



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

석사학위 청구논문
지도교수 전 의 찬

B-C유 화력발전소의
CO₂ 및 Non-CO₂ 배출계수 개발

세종대학교 대학원

지구환경과학과

김 진 수

석사학위 청구논문
지도교수 전 의 찬

B-C유 화력발전소의
CO₂ 및 Non-CO₂ 배출계수 개발

**Development of CO₂ & Non-CO₂ Emission Factors
for B-C Oil Fired Power Plants**

세종대학교 대학원
지구환경과학과

김 진 수

석사학위 청구논문
지도교수 전 의 찬

B-C유 화력발전소의
CO₂ 및 Non-CO₂ 배출계수 개발

**Development of CO₂ & Non-CO₂ Emission Factors
for B-C Oil Fired Power Plants**

이 논문을 석사학위청구논문으로 제출합니다.

2009. 06

세종대학교 대학원
지구환경과학과

김 진 수

이 논문을 김진수의
석사학위 논문으로 인준함.

2009. 06

심사위원장 김 기 현

심사위원 정 명 채

심사위원 전 의 찬

감사의 글

2006년 12월 3일... 끝나가던 2006년을 뒤로하고 온실기체 연구실의 일원으로 첫 발을 들여놨던 그날 이후 많은 것들이 바뀌기 시작하였습니다. 학부생이 아닌 대학원생으로 취업이 아닌 학업으로 친구들과 술잔을 기울이던 시간은 논문 및 과제와 힘겨루기했던 시간으로... 2년 6개월이라는 시간은 보잘 것 없었던 저에게 너무나도 큰 깨달음과 가르침을 받은 시간이었던 것 같습니다. 나름 4학년이었지만 아는 것은 하나도 없었고 작은 것 하나하나 익히고 알아가면서 느꼈던 희열은 아직도 잊지 못하는 기억들입니다. 이렇게 평생에 제 머릿속에 남을 기억들을 만들어나가면서 이런 작은 성과를 보여줄 수 있다는 것이 너무나도 기쁘게 느껴집니다. 사람들은 욕심이 많아서 늘 시간이 지나면 생각나는 것이 아쉬움과 후회이지만, 그것을 밑거름으로 하여 더 큰 세상에서 살아가도록 모든 분들에게 감사를 드립니다.

먼저, 한없이 부족하기만 저에게 때로는 엄하신 훈육관처럼 때로는 아버지 같은 자상함으로 많은 격려와 관심을 보여주신 전의찬 교수님께 큰 절을 올립니다. 한없이 부족한 저로 인해 그 동안 많은 사건사고로 많이 힘드셨죠~? 외람된 말씀입니다만, 10년 이상 더 연세를 잡수시게 해드렸던 것 같아서 죄송스런 마음만 가득합니다. 교수님의 넓은신 아량으로 용서하여 주시고 또한 크나크신 지도 덕분에 이렇게 논문을 마무리하고 졸업이라는 두 글자를 맞이할 수 있게 된 것 같습니다. 다시 한번 진심으로 감사를 드립니다. 우연인지 모르지만 학부 4년 내내 저를 상담해 주시면서 챙겨주신 정태웅 교수님, 늘 따뜻한 관심과 격려 및 때로는 잘못을 지적해주시어 옳은 길을 가르쳐주셨던 김기현 교수님, 인자하신 웃음을 인사할 때마다 만나 볼 수 있는 배위섭 교수님, 제가 학생회장일 때 학교 오셔서 남다른 애정으로 꼼꼼하게 하나하나 챙기셨던 허진 교수님, MT에서 진가를 보여주시며 학생들을 너무나 무 사랑해주시는 정명채 교수님, 호탕하신 성격과 함께 인생에 대해 많은 것을 알

려주신 고의장 교수님 이하 모든 세종대학교 지구환경과학과 교수님들에게 진심으로 머리 숙여 감사를 드립니다. 또한 복수전공으로 너무나도 힘들었던 제게 많은 도움을 주신 송지현 교수님과 전공관련 상담도 해주시고 특이한 이력이었던 저를 관심 가져주신 배덕효 교수님께도 감사를 드립니다.

가족과도 다름없는 우리 온실기체 연구실 식구들에게 너무나도 큰 감사를 드립니다. 실험실 제일 큰형이자 분석이면 분석, 현장조사면 현장조사 등 많은 부분에서 도움을 주셨던 재환이형, 저 멀리 안산에서도 늘 실험실일이면 달려오는 종호형, 안부면 안부, 공부면 공부 늘 물어보고 챙겨주는 성호형, 연구실에서 나의 사수이자 모를 때만 전화해서 물어본 재학이형, 미안했어요~ㅋ. 동기이자 지난 2년간 연구실 안방마님 겸 실험실원으로 어리숙했던 나에게 큰 도움을 주었던 석경이, 너 없었으면 어쩔 뻔했나~ 못난 형 밑에서 일하느라 늘 고생이 많았던 옥현이, 석경이 따라 실험실 여성의 대를 이어 가는 수림이, 이제 실험실의 큰 기둥으로 잘라날 든든한 정우, 늦게나마 만나 다른 분야에서의 모습을 보여주신 이상훈 실장님, 저~~ 이역만리에 가족을 두고 한국에서 공부하느라 고생이 많은 Thuc에게도 감사의 말을 전합니다. 또한, '투잡이란 이런 거다'라고 몸소 보여주신 홍기협 과장님과 장훈이형, 하지원 의원님을 비롯하여 졸업논문과 함께 개인적으로 큰 선물을 주신 명수정 박사님께도 감사합니다. 특히 마지막으로 그 어떤 말로도 표현할 수 없는 고마움과 미안함 준 시형이, 정말 고생이 많았다... 니가 고생이 참~~~ 많았죠잉~? ^^

연구실을 떠나 같이 생활했던 5층 식구들에게도 감사를 드려요. 김기현 교수님 방의 안방마님 지원이와 원필이형도 늘 고마웠어요~ 이제 갓 들어온 민선이와 용현이는 분발하도록 하고~!! 배위섭 교수님 방의 태문이형 벌써 학부 2학년때부터 오래되었네요~ 앞으로 이거 쓸 때까지는 많이 남았지만, 화이팅이에요~ 정산과 관련하여 이것저것 물어보던 재인씨에게도 감사했습니다. 허진 교수님 방의 맏이 민혜, 태환이, 보미, 가영이, 기정이, 선령이, 현재까지 다들 고마웠어~ 마지막으로 정명채 교수님 방의 식구분들에게도 감사드립니다. 제일 친해지고 싶었는데 많이 못친해진

거 같아서 너무나도 아쉽네요. 제 유일한 대학원 입학과 졸업이 동기인 창구씨를 비롯한 정욱이형, 지철이형, 영규형, 철민씨, 경민씨, 남극씨 그리고 편입생 한식이 형까지 모두 고생하세욤~ 옆 건물인 총무관에서 유일하게 아는 연구실인 송지현 교수님 방의 승규형~ 이제는 어여 아빠로... 나름 잘보고 잘 놀았던 정희와 형규, 정우 못지않게 든든한 광호, 이젠 실험실을 꾸러갈 현정이와 해영이... 다들 좋은 대학원 생활을 보내길 바래~

대학생활을 너무나도 즐겁게 보내게 해준 무형이지만 울고 웃었던 추억들을 주었던 지구환경과학과도 그간 노고가 많았다. 학과 못지않게 내가 많이 사랑하는 우리 지구환경과학과 후배들에게도 감사의 표시를 합니다. 때로는 지치고 힘들 때 다시 학부생일 때의 열정을 생각나게 해줘서~ 고마웠다(한명한명 나열하다간 그게 논문이 될 것 같아 뺐으니 빠지지 말도록~~!!). 다들 멋진 자기만의 길을 찾길바래~

대학원 생활하느라 자주 만나기 힘들었던 학교 동기들 재홍, 호근, 지현, 정아에게도 감사를 느끼고, 정말 미안하다. 이것저것 맨날 빠져서 볼 면목이 없네~ 신윤, 대식, 정미, 미희 등등에게도 반년에 1~2번 보지만... 안빼먹고 불러줘서 고마워... 우리 지과동기인 민재, 광연이, 태력이, 정용이, 상호 우리과는 아니지만 석우, 동원이에게도 늘 고맙게 생각하고 있다. 유일하게 대학원생활에 대한 부러움을 많이 느꼈던 천문과 친구들... 아직까지도 천문과 거목인 범두를 비롯하여, 맨날 형님형님하고 늘 반겨주는 일석이, 체구는 너무 부러운 현오, 맨날 부어있는 은하, 진아, 나를 엄마라고 부르는 동섭, 민중, 인해, 그리고 맨날 놀림삼아 갈구던 지성, 지성아 이제 그것도 끝이다. 땡깡부려도 늘 잘 받아주던 은주, 또한 늘 가까이 하고 싶었으나 못하고 결국에야 좀 친해진 기훈이, 끝으로 마지막까지 함께하진 못했으나 한 때 그 누구보다도 마음을 이해했던 예림이까지 모두모두 고마워~ 참.. 선아, 혜련, 소영이에게도 잊지 않고 감사를~ ^^ 그리고 지금은 우리 학교가 아니지만 그 사람에게도 특별한 감사의 표시를 드립니다.

