

## 연료와 CO<sub>2</sub> 농도분석을 이용한 아역청탄 화력발전소의 온실가스 배출계수 개발

전의찬 · 사재환\*†

세종대학교 지구환경과학과, \*동신대학교 환경연구소  
(2010. 2. 9. 접수/2010. 2. 27. 수정/2010. 3. 20 채택)

## Development of CO<sub>2</sub> Emission Factor by Fuel and CO<sub>2</sub> analysis at Sub-bituminous Fired Power Plant

Euichan Jeon · Jaehwan Sa\*†

Department of Earth and Environmental Sciences, Sejong University

\*Environmental Research Center, Dongshin University

(Received February 9, 2010/Revised February 27, 2010/Accepted March 20, 2010)

### ABSTRACT

The main purpose of this study was to develop the greenhouse gas emission factor for power plant using sub-bituminous coal. In Korea, Fired power plant are a major source of greenhouse gases within the fossil fuel combustion sectors, thus the development of emission factors is necessary to understand the characteristics of the national specific greenhouse gas emission and to develop nation specific emission factors. These emission factors were derived from the CO<sub>2</sub> concentrations measurement from stack and fuel analysis of sub-bituminous coal. Caloric value of sub-bituminous coal used in the power plants were 5,264 (as received basis), 5,936 (air-dried basis) and 6,575 kcal/kg (dry basis). The C emission factors by fuel analysis and CO<sub>2</sub> concentration measurement was estimated to be 26.7(±0.9), 26.3(±2.8)tC/MJ, respectively. Our estimates of C emission factors were comparable with IPCC default value.

**Keywords:** carbon dioxide, sub-bituminous, greenhouse gas emission factor, climate change

### I. 서 론

대기를 구성하는 여러 기체들 가운데 대기 중으로 방출되는 복사열을 흡수하여 지구 기온을 상승시키는 작용을 하여 지구의 온실효과를 야기하는 기체를 온실가스라고 정의할 수 있다. 최근에는 기후변화에 의한 보건학적 영향에 대한 연구도 활발히 진행되고 있다. 온실가스는 크게 온실효과에 직접적으로 관여하는 직접 온실가스(CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFCs, PFCs, SF<sub>6</sub>, CFCs, H<sub>2</sub>O)와 간접적으로 관여하는 간접 온실가스(NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>2</sub>, NMVOC)로 구분되어진다.

온실가스로 인한 지구 온도 상승을 억제하기 위하여 국제적으로 많은 노력을 하고 있으며, 이의 일환으로

각 국가별로 온실가스 배출량을 산정하기 위한 많은 연구가 진행되고 있다. 기후변화협약(United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC)에 따르면, 모든 당사국들은 온실가스 배출감축을 위한 국가 전략을 자체적으로 수립·시행하고 이를 공개하여야 하며, 국가보고서(National Communication)을 작성하여 당사국 총회(The Conference of the Parties, COP)에 제출토록 되어 있다. 국가 온실가스 배출량을 산정하기 위한 배출통계는 기본적인 방법론에 주로 의존하여 추계되고 있는데, 즉 온실가스 배출량 추계방법에 대해 기후변화에 관한 정부간협의체(IPCC)는 각 국가의 배출계수가 없는 경우, IPCC Guideline 1996 Revised Version과 Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories를 이용하여 국가보고서를 작성할 것을 권고하고 있다.<sup>1)</sup> 우리나라의 경우, 온실가스 배출통계를 산출할 때 IPCC(1996)<sup>2)</sup>에서 제공하는 Tier 1(simple

†Corresponding author : Environmental Research Center,  
Dongshin University  
Tel: 82-61-330-3165, Fax: 82-61-330-3165  
E-mail : goodmrsa@empal.com

method)의 기본 값을 적용하고, 일부 분야에서 Tier 2 방법을 적용하고 있는 실정이다. 그러나 최근 발표된 각 국가의 고유값이 있는 경우에는 기본값에 앞서서 국가고유배출계수(Country-specific emission factor)를 적용하도록 권고하고 있으며, 선진국에서도 이러한 고유값을 확보하는 방향으로<sup>1,3)</sup> 연구가 진행되고 있다.<sup>4,5)</sup> 따라서 우리나라도 온실가스 배출원에 대한 고유배출계수 마련이 시급한 실정이다.

