

연구논문

연소시설의 온실가스(CO₂) 배출량 산정 및 배출계수개발

김홍록 · 진병복 · 윤완우 · 권영성 · 이민영 · 윤영봉 · 신원근

환경관리공단

(2007년 5월 28일 접수, 2007년 7월 23일 승인)

Estimation of Emission and Development of Emission Factor on Greenhouse Gas (CO₂) of the Combustion Facilities

Hong-Rok Kim · Byong-Bok Jin · Wan-Woo Yoon · Young-Sung Kwon ·
Min-Young Lee · Young-Bong Yoon · Won-Geun Shin

Environmental Management Corporation

(Manuscript received 28 May 2007; accepted 23 July 2007)

Abstract

Since the Kyoto Protocol became into effect, Korea has been expected to be part of the Annex I countries performing the duty of GHG reduction in the phase of post-Kyoto. Therefore, it is necessary to develop emission factors appropriate to Korean circumstances.

In order to develop emission factors this study utilized the CleanSYS, which is the real-time monitoring system for industrial smoke stacks to calculate the emission rate of CO₂ continuously.

In this study, the main focus was on the power generation plants emitting the largest amount of CO₂ among the sectors of fossil fuel combustion. Also, an examination on the comparison of CO₂ emission was made among 3 generation plants using the different types of fuels such as bituminous coal and LNG; one for coal and others for LNG. The CO₂ concentration of the coal fired plant showed Ave. 13.85 %(10,384 ton/day). The LNG fired plants showed 3.16 %(1,031 ton/day) and 3.19 %(1,209 ton/day), respectably.

Consequently, by calculating the emission factors using the above results, it was found that the bituminous coal fired power plant had the CO₂ emission factor average of 88,726 kg/TJ, and the LNG fired power plants had the CO₂ average emission factors of 56,971 kg/TJ and 55,012 kg/TJ respectably which were similar to the IPCC emission factor.

Key words : Greenhouse gas, CEMS, Emission Factor, stationary combustion, IPCC

I. 서론

2005년 2월 16일 교토의정서가 발효됨에 따라 제1차 공약기간인 2008~2012 이후 온실가스 의무 감축국인 선진국으로부터 우리나라에 대하여 구속적 형태의 온실가스 의무감축 압력이 고조될 것으로 예상됨에 따라 정확한 온실가스 배출량 통계를 위하여 과학적이고 체계적인 배출계수 개발의 필요성이 대두되고 있다.

따라서 우리나라도 기후변화협약에 적극적으로 대응할 필요성이 있으며, 이를 위해서는 신뢰성이 높은 국가 고유배출계수에 의한 배출량 산정이 필요하다. 실제로 기후변화에 관한 정부간 패널(IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change)에서는 각국의 신뢰성 있는 온실가스 배출량 산정을 위하여 각 국가별 특성에 맞는 고유배출계수 사용을 권장하고 있다.

우리나라는 2007년 4월 현재 385개 사업장, 899개의 굴뚝에 CleanSYS(오염물질 연속자동측정 시스템)를 부착하여 먼지, 황산화물, 질소산화물 등 7개 항목을 관리하고 있으며, 이를 이용하여 2002년부터 배출허용기준초과 여부 판단, 배출부과금 부과 등 행정자료로 활용하고 있다. 또한 2007년 7월부터 시행되는 “수도권 사업장 대기오염물질 총량관리제”의 배출량 산정 자료로도 활용할 계획이므로, 이를 이용하면 시설별 특성을 반영한 온실가스(CO₂)배출계수 개발이 가능하다는 국가적인 장점을 가지고 있다. CleanSYS의 연속측정(CEMS Continuous Emission Monitoring System)방식은 5분 및 30분 단위의 연속측정 자료를 장기간 확보할 수 있어 과학적이고 합리적인 온실가스 배출량 산출이 가능하므로 신뢰도가 높은 결과물을 얻을 수 있을 뿐만 아니라 측정값의 변

동률 및 배출특성을 충분히 반영하지 못하는 비연속 측정(순간측정자료)의 단점을 보완할 수 있다. 따라서 본 연구에서는 연속자동측정방법을 통하여 유연탄, LNG를 사용하는 연소시설에 대해서 CO₂ 배출량을 산정하고 이를 이용하여 CO₂ 배출계수를 개발하는데 목적을 두고 있다.

