

국내 무연탄 화력발전소의 온실가스 배출계수 개발 - CH₄, N₂O를 중심으로 -

Development of Greenhouse Gas(CH₄ and N₂O) Emission Factors for Anthracite Fired Power Plants in Korea

이시형 · 김진수 · 이성호¹⁾ · 사재환²⁾ · 김기현 · 전의찬*
세종대학교 지구환경과학과, ¹⁾국립환경과학원 기후대기연구부 기후변화연구과,
²⁾세종대학교 기후변화센터

(2009년 11월 6일 접수, 2009년 11월 16일 수정, 2009년 11월 17일 채택)

Seehyung Lee, Jinsu Kim, Seong-Ho Lee¹⁾, Jae-Hwan Sa²⁾,
Ki-Hyun Kim and Eui-Chan Jeon*
Department of Earth and Environmental Sciences, Sejong University
¹⁾National Institute of Environmental Research
²⁾Climate Change Research Center, Sejong University

(Received 6 November 2009, revised 16 November 2009, accepted 17 November 2009)

Abstract

Although anthracite power plant acts as the important source of greenhouse gas emissions, relatively little is known about its emission potentials. Especially, because the emissions of Non-CO₂ greenhouse gas CH₄ and N₂O are strongly dependent on fuel type and technology available, it is desirable to obtain the information concerning their emission patterns. In this study, the anthracite power plants in Korea were investigated and the emission gases were analyzed using GC/FID and GC/ECD to develop Non-CO₂ emission factors. The anthracite samples were also analyzed to quantify the amount of carbon and hydrogen using an element analyzer, while calorie was measured by an automatic calorie analyzer. The emission factor of CH₄ and N₂O computed through the gas analysis corresponded to 0.73 and 1.98 kg/TJ, respectively. Compared with IPCC values, the CH₄ emission factor in this study was about 25% lower, while that of N₂O was higher by about 40%. More research is needed to extend our database for emission factors of various energy-consuming facilities in order to stand on a higher position.

Key words : Greenhouse gas, Anthracite, Emission factor, Non-CO₂, Power plant

1. 서 론

2006년 기준으로 국내의 온실가스 총 배출량 추정

*Corresponding author.

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

치는 599.5백만 톤 CO₂에 해당한다(Korea Energy Economics Institute, 2006a). 온실가스 총 배출량 중 84%는 에너지부문에서 배출되고 있다. 이 중 약 25%에 해당하는 발전부문은 온실가스 감축의무가 부과될 경우, 막대한 지장이 초래될 것으로 예상된다(Cho

Table 1. Types of IPCC Tier method-energy combustion and fugitive emission.

Simple methods for the Tier 1	Detailed methods for the Tier 2/3
CO ₂ emission calculation method - Reference approach - Emissions by source categories	Stationary combustion - Recommended methodology - General method
Non-CO ₂ emission calculation method Emission = $\sum (EF_{ab} \times Activity_{ab})$ EF=Emission factor (kg/TJ) Activity=Injection energy (TJ) a=Fuel type b=Sectors activity	Mobile combustion Emission = $\sum (EF_{abc} \times Activity_{abc})$ EF=Emission factor (kg/TJ) Activity=Injection energy (TJ) a=Fuel type b=Sectors activity c=Technique pattern

Source: KEPC (2005. 5.)

and Jo, 2005). 국내의 온실가스 총 배출량 중 CH₄의 경우 2,528만 톤 CO₂로 4.2%, N₂O 배출량의 경우 1,550만 톤 CO₂로 2.6%를 차지하고 있다(Korea Energy Economics Institute, 2006b). 특히, CH₄와 N₂O의 지구온난화지수(Global Warming Potential, 이하 GWP)는 CO₂와 비교하여 각각 21배와 310배에 달한다(IPCC, 2006). IPCC, WRI/WBCSD, EEA, EPA 등 주요기관에서는 CO₂를 비롯하여 CH₄와 N₂O에 대한 배출계수 및 배출량을 중요한 지표로 설정하여 관리하고 있다. 따라서 세계 각국의 국가 보고서에서는 CO₂와 함께 CH₄와 N₂O의 배출량 및 배출계수 등을 동시에 제시하고 있다(IPCC, 2006).