2003년 현재 우리나라의 온실가스 총 배출량은 582.2백만톤 CO<sub>2</sub>이며, 이산화탄소 배출량은 510.7백만톤 CO<sub>2</sub>로서 전체 온실가스 배출량의 87.7%를 차지하고 있다.<sup>6)</sup> 이 중에서 에너지 부문에서의 온실가스 배출량이 481.4백만톤 CO<sub>2</sub>로서 전체의 82.7%를 차지하여 에너지 부문이 온실가스의 주배출원임을 알 수 있다. 우리나라의 경제발전 에 따른 국민 소득의 증가와 이에 따른 산업발전 등에 의해 전력수요는 지속적으로 증가하고 있으며, 이에 따라 전력 공급에 필요한 발전소의 증설이 지속적으로 요구되고 있는 실정이다.<sup>7)</sup> 이러한 에너지부문의 온실가스 배출원에 대한 연구는 선진국을 중심으로 활발히 진행되어졌다.<sup>8-12)</sup> 우리나라의 경우, 전 등(2006)<sup>13)</sup>은 무연탄을 사용하는 화력발전소에서의 온실기체 배출계수를 개발하였으며, 김 등(2008)<sup>14)</sup>은 폐기물관리 정책변화에 따른 온실가스 배출량 예측에 대한 연구를 진행하였다. 이외에도 최근 들어 기후변화와 관련하여 다양한 연구가 진행되고 있는 실정이다.<sup>15,16)</sup>

본 연구에서는 우리나라의 주요 에너지 소비부문인 아역청탄을 사용하는 화력발전소를 대상으로, 아역청탄 연료분석과 배출구(굴뚝)에서 실측한 CO<sub>2</sub> 농도분석에 의한 배출계수를 각각 산정하였다. 본 연구의 결과는 아역청탄을 사용하는 화력발전소에서 현장조사를 통하여 배출계수를 산정하였기 때문에 우리나라 상황을 반영한 보다 신뢰성 있는 온실가스 배출량 자료를 확보할 수 있다. 또한, 본 연구와 유사한 대상시설에 대한 온실가스 연구에도 기초자료로 활용될 수 있을 것으로 생각된다.

## II. 연구방법

### 1. 대상시설 선정

우리나라의 대형 화력발전소의 주요 연료는 무연탄, 유연탄, 아역청탄이며, 이 외에도 B-C유, 오리멸전 등이 사용되고 있다. 우리나라는 아역청탄 화력발전소가 2개소이며, 본 연구에서는 아역청탄을 사용하는 화력발전소 2개 시설 모두를 대상시설 선정하였으며, 현장측정을 위한 굴뚝(stack)은 각각 대상시설별로 2기씩

을 선정하였다. 선정된 아역청탄 화력발전소의 발전용량은 발전소 1이 250,000 kW, 발전소 2가 500,000 kW 규모이며, 현장측정 시 발전소 1의 연료(아역청탄)투입량은 각각 155.0, 110.0 ton/hr, 발전소 2는 각각 205.8, 208.3 ton/hr이었다. 그리고 본 연구의 측정기간 동안의 발전량은 각각 약 242,000, 507,000 kW로 조사되었다. 대상시설에 설치된 대기오염물질 방지시설은 주로 입자상 물질과 황산화물(SO<sub>x</sub>)을 제거하기 위한 시설로서, 대상시설 모두 1차 방지시설로는 전기집진장치, 2차 방지시설로는 습식탈황설비(발전소 1) 및 여과집진기(발전소 2)가 설치되어 있다.

### 2. 시료채취 방법

#### 1) 아역청탄 시료채취

본 연구에서는 온실가스 배출계수 개발은 크게 두가지로 구분하였는데, 하나는 연료의 원소분석을 이용하였으며, 다른 하나는 배출구(stack)에서의 가스상 CO<sub>2</sub> 농도분석을 이용하였다. 배출구에서 이산화탄소 시료채취 시에 투입되는 아역청탄을 동일한 시간대에 채취하였다. 아역청탄 시료는 석탄저장소에서 탄종을 확인한 후 연소실로 석탄을 공급하는 석탄운반 콘베이어에서 시료채취기를 작동하여 채취하였다. 상단이 종료되면 운전된 콘베이어의 시료채취기에 모인 시료를 2단 채와 층별 채취 방법으로 신속하게 채취하였다. 나머지 시료를 원추 시분법에 의해 축분하고, 최종 축분은 인크리먼트 축분 방법으로 각 콘베이어 벨트별로 1 kg 정도 채취하였다.

#### 2) CO<sub>2</sub> 시료채취

일반적으로 배기가스는 10 m/sec 이상의 속도와 100°C 이상의 온도로 배출되므로, 시료채취관 및 시료채취용 배관 등은 이러한 유속과 온도에 견딜 수 있는 스테인레스강 재질로 제작하였다. 시료채취관 길이는 기본적으로 2.5 m의 크기로 제작하였으나, 굴뚝 내경에 따라 2개의 시료채취관을 연결하여 사용할 수 있도록 하였다. 또한, 시료채취관 및 도관의 부식과 수분 응축으로 인한 여과재의 막힘을 방지하기 위해 시료채취관은 전기가열방식으로 약 120°C까지 가열하였다. 시료채취관을 굴뚝에 장착한 후 시료채취관의 온도가 안정되면 시료채취장치에 연결하여 CO<sub>2</sub>를 채취하였다. 시료채취는 1 l 용량의 Tedlar bag(SKC, U.S)을 사용하였으며, 오차값을 줄이기 위한 방안의 하나로 매 시료채취 시 3개의 시료를 채취하였다. 또한, 배기가스 시료채취 시에 배기가스의 유량, 온도, 수분량 등을 측정하였으며, 측정방법은 우리나라의 대기오염 공정시험방법 또는 이와 동등한 방법을 적용하였다.