그리고 7박 8일간의 발리 추억을 함께한 진형이형, 유진이, 은주, 승복이, 미숙이, 수정이, 혜진이에게도 감사를 드리며... 다 같이 기후변화를 전공한 사람으로 조만간 각자의 분야에서 성공하여 다시 만납시다~ ㅎㅎㅎ

한 때 나랑 같은 길을 가다가 급선회한 창석이, 유일하게 술 먹으면서도 전공이 야기를 나눌 수 있던 낙곤이, 미국에서 열심히 잘 살고 있는 상업이(결혼 못가서 미안타~), 우리 친구들 중에서 늘 경제에 깨어있는 형석이, 늘 내가 앞으로 나아갈 때 목표가 되는 상훈.. 다들 자주 만나지는 못했지만, 너무나도 고맙다. 너네들이 있어서 근심과 걱정 및 고민을 터놓고 말할 수 있었다. 정말 고마웠어. 못본지 오래되었지만 보고 싶은 동환이와 세호, 이름 개명 후 한번도 못본 은영이(난 이게 더 좋다~ㅋ)를 비롯하여 많은 너섬인 친구들에게도 감사의 글을 올립니다. 그리고 제가 지구과학이라는 학문을 선택하게 된 점에 있어 그 누구보다도 큰 공헌을 해주신 류형근 선생님께 자주 찾아가 뵈지 못하는 오래된 제자로써 마음 속 깊이 감사를 드립니다.

역시 마지막은 제일 중요한 가족이네요. 무엇보다도 공부하는 아들에게 전폭적인 믿음과 신뢰를 보내주신 어머니와 공부하는 것을 기특하게 느끼신 아버지, 또한 저에게 있어 언제나 해결책을 제시해주는 척척박사와 같으면서 제2의 아버지 같은 존재인 형, 마지막으로 백곰되련님을 너무나도 잘 챙겨주시는 형수님에게도 한없이 감사를 드립니다. 또한 아직은 아니지만 졸업하게 될 때면 이 세상의 빛을 보게 될碩주니어에게도 비록 당장 글을 읽을 수는 없겠지만 언젠가는 삼촌이 너도 생각하고 있었다고 알 수 있도록 작은 부분을 할애하였다. 또한 나를 너무나도 사랑해주시는 강화할아버지와 할머니, 하늘에 계신 외할아버지와 할머니, 그리고 저의 팬 영원한 삼촌을 비롯한 양가 친척분들에게도 감사를 드립니다. 특별히 가장 최근에 만난 시은이만 이름을 이야기하면서 앞으로 무럭무럭 자라나길...

끝으로 사람다운 사람이 될 수 있도록 지도해주시고 격려해주시며 인도하여 주신 모든 분들께 진심으로 감사를 드립니다. 앞으로 더욱 부족한 부분을 채워나가고 노력하여 모든 사람들에게 부끄럽지 않은 사람이 되도록 하겠습니다.

목 차

제1장 서론	1
1.1 연구 배경 및 목적	1
1.2 연구 내용 및 구성	3
제2장 이론적 배경	5
2.1 우리나라 온실가스 배출 현황	5
2.2 우리나라 전력생산 중에서 B-C유 화력발전의 현황	6
2.3 B-C유 사용 화력발전소 현황	7
2.4 B-C유 사용 화력발전소의 발전 원리 및 온실가스 발생 이론	8
2.4.1 B-C유 사용 화력발전소의 발전 원리	8
2.4.2 B-C유 사용 화력발전소에서 온실가스 발생 원리	10
제3장 연구방법	12
3.1 대상시설 선정 및 대상물질 선정	12
3.1.1 대상시설 선정	12
3.1.2 대상물질 선정	12
3.2 배출계수 개발 방법	14
3.2.1 CO ₂ 배출계수 개발 방법	15
3.2.2 Non-CO ₂ 배출계수 개발 방법	18
3.3 시료채취방법 및 분석방법	21

3.3.1	시료채취방법	21
3.3.2	연료분석방법	23
3.4	기기정도 관리	26
3.4.1	연료분석기기 정도관리	26
3.4.2	연소가스 분석기기 정도관리	30
3.5	불확도	34
3.5.1	불확도 평가방법	34
제4장	결과 및 고찰	36
4.1	B-C유 화력발전소 CO ₂ 배출계수 산정	36
4.1.1	CO ₂ 배출계수 산정	36
4.1.2	국내외 배출계수와의 비교	38
4.2	B-C유 화력발전소 Non-CO ₂ 배출계수 산정	40
4.2.1	Non-CO ₂ 배출계수 산정	40
4.2.2	국내외 배출계수와의 비교	43
4.3	불확도 평가 결과	45
4.3.1	CO ₂	45
4.3.2	Non-CO ₂	47
제5장	결론	52
	참고문헌	55
	ABSTRACT	59

List of Figure

Figure 2-1. Trends of greenhouse gas emissions by energy category	6
Figure 2-2. The pattern of electric power generation among different energy sources	7
Figure 2-3. Principle of electricity generation by B-C Oil fired power plant	9
Figure 3-1. The picture of Calorimeter (IKA-C2000, Germany)	24
Figure 3-2. The picture of Elemental analyzer (Thermo Finnigan-Flash EA 1112, USA)	25
Figure 3-3. The picture of GC-FID and GC-ECD (CP-3800, Varian, USA)	26
Figure 3-4. Results of replicate analyses for Sulfanilamide standard sample	29
Figure 3-5. Results of replicate analyses for BBOT standard sample	29
Figure 3-6. Calibration slope of CH ₄ standard gas	31
Figure 3-7. Calibration slope of N ₂ O standard gas	31

Figure 3-8. Illustration of Monte Carlo method	35
Figure 4-1. CO ₂ emission factor derived for each power plant facility	38
Figure 4-2. Comparison of CO ₂ emission factor between the present and previous studies	39
Figure 4-3. CH ₄ emission factor of target power plants	42
Figure 4-4. N ₂ O emission factor of target power plants	42
Figure 4-5. Uncertainty range of CH ₄ emission factor	48
Figure 4-6. Uncertainty range of N ₂ O emission factor	50

List of Table

Table 2-1. Trends of greenhouse gas emissions by category in Korea	5
Table 2-2. The status of electricity generation capacity for the B-C Oil fired power plants	8
Table 3-1. The status of electricity generation capacity for target B-C Oil fired power plants	12
Table 3-2. IPCC Key category of stationary sources and target greenhouse gases ·	13
Table 3-3. Comparison of emission factor methodologies between Tier 1 Method and Tier 3 Method	15
Table 3-4. Worksheet for fuel analysis (CO ₂ emission factor)	17
Table 3-5. Worksheet for flue gas analysis (CH ₄ emission factor)	19
Table 3-6. Worksheet for flue gas analysis (N ₂ O emission factor)	20
Table 3-7. Repeatability test of calorific analysis using standard sample	27
Table 3-8. Repeatability test of concentration analysis using CH ₄ standard gas	32

Table 3-9. Repeatability test of concentration analysis using N ₂ O standard gas	32
Table 3-10. Detection limit of CH ₄ and N ₂ O by GC-FID, GC-ECD	33
Table 4-1. The result of atomic analysis and calorific value	37
Table 4-2. Concentration of CH ₄ and N ₂ O in the target power plants	40
Table 4-3. Comparison of Tier 3 Method CH ₄ emission factor	44
Table 4-4. Comparison of Tier 3 Method N ₂ O emission factor	45
Table 4-5. Uncertainty range of CO ₂ emission factor	46
Table 4-6. Grading criteria of emission factor based on estimated uncertainty	47
Table 4-7. Uncertainty range of CH ₄ emission factor	49
Table 4-8. Uncertainty range of N ₂ O emission factor	51

논문요약

B-C유 화력발전소의 CO₂ 및 Non-CO₂ 배출계수 개발

우리나라 온실가스 배출량 중에서 84%를 차지하고 있는 분야가 바로 에너지 부문이다. 특히 전력산업은 에너지 부문의 한 산업으로서 전체 에너지 부문에서 발생하고 있는 온실가스의 약 34%를 차지하고 있을 정도로 많은 양의 온실가스를 배출한다. 따라서 현재 논의되고 있는 'Post-2012' 체제에서 우리나라가 유엔기후변화협약에 의한 온실가스 감축 의무이행국으로 분류되어 감축의무를 이행하게 될 경우에는 전력산업 또한 온실가스 주요배출산업으로 감축의무를 이행해야할 것으로 사료됨에 따라서 우리나라 실정에 맞는 온실가스 배출량 산정을 위해서 국가고유배출계수 개발이 무엇보다도 중요하다.

본 연구에서는 우리나라 B-C유 사용 화력발전소의 배출계수를 개발하고 개발한 배출계수에 대한 불확도 평가를 실시하였다. 본 연구의 결과로 우리나라 B-C유 사용 화력발전소의 배출계수는 CO₂가 75,548 kg/TJ였으며, 2006 IPCC의 배출계수는 77,400 kg/TJ로 본 연구의 결과가 IPCC 배출계수보다 2%정도 낮게 산정되었다. 다른 10개국의 NIR에 보고된 배출계수는 69,282 ~ 79,646 kg/TJ의 분포를 보였고 본 연구의 결과와 가장 유사한 배출계수를 가진 국가는 스페인이었다. 가장 큰 배출계수를 보인 국가는 독일로 본 연구결과보다 약 5% 정도 높았고 가장 낮은 배출계수 값을 기록한 나라는 호주로 약 9% 정도 낮은 계수 값을 기록하였다.

CH₄의 배출계수는 0.33 kg/TJ로 산정되었다. 다른 배출계수와의 비교에서는

2006 IPCC 배출계수인 0.8 kg/TJ의 40 % 정도였다. 일본의 배출계수는 0.1 kg/TJ로 본 연구의 연구결과가 일본보다 약 3 배 이상 높았으며, 핀란드 배출계수와 비교해 보면, 본 연구결과가 핀란드 배출계수인 1.0 kg/TJ보다 70 % 낮은 결과가 도출되었다.