지난 1997년 12월 온실가스의 저감을 위한 국제적인 대응책으로 기후변화협약 제3차 당사국총회(COP)를 통하여 교토의정서를 채택하였다. 또한, 2007년 인도네시아 발리에서 있었던 제13차 당사국총회에서 합의된 발리 Action-plan으로 인하여, 온실가스 배출량과 저감량에 대한 MRV(Measurable, Reportable, Verifiable, 이하 MRV)의 중요성이 부각되고 있다. 또한 2009년 덴마크 코펜하겐에서 “Post-2012”에 대해서 논의하는 것으로 되어 있다. 이와 같은 각종 국제협약에 능동적으로 대처하기 위해 주요 국가들 간의 협력이 긴밀하게 이루어지고 있음에 따라 국가의 기초 통계자료를 확보하는 일은 무엇보다 중요한 현안이다. 온실가스의 배출은 연료의 종류 및 성상, 보일러의 형태, 방지시설의 형태 등 여러 가지 고유 인자들에 영향을 받는다. 특히, Non-CO₂의 경우, 연소 조건 및 운전 조건, 기술적 요소, 그 이외에도 알려지지 않은 수많은 인자들에 영향을 받는다

(IPCC, 2006). 따라서 IPCC에서는 Tier 3 method(개별 사업장의 배출계수를 이용)를 이용하여 Non-CO₂의 배출량을 산정할 것을 권하고 있다(표 1 참조).

현재 국내에서는 온실가스 배출량 산정 시 국내 연구 자료의 부족으로 IPCC (1996) Guidelines에 따라 IPCC의 기본값(default value)을 그대로 사용하는 실정이다. 그러므로 국내 실정에 적합한 온실가스의 배출계수를 산정할 경우, 국내 온실가스의 배출량 추정 및 예측, 배출량 저감 계획의 수립에 아주 중요한 기초 자료로 사용하는 것이 가능하다(Eom *et al.*, 2007). 정확한 배출계수를 산정하기 위한 연구는 기후변화협약의 온실가스 배출 감축을 위한 국가 전략을 자체적으로 수립·시행·공개해야 한다는 원칙에 적용을 받는다. 따라서 이러한 연구를 수행하는 일은 관련 정보를 MRV의 조건에 상응하는 수준으로 제공해야 할 제3차 국가보고서에서 보다 일관성 있고 투명하게 상호 비교 가능한 정보를 제시할 수 있어야 한다(Lim, 2004).

무연탄을 가동하는 발전소는 국내 총 무연탄 소비의 53%를 차지할 정도로 가장 비중이 큰 배출원이다(The Ministry of Knowledge Economy, 2005). 그러나 이들 발전소에 대한 배출계수를 산정한 연구는 아직 부족한 실정이다. 본 연구에서는 국내의 온실가스 배출량 산정에 대한 신뢰성을 높이기 위해, 객관성이 높은 국가 고유 배출계수를 산정하고자 하였다. 이를 위해, 하나의 기초 연구로서 무연탄 사용 발전소를 대상으로 CH₄와 N₂O의 배출계수를 산출하고자 하였다.

Table 2. Comparison of electric power generating capacity status between the two anthracite fired power plants (2004. 1.1 ~ 12. 31).

Power plants unit	Electric capacity (MW)	Electric generation				Control device	
		Gross generation (MWh)	Load factor (%)	Net generation (MWh)	Plant factor (%)	1st	2nd
A	325	1,579,184	55.83	1,394,213	55.32	ESP	Wet scrubber
B	400	2,249,856	60.84	2,009,009	64.03	ESP	Filter house

Source: KEMCO (2005. 5.)

2. 연구 방법

2.1 대상시설 선정

본 연구는 우리나라에서 무연탄을 사용하는 화력 발전소 2곳을 연구 대상시설로 선정하였다. 대상시설로 선정된 시설에 대한 설비용량을 비롯한 발전량 등의 상세한 정보는 표 2에 제시한 바와 같다. 2005년 기준으로 설비용량은 발전소 A와 B가 각각 325와 400 MW였으며, 발전량은 각각 1,579,184와 2,249,856 MWh였다. 대상시설에 설치한 대기오염물질의 방지시설은 주로 입자상 물질과 황산화물을 제거하기 위한 시설에 해당한다. 이들 대상시설에는 1차 방지시설로 전기집진장치를 갖추고 있다. 또한 2차 방지시설은 발전소 A의 경우 습식탈황설비, 발전소 B의 경우에는 여과집진기가 설치되어 있다.

