

B-C유 화력발전소 보일러의 Non-CO₂ 온실가스 배출계수 개발 연구

Development of Non-CO₂ Greenhouse Gas Emission Factors for the B-C Oil Fired Boiler Power Plants

이시형 · 김진수¹⁾ · 김옥현 · 이정우 · 이성호 · 전의찬*
세종대학교 지구환경과학과, ¹⁾우암코퍼레이션 에너지환경사업부
(2010년 7월 17일 접수, 2010년 8월 2일 수정, 2010년 12월 1일 채택)

Seehyung Lee, Jinsu Kim¹⁾, Ok Hun Kim, Jeongwoo Lee,
Seongho Lee and Eui-Chan Jeon*
Department of Earth and Environmental Sciences, Sejong University
¹⁾*Environment Energy Department, WOOAM Cooperation*
(Received 17 July 2010, revised 2 August 2010, accepted 1 December 2010)

Abstract

The power plants are one of the GHG major source among the sectors of fossil fuel combustion, therefore information of its emission factors is very essential to the establishing control strategies for the greenhouse gas emissions. The CH₄ and N₂O concentration from power plants were measured using GC-FID and GC-ECD. The results showed that CH₄ emission factor was 0.33 kg/TJ and N₂O emission factor was 0.88 kg/TJ. The CH₄ and N₂O emission factors developed in this study were compared with those for IPCC default value and other countries emission factors. The results showed that CH₄ emission factor was lower than IPCC default value and Finnish emission factor, but higher than Japanese emission factor. N₂O emission factor was higher Japanese emission factor and IPCC default emission factor however lower than Finnish emission factor. More research is needed on our own emission factors of various energy-consuming facilities in order to stand on a higher position in international negotiations regarding the treaties on climate changes.

Key words : Greenhouse gas, B-C oil, Emission factor, Non-CO₂, Power plant

1. 서 론

현재 국제적 최대 관심사인 온실가스에 의한 기후

변화문제는 전 지구적인 참여가 요구되는 사항인 만큼 세계 각국은 상호간의 협력을 위해 노력하고 있다. 이러한 노력의 일환으로 지난 1992년 6월 유엔 환경개발회의에서는 세계가 공동으로 대기 중의 온실가스 농도를 안정화시키는 것을 목적으로 한 '유엔 기후변화협약(United Nations Framework Convention

*Corresponding author.
Tel : +82-(0)2-3408-3968, E-mail : ecjeon@sejong.ac.kr

on Climate Change, UNFCCC)’을 체결하였다. 이후 1997년 제3차 당사국총회를 통해 ‘교토의정서(Kyoto Protocol)’를 채택함으로써 선진국(Annex 1 countries)의 온실가스 감축목표치와 이행방안을 구체적으로 명시하였다. 이에 우리나라는 2008년 ‘저탄소 녹색성장’을 새로운 국가 비전으로 수립하였으며, 2009년에는 2020년까지 온실가스 배출량을 기준 성장 시나리오(Business As Usual, BAU) 전망치 대비 30% 감축안을 제시하였다(GGK, 2009).

국내·외 환경 패러다임 변화에 발맞추어 세계 각국은 이미 다양한 방식의 기후변화 대응전략을 수립하고 추진하고 있다. 이러한 대응전략에 있어 가장 기본적인 것은 바로 국가 온실가스 배출량 인벤토리 구축이다. 온실가스 감축을 위한 관리방안을 모색하기 위해서는 온실가스의 배출량과 배출원을 정확히 파악하는 것이 중요하며, 이를 통해 배출량 저감을 위한 구체적인 전략 수립이 가능하다(KEPCO KEPRI, 2007; WRI/WBCSD, 2002).

이러한 현실에서 우리나라는 온실가스 인벤토리 작성의 기초 자료를 확보하기 위한 노력이 시급히 이루어져야 할 것이다. 온실가스 배출은 배출원의 종류, 연료의 종류 및 성상, 보일러의 형식, 방지시설의 종류, 부하율 등 여러 가지 고유 인자들의 영향을 받는다. 특히, Non-CO₂의 경우, Non-CO₂의 지구온난화지수(Global Warming Potential, GWP)는 CH₄은 21배, N₂O는 310배에 달하며, 연소 및 운전 조건, 기술적 요소, 그 이외에도 알려지지 않은 수많은 인자들에 의해 배출 특성이 변화하게 된다(IPCC, 2006; WRI/WBCSD, 2005; IPCC, 1996).