II. 연구방법

본 연구에서 연속측정을 통한 CO₂ 배출계수를 개발하기 위하여 고정배출원의 연소시설 중 발전분야의 유연탄 및 LNG를 연료로 사용하는 3개 사업장에 대하여 연속측정이 가능한 CO₂ 측정기기를 설치하였다.

CO₂ 측정기기는 비분산적외선분석법(NDIR, Non-dispersive infrared analyzer) 방식의 측정기기를 사용하였으며, 유량은 국립환경과학원(2004)의 대기오염공정시험방법에서 규정하고 있으며, CleanSYS에서 설치 운영하고 있는 피토우관유속계 및 열선유속계로 측정한 자료를 이용하였다. 측정기 설치 후에는 국립환경과학원(2006)의 『환경측정기기의 형식승인·정도검사 등에 관한 고시』에 준하여 성능시험을 실시하였으며, 측정 자료의 신뢰성을 확보하기 위하여 2주 간격으로 교정을 실시하였다. 측정 대상 사업장의 사용연료 및 CO₂ 측정기의 종류와 측정 DATA 수는 Table 1과 같다. Table 2에는 대상 사업장에 설치한 CO₂ 측정기의 성능시험결과를 나타내었다.

CO₂ 측정 자료는 초당 자료를 기초로 5분 자료, 30분 자료로 구분하여 자료수집기(Data Logger)를 통해 무선으로 관제센터에 전송되며, CleanSYS 유량값을 이용하여 배출량을 산정하였다.

Table 1. Characteristics of facility

Items	Type of business	Fuel	Type of CO ₂ detection	Number of data (30min average conc.)
A	Fixed incineration, Generation	Bituminous Coal	HORIBA (VA-3001)	7248unit (5month)
B	Fixed incineration, Generation	LNG	HORIBA (VA-3001)	7248unit (5month)
C	Fixed incineration, Generation	LNG	FUJI (ZRJ)	7248unit (5month)

Table 2. A performance test results to CO₂ detector

Items	Linearity	Repeatability	Zero drift	Span drift
A	1.9 %	0.2 %	0.1 %	0.2 %
B	0.2 %	0.2 %	0.1 %	0.1 %
C	2.0 %	0.2 %	0.1 %	0.2 %
Performance Criterion	5 % below	2 % below	1 % below	2 % below

* 환경측정기기의 형식승인 · 정도검사 등에 관한 고시에 CO₂ 항목이 없는 관계로 굴뚝배출가스 연속자동측정기중 CO항목의 검사방법 및 기준을 준용하여 검사하였음.

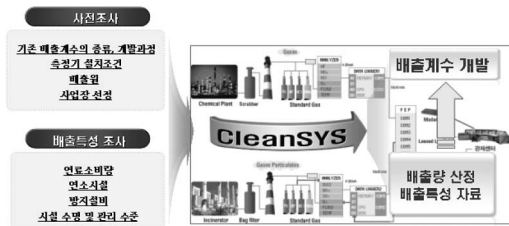


Fig. 1. Development procedure of CO₂ emission factor

통신 프로토콜은 현재 CleanSYS에서 사용하고 있는 방식을 준용하였으며, 배출량산정은 30분 자료를 기준으로 하였다. 배출계수 개발 절차는 Fig. 1과 같이 전송된 CO₂ 농도자료를 기초로 하여 연료 사용량, 발열량 등의 사업장 자료와 CleanSYS의 유량 및 O₂ 자료를 이용하여 배출량과 배출계수를 산정하였다.

또한, 주 연료 이외에 CO₂ 발생에 영향을 미치는 인자를 확인하기 위하여 CO₂ 저감기술 적용여부, 보조 연료의 사용량, 방지시설 등을 확인하였으나 주 연료 이외에 CO₂ 발생에 영향을 미치는 인자는 없었다.