2.2 시료채취 방법

배출계수를 산정하기 위해서는 발전소 굴뚝에서 배출되는 CH₄와 N₂O 온실가스의 농도를 측정하고, 추가적으로 배기가스의 유량, 온도, 수분량 등에 대한 정보가 필요하다. 본 연구에서는 국내의 대기오염 공정시험방법과 또는 이에 준하는 방법을 적용하여, 온실가스 시료의 채취 시 배기가스 온도, 수분량, 유속, 압력, 기온 등을 측정하였다(The Ministry of Environment, 2004; Wight, 1994; US EPA, 2001).

일반적으로 발전소 굴뚝의 배기가스 속도는 10 m/sec 이상이고 온도는 100°C 이상의 고온으로 배출된다. 따라서 온실가스 시료 채취장치인 시료채취관 및 시료채취용 배관 등은 이러한 유속과 온도에 견딜 수 있도록 스테인레스강을 사용하여 제작하였다. 시료채취관의 길이는 2.5 m 정도로 제작하였으나, 굴뚝 내경에 따라 시료채취 지점을 확보할 수 있도록 연결

관을 연결하여 사용할 수 있도록 하였다. 또한, 시료채취관 및 도관의 부식과 수분 응축으로 인한 여과재의 막힘을 방지하기 위해, 시료채취관은 전기가열방식으로 약 120°C를 유지하였다.

온실가스 시료채취관은 시료채취 장치인 Lung sampler를 연결하여 시료를 채취하였다. 시료채취는 1 L 용량의 Tedlar bag (SKC US)을 사용하였다. 시료채취의 측정 오차를 줄이고 확인하기 위하여, 매 시료채취 시 Tedlar bag 3개를 이용하여 시료를 연속적으로 채취하였다. 연료 채취는 선행연구(Jeon *et al.*, 2007, 2006; Jeong *et al.*, 2006)를 따라 Coal Center에서 탄종 및 석탄야적장에서 보일러로 석탄을 공급하는 석탄운반 컨베이어를 확인하고, 시료채취기를 작동시켰다. 상단이 종료되면 운전한 컨베이어의 시료채취기에 모은 시료를 바닥에 쏟아서 수분 측정용 시료를 2단 채와 층별 채취 방법으로 신속하게 채취하였다. 나머지 시료를 원추사분법에 의해 측분하고, 최종 측분은 인크리먼트 측분 방법으로 각 컨베이어 벨트별로 1 kg 정도 채취하였다. 연료의 채취는 각 발전소의 협조를 받았으며, 배기가스 시료의 채취 시와 동일한 시간대에 투입된 무연탄을 채취하였다.

2.3 배기가스 분석

2.3.1 CH₄ 및 N₂O 농도 분석

온실가스 농도 분석은 Tedlar bag을 이용하여 배기가스를 채취한 후 실험실에서 분석하였다. 시료채취와 함께 Stack-Sampler (SGS-1, Astek Korea)를 통하여 배기가스 온도, 동압, 산소농도를 동시에 측정하였다.

실험실에서의 CH₄와 N₂O의 농도 분석은 기체크로마토그래피를 이용하여 분석하였다. CH₄ 성분의 분석은 GC/FID (DS-6200, Donam)를 이용하였으며,

Pye-Unicom ⁶³Ni를 장착한 GC/ECD (CP-3800, Varian)를 통해 N₂O 농도를 정량하였다. CH₄의 분석을 위해, Porapak-Q 컬럼 (1.8 m 길이의 Stainless steel, 3.175 mm 외경, Restek사 제작)을, 그리고 N₂O 분석을 위해서는 Porapak Q (80/100 mesh) 컬럼을 사용하였다. 운반기체 (carrier gas)로는 순도 99.999% (FID)와 99.9999% (ECD) N₂가스를 사용하였다.

시료 주입은 1 mL 용량의 가스밀폐주사기 (Hamilton, USA)를 이용하여, 채취한 시료 0.5 mL를 분취하여 직접 GC에 주입하는 방식을 이용하였다. 농도 분석의 정도관리는 선행연구 (Jeong *et al.*, 2006)를 따라 진행하였다.

2.3.2 배기가스 수분량 측정

발전소의 배기가스 중의 수분을 채취하기 위하여, 수분량 채취장치 (M-5, Astek Korea)와 전자저울 (Ohaus adventurer, USA)을 사용하였다. 배기가스의 온도는 일반적으로 100°C 이상이지만 채취과정의 냉각으로 배기가스 중의 수분이 시료채취관에서 응축될 수 있다. 따라서 시료채취관에 열선을 설치하여, 시료채취관의 온도를 120°C 조건으로 유지하면서 수분을 채취하였다. 수분량을 측정하기 위하여, 원통형 흡수병에 흡습제로 입상 무수염화칼슘 (Duksan, Korea)을 일정량 채운 후, 온실가스 채취용 시료채취관에 연결하였다. 이때 채취한 가스량은 수분채취장치에 장착한 적산유량계로 0.01 L 간격까지 측정하였다. 시료채취가 끝난 후, 흡수병의 마개를 닫고 채취 후 무게를 측정하였다. 배기가스 중 수분의 양은 시료채취 전후 흡수병의 무게 차이와 채취유량 및 가스온도를 적용하여 계산하였다.