온실가스 인벤토리 작성의 기초 자료 확보를 통한 자국의 실정에 적합한 온실가스 배출계수의 개발은 보다 정확한 온실가스 배출량 추정 및 예측, 배출량 저감 계획의 수립 등에 중요한 기초 자료로 활용될 수 있다(Eom *et al.*, 2007). 이에 IPCC에서도 자국의 온실가스 배출량을 산정할 경우, 국가고유배출계수(country-specific or technology-specific emission factor)를 IPCC의 기본배출계수(default emission factor)보다 우선 적용할 것을 권장하고 있다(IPCC, 2006).

그럼에도 불구하고 현재 국내에서는 수행된 에너지 부문과 산업부문에서 국가고유배출계수 개발 연구는 대부분 CO₂에 한정되어 있으며, Non-CO₂와 관련한 연구는 거의 없는 실정이다(Jeon and Sa, 2010; Kim

et al., 2009; Yoon *et al.*, 2008; Jeon *et al.*, 2007; Song *et al.*, 2007; Jeon *et al.*, 2006). 이러한 국내 연구 자료의 부족으로 국내 온실가스 배출량 산정 시, IPCC에서 제시하고 있는 기본배출계수(default emission factor)를 그대로 사용하고 있는 실정이다.

2007년 기준 에너지부문의 온실가스 배출량이 국내 온실가스 총 배출량의 84.7% 정도를 차지하고 있으며, 발전부문은 이 중 약 36.8%를 차지하고 있기 때문에 향후 온실가스 감축 의무 부과 시 막대한 지장이 초래될 것으로 예상된다(MKE, 2009; Cho *et al.*, 2007). 그러나 이들 발전소에 대한 배출계수를 산정한 연구는 아직 부족한 실정이다. 따라서 본 연구에서는 국내 B-C유 화력발전소를 대상으로 국내 실정에 적합한 Non-CO₂ 국가고유배출계수를 산정하고자 하였다.

2. 실험방법

2.1 대상시설 선정

B-C유를 에너지원으로 사용하는 발전시설은 1994년 기준 전체 발전설비용량의 20% 정도였으며, 점차 감소하여 최근에는 7% 정도를 차지하고 있다. B-C유 발전 설비는 내연기관방식(디젤기관)과 외연기관방식(보일러)으로 구분할 수 있으며, Non-CO₂의 배출 특성은 연소 방식에 의해 달라질 수 있다. 이러한 특성을 고려하여, IPCC G/L에서는 보일러와 디젤기관의 Non-CO₂ 배출계수를 구분하여 제시하고 있다(IPCC, 2006). 따라서 본 연구에서는 B-C유를 에너지원으로 사용하는 총 6개 보일러 형식의 발전소 중 설비용량 및 연간 발전량 등을 고려하여, 5개 발전소를

Table 1. The status of electricity generation capacity for the B-C oil fired power plants investigated in this study. (2007. 1. 1~2007. 12. 31)

Power plant	Electric capacity (kW)	Gross generation (MWh)	Generation type
I	160,000	728,529	Boiler
II	200,000	1,079,397	Boiler
III	528,600	1,136,678	Boiler
IV	1,400,000	5,514,056	Boiler
V	1,800,000	5,481,527	Boiler

*KEPCO (2008)

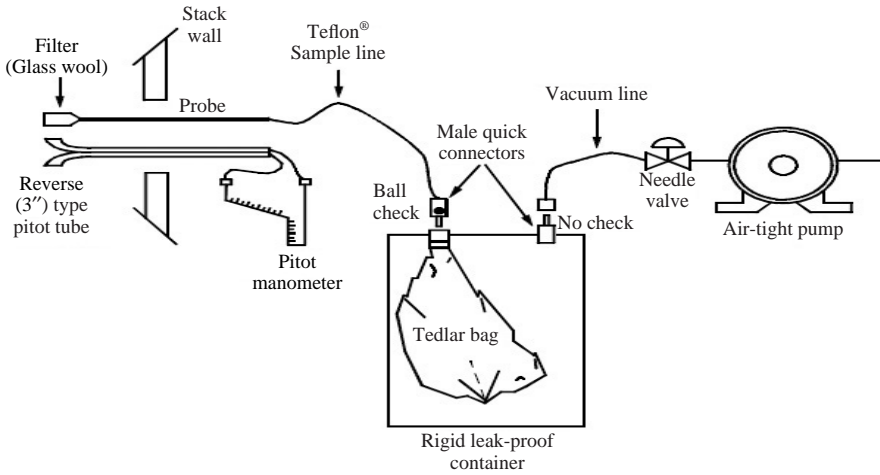


Fig. 1. Diagram of greenhouse gas sampling system.

배출계수 개발 대상 시설로 선정하였다. 본 연구의 대상 시설별 설비용량 및 연간 발전량 등의 정보를 표 1에 정리하였다. 대상 시설의 설비용량 분포는 160,000~1,800,000 kW로, 발전사별로 다소 큰 차이를 보이고 있는 것으로 조사되었다(KEPCO, 2008).