### 3. 배출가스 분석

#### 1) CO<sub>2</sub> 분석

배기가스 중의 CO<sub>2</sub> 농도는 현장 측정과 함께 시료채취백(이하 테들러백)을 이용하여 배기가스를 포집한 후, 실험실에서 분석하였다. CO<sub>2</sub> 농도의 현장 측정에는 휴대용 분석장치(Eurotron GreenLine MK2, Italy)를 이용하였으며, Stack-Sampler(SGS-1, Astek Korea)를 통하여 배기가스 온도, 동압, 산소농도를 동시에 측정하였다.

실험실에서의 CO<sub>2</sub> 농도 분석에는 GC-FID(Donam 6200, Korea)를 이용하였다. FID의 특성상 CO<sub>2</sub>에 대한 검출감도가 없기 때문에, CO<sub>2</sub>를 CH<sub>4</sub>으로 전환시켜 분석할 수 있는 메타나이저(methanizer)를 장착하여 분석하였다. 사용된 컬럼은 Poropak-Q컬럼(1.8 m 길이의 Stainless steel, 3.175 mm 외경, Restek사 제작)을 사용하였다. 오븐 온도를 80°C로 유지하고, 운반기체의 유량을 30 ml/min의 조건을 유지하면서, CO<sub>2</sub>를 다른 기체성분과 분리되도록 하였다. 주입부, 메타나이저 및 검출부의 온도는 각각 100, 350, 250°C로 하였고, 운반가스는 고순도 질소(99.99% 이상)를 사용하였다. 시료주입은 1 ml 용량의 가스주사기(Hamilton, USA)를 이용하여 채취된 시료 0.5 ml를 분취한 후 직접 주입하는 방식을 이용하였다. 메타나이저가 장착된 GC-FID를 이용하여 CO<sub>2</sub>를 분석한 결과, r<sup>2</sup>는 0.9996으로 우수한 직선성을 보였다. 그리고 검출한계는 noise 피크의 높이보다 약 3배 이상인 signal를 확보하여 이 값을 검량선에 대입하여 농도를 구한 후, 이 농도를 7회 반복 분석한 결과 표준편차는 0.463 ng(0.47%)을 보였다.

#### 2) 배기가스 수분량 측정

굴뚝에서 배출되는 배기가스의 온도는 일반적으로 100°C 이상이므로, 채취과정에서 대기 온도에 의해 냉각되면서 배기가스 중의 수분이 시료채취관에서 응축될 수 있다. 따라서 시료채취관에 열선을 설치하여 시료채취관의 온도를 120°C로 가열하여 수분응축을 방지하였다. 수분량 측정은 원통형 흡수병에 흡습제로 입상무수염화칼슘(Duksan, Korea)을 일정량 채운 후, 무게를 정량하고 CO<sub>2</sub> 시료채취에 사용된 시료채취관을 연결하였다. 이때 채취한 가스량은 수분채취장치에 장착된 적산유량계로 0.01 l까지 측정하였다. 시료채취가 끝난 후 흡수병의 마개를 닫고 채취 후 무게를 측정하였으며, 시료 채취 전후 흡수병의 무게 차이와 채취유량 및 가스온도를 적용하여 배기가스 중 수분량을 계산하였다.

### 4. 아역청탄 분석 방법

아역청탄의 원소분석은 자동원소분석기(Thermo Finnigan-Flash EA 1112, USA)를 이용하여 탄소(C), 질소(N), 황(S), 수소(H) 등을 분석하였다. 원소분석에 사용된 컬럼은 길이 2 m의 ParaQX 컬럼을 사용하였다. 운반가스, 산소, Reference 가스의 유량은 각각 140, 240, 100 ml/min로 설정하였으며, Furnace 온도와 오븐의 온도는 각각 900, 70°C로 설정하였다.

아역청탄의 발열량은 자동열량 분석기(IKA-C2000, Germany)로 분석하였다. 분석용 시료는 고감도 전자저울(Mettler Toledo-AB204S, Switzerland)을 이용하여 0.0001 g까지 정확히 정량하였다. 그리고 열량분석기의 수온은 25°C로 설정하여 Isoperibolic 모드로 분석하였다.