2.4 무연탄 분석 방법

2.4.1 무연탄 원소 분석

IPCC의 기본배출계수 (default)는 저위발열량을 기준으로 설정하고 있다 (Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventory). 따라서 고위발열량을 저위발열량으로 환산하기 위해서는, 탄소와 수소의 함량 및 연료 함유 수분 등에 대한 정보가 필요하기 때문에 연료를 구성하는 원소 성분들에 대한 분석이 반드시 필요하다.

현장 시료채취 시 투입하는 무연탄을 일정량 채취하여, 실험실에서 자동원소분석기 (Thermo Finnigan-

Table 3. Sampling date and conditions at anthracite fired power plants.

Plants	Sampling date (M/D/Y)	Stack No.	Input fuel rate (ton/hr)	Electric generation (MWh)
A	02/26/04	1	27.00	80.00
		2	70.20	129.00
B	01/13/04	1	72.88	156.63
		2	74.63	165.88

Table 4. Repeatability of elemental analysis for carbon (C) and hydrogen (H) in coal.

Times	Sample type	Injection weight (mg)	Element content (%)	
			C	H
1	BBOT	1.686	72.53	6.09
	Unknown*	1.832	72.90	6.04
	Absolute difference (%)		0.37	0.15
2	BBOT	1.686	72.53	6.09
	Unknown*	1.832	72.63	5.84
	Absolute difference (%)		0.10	0.25
3	BBOT	1.634	41.84	4.68
	Unknown*	1.376	43.88	4.65
	Absolute difference (%)		2.04	0.25

*Unknown is that using the same BBOT sample but not inputting the information of the Sulfanilamide element content.

Flash EA 1112, USA)로 탄소(C), 질소(N), 황(S), 수소(H) 등을 분석하였다. 이때 사용한 컬럼은 길이 2 m의 ParaQX 컬럼을 사용하였다. 운반가스로 사용한 헬륨의 유량은 140 mL/min로 설정하였다. 그리고 산소, Reference 가스의 유량은 각각 240, 100 mL/min로 설정하였다. 또한 furnace 온도와 오븐의 온도는 각각 900과 70°C로 설정하였다. 무연탄은 원소분석용 Container에 0.001 mg의 감도를 가진 정밀저울 (Mettler Toledo-MX5, Switzerland)을 이용하여, 1.5~2.0 mg로 정량한 후, 자동주입장치로 주입하였다. 또한, 원소분석의 재현성 평가 결과, 표 4에서처럼 절대값의 차 (absolute difference)가 BBOT (2,5-bis (5-tert-butyl-benzoxazolyl) thiophene)를 샘플로 하였을 경우, 탄소 0.10~0.37%, 수소 0.15~0.25% 수준으로 나타났고, Sulfanilamide를 샘플로 하였을 경우, 탄소와 수소는 각각 2.04, 0.25%로서 우수한 재현성을 나타냈다.

2.4.2 무연탄 발열량 분석

무연탄의 발열량은 자동열량 분석기 (IKA-C2000, Germany)를 사용하여 분석하였으며, 시료는 0.1 mg의 감도를 가진 전자저울 (Mettler Toledo-AB204S, Switzerland)을 이용하여 정량하였다. 발열량은 수온 조절장치 (KV-500, Germany)를 이용하여 냉각수 수온을 25°C로 설정한 후, 열량분석기를 Isoperibolic Mode로 설정하여 분석하였다. 열량분석기에 사용한

냉각수는 초순수 제조장치 (Duplex-150H, Korea)로 제조하였다. 무연탄 발열량 분석의 재현성은 발열량 분석의 표준시료인 Benzoic acid (IKA, 열량 6,329 ± 4.78 cal/g)를 5회 반복 분석하여 평가하였다. 재현성 결과는 표 4에 제시하였으며, 상대표준오차 (RSE)의 경우 0.008로 매우 우수한 재현성을 보였음을 확인할 수 있었다.