2.2 배기가스 시료채취 방법

본 연구에서는 배기가스 시료채취 시, 1L 용량의 Tedlar bag (SKC, US)을 사용하였으며, EPA Method 18 (US EPA, 2001)을 적용하였다. Non-CO₂ 배출은 발전출력에 의해 변화될 수 있기 때문에 ‘가동시’와 ‘정지시’를 제외하고, 발전출력이 최대로 유지될 때 시료채취를 실시하였다. 또한, 1시간 단위로 집계되는 연료사용량을 기준으로 평균 Non-CO₂ 배출 농도를 파악하기 위해, 1시간 동안 일정 간격으로 5번(00분, 15분, 30분, 45분, 00분) 시료채취를 실시하였다. 이때 시료채취과정의 오차를 줄이기 위해서, 매 시료채취 시 3개 시료를 연속적으로 채취하였으며, 배기가스 온도, 수분량, 유속, 압력, 기온 등을 함께 측정하였다(ME, 2004; Wight, 1994). 본 연구에서는 총 5개의 대상 발전소를 중심으로 가동 중인 발전 호기의 Stack에서 총 60개 시료(연속 채취시료는 1개 시료로 간주)를 채취하였다.

2.3 Non-CO₂ 농도 분석 방법

채취한 시료를 실험실에서 기체크로마토그래피

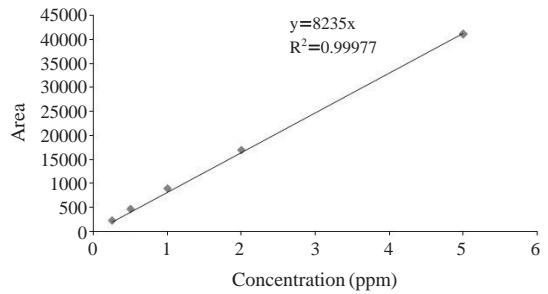


Fig. 2. Calibration slope of CH₄ standard gas.

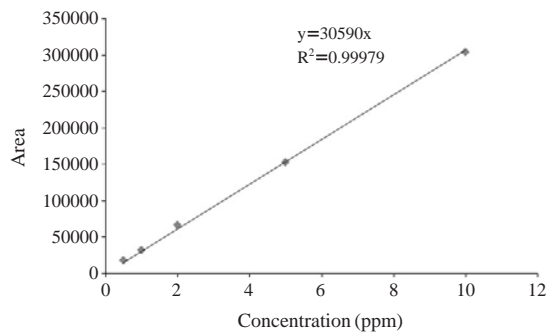


Fig. 3. Calibration slope of N₂O standard gas.

(Model CP-3800, Varian, USA)를 이용하여 분석하였으며, 이를 통해 배기가스에 함유된 Non-CO₂의 농도를 정량하였다. Detector는 FID, ECD를 연계하여, 각

각 CH₄와 N₂O를 분석에 활용하였다. 이때 1 m, 3 m 길이의 Porapak QX 80/100 mesh 컬럼 (Stainless steel, 3.175 mm 외경, Restek사 제작)을 사용하였으며, Injector, Oven, Detector의 온도는 각각 120, 70, 320°C로 유지하였다. Carrier 가스는 초고순도 질소(99.9999%)를 사용하였으며, 시료 주입 시에는 산소와 수분을 제거하기 위하여 Gas switching valve는 10 port, 6 port, 4 port를 사용하였다.

CH₄와 N₂O의 정량 분석을 위하여, 각각의 물질에 대한 검량선을 작성하였다. CH₄의 경우 0.25~5 µmol/mol 범위 내에서, N₂O의 경우 0.5~10 µmol/mol 범위 내에서 총 5개의 각각 다른 농도 시료를 제조하여 검량선 작성을 하였다. 그 결과, CH₄, N₂O 검량선의 R²값은 모두 0.9998로 우수한 상관성을 보였으며, 이를 각각 그림 2와 3에 제시하였다. 그리고 분석의 재현성을 확인하기 위해서, CH₄의 경우 농도 1.1 µmol/mol인 표준가스(RIGAS, KOREA)를 10회 반복적으로 분석하여 평가하였다. N₂O의 경우, 농도가 1.0 µmol/mol인 표준가스(RIGAS, KOREA)를 10회 반복적으로 분석하여 평가하였다. 재현성 분석에 대한 결과, CH₄는 상대표준오차(RSE) 0.19340%, N₂O의 경우에는 상대표준오차(RSE)가 0.57101%로 매우

우수한 재현성을 나타내었다.