N₂O의 배출계수는 0.88 kg/TJ로 산정되었다. 다른 배출계수와의 비교에서 2006 IPCC 배출계수인 0.3 kg/TJ보다 약 3 배 큰 값으로 나타났다. 일본의 배출계수는 0.21 kg/TJ로 비교 대상 계수 중에서 가장 낮았고 본 연구의 연구결과와 4배 이상의 차이를 보였다. 핀란드 배출계수와의 비교에서는, 본 연구결과가 핀란드의 배출계수인 1.0 kg/TJ보다 약 10% 낮았으나 비교적 유사한 계수값을 보였다.

본 연구에서 불확도 산정방법은 2006 IPCC에서 제시하고 있는 불확도 평가방법 중에서 Monte Carlo simulation(5,000회 반복)을 이용하여 계산하였다. 이 분석에서 각 데이터에 맞는 적절한 확률밀도함수(PDF)분포를 적용하여, 95% 신뢰 구간에서의 lower, upper 범위를 제시하였다. 불확도 산정 결과, CO₂ 배출계수의 불확도 범위는 2% 내외로 나타났으며, 불확도 또한 1.6%였다. CH₄ 배출계수의 불확도 범위는 -32.35 ~ +58.82%의 범위로 나타났었고 산정된 불확도는 25%였다. 또한, N₂O 배출계수의 불확도 범위는 -46.67 ~ +48.86%로 산정된 불확도는 16%였다.

B-C유 화력발전소에서의 CO₂ 및 Non-CO₂ 국가배출계수를 개발한 본 연구는 보다 정확한 우리나라의 온실가스 배출량을 산정하여 효율적인 대응 정책을 수립하고 기후변화 관련 국제협상에 능동적으로 대응하는데 있어서 크게 기여할 수 있을 것으로 생각된다.

주제어 : B-C oil, climate change, emission factor, greenhouse gas, power plant

제1장 서론

1.1 연구 배경 및 목적

지난 100년간(1906-2005)간 전지구의 평균 기온 상승 폭은 0.74°C 였는데, 우리나라의 경우에는(1912-2008) 1.7°C 상승하였다. 이처럼 우리나라의 연평균 기온상승폭은 전지구의 연평균 기온상승폭보다 2배 정도 높은 현상을 보였으며(기상청, 2009), 특히, 2000년대 한반도 연평균 기온은 1990년대에 비해서 0.2°C 나 더 높았을 정도로 그 상승정도가 더욱 가속화되고 있다. 이러한 지구온난화를 유발하는 온실가스의 대기 중 농도증가는 인간의 활동에 의해서 90% 이상 야기된 것으로 밝혀진 바 있다(IPCC 제4차 보고서, 2007).

2007년 12월 발리에서 열린 제13차 당사국 총회에서는 교토의정서가 끝나는 2013년부터 적용될 'Post-Kyoto' 체제에 대하여 논의하였으며 선진국의 추가적인 감축목표 수립 및 감축공약 이행과 함께 개발도상국의 경우에도 지속가능한 발전의 맥락에서 기술 및 재정지원 그리고 능력향상을 통해 가능한 국내 감축행동을 해야 하는 'Bali Action Plan'을 채택한 바 있다(에너지 경제연구원, 2007).

이처럼 대외적으로 역동적인 흐름에 대응하기 위하여 우리나라에서도 2007년 '기후변화 4차 종합대책'을 발표하여 적극적으로 대처하고 있다. 여러 다양한 중점 분야들 중에 인프라 구축분야도 하나의 육성사업으로 추진하고 있으며 인프라 구축 분야에서도 온실가스 국가 인벤토리 시스템 구축에 대한 작업을 진행하고 있다. 국가 인벤토리 시스템 구축은 국제적으로 신뢰성 확보를 위해 온실가스 통계 작성체계에 대한 제도적 절차 및 작성과 관리 체계의 시스템화를 추진하는 것이며, 이는 국내 부문별 온실가스 배출원 조사 분석 및 관리 체계화를 위해 인벤토리 시스템을 구축하는 것이다(국무조정실, 2007). 국가 인벤토리 시스템 구축은 부문별 온실가스

배출원을 파악하는 것 뿐만 아니라 부문별 배출계수 및 활동도 자료를 구축하는 것도 포함된다. 기후변화에 관한 정부간 패널(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)에서는 국가 온실가스 배출량 산정시 국가적 배출특성 값을 반영한 국가고유배출계수(Country specific emission factor)를 적용하여 배출량을 산정하는 방법을 우선하여 적용하도록 권고하고 있다(IPCC, 1996; IPCC, 2001; IPCC, 2006). 하지만, 우리나라는 현재 온실가스 배출계수에 대한 연구가 부족하여 배출량을 산정함에 있어서 주로 IPCC 기본값에 의존하여 배출량을 산정하고 있다. 따라서 우리나라 실정에 맞는 국가고유배출계수를 개발하여 보다 정확한 온실가스 배출량을 산정하는 것이 부문별 온실가스 배출량 감축을 위한 정책과 전략을 효율적으로 수립하는데 크게 기여할 것이다(국립산림과학원, 2006).

대기 중 온실가스 농도는 여러 배출원에서의 배출에 따른 것으로, 전체 배출량의 84%가 에너지 부문에서 배출되고 있다. 또한, 전체 에너지 부문에서 발생하고 있는 온실가스의 약 34% 정도가 전력산업에서 배출된다(지식경제부, 에너지경제연구원 2007). 특히, 우리나라에서 1995년부터 2004년까지 전체 산업에서 증가한 온실가스량의 70%가 전력산업에서 배출되었으며, 생활수준 향상으로 인한 에너지 증가로 향후에도 지속적으로 전력소비량은 증가할 것이다(한국은행, 2008). 이러한 전력소비량의 증가는 필연적으로 온실가스 배출량의 증가를 불러온다.

본 연구에서는 우리나라에서 온실가스를 많이 배출하는 전환부문 중에서 B-C유를 사용하고 있는 화력발전소를 대상으로 하여 '연료분석 방법'으로 CO₂ 배출계수를 산정하고 '연소가스 분석 방법'으로 Non-CO₂인 CH₄ 배출계수와 N₂O 배출계수를 개발하였으며 개발한 CO₂, CH₄, N₂O 배출계수의 불확도 평가를 실시하였다.

1.2 연구 내용 및 구성

연구 대상으로는 우리나라에 있는 5곳의 B-C유 사용 화력발전소를 대상시설로 선정하였다. B-C유 사용 화력발전소의 연소 공정에서는 유엔기후변화협약(United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC)에서 제시한 6종의 온실가스 중에서 이산화탄소(CO₂), 메탄(CH₄), 아산화질소(N₂O)가 배출되므로 대상 온실가스를 3가지로 선정하였다.

본 연구에서는 IPCC에서 제시한 가이드라인을 통해서 B-C유 화력발전소에서 우리나라 고유의 CO₂, CH₄, N₂O 배출계수를 산정하고 산정된 배출계수를 가지고 2006 IPCC Guidelines에서 제시한 배출계수와 다른 국가에서 제시된 배출계수를 가지고 상호 비교분석하였다.

CO₂ 배출계수의 경우에는 '연료분석 방법'을 통하여 연료의 발열량 및 탄소, 수소 등의 원소 함유량을 고려하여 배출계수를 산정하였고 Non-CO₂ 온실가스인 CH₄와 N₂O 배출계수의 경우에는 굴뚝에서 배출되는 연소가스를 포집, 분석하여 CH₄ 농도와 N₂O 농도를 다른 여러 자료들을 고려하여 CH₄와 N₂O 배출계수를 개발하는 '연소가스 분석 방법'을 사용하였다.

또한 개발된 배출계수를 가지고 Monte Carlo simulation을 실시하여 산정된 배출계수의 불확도 범위와 불확도 평가를 수행하였다.

본 연구의 내용 및 구성은 아래와 같다.

1. 우리나라 B-C유 사용 화력발전소의 현황과 화력발전소에서의 온실가스 배출 원리를 살펴보고 온실가스 배출 특성과 측정방법에 대해 고찰한다.
2. 온실가스 배출계수 개발을 위한 시료채취 및 온실가스 분석방법에 대해서 기술하며, 온실가스 농도를 분석하고 분석과정에 대한 QA/QC를 실시한다.
3. 산출한 raw data를 이용하여 온실가스 배출계수를 개발하고 IPCC에서 제시한 default value 및 다른 국가들의 배출계수와 비교한다.
4. Crystal ball을 이용 Monte Carlo simulation을 실시하여 산정된 배출계수에 대한 불확도 평가를 실시하였다.

제2장 이론적 배경

2.1 우리나라 온실가스 배출 현황

2006년 우리나라의 온실가스 배출량은 총 599.5 백만t CO₂ eq으로 그 중에서 84.3%에 해당하는 505.4 백만t CO₂ eq가 에너지 부문에서 발생되었다. 에너지 부문 다음으로는 산업공정 부문에서의 온실가스 배출량이 10.6%인 63.7 백만t CO₂ eq로 많았고 폐기물 부문과 농업 부문 순으로 적은 배출량을 보였다. 상세한 우리나라 온실가스 배출현황은 Table 2-1과 같다.

온실가스별 배출량으로 살펴보면, CO₂ 배출량이 532.2 백만t CO₂ eq로 전체 온실가스 배출량의 88.8%를 차지하고 있으며 CH₄와 N₂O의 배출량은 각각 25.3, 15.5 백만 CO₂ eq으로 전체 배출량의 4.2와 2.6%를 차지하고 있다(에너지 경제연구원, 2009).