석탄의 경우 석유나 가스 등의 다른 화석연료와 달리 수분과 재성분을 갖고 있으며, 수분 함유 상태에 의해서 발열량을 인수식 (as received basis), 기건식 (air-dried basis), 건식 (dry basis) 발열량으로 구분할 수 있다 (Korea Energy Management Corporation, 2006). 특히, 인수식 발열량은 무역 거래 시 계약의 근거가 되는 기준으로서, 우리나라 석탄 물동량 통계의 기준으로 사용하고 있다. 기건식 발열량은 KS (한국표준산업규격)의 연료/원료의 발열량 표시의 기준이 되는 발열량에 해당한다. 건식 발열량은 기건식 발열량에서 고유수분을 제외시킨 상태에서 산정하며, 발전소 효율 산정기준으로 사용하고 있다. 본 연구에서는 인수식, 기건식, 건식 발열량을 IPCC에서 제시

Table 5. Repeatability test of calorific analysis using benzoic acid.

Times	Mass of benzoic acid (g)	Calorific value (kcal/kg)
1	0.9998	6,316
2	0.9994	6,315
3	1.0002	6,317
4	0.9993	6,315
5	0.9989	6,314
	Mean	6,315
	S.D.	1.14
	RSD (%)	0.018
	S.E. (%)	0.5
	RSE (%)	0.008

Table 6. A stepwise calculation work-sheet for emission factor based on greenhouse gas measurement.

Step 1 (Fuel data)						
Item	Carbon of fuel (as received basis)	Carbon of fuel (air-dried basis)	Carbon of fuel (dry basis)	Total moisture	Inherent moisture	Hydrogen
Sub-Item	A		①	②	③	④
Unit	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Calculation	① × ((100 - ②) ÷ 100)	① × ((100 - ③) ÷ 100)				
Step 2 (Raw data)						
Item	Gross heating value	Net heating value	Fuel consumption rate	Electric power generation	Heating output	
Sub-Item	B	C	D	E	F	
Unit	(kcal/kg)	TJ/ton	ton/hr	MWh	TJ/hr	
Calculation		[(B - {600 × (9 × ④ + ③)}] × 4.18 × 10 ⁻⁶			C × D	
Step 3 (Non-CO ₂ concentration)						
Item	Volume concentration		Mass concentration		Flow rate	
Sub-Item	G		H		I	
Unit	ppm		mg/m ³		m ³ /hr	
Calculation			G × (16 or 44 ÷ 22.4)			
Step 4 (Non-CO ₂ Emission) & Step 5 (Non-CO ₂ Emission Factor)						
Item	Non-CO ₂ emission			Non-CO ₂ emission factor		
Sub-Item	J			K		
Unit	g/hr			kg/TJ		
Calculation	H × I ÷ 10 ³			J ÷ F		

Table 7. Results of proximate and elemental analysis of anthracite sampled at the power plants.

	Proximate analysis (air-dried basis) (%)				Elemental analysis (dry basis) (%)	
	IM	Ash	VM	FC	C	H
Plant 1-1	4.12	36.53	3.85	55.50	62.26	1.12
Plant 1-2	3.96	36.97	4.11	54.96	62.26	1.12
Plant 2-1	4.42	30.48	7.16	57.94	65.35	1.46
Plant 2-2	4.42	30.47	7.17	57.94	65.35	1.46

IM: Inherent Moisture; VM: Volatile Matter; FC: Fixed Carbon; HHV: Higher Heating Value

한 발열량과 함께 제시하였다.

2.5 배출계수 산정

CO₂의 경우, 연료의 원소분석을 통해 비교적 신뢰도 높은 배출계수를 산정할 수 있다. 그러나 CH₄와 N₂O와 같은 Non-CO₂의 배출계수는 연소의 방법, 기술 등 연소 조건에 따라 여러 가지 가변적인 영향을 받을 수 있다(IPCC, 2006). 따라서 본 연구에서는 발전소 배기가스의 농도를 분석하여, 연료의 원소 분석 결과와 발열량 분석 결과를 동시에 이용하여 배출계수를 산정하였다. 실측을 통한 배출계수 산정 방법은 표 6에 제시한 바와 같다. 이를 단계별로 살펴보면, 총 5단계의 worksheet로 구성할 수 있다.

1단계에서는 탄소(C) 함량, 수소(H) 함량, 총수분량 및 수분 값을 원소분석으로 조사한다. 2단계는 무연탄의 고위발열량을 측정하고 1단계에서 조사한 원소 분석값을 통해서 저위발열량으로 전환한다. 또한, 연료 소비량, 전력 생산량 등의 여러 자료에 대해서 조사한다. 3단계에서는 현장조사를 통해 채취한 배기가스의 CH₄와 N₂O 농도를 측정하고 현장조사 시의 유량을 표기한다. 4단계에서는 CH₄와 N₂O 배출량을 산정하고, 5단계에서는 각각의 배출계수를 산정한다.