2.4 수분량 측정 방법

배기가스에 함유된 수분량 측정은 수분량 채취장치(M-5, Astek Korea)와 전자저울(Ohaus adventurer, USA)을 사용하여 실시하였다. 시료채취 시, 수분이 시료채취관에서 응축될 수 있기 때문에 시료채취관에 열선을 설치하여, 시료채취관의 온도를 120°C 조건으로 유지하면서 수분을 채취하였다. 원통형 흡수병에 흡습제로 입상 무수염화칼슘(Duksan, Korea)을 일정량 채운 후, 시료채취관에 연결하여 수분을 채취하였다. 이때 채취한 가스량은 수분채취장치에 장착한 적산유량계로 소수 2자리까지 측정하였다(US EPA, 2001). 시료채취가 끝난 후, 흡수병의 마개를 닫고 채취 후 무게를 측정하였으며, 시료 채취 전후 흡수병의 무게 차이와 채취유량 및 가스 온도를 적용하여 배기가스 중 수분량을 계산하였다.

2.5 Non-CO₂ 배출계수 산정 방법

연료분석을 통해 신뢰도 높은 배출계수를 산정할 수 있는 CO₂와는 달리, Non-CO₂ 배출은 연소기술 및 관리 등 연소 조건에 따라 배출특성이 달라지기 때

Step 1 (Non-CO ₂ concentration)			
Item	Volume concentration	Mass concentration	Flow rate
Sub-item	A	B	C
Unit	ppm	kg/m ³	m ³ /hr
Calculation		A × (16 or 44 ÷ 22.4)	
Step 2 (Raw data)			
Item	Lower heating value	Fuel consumption	Electric power generation
Sub-item	D	E	F
Unit	TJ/ton	ton/hr	MWh
Calculation			
Step 3 (Non-CO ₂ emission)			
Item	Non-CO ₂ emission		
Sub-item	G		
Unit	kg CH ₄ /hr or kg N ₂ O/hr		
Calculation	B × C		
Step 4 (Non-CO ₂ emission factor)			
Item	Non-CO ₂ emission factor		
Sub-item	H	I	
Unit	kg CH ₄ /TJ or kg N ₂ O/TJ	kg CH ₄ /TJ or kg N ₂ O/MWh	
Calculation	G ÷ (D × E)	G ÷ F	

Fig. 4. The worksheet for development of Non-CO₂ emission factors.

문에 연료 분석을 바탕으로 산정한 배출계수를 대표 값으로 사용하기는 어렵다(Lee *et al.*, 2009; IPCC, 2006). 따라서 본 연구에서는 발전소 배기가스의 농도를 실측하여, Non-CO₂ 배출계수를 산정하였다. 본 연구에서 개발한 ‘농도 측정 배출계수 산정 Worksheet’는 총 4단계로 구성되어 있으며, 이는 그림 4에서 보는 것과 같다. 1단계에서는 실측한 Non-CO₂ 농도와 유량 등을 입력하고, 배출계수 산정을 위한 단위 전환을 실시한다. 2단계는 사용연료의 발열량 분석에 의한 연료의 발열량을 활용하여 소비연료에 대한 에너지 사용단위를 표준화하고 연료 소비량, 전력 생산량, 열 생산량을 입력한다. 3단계에서는 Non-CO₂ 배출량을 산정하고, 4단계에서는 배출계수를 산정한다.

3. 결과 및 고찰

3.1 Non-CO₂ 배출특성

표 2는 각 발전소별 Non-CO₂ 배출 측정 농도를 나타낸 것이다. 현장조사 시, 각 발전소의 가동 중인 호기를 대상으로 시료채취를 실시하였으며, 각 Stack의 측정공에서 평균 5개, 총 60개의 시료를 채취하였다.

표 2에서 보는 것과 같이, 발전소별 CH₄의 농도 분포는 0.59~1.57 ppm으로 측정되었으며, N₂O의 경우, 0.72~1.15 ppm으로 나타났다. 이는 단일 Stack에서는 유사하였으나, 발전소별로 가동 조건이 다르며, 발전량 대비 연료사용량, 배기가스 배출유량 등이 상이하기 때문인 것으로 판단된다. 따라서 시료채취 시간대별 각 발전소의 운전 조건, 연료 사용량, 배출 유량 등을 조사하였으며, 이를 활용하여 B-C유 보일러 화력발전소의 Non-CO₂ 배출계수를 산정하였다.