III. CO₂ 측정 결과

CO₂ 농도(%)의 측정 결과는 Fig. 2와 같다. 평균

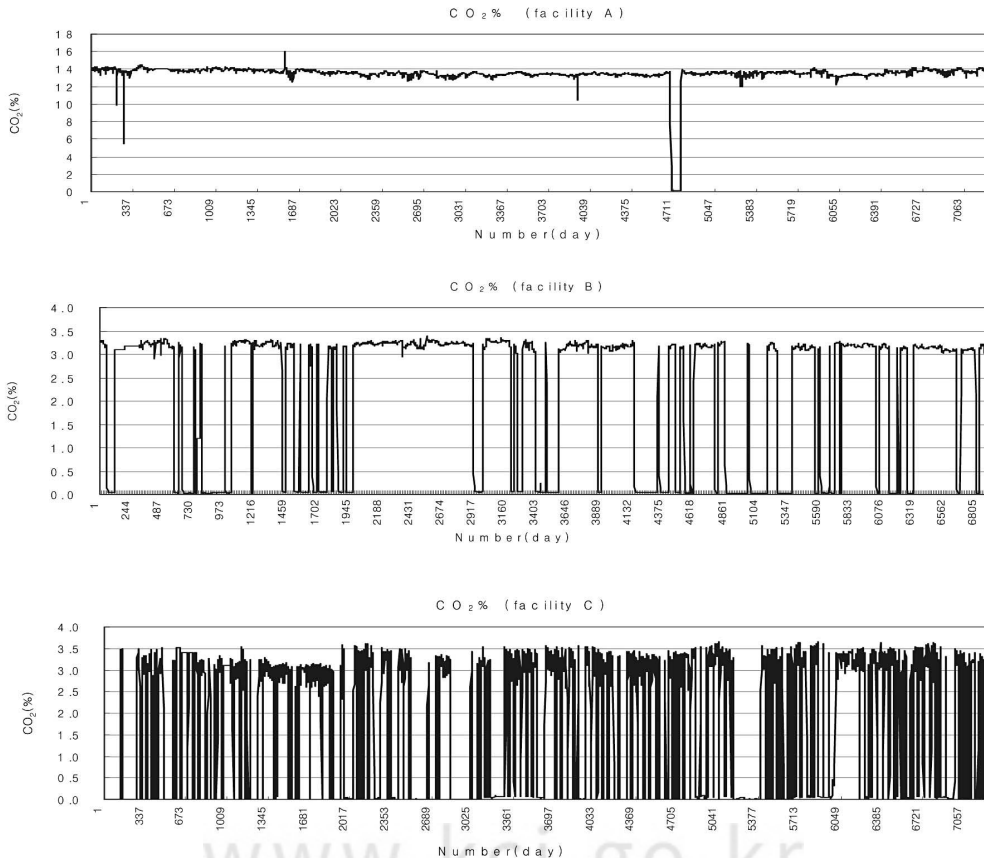


Fig. 2. Daily CO₂ concentration of each facility

농도의 정확성을 높이기 위하여 3개 사업장 전체의 측정자료 7,248개 중 연료사용량, 전력생산량 등을 고려하여 실제 배출시설의 운전정지 기간은 제외하였으며, 제외대상 자료는 CO₂ 농도가 1%미만인 30분 자료로 하였다. 또한, 측정기기의 점검 및 교정, 고장수리 등으로 인하여 배출되는 CO₂ 농도를 정상적으로 측정하지 못한 자료는 US-EPA 40CFR PART75의 규정에 따라 대체자료를 생성하였다. 사업장별 연속 측정된 30분 평균 CO₂ 농도를 살펴보면, 유연탄을 연료로 하는 A사업장의 경우에는 13.85%로 측정되었으며, LNG를 연료로 하는 B, C사업장은 각각 3.16%, 3.19%로 측정되어 유연탄 연료와 LNG 연료간 약 4.36배의 CO₂ 농도 차이를 보이고 있었다. 또한 Fig. 2에 나타난 바와 같이 동일 연료를 사용하는 B, C사업장의 경우는 CO₂ 농도가 거의 유사한 경향을 보이는 것을 알 수 있다.

IV. 온실가스(CO₂) 배출량 산정

사업장별 배출량 산정결과는 Fig. 3과 같다.

A사업장은 최소 8,802 ton/day, 최대 10,384 ton/day의 배출량 변화를 보였으며, 평균 CO₂ 배출량은 10,056 ton/day으로 조사되었다.

B사업장은 최소 68 ton/day, 최대 1,624 ton/day의 배출량 변화를 보였으며, 평균으로는 1,031 ton/day의 CO₂를 배출하는 것으로 조사되었다. C사업장의 경우 최소 124 ton/day 최대 2,134 ton/day의 배출량 변화를 보였으며, 평균 1,209 ton/day의 CO₂를 배출하는 것으로 조사되었다. 유연탄 연료를 사용하여 기저부하를 담당하는 A사업장의 경우에는 일정한 배출량을 보이고 있으나, LNG 연료 사용으로 첨두부하를 담당하여 전력 수급 사정에 따라 빈번하게 기동 및 정지를 반복하는 B, C 사업장의 경우에는 최대와 최소 배출량의 편차가 크게 나타났다.