3. 결과 및 고찰

3.1 대상 발전소의 연료 특성

각 발전소에서 사용하는 무연탄의 공업분석과 원소분석 결과는 표 7에서 제시한 바와 같다. 탄소는 건식 기준으로 62.26~65.35%의 구성 성분비를 보이고 있으며 수소의 경우, 최저 1.12%에서 최고 1.46%의 분포를 보였다. 공업분석에 의해 분석한 휘발성분

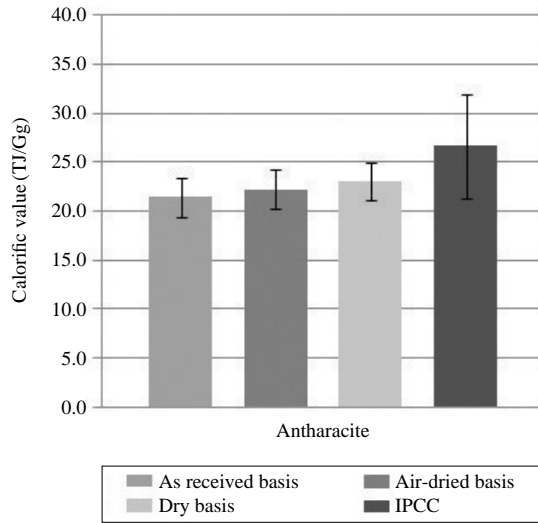
의 경우에는 최대 2배 이상의 차이를 보이기도 하였다. 공업 분석 결과를 선행연구(Jeon *et al.*, 2006)와 비교하여 살펴보면, 고정탄소의 경우 무연탄과 무연탄이 유사하게 나타났다. 휘발분의 경우, 무연탄이 무연탄에 비하여 약 0.1~0.2% 정도로 낮게 나타났다. 무연탄의 휘발분이 낮게 나타난 것은 탄화도가 높아 휘발성 물질의 함량이 낮게 함유된 특성을 반영한 것으로 사료된다(Korea Energy Management Corporation, 2005). 발열량을 측정된 결과, 건식 발열량은 대상시설에 따라 5,078~6,000 kcal/kg으로 나타났다. 고유 수분을 적용하여 산정한 기건식의 경우에는 4,868~5,800 kcal/kg으로 나타났다. 전수분을 적용한 인수식의 경우에는 4,658~5,618 kcal/kg으로 산정되었다. 이렇게 측정된 발열량을 IPCC에서 제시한 발열량과 비교하여, 그림 1에 나타내었다. 본 연구에서 측정된 값이 IPCC에 대비하여 인수식, 기건식, 건식의 경우 각각 71.9%, 75.0%, 78.7% 정도의 값을 보였다.

3.2 CH₄ 및 N₂O 배출 특성

각 대상 발전소에서 채취한 온실가스 시료의 배출 농도 및 배기가스 온도, 수분, 배출량 등의 분석 결과는 표 8에 제시하였다. 대상 시설에서 채집한 배기가스 중 CH₄의 최고 농도는 발전소 B의 1번째 배기구에서 2.22 ppm으로 측정되었다. 발전소 B의 2번째 배기구의 농도는 1.41 ppm으로 최저치를 나타내었다. 전체 시설의 평균 배출농도는 약 1.93 (±0.36) ppm이었다. N₂O 농도의 경우, 각 배기구의 평균 농도는 2.08~3.72 ppm으로 발전소 A의 1번째 배기구에서 최저 농도, 발전소 B의 1번째 배기구에서 최고 농도를 보였다. N₂O의 전체 시설 평균 배출 농도는 2.88 (±0.67) ppm이었다. CH₄과 N₂O 배출농도 분석

Table 8. CH₄ and N₂O concentration and exit condition of exhaust gas from stacks in the anthracite fired power plants.