3.2 Non-CO₂ 배출계수 산정 결과

본 연구에서는 B-C유를 에너지원으로 사용하는 국

내 발전소의 Non-CO₂ 배출계수를 산정하기 위해, 현장조사 대상 시설로 5개의 발전소를 선정하였으며, 각 발전소의 B-C유 연료 분석 결과를 토대로 원소 함유량 및 발열량 등 에너지원 특성을 파악하였다. 그리고 Stack에서 채취한 배기가스 중 Non-CO₂ 농도를 분석하고, 시료채취 시간대별 연료소비량, TMS 배출유량, 발전량 등을 이용하여, 국내 B-C유 보일러 화력발전소의 Non-CO₂ 배출계수를 산정하였다.

최종 배출계수 개발 시, 보다 신뢰성 있는 평균값을 도출하기 위해, 2006 IPCC G/L에서 제시하고 있는 확률적 평균 추정방법을 사용하였다. 이를 위해 몬테카를로 시뮬레이션을 활용하였다. Non-CO₂ 배출 농도, TMS 배출유량, 연료소비량 등 Non-CO₂ 배출계수를 산정하는 데 있어서 필요한 요소들에 대한 각각의 확률밀도함수를 산정하여 5,000회 무작위 난수 분석을 수행하였다(그림 5, 6 참조).

그 결과 표 3에서 제시한 것과 같이, CH₄ 배출계수는 0.33 kg/TJ (0.23~0.54 kg/TJ)로 산정되었으며, 이는 2006 IPCC G/L의 1차 연료 기준(Tier 1 method) residual fuel의 CH₄ default emission factor인 3 kg/TJ의 1/10 수준이었다. 그러나 IPCC에서 제시하고 있는 ‘Residual fuel 화력발전소’의 technology-specific CH₄ emission factor보다는 1/5 정도 낮은 수준이었다. 또한, 일본의 ‘Heavy oils B and C type’을 사용하는 발전소의 배출계수인 0.1 kg/TJ보다는 3배 이상 큰 수준이었다. 이러한 차이는 CH₄의 배출이 연소기술에 의해 주도적으로 변화할 수 있다는 것을 보여주는 것으로, Country-specific 배출계수 또는 Technology-specific 배출계수를 구축해야 하는 근거가 되는 것으로 판단된다. 핀란드의 경우, ‘oil fired boiler’ 발전소를 용량에 따라 구분하여 배출계수를 제시하고 있다. 이러한 연구는 Non-CO₂ 배출이 시설의 규모에 따라서도 영향을 받을 수 있다는 것을 보여주는 것이

Table 2. Non-CO₂ concentration from stacks in the B-C oil fired power plants. (unit: ppm)

Target plants	CH ₄	N ₂ O	Remarks
Power plant I	0.93 (0.70~1.01)	1.15 (0.57~1.64)	Average of 15 samples
Power plant II	1.57 (1.37~1.93)	0.72 (0.47~0.92)	Average of 15 samples
Power plant III	1.38 (1.27~1.51)	0.94 (0.86~0.99)	Average of 10 samples
Power plant IV	0.59 (0.51~0.85)	1.03 (0.95~1.12)	Average of 10 samples
Power plant V	0.80 (0.64~1.02)	1.03 (0.63~1.20)	Average of 10 samples
Mean	1.05 (0.59~1.57)	0.97 (0.72~1.15)	Average of 60 samples
S.D.	0.41	0.16	Average of 60 samples

라고 판단된다.

본 연구에서 산정한 N₂O 배출계수는 0.88 kg/TJ (0.60~1.31 kg/TJ)이며, 이를 표 4에서 제시하였다. 이

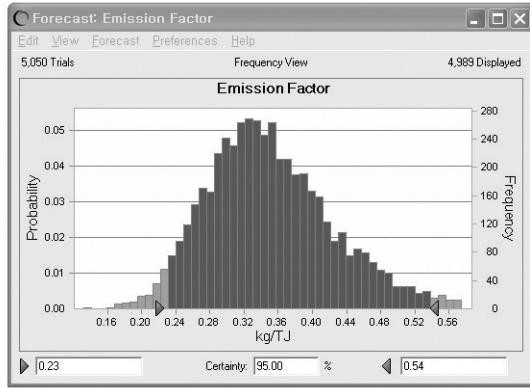


Fig. 5. The result of Monte Carlo simulation on CH₄ emission factor.

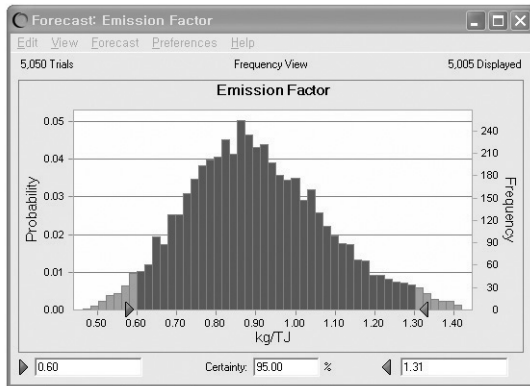


Fig. 6. The result of Monte Carlo simulation on N₂O emission factor.