석탄의 경우 석유, 가스 등 다른 연료와 달리 수분과 재(ash) 성분을 갖고 있으므로, 포함되는 수분의 상태에 따라 발열량이 인수식, 기건식, 건식발열량으로 구분된다. 기건식 발열량은 KS(한국공업규격)의 연료/원료의 발열량 표시의 기준이 되는 발열량이며, 인수식 상태의 시료에서 부착수분을 제외시켜 산정하였다. 건식 발열량은 기건식 발열량에서 고유수분을 제외시켜 산정하였으며, 발전소 효율을 산정할 때 쓰이는 기준이 된다. 본 연구에서는 건식 발열량을 분석한 후 기건식과 인수식으로 환산하여 사용하였다.

### 5. 배출계수 산정방법

CO<sub>2</sub> 배출계수는 IPCC에서 제시하고 방법인 연료분석을 이용하는 방법(IPCC, 1996)과 함께 배기가스의 농도를 분석하여 산정하는 방법을 이용하여 산정하였다.

연료분석 결과를 이용한 배출계수 산정방법은 Table 1에서 보는 바와 같이, 5 단계의 입력양식으로 구성되어 있다. 1 단계에서는 CO<sub>2</sub> 배출량에 가장 큰 영향을 미치는 아역청탄의 탄소 및 수소함량과 총 수분량을 산정하였다. 2 단계에서는 연료의 열량, 연료 소비량 및 전력 생산량을 조사하고 단위를 표준화하는 과정으로, 고위발열량으로 분석된 값을 저위발열량으로 환산하였다. 3 단계에서는 1, 2 단계에서 계산한 탄소함량 및 저위발열량에 IPCC에서 제안하는 산화율을 적용하여 실제 탄소배출량을 산정하였다. 4 단계에서는 탄소배출량에 CO<sub>2</sub> 중의 탄소의 중량(44/12)과 활동도(에너지 투입량, 연료 사용량 및 전력 생산량)를 적용하여 CO<sub>2</sub> 배출계수를 산정하였다. 마지막으로 5 단계에서는 탄소배출계수를 산정하는 과정으로 4 단계에서 계산한 활동도별 CO<sub>2</sub> 배출계수를 이용하여 탄소배출계수를 산정하였다.

**Table 1.** Step by step calculation work-sheet for CO<sub>2</sub> emission factor by fuel analysis

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÷(100+②))					
Step 2(Raw Data)						
Item	Gross Calorific Value	Net heating value	Fuel Consumption	Electric Power	Heating Output	
Sub-item	B	C	D	E	F	
Unit	(kcal/kg)	TJ/ton	ton/hr	MWh	TJ/hr	
Calculation	([B- {6×(9×④+③)}]×4.18)×10 <sup>-6</sup>					C × D
Step 3(Emission)						
Item	Carbon Emission Factor	Carbon emission	Fraction of Carbon Oxidized	Real Carbon Emission		
Sub-item	G	H	I	J		
Unit	ton C/TJ	Gg/hr		Mg/hr		
Calculation	(A÷100)÷C		F×G×10 <sup>3</sup>		H×I×1000	
Step 4(Carbon Dioxide Emission Factor)						
Item	Real CO <sub>2</sub> Emission Factor	CO <sub>2</sub> Emission Factor				
Sub-item	K	L	M	N		
Unit	Mg/hr	Mg/TJ	Mg/ton	Mg/MWh		
Calculation	J×(44/12)		(K ÷ F)		(K ÷ D)	
				K÷E		
Step 5(Carbon Emission Factor)						
Item	C Emission Factor					
Sub-item	O	P	Q	R		
Unit	Mg/hr	Mg/ton	Mg/MWh	kg/GJ		
Calculation	H × I		M*(12/44)		N*(12/44)	
				L*(12/44)		

배기가스 중 CO<sub>2</sub> 농도 분석에 의한 배출계수 산정 입력표는 연료분석 결과를 이용한 배출계수 산정 방법에 적용하고 있는 연료의 탄소함량과 산화율 적용 대신에 배출가스 중의 CO<sub>2</sub> 농도값을 적용하게 된다. 1 단계에서는 굴뚝에서 배출되는 CO<sub>2</sub> 농도와 배기가스 유량을 조사한다. 2 단계는 소비 연료의 에너지 사용단위의 표준화 과정으로, 열량단위를 TJ로 하여 저위발열량으로 표준화한 후 연료의 투입량, 에너지 소비량, 열량 투입량을 조사하고, 3 단계에서는 CO<sub>2</sub> 배출량 및 탄소 배출량을 산정한다. 4 단계에서는 CO<sub>2</sub> 배출계수를 산정하고, 5 단계에서는 4 단계의 CO<sub>2</sub> 배출계수를 이용하여 탄소배출계수를 산정하였다. 각 발전시설의 전력 생산량은 조금씩 다를 수 있으므로 시료채취시와 동일한 조건으로 운전된다고 가정하였고, 배출계수 산정에는 발전시설의 굴뚝 호기별 전력생산량을 적용하였다.