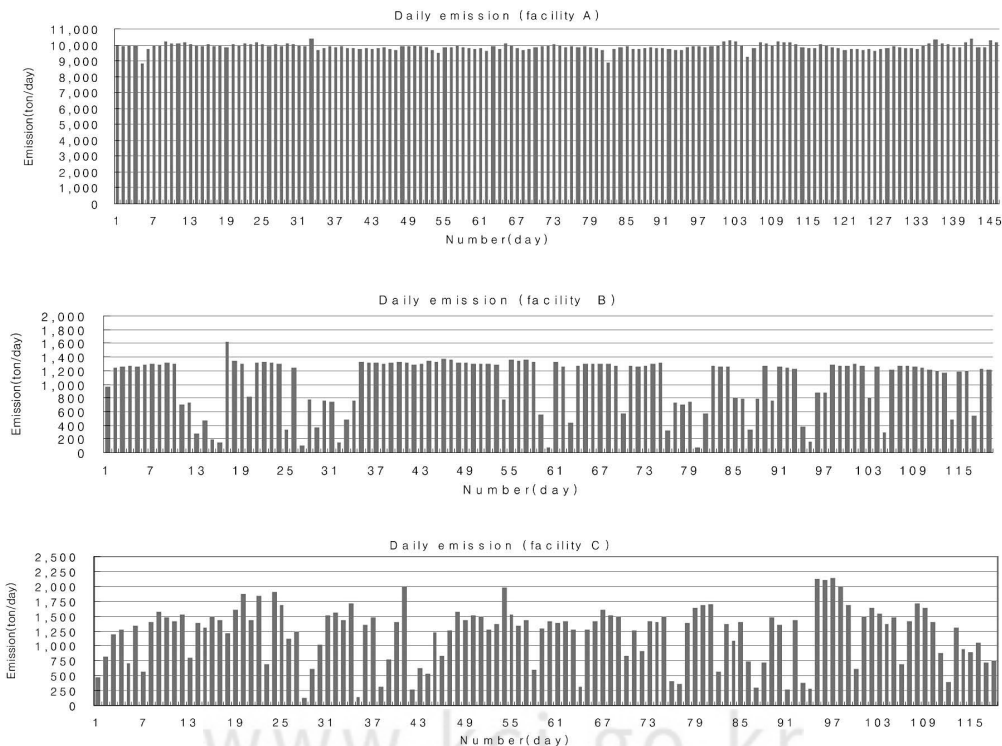


Fig. 3. Daily CO₂ emission of each facility

Table 3. Monthly CO₂ emission and intensity

Month	Facility A (Bituminous)			Facility B (LNG)			Facility C (LNG)		
	CO ₂ Emission (ton/Month)	electric power output(Mwh)	Intensity (CO ₂ ton/Mwh)	CO ₂ Emission (ton/Month)	electric power output(Mwh)	Intensity (CO ₂ ton/Mwh)	CO ₂ Emission (ton/Month)	electric power output(Mwh)	Intensity (CO ₂ ton/Mwh)
Average	-	-	0.8068	-	-	0.6823	-	-	0.6179
'06.11	298,778.31	366,644	0.8149	19,250.71	27,540	0.6990	28,785.37	44,525	0.6465
'06.12	304,812.35	381,588	0.7988	30,245.78	44,414	0.6810	30,963.88	51,831	0.5974
'07.01	284,529.88	357,046	0.7969	30,969.21	45,503	0.6806	31,399.08	53,129	0.5910
'07.02	248,370.48	305,574	0.8128	14,153.89	20,922	0.6765	26,791.53	42,818	0.6257
'07.03	307,045.27	378,601	0.8110	29,042.08	43,051	0.6746	34,383.42	54,664	0.6290

위 Table 3은 각 사업장에 대한 배출량 및 전력 생산량 당 CO₂ 배출원단위를 월단위로 비교한 것이다. 배출량 자체는 사업장의 설비규모, 사용연료의 종류 및 사용량 등에 의해 결정되기 때문에 사업장 별로 비교하기 어려운 측면이 있으므로 전력 생산량당 CO₂ 배출량으로 비교해 보았다.

유연탄을 사용하는 A사업장의 경우는 평균 0.81 CO₂ton/MWh로 나타났으며, LNG를 사용하는 B 사업장과 C사업장은 각각 0.68 CO₂ton/MWh, 0.62 CO₂ton/MWh로 나타났다.

조사결과를 보면 유연탄을 사용하는 시설을 LNG를 사용하는 시설로 전환하였을 경우 동일 전력을 생산하는데 CO₂ 발생량을 약 19 % 저감 할 수 있다는 것을 알 수 있다.