Table 2-1. Trends of greenhouse gas emissions by category in Korea

unit : Mt CO₂ eq, (%)

Category	Emissions
Energy	505.4 (84.3)
Industrial processes	63.7 (10.6)
Agriculture	15.1 (2.5)
Waste	15.4 (2.6)
Gross emission	599.5 (100.0)

* KEEI (2009)

에너지 부문에서의 온실가스 배출량구성 산업을 살펴보면, 전체 505.4 백만t CO₂ eq의 에너지 부문 온실가스 배출량에서 에너지산업이 가장 많은 179.6 백만t CO₂ eq를 배출하였다. 이는 전체의 35.5%를 차지하는 배출량이다. 제조업 및 건설업에서도 29.7%인 149.9 백만t CO₂ eq를 배출하였으며, 수송부문이 99.8 백만t CO₂ eq으로 19.7%의 배출량 구성비를 보였다. 자세한 구성비는 Figure 2-1과 같다.

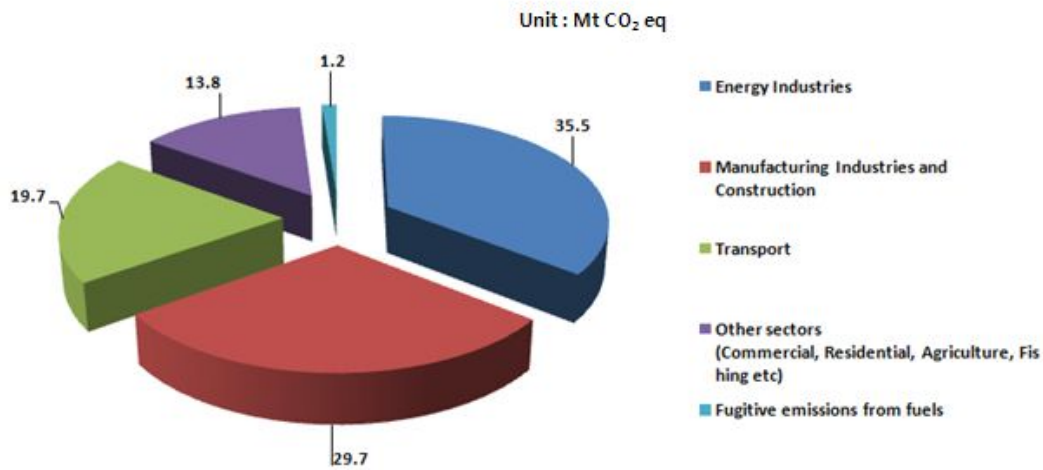


Figure 2-1. Trends of greenhouse gas emissions by energy category

* KEEI (2009)

2.2 우리나라 전력생산 중에서 B-C유 화력발전의 현황

2007년 현재 우리나라의 총 발전 설비용량은 68,268,118 kw이며, 이 중에서 화력발전이 63.5%, 원자력발전이 26%, 수력발전이 8% 정도를 차지하고 있다. 화력발전 중에서도 석탄화력발전 30%, LNG화력발전 26.5%, 중유화력발전 6.6%의 점유율을 보이고 있다. 그러나 에너지원별 발전 전력량은 설비용량 현황과는 조금 달라진

다. 기저발전에 해당하는 석탄화력발전과 원자력발전이 각각 38.4%와 35.4%로 증가하여 전체 발전 전력량의 약 75%에 달하고 있으며, 중간부하 및 첨두부하에 해당하는 LNG화력발전과 중유화력발전은 발전방식의 성격상 설비용량 점유율보다 약간 떨어지게 된다.

Figure 2-2는 2007년 에너지원별 발전 전력량 현황을 나타낸 것이다.

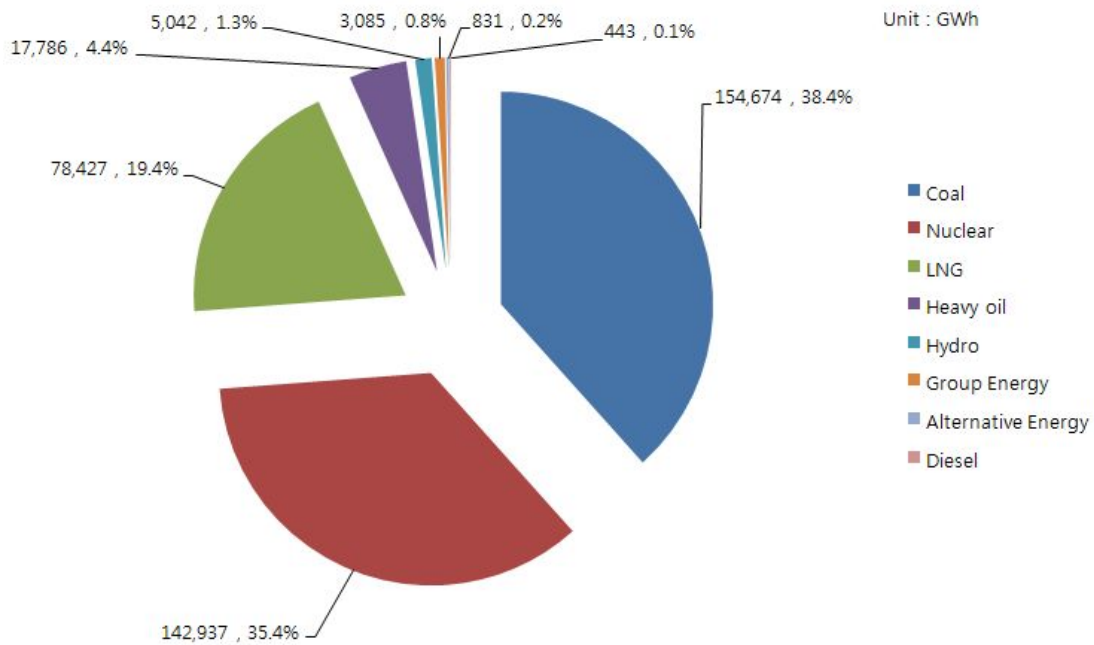


Figure 2-2. The pattern of electric power generation among different energy sources

* Yearbook of energy statistics (2008)

2.3 B-C유 사용 화력발전소 현황

우리나라 전환부문에서 B-C유를 연료로 사용하는 발전소는 총 6개이며, 6개의 발전소에 대한 시설용량 및 연간 발전량은 Table 2-2에서 보는 바와 같다. 각 시설

의 시설용량과 연간 발전량을 살펴보면, power plant I의 시설용량과 연간발전량이 가장 작았고, 시설용량은 power plant VI가 가장 큰 컸다. 그러나 발전량은 연간 설비 이용률이 더 높았던 발전소 V의 발전량이 5,514,056 MWh로 power plant VI보다 컸다(한국전력통계, 2008).

Table 2-2. The status of electricity generation capacity for the B-C Oil fired power plants
(2007. 1. 1 ~ 2007. 12. 31)

	Electric capacity (kW)	Gross generation (MWh)
power plant I	160,000	728,529
power plant II	200,000	1,079,397
power plant III	400,000	1,245,055
power plant IV	528,600	1,136,678
power plant V	1,400,000	5,514,056
power plant VI	1,800,000	5,481,527

* Statistics of electric power in Korea (2008)

2.4 B-C유 사용 화력발전소의 발전 및 온실가스 발생 이론

2.4.1 B-C유 사용 화력발전소의 발전

석탄, 석유 그리고 LNG 등의 화석연료를 사용하여 전력을 생산하는 발전설비를 통칭하여 화력발전소라고 한다. 화력발전소는 궁극적으로 화석연료가 가지고 있는 화석에너지를 전기적 에너지로 전환시켜주는 설비이다. 화력발전은 발전 방식에

따라 기력발전, 복합발전, 내연력발전으로 구분할 수 있으며, 증유를 주 연료로 사용하는 화력발전소의 발전 방식은 기력발전 방식이다. 우리나라에 있는 증유화력발전소의 경우에는 모두 B-C유를 주 연료로 사용하고 있다(에너지 통계연보 2008, 한국전력통계 2008). 아래의 그림은 B-C유를 연료로 사용하는 기력발전소의 중요 시설들을 나타낸 것이다.

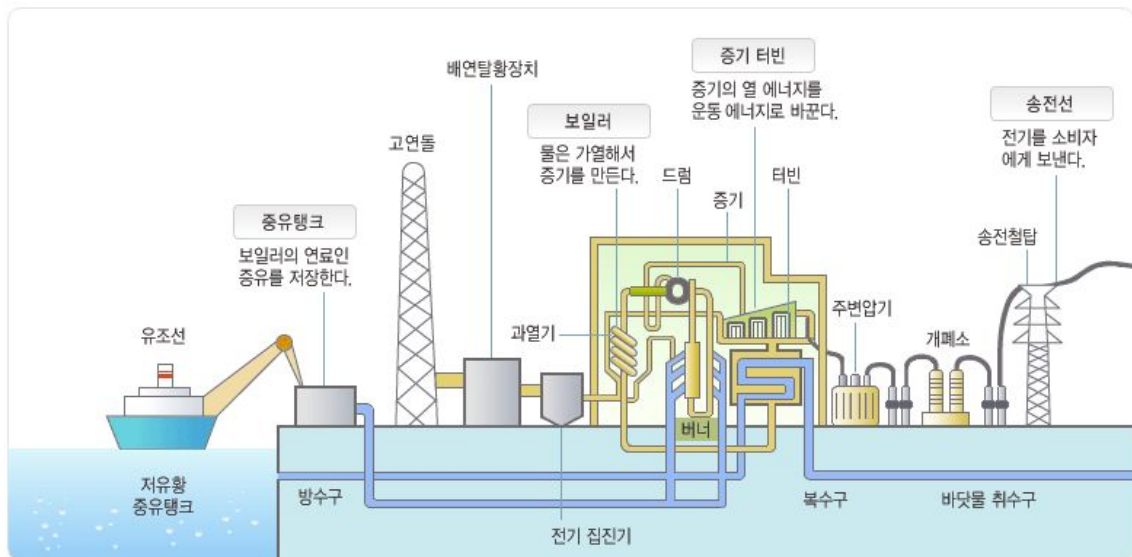


Figure 2-3. Principle of electricity generation by B-C Oil fired power plant

발전소의 주연료인 B-C유는 연료유 저장탱크(Fuel oil storage tank)로부터 이송 펌프 및 예열시설 등을 거쳐 보일러(Boiler) 내에 장착된 버너(Burner)에서 연소된다. 연소에 의해 발생된 열은 보일러 내벽에 설치된 수관(Water wall/tube)에서 흡수되어 수관속의 물을 증기로 변환시키고 다시 과열기(Super heater)를 거쳐 고온·고압의 증기를 생산하게 된다. 이 고온·고압의 증기는 고압 터빈(High pressure turbine), 중압 터빈(Intermediate pressure turbine), 저압 터빈(Low pressure

turbine)을 거치면서 전기를 생산하고 복수기(Condensor)를 거쳐서 응축된 후 다시 보일러로 들어가게 된다.