### III. 실험결과

#### 1. 아역청탄 분석의 QA/QC 결과

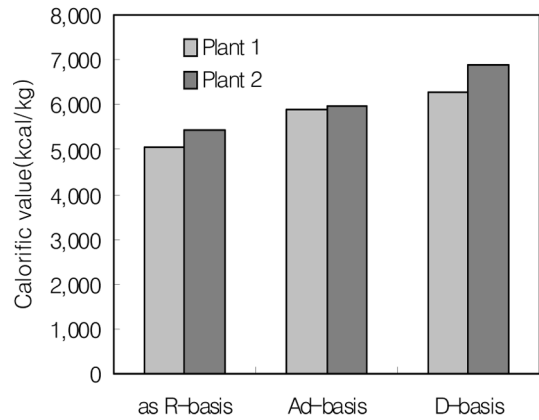
아역청탄의 원소분석, 발열량 및 공업분석을 위하여 분석 QA/QC 일환으로 발열량 및 원소분석을 위한 분석 재현성 및 정밀도 실험을 실시하였다. 아역청탄의 발열량 분석 재현성은 발열량 분석의 표준시료인 Benzoic acid(IKA, 열량 6,329±4.78 cal/g)를 5회 반복 분석하였다. 그 결과, 표준편차는 1.14였으며, 상대표준 오차(RSE)는 0.008로 매우 우수한 재현성을 보였다. 원소분석 재현성 평가는 표준시료인(BBOT)를 1.686 mg을 분석하였을 때, 탄소와 수소의 함량은 각각 72.53, 6.09%로 분석되었으며, 원소분석 시에 표준물질의 농도를 입력하지 않고 분석한 시료(unknown) 1.830 mg을 분석 시에도 BBOT 분석결과와 거의 동일한 분석결과를 보였다. BBOT를 샘플로 하였을 때의 탄소의 절대

값의 차(absolute difference)는 0.10~0.37%, 수소는 0.15~0.25%를 보였다. 그리고 Sulfanilamide를 샘플로 하였을 때에는 탄소와 수소의 절대값의 차는 각각 2.04, 0.25%로서 우수한 재현성을 보였다.

**2. 아역청탄 분석 결과**

각 발전소의 굴뚝 호기별로 채취된 아역청탄의 공업 분석과 원소분석 및 발열량 결과는 Table 2에서 보는 바와 같다. 아역청탄 중이 탄소 함량은 인수식 기준으로 56.22~56.63%로서 거의 유사한 수준을 보였다. 아역청탄의 발전소별 평균 탄소함량은 인수식 기준으로 56.19(±0.48)%, 기건식과 건식 기준으로는 각각 63.60(±2.81), 70.49(±0.63)%로 분석되었다. 그리고 수소의 경우에는 발전소별로 4.18~5.91(평균 5.04)% 범위를 보여 탄소에 비해 발전소별로 약간의 차이를 보이는 것으로 조사되었다. 그리고 아역청탄에 포함되어 있는 전수분은 19.65~20.70(평균 20.28)%로서, 각 발전소별로 거의 유사한 수준을 보였다. 하지만, 고유수분의 경우에는 발전소 1(평균 6.14%)에 비해 발전소 2(평균 13.38%)에서 약 2배 이상의 높은 수분함량을 보이고 있다. 이는 아역청탄 생산지 또는 생산국이 각각 다르기 때문인 것으로 판단된다.

유연탄을 포함한 석탄은 석탄내에 존재하는 수분(전수분, 고유수분)의 적용여부에 따라 인수식, 기건식, 건식탄으로 구분된다. 특히, 인수식은 석탄의 무역 거래시 계약의 근거가 되는 기준으로서, 우리나라의 석탄 물동량 통계의 기준으로도 사용된다. 기건식은 인수식 시료에서 부착수분을 제외시켜 산정하며, 발열량 및 공업분석의 기준이 된다. 건식은 기건식에서 고유수분을 제외시켜 산정하며, 발전소 효율의 기준으로 사용된다. 따라서, 유연탄내에 존재하는 수분량에 따라 인수식, 기건식, 건식 기준 발열량 차이를 보인다. 이런 결과는



**Fig. 1.** Results of calorific analysis of Sub-bituminous sampled at the power plants (as R-basis : As received basis, Ad-basis : Air-dried basis, DB-basis : Dry-basis).

Fig. 1에서 보는 바와 같이, 발전소 1에서 사용하고 있는 아역청탄의 건식 발열량은 5,936(±349) kcal/kg로서, 거의 유사한 수준을 보이고 있으나, 인수식 및 건식 기준으로 환산했을 시에는 표준편차가 각각 219, 349 kcal/kg으로서 다소 차이를 보였다.