현재 연구진행중인 다른 사업장과 비교하여 볼 때 원단위(CO₂ton/MWh)는 연료의 종류 및 시설의 특성에 의해서 다양하게 나타나는 것으로 보이며 추후에 더 많은 연구가 필요한 부분이라고 생각된다.

V. 온실가스(CO₂) 배출계수 산정

배출계수는 Eq.1을 사용하여 산정하였으며, 계수 개발에 필요한 연료사용량 및 발열량 자료는 사업장에서 제공한 자료를 이용하였고, 유량은 CleanSYS자료를 이용하였다. 2006 IPCC Guideline에 따르면 연료별 탄소 함유량과 산화율을 기초로 배출계수를 산정하였으며 모든 연료에 대하여 연소시설의 종류에 관계없이 100 % 산화되는 것을 가정하였다. 본 연구에서는 연소시설 후단

Eq. 1. Greenhouse gas emission from stationary combustion

$$\text{Emission Factor (GHG, fuel)} = \frac{\text{Emissions (GHG, fuel)}}{\text{Fuel Consumption (fuel)}}$$

Emissions (GHG, fuel) = emission of a given GHG by type of fuel (kg GHG)

Fuel Consumption (fuel) = amount of fuel combusted (TJ)

(굴뚝)에서 배출되는 CO₂ 양을 측정하였으므로 이러한 가정(100 % 산화)으로 인한 오류를 방지할 수 있다.

Table 4는 각각의 사업장에 대한 월별 CO₂ 배출계수를 나타내었으며, A사업장의 경우 최소 87,077 kg/TJ, 최대 90,015 kg/TJ의 변화를 보였으며, 평균 88,726 kg/TJ로 IPCC Default값에 비하여 6.21 % 낮은 것으로 나타났다. 그리고 B사업장의 경우 최소 56,038 kg/TJ, 최대 58,561

Table 4. Monthly emission factors of each facility

Items	IPCC Emission Factor (kg/TJ)		Months	Monitoring Emission Factor(kg/TJ)	Monitoring/IPCC
	Lower	Upper			
A	Default		'06.11	87,798	▽7.19 %
			'06.12	88,739	▽6.20 %
			'07.01	87,077	▽7.95 %
			'07.02	90,003	▽4.85 %
			'07.03	90,015	▽4.85 %
B	Default		'06.11	58,561	▽4.39 %
			'06.12	57,210	▽1.98 %
			'07.01	56,864	▽1.36 %
			'07.02	56,038	▽0.11 %
			'07.03	56,183	▽0.15 %
C	Default		'06.11	56,501	▽0.71 %
			'06.12	53,184	▽5.20 %
			'07.01	53,392	▽4.83 %
			'07.02	56,444	▽0.61 %
			'07.03	55,540	▽1.00 %