2.4.2 B-C유 사용 화력발전소에서 온실가스 발생 원리

B-C유는 원유를 분별 증류하여 생산되는 다양한 석유제품 중의 하나이다. 분별 증류를 통해서 얻게 되는 B-C유는 탄소(C), 수소(H), 산소(O), 질소(N), 황(S) 등의 여러 원소들을 함유하고 있으며, 연소공정을 통해서 B-C유에 함유되어 있는 이러한 원소가 산화되어 온실가스가 발생한다.

B-C유에 함유되어 있는 C는 식 (1)과 같이 거의 대부분 산화되어 이산화탄소(CO₂)로 배출된다.



그러나 연소과정 중에서 일부의 C는 식 (2)와 같이 불완전 연소되어 일산화탄소(CO)로 배출된다.



그리고 이 과정에서 아주 일부의 탄소는 메탄(CH₄)으로 환원되어 대기 중으로 배출된다. 연료의 종류와 연소 기술 및 연소 조건 등이 CH₄ 배출에 영향을 주는 주요 인자들이며, CH₄는 균일하지 않은 혼합연료의 연소와 연소과정에서 불완전 산화 반응이 진행될 때 주로 발생하게 되는데 이는 CO 배출과도 연관이 있으며 CH₄와 CO 배출에는 종종 상관관계가 있다. CH₄는 일반적으로 난로나 벽난로와 같은 소형 보일러에서는 대기 중으로 배출되며 대형보일러에서의 배출은 미미한 편이다. CH₄

는 연소과정 중에서 로에서 CO₂로 산화되는데 높은 온도와 충분한 공기비에서는 CO₂로의 산화가 발생하나 낮은 온도와 산화반응이 느리게 진행되면 CH₄가 많이 발생할 가능성이 있다(VTT, 2005).

한편, B-C유에 함유되어 있는 N은 식 (3)과 같이 거의 대부분 산화되어 이산화 질소(NO₂)로 배출된다.



그러나 연소과정 중에서 아주 일부의 질소는 아산화질소(N₂O)로 산화되어 대기 중으로 배출된다. CH₄와 마찬가지로 N₂O도 연료의 종류 및 연료 속의 N 함유량과 온도를 비롯한 공기비 등의 연소 조건에 의해 배출량이 영향을 받게 된다. 특히, 온도에 민감하게 나타나게 되는데 500℃ 이하가 되거나 950℃ 이상이면 N₂O는 무시할 만한 수준으로 감소한다. 일반적인 연소과정에서의 온도는 높기 때문에 N₂O 배출은 무시할 만한 수준으로 감소하게 되지만 낮은 온도 조건을 통한 NO_x 제어 과정에서는 다량의 N₂O가 배출될 가능성이 있다(VTT, 2005).

제3장 연구방법

3.1 대상 시설 선정 및 대상 물질 선정

3.1.1 대상 시설 선정

제2장에서 언급한 것과 같이, 우리나라에서 B-C유를 연료로 사용하는 발전소는 총 6개이다. 본 연구에서는 총 6개 발전소 중에서 power plant III를 제외한 5곳을 대상 시설로 선정하고 현장조사를 실시하였다.

Table 3-1. The status of electricity generation capacity for target B-C Oil fired power plants

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

* Statistics of electric power in Korea (2008)

3.1.2 대상 물질 선정

2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume I 에서는 Table 3-2에서 보는 것과 같이 전력산업은 Energy sector 1A1 Fuel

Combustion Activities - Energy Industries로 분류되어 UNFCCC(United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC)에서 제시한 6가지 온실가스 중에서 3가지인 CO₂, CH₄, N₂O 만을 배출하는 것으로 알려져 있다. 따라서 본 연구에서는 B-C유 화력발전소에서 배출하는 온실가스를 CO₂, CH₄, N₂O 등 3가지로 국한하여 연구를 진행하였다.

Table 3-2. IPCC Key category of stationary sources and target greenhouse gases

Source and Sink Categories to be Assessed in Key Category Analysis		
Energy		
Category Code	Category Title	Gases to be Assessed
1A1	Fuel Combustion Activities - Energy Industries	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O
1A2	Fuel Combustion Activities - Manufacturing Industries and Construction	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O
1A3a	Fuel Combustion Activities - Transport - Civil Aviation	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O
1A3b	Fuel Combustion Activities - Transport - Road Transportation	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O
1A3c	Fuel Combustion Activities - Transport - Railways	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O
1A3d	Fuel Combustion Activities - Transport - Water-borne Navigation	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O
1A3e	Fuel Combustion Activities - Transport - Other Transportation	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O
1A4	Fuel Combustion Activities - Other sectors	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O
1A5	Fuel Combustion Activities - Non-Specified	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O

3.2 배출계수 개발 방법

고정연소에서 발생하는 온실가스 배출량을 산정하는 기본적인 방법은 아래의 식 (4)와 같다.

$$Emission = EF \times AD \quad (4)$$

EF : Emission Factor

AD : Activity Data

일반적으로 고정연소시설에서는 활동도를 사용된 연료량에 해당하는 총발열량으로 하고 있다. 따라서 온실가스 배출량은 배출계수에 의해서 결정된다고 볼 수 있다.

고정연소시설에서 온실가스 배출량을 산정하는 방법은 3가지가 있다. 그 중에서 Tier 1 Method는 IPCC에서 제시하는 default value를 배출계수로 사용하여 계산하는 방법이다. 또한, Tier 2 Method는 IPCC에서 제시하는 기본 배출계수 값을 대신하여 국가고유배출계수를 사용해서 배출량을 계산하는 방법이며, 마지막으로 고정연소시설의 설비별 기술별 특성을 고려한 배출계수를 적용하여 산정하는 방법을 Tier 3 Method라고 한다.

이산화탄소(CO₂)는 설비 특성보다는 연료 특성에 따라 배출량이 결정되어지기 때문에 Tier 1 Method 또는 Tier 2 Method를 사용하여 배출량을 산정하게 된다. 그러므로 CO₂ 배출계수를 개발함에 있어서 연료 분석을 통한 연료 특성을 반영한 배출계수를 개발해야한다. 그러나 메탄(CH₄)과 아산화질소(N₂O) 등 Non-CO₂ 온실가스는 연소 시설 설비의 종류, 적용기술 등에 따라서 배출량이 영향을 받으므로

설비 특성을 반영한 배출계수를 사용하는 Tier 3 Method를 통해 배출량을 산정한 다. 따라서 CH₄와 N₂O의 배출량을 산정하기 위해서는 대상 시설의 설비별 기술별 배출계수를 개발하여야한다.

Table 3-3. Comparison of emission methodology between Tier 1 Method, Tier 2 Method and Tier 3 Method

Method	Activity Data Management	Emission Factor
Tier 1 Method	총 연료사용량만 고려하는 경우	IPCC default value
Tier 2 Method	총 연료사용량만 고려하는 경우	국가고유배출계수 (County specific)
Tier 3 Method	설비별 기술별 연료사용량을 고려되는 경우	설비별 기술별 배출계수

3.2.1 CO₂ 배출계수 개발 방법

CO₂ 배출계수 산정은 연료의 탄소함유량을 기준으로 하는 ‘연료 분석 방법’을 사용하였다. 2006 IPCC Guidelines에서는 연료연소에 대한 CO₂ 배출계수의 경우, 연소공정에 상대적으로 민감하지 않으므로 연료 속의 탄소함유량이 주요 인자로 작용한다고 기술하고 있다(IPCC, 2006). ‘연료 분석 방법’은 다음과 같은 5 단계를 거쳐서 최종적으로 CO₂ 배출계수를 개발하게 된다.

처음 1단계는 CO₂ 배출량에 가장 큰 영향을 미치는 탄소(C) 함량을 조사하고, 배출계수의 기본 활동도(Activity data)인 발열량을 고위발열량에서 저위발열량으로 환산하기 위해서 필요한 수소(H) 함량 및 수분 값을 조사한다. 2단계에는 연료의 발열량 분석을 통해서 연료의 고위발열량을 측정한다. 분석된 고위발열량 값과 1단

계에서 조사한 수소 함량과 수분 값을 이용하여 저위발열량 값으로 환산한다. 고위 발열량을 저위발열량으로 환산하는 식 (6)은 다음과 같다.

$$H_n = H_g - [6 \times (9h + W)] \quad (6)$$

H_n : 저위발열량(kcal/kg)

H_g : 고위발열량(kcal/kg)

h : 수소함유량(%)

W : 수분(%)

또한, 2단계에서는 대상시설의 연료 소비량 및 전력 생산량을 조사하여 다양한 활동도에 따른 배출계수를 개발할 수 있도록 한다.