전체적으로는 건식발열량의 경우, 대상시설에 따라 6,260~6,878 kcal/kg을 보이고 있어, 전 등(2006)<sup>13)</sup>이 측정된 유연탄의 건식 기준 발열량 6,649~7,106 kcal/kg에 비해 조금 낮은 발열량을 보였다. 그리고 기건식 기준 발열량은 5,930~5,963 kcal/kg, 인수식 기준 발열량은 5,050~5,457 kcal/kg을 보여, 화력발전소에서 사용하고 있는 아역청탄별로 발열량의 차이가 있음을 알 수 있다.

**3. CO<sub>2</sub> 배출 농도**

아역청탄 화력발전소의 굴뚝에서 측정된 CO<sub>2</sub> 배출

**Table 2.** Results of proximate, elemental and calorific analysis of Sub-bituminous sampled at the power plants

Plant No.	Stack No.	Carbon of fuel			Total moisture	Inherent moisture	Net heating value (TJ/ton) Ad-basis
		As R-basis	Ad-basis	D-basis			
Plant 1	1	56.40	66.22	70.64	20.16	6.26	0.0235
	2	56.22	65.75	69.97	19.65	6.03	0.0237
Plant 2	1	55.52	60.62	70.02	20.70	13.42	0.0232
	2	56.63	61.80	71.32	20.60	13.35	0.0233
Average		56.19	63.60	70.49	20.28	9.77	0.0234
SD		0.48	2.81	0.63	0.48	4.18	0.0002

as R-basis : As received basis  
 Ad-basis : Air-dried basis  
 D-basis : Dry-basis

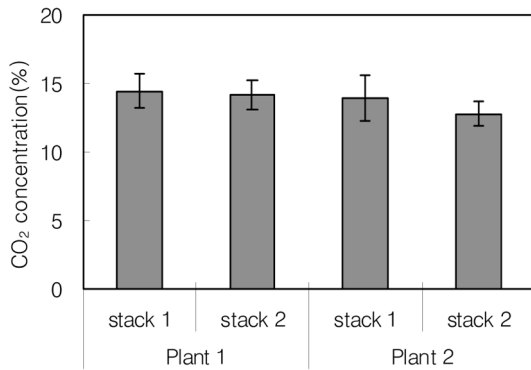


Fig. 2. CO<sub>2</sub> concentration of exhaust gas analysis from stack in the Sub-bituminous fired power plants.

Table 3. Temperature, moisture and flow rate of stack in the sub-bituminous fired power plants

Plant No.	Stack No.	Temperature (°C)		Moisture (g/m <sup>3</sup> )	Flow rate (Sm <sup>3</sup> /hr)
		Stack	Ambient		
Plant 1	1	90.6	26.0	84.5	799,754
	2	90.6	26.0	84.1	875,540
Plant 2	1	151.4	32.0	63.8	1,460,692
	2	151.0	32.0	63.8	1,501,352

농도는 Fig. 2에서 보는 바와 같이, 발전소 1에서는 굴뚝별로 각각 14.4, 14.2%로서 거의 유사한 수준의 농도로 측정되었다. 하지만, 발전소 2에서는 굴뚝별로 각각 13.9, 12.8%로서 발전소 1에 비해 약간 낮은 수준일 뿐만 아니라 굴뚝별로도 약간의 차이를 보였다. 본 연구에서 측정된 CO<sub>2</sub> 배출농도는 전 등(2006)<sup>3)</sup>이 유연탄 화력발전소의 배출 농도 9.6~14.9%와 비교하여 유사한 수준을 보였다.

시료채취 시 측정된 배기가스 온도의 경우, 발전소 1은 약 90.6°C였으나, 발전소 2는 약 150.2°C를 보여 발전소별로 큰 차이가 있는 것으로 조사되었다. 이처럼 발전소 1의 배출가스 온도가 낮은 것은 황산화물 저감 시설인 습식탈황시설을 통과하면서 배출가스의 온도가 낮아졌기 때문인 것으로 판단된다. 이로 인하여 발전소 1의 배출가스 중 수분함량이 약 20% 높은 수준을 보인 것으로 판단된다. 측정기간 동안 측정된 발전소 1의 배출가스 유량은 평균 837,647 Sm<sup>3</sup>/hr, 발전소 2는 평균 1,481,022 Sm<sup>3</sup>/hr로서 발전소 2로서 발전소 1에 비해 약 1.8배 많은 유량을 보였다(Table 3).

#### 4. 아역청탄 화력발전소의 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정

연료분석과 CO<sub>2</sub> 농도분석에 의해 산정한 CO<sub>2</sub> 배출

Table 4. CO<sub>2</sub> emission factors exhaust gas and fuel analysis in Sub-bituminous fired power plants

Plant No.	Stack No.	Fuel analysis	Exhaust gas analysis	D(%)
		(tCO <sub>2</sub> /TJ)	(tCO <sub>2</sub> /TJ)	
Plant 1	1	101.3	98.5	2.8
	2	99.8	109.4	-9.6
Plant 2	1	94.5	92.0	2.6
	2	96.2	85.7	10.9
Average		98.0	96.4	6.8
SD		3.1	10.1	
RSD(%)		3.2	10.5	

D(%)=((fuel analysis-exhaust gas analysis)/fuel analysis) ×100.