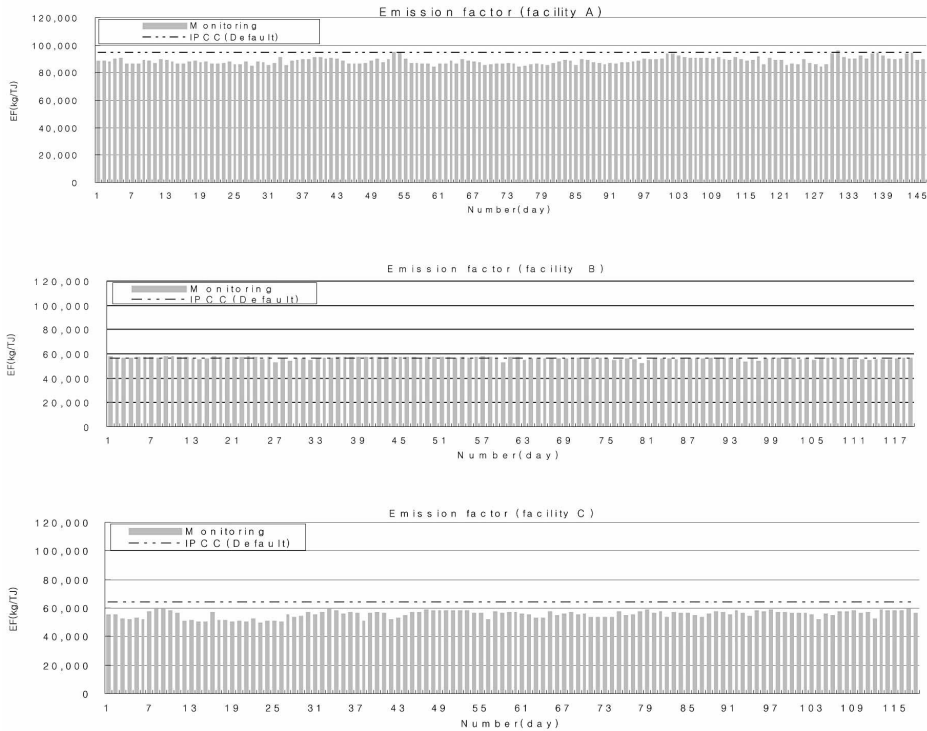


Fig. 4. Daily emission factors of each facility

kg/TJ의 변화를 보였으며, 평균 56,971 kg/TJ로 2006 IPCC Guideline Default값에 비하여 1.55% 높은 것으로 나타났다.

C사업장의 경우 최소 53,184 kg/TJ, 최대 56,501 kg/TJ의 변화를 보였으며, 평균 55,012 kg/TJ로 2006 IPCC Guideline Default값에 비하여 1.94 % 낮은 것으로 나타났다.

연속측정 결과로 산정한 배출계수는 Fig. 4에서 B, C 사업장의 경우 A사업장에 비해 계수의 변화가 심한 것을 볼 수 있는데, 이는 B, C 사업장은 위 CO₂ 배출량 산정결과에서 언급한 바와 같이 침투부하를 담당하는 사업장으로서 전력수요에 따라 급전이 필요할 때 수시로 가동하는 사업장이며, 가동 전 후의 온실가스농도 및 유량 변화에 따른 배출량 변화로 인하여 배출계수가 영향을 받은 것으로 판단된다.

VI. 결론

연속측정을 통한 CO₂ 배출계수 산정결과 유연탄을 사용하는 A사업장은 평균 88,726 kg/TJ로 2006 IPCC Guideline Default값에 비하여 6.21 % 낮은 것으로 나타났다. LNG를 사용하는 B사업장은 평균 56,971 kg/TJ, C사업장은 평균 55,012 kg/TJ로 IPCC Default값과 비교하여 측정기의 오차범위(2 %) 내에서 일치하는 결과를 보였다.

배출계수를 산정하기 위한 중요한 인자(因子) 중의 하나인 발열량 자료는 IPCC 계수와의 비교를 위해 저위발열량을 사용하여야 하나 본 연구에 참여한 사업장은 고위발열량만을 관리하고 있어 에너지 기본법 상의 저위발열량을 사용하였다.

IPCC는 연료의 분석을 통해 배출계수를 개발하였고, DEFAULT EMISSION FACTOR의 특성상 보편적인 활용성을 고려하여 일부 가정(연료 중 탄소의 100 % 산화를 가정 ; 2006 IPCC Guideline)

을 통해 배출계수의 특성을 단순화 한 경향이 있어 국가 및 사업장 특성을 반영하지 못하고 있다.

본 연구는 실측을 통하여 고정연소 시설에서의 연료 산화로 인한 CO₂ 배출계수를 개발하는 것이 목적이며, IPCC와 같이 가정에 의한 산화율을 적용하는 것이 아니라, 실제로 장시간 연속적으로 측정된 자료를 사용함으로써 해당 사업장의 배출계수에 대한 상관성 분석에 필요한 충분한 자료를 확보할 수 있었다.

그러나 현재는 많은 사업장을 대상으로 하지 못해 개발된 배출계수의 대표성에 있어 한계를 가질 수 있으나, 향후 더 많은 사업장의 실측자료를 확보한다면 대표성 있는 배출계수를 산정할 수 있을 것으로 판단된다.

참고문헌

국립환경과학원, 2001, 대기오염물질 배출사업장에서의 이산화탄소 배출량 산정.

국립환경과학원, 2006, 환경측정기기의 형식승인·정도검사 등에 관한 고시
 환경부, 2002, 굴뚝TMS 업무편람.
 환경부, 2004, 대기오염공정시험방법.
 환경부, 환경관리공단, 2006, 온실가스 배출량 산정지침.
 IPCC, 2000, Good Practice and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories.
 IPCC, 2006, IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
 JAPAN NIER, 2006, National Greenhouse Gas Inventory Report of JAPAN.
 U.S. EPA, 2006, INVENTORY OF U.S. GREENHOUSE GAS EMISSIONS AND SINKS.

최종원고채택 07. 07. 30