같은 IPCC의 1차 연료 기준(Tier 1 method) residual fuel의 N₂O default emission factor인 0.6 kg/TJ보다 32% 높은 수준이었다. 또한, IPCC의 ‘residual fuel 화력발전소’의 technology-specific N₂O emission factor 보다는 약 66% 높은 수준이었다. 일본의 경우에는 ‘Heavy oils B and C type’을 사용하는 발전소의 N₂O 배출계수를 산정하기 위해 10개 발전소를 대상으로 조사를 실시하였으며, 각 발전소의 평균값인 0.21 kg/TJ를 Country-specific 배출계수로 사용하고 있다. 이는 본 연구의 N₂O 배출계수의 1/4 정도 수준이었다. 핀란드는 N₂O 배출계수를 시설 용량별로 세분화하여 제시하고 있으며, 본 연구의 대상 시설의 설비용량 기준과 부합하는 50MW 이상 발전소의 배출계수는 1 kg/TJ로, 본 연구의 배출계수보다 12% 정도 높은 수준이었다.

3. 3 Non-CO₂ 배출량 비교

본 연구에서 개발한 Non-CO₂ 배출계수를 활용하여, 국내 온실가스 감축 기준년도인 2005년부터 2009년까지 국내 B-C유 보일러 화력발전소의 온실가스 배출량을 산정하였다. 또한, 배출량 산정 결과의 비교·분석을 위해, 2006 IPCC G/L에서 제시하고 있는 ‘연료(residual fuel) 기준 기본배출계수(default emission factor)’와 ‘기술(residual fuel을 사용하는 화력발전소) 기준 technology-specific 배출계수’를 사용하여 배출량을 산정하였다. 활동도 데이터는 한국전력통계연보(KEPCO, 2010)를 통해 확보하였으며, 산출된 배출량을 표 5와 6에 제시하였다.

2009년 CH₄ 배출량을 살펴보면, 본 연구의 배출계수를 사용한 경우, 822 kgCO₂eq로 IPCC의 연료 기준 기본배출계수를 사용한 배출량의 약 10% 수준인 것으로 조사되었다. 또한 IPCC의 technology-specific

Table 3. CH₄ emission factors of B-C oil fired power plant in this study.

	Fuel type	Combustion technique/ Capacity	Emission factor (kg/TJ)	Remarks
This study	B-C oil	Tangential firing	0.33 (0.23~0.54)	Average of 5 facilities
2006 IPCC G/L ¹⁾	Residual fuel oil	Tangential firing	0.8	
2006 IPCC G/L ¹⁾	Residual fuel oil	-	3 (1~10)	
FINLAND NIR ²⁾	Residual fuel oil	Oil fired boiler/> 1 MW	1	
	Residual fuel oil	Oil fired boiler/< 1 MW	5	
Japan NIR ⁴⁾	Heavy oils B and C	Boiler	0.1	Average of 9 facilities

¹⁾IPCC (2006); ²⁾Statistics Finland (2007); ³⁾Greenhouse Gas Inventory Office of Japan (2007)

Table 4. N₂O emission factors of B-C oil fired power plant in this study.

	Fuel type	Combustion technique/ Capacity	Emission factor (kg/TJ)	Remarks
This study	B-C	Tangential firing	0.88 (0.60~1.31)	Average of 5 facilities
2006 IPCC G/L ¹⁾	Residual fuel oil	Tangential firing	0.3	
2006 IPCC G/L ¹⁾	Residual fuel oil	-	0.6(0.2~2)	
FINLAND NIR ²⁾	Residual fuel oil	Oil fired boiler/> 50 MW	1	
	Residual fuel oil	Oil fired boiler/< 50 MW	3	
Japan NIR ³⁾	Heavy oils B and C	Boiler	0.21	Average of 10 facilities

¹⁾IPCC (2006); ²⁾Statistics Finland (2007); ³⁾Greenhouse Gas Inventory Office of Japan (2007)

Table 5. The comparison of CH₄ emissions estimated by different emission factors.

Year	B-C consumption ¹⁾ (kL)	Emission estimated by 2006 IPCC EF (kgCO ₂ eq)		Emission estimated by this study's EF (kgCO ₂ eq)
		Based on fuel type	Based on technique type	
2005	3,578,026	9,079	2,421	999
2006	3,547,138	9,000	2,400	990
2007	3,899,079	9,893	2,638	1,088
2008	2,034,572	5,162	1,377	568
2009	2,943,672	7,469	1,992	822
		1,610*	429*	177*

*: Emission mitigation based on 2005 emission; ¹⁾ KEPCO (2010)

Table 6. The comparison of N₂O emissions estimated by different emission factors.