계수는 Table 4에서 보는 바와 같다. 연료분석에 의해 산정한 CO<sub>2</sub> 배출계수의 경우, 발전소 1은 굴뚝호기별로 각각 101.3, 99.8 tCO<sub>2</sub>/TJ, 발전소 2는 각각 94.5, 96.2 tCO<sub>2</sub>/TJ로 산정되었다. 동일한 발전소에서도 굴뚝호기별로 다소 차이를 보였으며, 발전소별로도 약 5%의 배출계수 차이를 보였다. 그리고 CO<sub>2</sub> 농도분석의 경우, 발전소 1의 굴뚝 호기별 CO<sub>2</sub> 배출계수는 각각 98.5, 109.4 tCO<sub>2</sub>/TJ로 산정되었다. 발전소 2에서는 발전소 1에 비해 약간 낮은 92.0, 85.7 tCO<sub>2</sub>/TJ로 산정되어, 발전소별로 약 10%의 배출계수 차이를 보였다. 또한, 배출계수 산정방법에 따라 굴뚝호기별로는 -9.6~10.9%의 차이가 있음을 알 수 있다. 연료분석과 CO<sub>2</sub> 농도분석에 의해 산정된 CO<sub>2</sub> 평균 배출계수는 각각 98.0(±3.1), 96.4(±10.1) tCO<sub>2</sub>/TJ로서 약 6.8%의 차이를 보였다. CO<sub>2</sub> 농도분석에 의한 배출계수의 RSD는 10.5로서 연료분석을 이용한 방법의 3.2%에 비해 약 3배 높은 차이를 보였다. CO<sub>2</sub> 농도분석에 의해 배출계수가 대상시설별로 차이를 보이는 것은 CO<sub>2</sub> 농도분석의 측정 불확도가 연료분석에 비해 더 크기 때문인 것으로 판단된다. 따라서, CO<sub>2</sub> 농도분석에 의한 평균 배출계수를 각 발전소에 적용하여 배출량을 산정할 경우, 연료분석에 의한 배출계수 적용에 비해 발전소별로 과대 또는 과소평가될 수 있을 것으로 판단된다. 이런 이유로 인해 IPCC에서도 석탄을 연료로 사용하는 연소시설에서의 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정방법이 연료분석에 의한 것을 추천하고 있는 것으로 판단된다.<sup>6)</sup> IPCC에서 제시하고 있는 CO<sub>2</sub> 배출계수는 96.1 tCO<sub>2</sub>/TJ로서, 이를 본 연구의 결과와 비교하면 CO<sub>2</sub> 농도분석에 의한 방법이 더 유사한 수준임을 알 수 있다. 그리고 CO<sub>2</sub> 농도분석에 의한 C 배출계수는 발전소별로 23.4-29.8tC/TJ로서 평균 26.3(±2.8)tC/TJ, 연료분석에 의한 C 배출계수

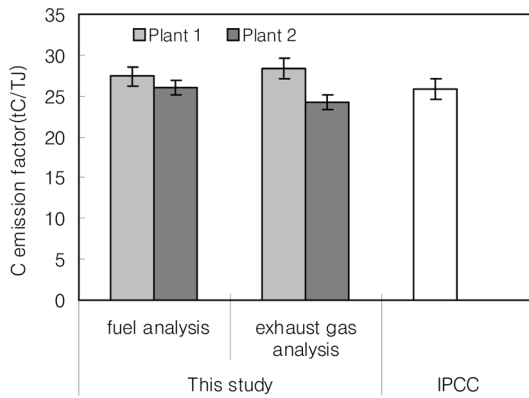


Fig. 3. C emission factors of Sub-bituminous fired power plants investigated in this study.

는 25.8~27.6 tCO<sub>2</sub>/TJ로서 평균 26.7(±0.9) tCO<sub>2</sub>/TJ로 산정되었다.

#### IV. 결 론

본 연구에서는 우리나라의 주요 에너지 소비부문인 아역청탄을 사용하는 화력발전소를 대상으로 하여 온실가스 배출계수를 개발하였다. 온실가스 배출계수 개발은 아역청탄 연료분석을 이용한 배출계수와 배출구(굴뚝)에서 실측한 CO<sub>2</sub> 농도를 이용한 배출계수를 각각 개발하였다.