3단계에서는 1, 2 단계에서 계산한 탄소 함량 및 저위발열량에 IPCC에서 제시하는 산화율을 적용하여 실제 탄소배출량을 산정한다. 2006 IPCC Guidelines에서는 산화율을 1로 제시하고 있다. 4단계에서는 C 배출계수를 산정하는 과정으로 3단계에서 산정된 탄소 배출량을 가지고 2단계에서 조사한 다양한 활동도(에너지열량, 연료사용량 및 전력생산량)에 따른 C 배출계수를 산출한다. 최종적으로 5단계에는 C 배출계수에 이산화탄소 분자량인 44를 곱하고 탄소의 원자량인 12를 나눠서 여러 활동도에 따른 CO₂ 배출계수를 산정한다.

Table 3-4. Worksheet for fuel analysis (CO₂ emission factor)

Step 1 (Fuel Data)					
Item	Carbon of fuel (as received basis)	Carbon of fuel (air dried basis)	Total moisture	Inherent moisture	Hydrogen
Sub-Item	A	①	②	③	④
Unit	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Calculation	$① \times (100 \div (100 + ②))$				
Step 2 (Raw Data)					
Item	Gross heating value	Net heating value	Fuel consumption	Electric power generation	Heating generation
Sub-Item	B	C	D	E	F
Unit	(kcal/kg)	TJ/ton	ton/hr	MWh	TJ/hr
Calculation		$([B - \{6 \times (9 \times ④ + ③)\}] \times 4.18) \times 10^{-6}$			$C \times D$
Step 3 (Emission)					
Item	C emission factor	C emission	Oxidation rate	Real carbon emission	
Sub-Item	G	H	I	J	
Unit	ton C/TJ	Mg/hr		Mg/hr	
Calculation	$(A \div 100) \div C$	$F \times G$		$H \times I$	
Step 4 (Carbon Emission Factor)					
Item	C emission factor				
Sub-Item	K	L		M	
Unit	Mg/TJ	Mg/ton		Mg/MWh	
Calculation	$(J \div F)$	$(J \div D)$		$J \div E$	
Step 5 (Carbon dioxide Emission Factor)					
Item	CO ₂ emission factor				
Sub-Item	N	O		P	
Unit	Mg CO ₂ /TJ	Mg CO ₂ /ton		Mg CO ₂ /MWh	
Calculation	$K \times (44 \div 12)$	$L \times (44 \div 12)$		$M \times (44 \div 12)$	

3.2.2 Non-CO₂ 배출계수 개발 방법

Non-CO₂ 배출계수는 발전소 굴뚝(stack)에서 배출되는 연소가스의 온실가스 농도를 측정하여 배출계수를 산정하는 '연소가스 분석 방법'을 사용하였다. '연소가스 분석 방법'은 여러 단계를 거쳐서 최종적으로 Non-CO₂ 배출계수를 개발하게 되는데, 이를 살펴보면 다음과 같다.

우선, 1단계는 현장조사를 통해서 굴뚝(stack)에서 포집한 연소가스를 분석하여 CH₄ 및 N₂O 농도를 조사한다. 그리고 CH₄와 N₂O의 배출량을 계산하기 위하여 계산된 무단위농도의 농도값을 유단위농도의 농도값으로 변환한다. 이 과정에서 CH₄ 배출계수 개발의 경우에는 CH₄ 분자량인 16 g/mole을 사용하고 N₂O 배출계수 계수 개발의 경우에는 N₂O 분자량인 44 g/mole을 사용한다. 또한, 대상시설의 TMS data를 이용하여 굴뚝에서 배출되는 연소가스의 유량을 조사한다. 2단계에는 대상시설에서 소비되는 연료량과 생산되는 전력 생산량을 조사한다. CO₂ 배출계수 개발 방법을 통해서 산정된 저위발열량을 조사한다. 3단계에서는 CH₄와 N₂O의 유단위농도의 농도값과 연소가스 유량을 통하여 CH₄ 배출량과 N₂O 배출량을 산정하고 마지막 4단계에서는 3단계에서 산정한 배출량과 2단계에서 조사한 연료 주입량과 CO₂ 배출계수 개발 방법에서 산정한 연료의 저위발열량을 가지고 CH₄ 배출계수와 N₂O 배출계수를 산정하게 된다.

Table 3-5. Worksheet for flue gas analysis (CH₄ emission factor)

Step 1 (Methane concentration)			
Item	Volume concentration	Mass concentration	Flow rate
Sub-Item	A	B	C
Unit	ppm	kg/m ³	m ³ /hr
Calculation		$A \times (16 \div 22.4)$	
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 (Methane Emission)			
Item	CH ₄ emission		
Sub-Item	G		
Unit	kg CH ₄ /hr		
Calculation	$B \times C$		
Step 4 (Methane Emission Factor)			
Item	CH ₄ emission factor		
Sub-Item	H	I	
Unit	kg CH ₄ /TJ	kg CH ₄ /MWh	
Calculation	$G \div (D \times E)$	$G \div F$	

Table 3-6. Worksheet for flue gas analysis (N₂O emission factor)

Step 1 (Nitrous oxide concentration)			
Item	Volume concentration	Mass concentration	Flow rate
Sub-Item	A	B	C
Unit	%	kg/m ³	m ³ /hr
Calculation		$A \times (44 \div 22.4)$	
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 (Nitrous oxide Emission)			
Item	N ₂ O emission		
Sub-Item	G		
Unit	kg N ₂ O/hr		
Calculation	$B \times C$		
Step 4 (Nitrous oxide Emission Factor)			
Item	N ₂ O emission factor		
Sub-Item	H	I	
Unit	kg N ₂ O/TJ	kg N ₂ O/MWh	
Calculation	$G \div (D \times E)$	$G \div F$	

3.3 시료채취방법 및 분석방법

3.3.1 시료채취방법

(1) 연료시료채취방법

각각의 5개 대상시설 발전소에서 사용되는 연료시료를 채취하였다. 연료시료는 탭 채취방법과 연속라인 채취방법을 사용하여 채취하였다.

탭 채취방법은 B-C유 저장 탱크의 상부, 중앙부 및 하부 각 탭에서 탱크측면 시료를 채취하는 방법이다. 시료채취 순서는 다음과 같다.

1) 일반적인 방법을 사용할 경우

① 시료채취에 앞서서 탭 또는 라인 통로의 체유를 다른 용기에 유출시키고, 탱크 내용물로 동시에 씻은 후 청정한 주입관을 시료 밸브에 연결한다.

② 상부, 중앙부 및 하부의 각 탭에서 탱크측면 시료를 채취하고 즉시 마개를 막는다.

2) 시료채취에 냉각육을 사용할 경우

① 탭 또는 라인의 체유를 다른 용기에 유출시키고 내용물로 동시에 씻은 후, 청정한 연결관을 채취구와 냉각육의 입구에 연결한다.

② 냉각관을 내용물로 동시에 씻은 후 청정한 주입관을 냉각관 출구에 연결시키고 시료를 채취한다.

3) 혼합시료를 채취할 경우

① 시료를 채취하려고 하는 탭의 시료 밸브를 열고 그 접속 부분의 체유를 별도 용기에 유출시킨후 탱크에서의 새로운 기름으로 내를 채우고 채취한다.

연속라인 채취방법은 프로브를 파이프라인 속으로 투입하여 시료를 채취하는 방법이다. 프로브를 이용하여 채취한 기름은 항상 균일하다고 할 수 없으므로 프로브의 설치 장소와 그 크기는 흐르고 있는 기름의 질량 변화에 따라 생기는 파이프라인 내의 층상화와 프로브 관 속 무거운 입자의 침강 등이 가장 적게 되도록 고려해서 정해야 한다. 프로브는 항상 수평으로 또한 기름 흐름에 대해서 직각으로 부착하여야 하며 채취 배관은 가능한 짧아하며 흐름의 어느 부분도 층상이 발생하지 않고 균일한 혼합물이 되도록 적당한 기름의 혼합장치를 채취부 앞에 설치하여야 한다. 또한, 균일한 혼합물로 하기 위해서는 파이프라인을 가늘게 하거나 베플플레이트, 오피러스, 다공관 등을 붙이거나 이들을 조합한 장치를 사용한다.

CH₄와 N₂O 배출계수 개발을 고려하여 연료시료 채취는 연소가스 채취와 동일한 시간대에 사용되는 연료를 채취하였다. 동일 시간대의 연료시료를 채취함에 따라 주입된 연료에 해당하는 연소가스 온실가스 농도 측정을 통해서 보다 정확한 배출계수를 산정하고자 하였다.

(2) 연소가스 채취방법

발전소 stack에서 배출되는 Non-CO₂의 농도를 측정하고 배출계수를 산정하기 위해서는 연소가스의 유량, 온도, 수분량 등이 필요하다. 본 연구에서는 우리나라의 대기오염 공정시험방법 및 US EPA method를 적용하여 Non-CO₂ 시료채취 시의 연소가스 온도, 수분량, 유속, 압력 등을 측정하였다(환경부, 2004; US EPA 2000; Wight G. D, 1994).