Year	B-C consumption ¹⁾ (kL)	Emission from using 2006 IPCC EF (kgCO ₂ eq)		Emission from using this study EF (kgCO ₂ eq)
		Based on fuel type	Based on technique type	
2005	3,578,026	26,804	13,402	39,312
2006	3,547,138	26,572	13,286	38,972
2007	3,899,079	29,209	14,604	42,839
2008	2,034,572	15,241	7,621	22,354
2009	2,943,672	22,051	11,026	32,342
		4,753*	2,376*	6,970*

*: Emission mitigation based on 2005 emission; ¹⁾ KEPCO (2010)

배출계수를 사용한 배출량의 약 41% 수준인 것으로 조사되었다. 그러나 온실가스 저감 측면에서 보면, 국내 온실가스 저감 기준년도인 2005년의 배출량 대비 온실가스 감축량은 본 연구의 배출계수를 사용할 경우 177 kgCO₂eq으로 가장 낮은 것으로 나타났다.

2009년 N₂O 배출량의 경우, 본 연구의 배출계수를 사용한 경우, 32,342 kgCO₂eq로 가장 높은 것으로 나타났다. 온실가스 저감 측면에서는 6,970 kgCO₂eq로 가장 높은 것으로 조사되었다.

따라서 온실가스 감축 전략 수립 초기 단계에서부

터 신뢰성 있는 데이터를 바탕으로 한 국가 온실가스 배출계수를 사용하여, 각 부분별 배출량의 비교·분석을 실시하고 저감 우선순위 및 감축량 예상 등을 결정하여야 할 것이다.

4. 결 론

본 연구에서는 우리나라 온실가스 배출량의 84%를 차지하고 있는 에너지부문 중에서 B-C유를 에너

지원으로 사용하는 B-C유 보일러 화력발전소를 대상으로 Non-CO₂ 배출계수를 개발하였다. 배출계수를 개발하기 위해서, 발전소에서 사용하는 에너지원의 연료 분석과 stack에서 Non-CO₂ 배출농도에 대한 분석을 실시하였으며, 분석 결과를 활용하여 CH₄, N₂O 온실가스의 배출계수를 산정하였다.

배기가스 중 Non-CO₂ 농도를 분석한 결과, 대상 시설의 CH₄와 N₂O의 평균 배출농도는 약 1.05 ppm과 0.97 ppm으로 측정되었다. 신뢰성 있는 Non-CO₂ 배출계수를 도출하기 위해, 2006 IPCC G/L에서 제시하고 있는 몬테카를로 시뮬레이션에 의한 확률적 평균 추정방법을 사용하였으며, CH₄와 N₂O의 배출계수는 0.33 kg/TJ과 0.88 kg/TJ로 산정되었다.

본 연구의 CH₄ 배출계수의 경우, 2006 IPCC G/L의 1차 연료 기준(Tier 1 method) residual fuel의 CH₄ default emission factor인 3 kg/TJ의 1/10 수준이었다. 또한, IPCC에서 제시하고 있는 'residual fuel 화력발전소'의 technology-specific CH₄ emission factor보다는 1/5 정도 낮은 수준이었다. 그리고 일본의 'Heavy oils B and C type'을 사용하는 발전소 배출계수의 약 1/3 수준이었다. 본 연구의 N₂O 배출계수는 IPCC의 1차 연료 기준(Tier 1 method) residual fuel의 N₂O default emission factor인 0.6 kg/TJ보다 32% 높은 수준이었다. IPCC의 'residual fuel 화력발전소'의 technology-specific N₂O emission factor보다는 약 66% 높은 수준이었으며, 일본의 N₂O 배출계수보다는 약 4 배 정도 높은 수준이었다. 핀란드의 N₂O 배출계수는 약 12% 높은 수준이었다. 이러한 Non-CO₂ 배출계수의 차이는 Non-CO₂ 배출이 연료의 특성, 연소기술, 설비용량 등에 의한 것으로 판단된다.

또한, 2006 IPCC에서 제시한 배출계수(Based on Fuel and Technique)와 본 연구결과에서 산정된 배출계수를 사용하여, 2005~2009년의 CH₄ 및 N₂O 배출량을 산정하여 비교하였다. 그 결과, IPCC 배출계수를 사용할 경우, 국내 기술 실정을 제대로 반영하지 못할 수 있으며, 이로 인해 국내 온실가스 저감 우선순위 및 감축량 도출에 영향을 미칠 수 있을 것으로 판단된다.