Stack NO. of plants	CH ₄ concentration (ppm)	N ₂ O concentration (ppm)	Temperature (°C)		Moisture (g/m ³)	Flow rate (m ³ /hr)
			Stack	Ambient		
Plant A-1	1.95	2.08	90.60	26.00	84.5	292,404
Plant A-2	2.12	2.96	90.60	26.00	84.1	579,652
Plant B-1	2.22	3.72	151.40	32.00	63.8	566,898
Plant B-2	1.41	2.78	151.00	32.00	63.8	626,667

**Fig. 1. Calorific values determined in this study are compared with that of IPCC. All of these values are based on fuel analysis.**

결과, 발전소 별로 배출농도에 비교적 큰 차이를 보였으며, 무연탄이라는 동일한 에너지원을 사용하였음에도 불구하고 일부 배기구에서는 다소 높은 배출농도 차이를 보이는 것으로 조사되었다. 이는 Non-CO₂의 배출농도가 연소 조건, 연료 사용량, 유량 등 많은 주변 인자들에 보다 더 복합적으로 영향을 받기 때문인 것으로 사료된다. 그러므로 시료채취 시간대의 정확한 자료 수집 및 주변인자들의 측정이 중요하다.

시료채취 시 측정된 배기가스의 온도를 보면, 발전소 B는 151.0~151.4°C로 비교적 높고, 발전소 A는 90.60°C로서 약 60°C 낮게 나타났다. 배기가스 중의 수분량은 연소과정에서 발생하는 황산화물을 제거하기 위한 습식탈황시설을 설치한 곳과 설치하지 않은 곳이 큰 차이를 보였다. 탈황 시설을 설치한 발전소 A는 84.1 g/m³, 탈황시설이 설치하지 않은 발전소 B

Table 9. CH₄ and N₂O emission factors of anthracite fired power plants investigated in this study.

	CH ₄ emission factor (kg/GJ)	N ₂ O emission factor (kg/TJ)
This study	0.78 (±0.31)	1.98 (±0.43)
IPCC (2006) ¹⁾	1.0	1.5
Finland ²⁾	1.0	1.0

note: ¹⁾Estimation from secondary fuels/products of energy part

²⁾Greenhouse gas emissions in Finland 1990~2005

는 63.81 g/m³으로 나타났다.

3.3 무연탄 화력발전소의 CH₄ 및 N₂O

배출계수 산정과 다른 배출계수와의 비교

무연탄 화력발전소의 CH₄와 N₂O 배출계수를 표 6의 worksheet를 활용하여 산정하였다. 본 연구에서 산정된 CH₄ 배출계수와 N₂O 배출계수는 각각 0.78 (±0.31) kg/TJ, 1.98 (±0.43) kg/TJ이며, 이를 표 9에 제시하였다. 또한, 산정된 무연탄 화력발전소의 배출계수를 상호비교하기 위하여 IPCC를 비롯한 다른 국가의 국가인벤토리보고서에 제시된 배출계수와 비교하여 보았다.

IPCC는 무연탄을 Anthracite로 분류하여 배출계수를 제시하고 있으며, 핀란드는 Coal fired boiler로 분류하여 무연탄 화력발전소의 배출계수로 표시하고 있다. 특히 핀란드는 보다 세밀하게 설비용량을 고려하여 배출계수를 제시하였다. 본 연구의 대상시설에 해당하는 설비용량이 15MW보다 클 때의 배출계수를 비교 대상 배출계수로 결정하였다 (Statistics Finland, 2007).

본 연구를 통해서 산정된 CH₄ 배출계수는 0.78 (±0.31) kg/TJ로 2006 IPCC에서 제시한 배출계수인 1.0 kg/TJ의 약 78% 정도였다. 핀란드 국가보고서에 제시된 배출계수도 2006 IPCC의 default 배출계수와 같은 1.0 kg/TJ로 본 연구의 연구결과가 약 22% 낮

게 산정되었다. N_2O 배출계수를 살펴보면, 본 연구에서 산정된 배출계수 값은 $1.98(\pm 0.43)$ kg/TJ로 2006 IPCC에서 제시한 배출계수 값인 1.5 kg/TJ보다 본 연구의 결과가 약 1.3배 정도 큰 값을 보였고 핀란드의 배출계수는 1.0 kg/TJ로 본 연구의 결과보다 절반에 가까운 배출계수 값을 제시하였다.

4. 결 론

본 연구에서는 국내 온실가스 배출량의 약 84%를 차지하는 발전 관련 배출원 중에서 무연탄을 연료로 사용하는 2개의 화력 발전소를 전수 조사하였다. 그리고 이들을 중심으로 연료 분석과 굴뚝에서의 온실가스 배출농도에 대한 분석을 실시하였다. 이를 토대로 발전소에서 배출되는 CH_4 와 N_2O 의 배출계수를 산정하였다.