Non-CO₂ 시료채취장치는 크게 시료채취부, 냉각장치, 포집부로 구성되어 있다. 일반적으로 연소가스는 10 m/s 이상의 속도와 약 100°C 이상의 높은 온도로 배출되므로, 시료채취관 및 시료채취용 배관 등은 이런 유속과 높은 온도를 견딜 수 있는 스테인레스강 재질로 제작하였다. 시료채취관을 굴뚝에 장착한 후 시료채취장치인 lung sampler에 연결하여 시료를 채취하였다. 또한, 온실가스 시료에 수분이 포함되

지 않도록 연소가스 포집장치 앞에 실리카겔을 담은 흡습병을 설치하고 시료채취를 실시하였다. 시료채취는 1 L 용량의 tedlar bag(SKC, U.S)을 사용하였으며, 오차값을 줄이고 보다 정확한 실험을 하기 위한 방안의 하나로 1회 시료채취 시 3개의 tedlar bag에 시료를 각각 채취하였다.

3.3.2 연료분석방법

(1) 발열량 분석

석유류의 발열량분석은 연연식(然研式) B형 발열량계 또는 연연식 자동 발열량계로 시료를 연소시켜 그 동안의 온도 상승을 측정하고 시료 1 g에 대한 열량을 구하여 발열량을 측정하는 방법이다. 이러한 에너지원들의 발열량은 고위발열량 및 저위발열량으로 나누어지는데 고위발열량의 경우, 연료가 연소될 때 생성되는 발열량으로 연소가스 중의 수증기 및 응축잠열까지 포함한 발열량이다. 반대로 연료중의 수분이나 수소의 연소에 의해 생성된 수분의 응축잠열을 제외한 열량을 저위발열량이라고 한다.

본 연구에서는 독일 IKA사에서 제작한 IKA-C2000 basic 자동 열량계를 사용하여 표준분석방법인 Iso-peribolic 25°C Mode로 시료의 열량을 분석하였다.



Figure 3-1. The picture of Calorimeter (IKA-C2000, Germany)

(2) 원소 분석

석유류와 같은 화석연료를 사용하여 발생하는 배출가스 중 온실가스의 배출은 연료 중 탄소의 함량이 매우 중요하므로, 원소분석은 온실가스의 배출량을 추정할 수 있는 기초과정으로 수행 되어야한다.

석유류 중의 탄소함량을 측정하는 방법으로 자동원소분석기(Automatic Elemental Analyzer)를 이용한 방법이 가장 많이 사용되고 있다. 자동원소분석기는 일반적으로 연료 중 탄소(Carbon), 수소(Hydrogen), 질소(Nitrogen), 황(Sulfur) 등의 기본 성분을 동시 분석할 수 있다.

본 연구에서는 채취한 B-C유 시료의 탄소와 수소함량을 분석하기 위해 자동원소분석기(Thermo Finnigan-Flash EA 1112, USA)를 이용하였으며, 원소분석을 하기 위하여 container에 시료를 약 2 mg 주입한 다음, 원소분석기에 주입하여 분석하였다.



Figure 3-2. The picture of Elemental analyzer (Thermo Finnigan-Flash EA 1112, USA)

(3) 연소가스 분석

연소가스 중 Non-CO₂의 농도는 tedlar bag을 이용하여 배기가스를 채취한 후 성분별로 실험실에서 분석하였다. 실험실에서의 Non-CO₂ 농도를 정량하기 위해서 기체크로마토그래피(Model CP-3800, Varian, USA)를 이용하여 분석하였다. Detector로는 FID, ECD를 연계하여 각각 CH₄와 N₂O를 분석하였다. 이 때 1 m와 3 m 길이의 Porapak QX 80/100 mesh 컬럼(Stainless steel, 3.175 mm 외경, Restek사 제작)을 사용하였다. FID의 Injector, Oven, Detector의 온도는 각각 120, 70, 250 °C로 유지하였고 ECD의 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.



Figure 3-3. The picture of GC-FID and GC-ECD (CP-3800, Varian, USA)

3.4 기기정도 관리

3.4.1 연료 분석기기 정도관리

(1) 발열량 분석기 정도관리

본 연구에서는 발열량 분석에 대한 신뢰도를 높이기 위한 검증실험으로 일정량의 표준시료를 반복 분석하여 얼마나 동일한 발열량값이 검출되는가를 분석하는 재현성 평가와 시료의 주입량을 달리하여 발열량을 분석하고 분석된 값과 시료량을 비교하는 직선성 평가를 수행하였다.

일정량의 표준시료(Benzoic acid; 열량오차 ± 5 cal/g)를 5회 분석하여 재현성 실험을 실시한 결과, 평균 발열량은 6,315 kcal/kg, 표준편차(SD)는 1.14, 상대표준오차(RSE)는 0.008로서 매우 우수한 재현성을 보였다.

Table 3-7. Repeatability test of calorific analysis using standard sample

Times	Mass of benzoic acid (g)	Calorific value (cal/g)
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
SD		1.14
RSD(%)		0.018
SE		0.5
RSE(%)		0.008

(2) 원소분석기 정도관리

본 연구에서는 에너지원의 주요 구성성분 중 C(탄소)와 H(수소)의 원소분석에 대한 신뢰도를 높이기 위한 검증 실험을 실시하였다.

사용된 원소분석기는 표준시료명과 표준시료에 함유된 각 원소의 함량을 입력한 후 분석결과를 이용해서 보정하며, 임의의 시료를 주입하여 분석한 값은 표준시료 보정된 값을 기준으로 산정하게 된다. 사용된 표준시료로는 C와 H의 함량이 서로 다른 Sulfanilamide standard(C=41.84, H=4.68, N=16.27, S=18.62, O=18.58)와 BBOT standard(C=72.53, H=6.09, N=6.51, S=7.44, O=7.43)를 사용하였다.

실험방법으로는 표준시료 Sulfanilamide의 사양(각 원소 함량)을 기입한 경우와 기입하지 않는 경우(Unknow)로 구분하여 분석하였으며, 동일한 방법으로 표준시료 BBOT((5-tert- Butyloxazol-2-yl)-thiopen)를 분석하였다. 결과는 Figure 3-4과 Figure 3-5에서 보는 바와 같다.

Sulfanilammide 표준시료에 대한 분석결과 C의 경우, 사양을 기입한 표준시료에서는 41.84%, 사양을 기입하지 않는 표준시료에서는 43.88 %로 분석되었으며, H의 경우 각각 4.68%, 4.65%로 분석되었다. 상대표준편차(RSD)는 각각 3.37%, 0.47%로 분석되어, 우수한 재현성을 보여주고 있다. BBOT 표준시료에 대한 분석결과 C의 경우, 사양을 기입한 표준시료에서는 72.53 %, 사양을 기입하지 않는 표준시료에서는 72.90%로 분석되었으며, H의 경우 각각 6.09 %, 6.24 %로 분석되었다. 상대표준편차는 각각 0.36 %, 1.72%로 분석되어, Sulfanilammide 표준시료와 같이 우수한 재현성을 보여주고 있다.