따라서 보다 정확한 온실가스 배출량을 산정하고 이를 바탕으로 한 신뢰도 높은 온실가스 감축 목표 수립하기 위해서는 다양한 연료와 에너지 소비 시설을 대상으로 한 Country-specific 배출계수 또는 Tech-

nology-specific 배출계수를 개발하는 연구가 계속되어야 할 것으로 판단된다.

감사의 글

이 논문은 2008년도 세종대학교 교내연구비 지원에 의한 논문입니다.

본 연구는 2010년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지 기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No. 20100092).

참고 문헌

- Cho, Y.-S. and Y.D. Jo (2007) Factor analysis of greenhouse gas emissions in the electricity sector, *Life Science and Natural Resources Research*, 13, 137-148.
- Eom, Y.S., J.H. Hong, J.S. Kim, D.G. Kim, S.B. Lee, H.D. Song, and S.-H. Lee (2007) An estimation of plant specific emission factors for CO₂ in iron and steel industry, *J. Korean Soc. Atmos. Environ.*, 23(1), 50-63.
- Green Growth Korea (2009) The National Strategy of Green Growth (2009~2013).
- Greenhouse Gas Inventory Office of Japan (2007) National Inventory Report of Japan.
- IPCC (1996) Revised 1996 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories.
- IPCC (2006) 2006 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories.
- Jeon, E.-C. and J.-W. Sa (2010) Development of CO₂ emission factor by fuel and CO₂ analysis at sub-bituminous fired power plant, *KSEH*, 36(2), 128-135.
- Jeon, E.-C., J.-W. Sa, S.-H. Lee, J.-H. Jeong, K.-H. Kim, and W.-S. Bae (2006) Development of emission factors for greenhouse gas (CO₂) from bituminous coal fired power plants, *J. Korean Soc. Atmos. Environ.*, 22(1), 107-116. (in Korean with English abstract)
- Jeon, E.-C., S.-J. Myeong, J.-H. Jeong, S.-H. Lee, J.-W. Sa, G.-H. Roh, K.-H. Kim, and W.-S. Bae (2007) Development of emission factors for greenhouse gas (CO₂) from anthracite fired power plants in Korea, *J. Korean Soc. Atmos. Environ.*, 23(4), 440-448. (in Korean with English abstract)
- KEPCO KEPRI (2007) A Study on Establishing the Integrated

- Research Infrastructure of GHG Statistics in Power Generation Corporation.
- Kim, J.-S., S.H. Lee, S.-J. Myeong, J.-H. Jeong, S.-H. Lee, K.-H. Kim, W.-S. Bae, and E.-C. Jeon (2009) Development of greenhouse gas emission factor of B-C oil fired power plants in Korea, *KSEIA*, 18(2), 69-78.
- Korea Electric Power Corporation (2008) Statistics of electric in Korea.
- Korea Electric Power Corporation (2010) Statistics of electric in Korea.
- Lee, S.-H., J.-S. Kim, K.-H. Kim, S.-H. Lee, J.-W. Sa, K.-H. Kim, and E.-C. Jeon (2009) Development of greenhouse gas (CH₄ and N₂O) emission factors for anthracite fired power plants in Korea, *J. Korean Soc. Atmos. Environ.*, 25(6), 562-570. (in Korean with English abstract)
- Ministry of Environment (2004) Experiments for the Examination of Air Pollutants.
- Ministry of Knowledge Economy (2009) Announcement 2009. 12.
- Song, H.-D., J.-H. Hong, Y.-S. Um, S.-B. Lee, D.-G. Kim, and J.-S. Kim (2007) A study on the estimation of emission factors for greenhouse gas (CO₂) in cement industry, *J. Korean Soc. Atmos. Environ.*, 23(2), 158-168. (in Korean with English abstract)
- Statistics Finland (2007) Greenhouse Gas Emissions in Finland 1990~2005.
- US EPA (2001) Promulgated method 4, 18, <http://www.epa.gov/ttn/emc/>.
- Wight, G.D. (1994) Fundamentals of air sampling, Lewis Publishers, Fundamentals of air sampling, 135-184.
- WRI/WBCSD (2002) The Greenhouse Gas Protocol, A Corporate Accounting and Reporting Standard.
- WRI/WBCSD (2005) Calculating tool for direct emissions from stationary combustion version 3.0.
- Yoon, S.-K., S.-J. Myeong, T.-H. Jang, J.-S. Kim, S.-H. Lee, K.-H. Kim, and E.-C. Jeon (2008) Development of CO₂ emission factors for alternative fuels with assessment of emission reduction in cement industry, *J. Korean Soc. Atmos. Environ.*, 24(2), 189-195. (in Korean with English abstract)