아역청탄을 사용하는 화력발전소의 탄소함량은 인수식 기준으로 평균 56.19(±0.48)%, 기건식과 건식 기준으로는 각각 63.60(±2.81), 7.49(±0.63)%, 수소의 경우에는 발전소별로 4.18~5.91(평균 5.04)% 범위를 보였다. 그리고 아역청탄에 포함되어 있는 전 수분은 19.65~20.70(평균 20.28)%로서, 각 발전소별로 거의 유사한 수준으로 분석되었으나, 고유수분의 경우에는 발전소 1(평균 6.14%)에 비해 발전소 2(평균 13.38%)에서 약 2배 이상의 높은 수분함량을 보였다. 아역청탄 화력발전소의 굴뚝에서 측정된 CO<sub>2</sub> 배출 농도는 12.80~14.42%의 범위를 보여, 발전소별로 큰 차이를 보이지 않았다.

연료분석과 CO<sub>2</sub> 농도분석에 의해 산정한 CO<sub>2</sub> 배출계수는 각각 98.0(±3.1), 96.4(±10.1) tCO<sub>2</sub>/TJ로 산정되어, CO<sub>2</sub> 농도분석에 의한 배출계수가 IPCC의 배출계수 96.1 tCO<sub>2</sub>/TJ와 유사하였다. 하지만, CO<sub>2</sub> 농도분석 배출계수가 연료분석에 의한 배출계수에 비해 대상시설별로 약 3배 이상의 표준편차를 보이는 것으로 확인되었다. 이는 CO<sub>2</sub> 농도분석에 의한 배출계수 산정을

위해서는 연료분석에 의한 배출계수 산정 시에 필요하지 않은 배출가스량 산정 과정(굴뚝 압력, 수분량 측정) 및 CO<sub>2</sub> 농도 산정 과정(시료채취, 보관, 분석)에서 오차가 발생되기 때문인 것으로 판단된다. 본 연구의 결과에 의하면 연료분석에 의한 방법이 CO<sub>2</sub> 농도분석에 의한 방법에 비해 발전소별(또는 굴뚝호기별) 발생량 오차를 줄일 수 있어, 연료분석에 의한 배출계수 산정이 적합할 것으로 판단된다. 보다 더 정확한 배출계수 산정방법별 비교를 위해서는 운전조건 등을 고려한 추가적인 연구가 필요할 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.

#### 참고문헌

1. IPCC : Good practice guidance and uncertainty management in national greenhouse gas inventories, 2001.
2. IPCC : Revised 1996 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories, 1996.
3. IPCC : 2006 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories, 2006.
4. AGO : Technical guidelines (Generator efficiency standards) version 1.2, Australian Greenhouse Office, 14-33, 2001.
5. US EPA : Carbon dioxide emissions from the generation of electric power in the united states, 2000.
6. Korea Energy Management Corporation : The energy consumption report of 2006, 2006.
7. Jung, C. H., Pokarel, R. and Lee, H. K. : The Impacts of power plants on the environment and region: Focus on Incheon area according to the 3rd electric support action plan. *Journal of Environmental Impact Assessment*, **18**(4), 195-208, 2009.
8. Hondo, H. : Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy* **30**, 2042-2056, 2005.
9. Hartikainen, T., Lehtonen, J. and Mikkonen, R. : Reduction of greenhouse-gas emissions by utilization of superconductivity in electric-power generation. *Applied Energy*, **78**, 151-158, 2004.
10. Kartha, S., Lazarus, M. and Bosi, M. : Baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. *Energy Policy*, **32**, 545-566, 2004.

11. Wijayatunga, P. D. C., Fernando, W. J. L. S. and Shestha, R. M. : Impact of distributed and independent power generation on greenhouse gas emission: Sri Lanka. *Energy Conversion and Management* **45**, 3193-3206, 2004.
12. Garcia, I. and Zorraquino, J. V. M. : Energy and environmental optimization in thermoelectrical generating processes-application of a carbon dioxide capture system. *Energy*, **27**, 607-623, 2002.
13. Jeon, E. C., Sa, J. H., Lee, S. H., Jeong, J. H., Kim, K. H. and Bae, W. S. : Development of emission factors for greenhouse gas (CO<sub>2</sub>) from bituminous coal fired power plants. *Journal of Korean Society for Atmospheric Environment*, **22**(1), **23**(4), 2006.
14. Kim, H. S., Kim, D. S. and Yi, S. M. : Forecast of greenhouse gas emission by policy of waste management in Korea. *Journal of Korean Society for Atmospheric Environment*, **34**(5), 343-350, 2008.
15. Shin, H. C., Park, J. W., Kim, H. S. and Shin, E. S. : Environmental and economic assessment of landfill gas electricity generation in Korea using LEAP model. *Energy Policy*, **33**, 1261-1270, 2005.
16. Jeong, J. H., Lim, H. S., Kim, K. H., Bae, W. S. and Jeon, E. C. : Some Insights into the basic QA/QC for the greenhouse gas analysis: Methane and carbon dioxide. *Journal of Korean Society for Atmospheric Environment*, **22**(5), 712-718, 2006.