하였고, 송변전손실률은 지역냉난방사업자와 같이 한국전력통계 자료인 1.59%로 적용하였다.

산업단지 사업자의 주요 연료가 석탄이므로 전력에 대한 대체설비로는 석탄 화력 발전소만을 고려하였으며, 연료사용량 계산을 위한 효율은 석탄화력발전 통계치인 38.9%를 적용하였다. 열생산에 대한 대체설비인 산업용 보일러의 사용연료 비율은 통계청자료(산업부문 보일러 업종별 에너지원별 에너지 사용량, 2015)를 이용하였고, 연료사용량 계산을 위한 산업용 보일러 효율은 Technology Brief I01 Industrial Combustion Boilers IEA ETSAP, May(2010) 자료를 사용하여 연료종류별 비율에 따른 가중평균 효율을 적용하였다. 온실가스 배출량은 산출된 연료사용량에 IPCC 배출계수를 적용하여 산출하였다.

2011년부터 2014년까지의 실적을 적용하여 산출한 결과, 연평균 약 10.1%의 온실가스 감축 잠재량이 있는 것으로 분석되었는데, 이는 지역냉난방 부문의 온실가스 감축 잠재량이 12.1~41.8%인 것에 비하면 낮은 값으로 이는 전력부분 대체에서 감축잠재량이 효율차이에 의해 높게 나타나는데, 산업단지 사업자의 경우 전력보다는 열을 주로 생산하고, 사용연료

Table 7. Assumption criteria by type of installation

Type of installation	Efficiency of installation (%)	Fuel (%)
District energy	Actual GHG emission data	
Power generation	38.9	Coal (100)
Individual boiler for industrial use	76.0	Coal (37), Heavy oil (25), Natural Gas (37)

Table 8. GHG reduction potential in district energy for industrial use

Type of installation	GHG reduction potential (%)
Power generation (coal) & individual heating for industrial use	10.1

또한 석탄을 주로 사용하기 때문으로 분석된다.

4. 결 론

집단에너지의 국가 온실가스 감축 기여도 분석을 위하여 전원별 온실가스 집약도, 집단에너지 온실가스 한계저감비용, 온실가스 감축잠재량을 분석한 결과, 집단에너지용 열병합발전은 타전원에 비하여 온실가스 집약도가 낮은 것으로 분석되었으며, 온실가스 한계저감비용이 음(−)의 값으로 도출된 점에서 지역난방용 열병합발전 확대는 비용효과적인 온실가스 감축수단이면서 국가적인 수준에서 온실가스 감축에 기여할 수 있으며, 사회적 온실가스 감축비용을 감축시킬 수 있는 잠재력을 가지고 있는 것으로 확인되었다. 또한 2011년부터 2014년까지의 집단에너지 부문의 실제 온실가스 배출량과 동일한 에너지를 대체설비인 화력발전 및 개별난방 방식(산업단지의 경우 산업용 보일러)으로 생산할 경우의 온실가스 예상 배출량을 산정하여 비교한 결과, 집단에너지 부문의 온실가스 감축 잠재량은 연평균 10.1~41.8%로 나타났다. 포스트 2020 기후변화협약에 따른 세계적 움직임에 대응하기 위한 수단으로 집단에너지용 열병합발전은 온실가스 배출량 감축을 위한 경제적이고 효과적인 에너지원이 될 수 있음을 확인할 수 있었다. 따라서, 열병합발전은 온실가스 감축의 규제 대상으로 설정하기 보다는 국가적인 차원에서 보급을 촉진시켜야 하는 온실가스 감축수단으로 활용하는 것이 바람직할 것으로 사료된다.

REFERENCES

Allocation of GHG Emissions from a Combined Heat and Power(CHP) Plant. 2006. http://www.ghgprotocol.org

Bae SH. 2015. Greenhouse gas reduction goal, 37% reduction from BAU. Electric Power 9(7):42-43 (in Korean with English abstract).

Cho BO, Kim SJ, Kim JS. 2010. An analysis on contribution to the GHG emission reduction and the economic effect of Korean nuclear power plants. Journal of Energy Engineering 19(4):203-214 (in Korean with English abstract).

Espagne E. 2016. Climate finance at COP21 and after: Lessons learnt. Research and Expertise on the World Economy, Policy Brief 9.

Korhonen J. 2001. A material and energy flow model for co-production of heat and power. Journal of Cleaner Production 6.

Korea Ministry of Trade, Industry & Energy. 2014. Korea energy master plan.

Korea Electro-technology Research Institute. 2014. Energy census.

Korea Energy Agency. 2011~2015. District energy statics.

Korea Ministry of Environment. 2015 National GHG emission statics.

Korea Electric Power Corporation. 2015. Statistic of electric power in Korea.

IEA ETSAP. 2010. Technology brief I01 industrial combustion boilers.

Euroheat & Power. 2006. ECO HEAT COOL WORK package 3, Guidelines for assessing the efficiency of district heating and cooling system.

Magnhild K. 2011. Analysis on methods and the influence of different system data when calculating primary energy factors for heat from district heating systems. Norwegian University of Science and Technology pp 58-59.

Park SW. 2016. Post-2020 climate regime and Paris agreement. Environment Law and Policy 16:285-322 (in Korean with English abstract).

Klaassen RE, Patel MK. 2013. District heating in the Netherlands today: A techno-economic assessment for NGCC-CHP(Natural Gas Combined Cycle combined heat and power). Energy 54:63-73.

SP Technical Research Institute of Sweden, Korea District Heating Technology Research Institute, SINTEF Energy Research, Norway. 2011. The potential for increased primary energy efficiency and reduced CO_2 emissions by district heating and cooling. International Energy Agency-District Heating and Cooling 29.

UNFCCC. 2015. Adoption of the paris agreement. cp/2015/l.9/Rev.1.

U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Plant Partnership. 2015. Fuel and carbon dioxide emissions savings calculation methodology for combined heat and power system.