연료분석을 실시한 결과, 대상시설에 따라 건식 발열량은 5,078~6,000 kcal/kg으로 나타났다. 고유수분을 적용하여 산정한 건식 발열량의 경우에는 4,868~5,800 kcal/kg, 전수분을 적용한 인수식 발열량의 경우에는 4,658~5,618 kcal/kg으로 나타났다.

배기가스 중 CH_4 와 N_2O 농도를 분석한 결과, 대상시설 전체의 CH_4 와 N_2O 평균 배출농도는 약 1.93 (± 0.36) ppm과 2.89 (± 0.67) ppm으로 나타났다. 온실가스 농도 분석에 따른 CH_4 와 N_2O 의 배출계수는 0.78 (± 0.31) kg/TJ과 1.98 (± 0.43) kg/TJ로 나타났다.

본 연구에서 산정한 무연탄 화력발전소의 CH_4 배출계수는 2006 IPCC와 핀란드 NIR에서 제시한 배출계수인 1.0 kg/TJ보다 약 25% 정도 낮게 나타났다. N_2O 배출계수는 2006 IPCC에서 제시한 배출계수 1.5 kg/TJ보다 약 30% 정도 높게 산정되었고 핀란드 NIR보고서 배출계수보다는 약 2배 정도 높게 산정되었다.

따라서 향후 보다 정확한 온실가스 배출량 산정을 위해서는 국내의 다양한 소비 연료와 에너지 소비시설을 대상으로 각각의 특성을 반영할 수 있는 국가고유배출계수를 산정하여야 할 것이다. 또한, 이를 MRV 과정에 부합할 수 있는 관리체계가 필요할 것이다. 이러한 다양한 데이터를 바탕으로 신뢰성 있는 온실가스 배출계수를 국가 온실가스 보고서 작성 시 적용한다면, 향후 국제 기후변화협상 등에서 국가 신뢰도

를 향상시킬 수 있는 기초자료로 사용될 수 있을 것으로 판단된다.

감사의 글

본 연구는 지식경제부(Ministry of Knowledge Economy)/한국에너지자원기술기획평가원(Korea Institute of Energy Technology Evaluation and Planning)의 지원으로 운영되는 기후변화협약특성화대학원(온실가스 인벤토리 및 기후변화 정책 고급인력 양성)의 연구로 수행되었습니다. 이에 감사드립니다.

참 고 문 헌

- Cho, Y.-S. and Y.D. Jo (2005) Factor analysis of greenhouse gas emissions in the electricity sector, life science and natural resources research, Vol. 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 CO_2 in iron and steel industry, Korean J. of Atmos. Environ., 23(1), 50-63. (in Korean with English abstract)
- IPCC (1996) Revised 1996 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories.
- IPCC (2006) 2006 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories.
- 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 (CO_2) from bituminous coal fired power plants, Korean J. of 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 (CO_2) from anthracite fired power plants in Korea, Korean J. of Atmos. Environ., 23(4), 440-448. (in Korean with English abstract)
- Jeong, J.-H., H.-S. Lim, K.-H. Kim, W.-S. Bae, and E.-C. Jeon (2006) Some insights into the basic QA/QC for the greenhouse gas analysis: Methane and carbon dioxide, Korean J. of Atmos. Environ., 22(5), 712-718. (in Korean with English abstract)
- Lim, J.-K. (2004) Korea energy economics institute, A preliminary study for The 3rd Korea National Green-

- house Gas Inventory Report.
- Korea Electric Power Corporation (2005) Statistics of electric in Korea.
- Korea Energy Economics Institute (2006a) National greenhouse gas emission trend. <http://211.35.39.27/keei/stat/statview.nsf/searchStat?CreateDocument>.
- Korea Energy Economics Institute (2006b) Each greenhouse gas emission trend in Korea. <http://211.35.39.27/keei/stat/statview.nsf/searchStat?CreateDocument>.
- Korea Energy Management Corporation (2005) Calculation of GHG emissions in types od industry.
- Korea Energy Management Corporation (2006) Sampling and Analysis of Coals used in Korea.
- Statistics Finland (2007) Greenhouse Gas Emissions in Finland 1990-2005.
- The Ministry of Environment (2004) Experiments for the Examination of Air Pollutants.
- The Ministry of Knowledge Economy (2005) The Resources Production Report.
- US EPA (2001) promulgated method 1, 2, 3, 4, 5, 15, <http://www.epa.gov/ttn/emc/>
- Wight G.D. (1994) Fundamentals of air sampling, Lewis Publishers, 135-184.