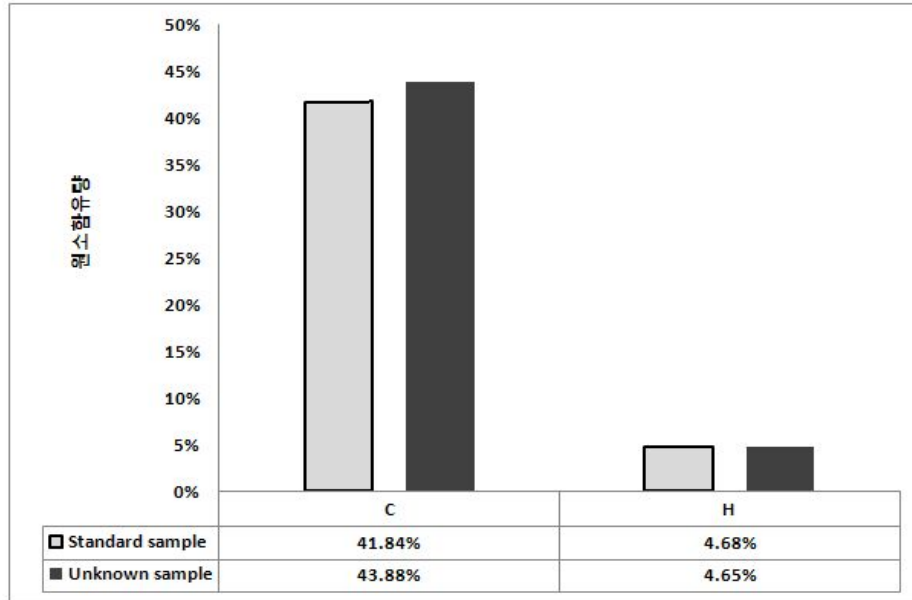


Figure 3-4. Results of replicate analysis for Sulfanilamide standard sample

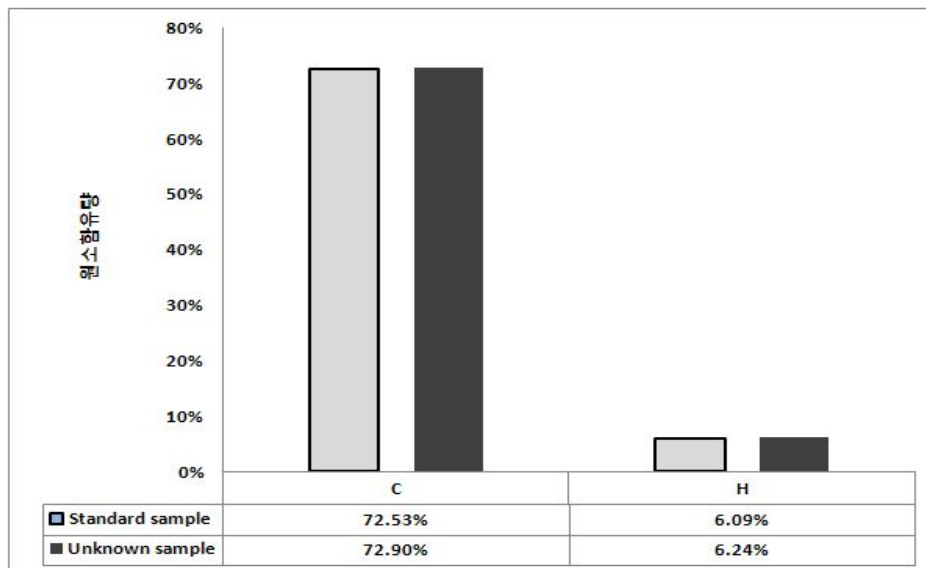


Figure 3-5. Results of replicate analysis for BBOT standard sample

3.4.2 연소가스 분석기기 정도관리

본 연구에서는 CH₄와 N₂O의 정량 분석을 위하여 분석 전에 각각의 물질에 대한 검량선을 작성하여, 농도 산정에 이용하였다. CH₄는 0.25 ~ 5 μmol/mol 범위 내에서 총 5개의 각각 다른 농도 시료를 제조하여, 검량선을 작성하였고 N₂O의 경우, 0.5, ~ 10 μmol/mol 범위에서 총 5 개의 다른 농도 시료를 제조하여, 검량선을 작성 하였다. 그 결과, CH₄와 N₂O의 R²값은 각각 0.999와 0.999로 매우 우수한 상관성을 보였으며, CH₄와 N₂O의 검량결과를 각각 Figure 3-6과 Figure 3-7에 제시하였다. 또한 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 결과값은 Table 3-8과 3-9에 제시하였으며, CH₄는 상대표준오차(RSE) 0.19340%, N₂O의 경우에는 상대표준오차(RSE)가 0.57101%로 매우 우수한 재현성을 나타내었다. 방법검출한계(MDL)는 분석대상물질의 최저농도가 zero값과 비교하여 다르다고 보고할 수 있는 수준으로 정의되며(US EPA, 1999), MDL을 추정하기 위해 최소농도의 표준시료를 7회 반복 분석한 농도의 표준편차에 3.14를 곱한 값으로 계산하였다. 계산된 CH₄와 N₂O의 검출한계는 0.0558, 0.0280 ppm으로 나타났다.

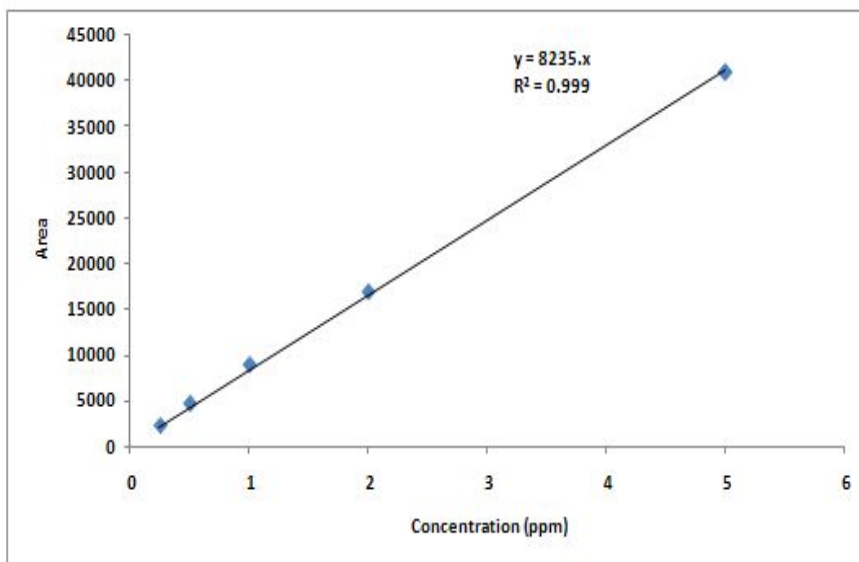


Figure 3-6. Calibration slope of CH₄ standard gas

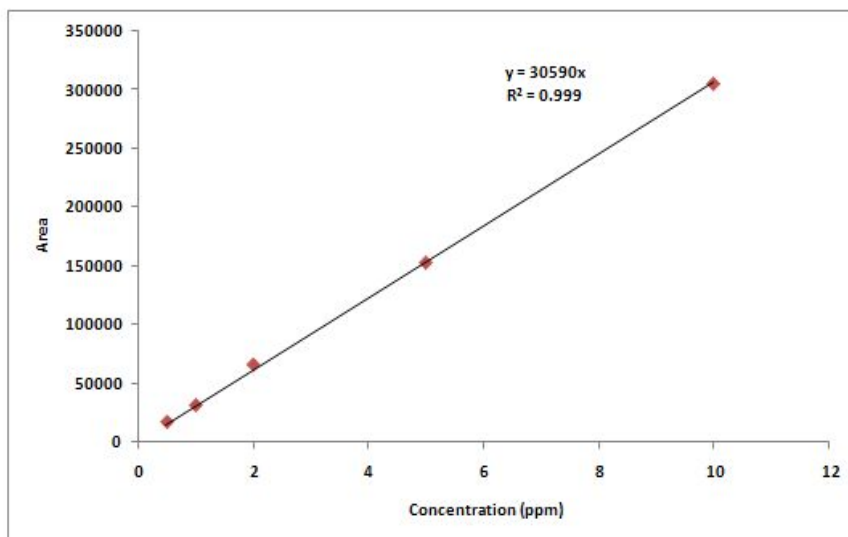


Figure 3-7. Calibration slope of N₂O standard gas

Table 3-8. Repeatability test of concentration analysis using CH₄ standard gas

Times	Concentration of CH ₄ (μmol/mol)
1	1.11226
2	1.10572
3	1.10449
4	1.10930
5	1.09610
6	1.09919
7	1.09141
8	1.09956
9	1.09746
10	1.09437
Mean	1.10099
S.D.	0.00673
RSD(%)	0.61160
S.E.	0.00213
RSE(%)	0.19340

Table 3-9. Repeatability test of concentration analysis using N₂O standard gas

Times	Concentration of N ₂ O (μmol/mol)
1	1.03801
2	1.01238
3	1.01570
4	0.98851
5	1.01171
6	0.98571
7	0.98551
8	1.00819
9	0.98588
10	0.98644
Mean	1.00180
S.D.	0.01809
RSD(%)	1.80570
S.E.	0.00572
RSE(%)	0.57101

Table 3-10. Detection limit of CH₄ and N₂O by GC-FID, GC-ECD

Times	CH ₄ (FID)		N ₂ O (ECD)	
	Area	Concentration (ppm)	Area	Concentration (ppm)
1	536	0.0608	1235	0.0329
2	612	0.0695	1618	0.0430
3	952	0.1081	1343	0.0357
4	861	0.0977	1854	0.0493
5	508	0.0577	1538	0.0409
6	742	0.0842	2168	0.0577
7	672	0.0763	1947	0.0518
S.D.		0.0187		0.0089
M.D.L.		0.0558		0.0280

3.5 불확도

2006 IPCC Guidelines에서는 인벤토리에서 사용된 배출계수 활동자료 등의 개별적 변수에 대한 불확도 추정을 하도록 명시하고 있다. 따라서 불확도 분석은 인벤토리에서 사용되는 배출계수의 정확성을 높이기 위한 작업으로 작성 국가는 향후 작성된 인벤토리에서의 불확도 저감, 좀 더 정확한 산정 방법론의 선택 등을 통한 인벤토리 정확성 향상 노력을 보여야 한다.

3.5.1 불확도 평가방법

불확도 산정을 위한 두 가지 접근법으로 하나는 단순 가정 및 계산을 통한 spreadsheet 형태의 추정하는 방법이며, 다른 하나는 Monte Carlo simulation을 통한 추정하는 방법이 있다. 본 연구에서는 Crystal ball을 활용하여 IPCC에서 제시하는 Monte Carlo simulation을 통한 불확도를 추정하였다. 이 분석방법은 측정 자료 집합과 비슷한 가상 자료집합들을 얻기 위해 측정자료를 통해 가정한 확률 분포에서 가상의 표본 집합을 추출하게 된다. 이 때, 가정한 확률분포에서 가상의 표본 집합을 반복적으로 여러 번 만들어 결과들이 분포를 이루게 한다. 즉, 가상의 표본 집합을 가능한 많이 만들기 위해 Monte Carlo simulation을 반복하게 된다. 이렇게 반복 수행된 시뮬레이션을 통해 분포를 이루게 되고 불확도를 확률적으로 파악할 수 있다.

계량적 불확도 분석은 개별적 부문 및 전체 인벤토리를 위한 배출 및 흡수 산정치의 95% 신뢰구간을 산정함으로써 수행된다. 신뢰구간은 지정된 확률을 가지고 미지의 고정된 수량의 진실한 값을 포함하는 범위이며, 전형적으로, 95% 신뢰구간이 온실가스 인벤토리에서 이용된다. 전통적인 통계적 관점에서, 95% 신뢰구간은 진실의 값에 가깝지만, 미지의 값을 포함할 95% 확률을 가지는 것을 말한다.

몬테카를로 분석 절차는 다음과 같이 4단계로 설명할 수 있다.

첫 번째 단계로는 모든 입력 데이터에 대하여, 불확도, 분포도, 확률밀도함수 (PDF)를 정하는 단계이다. 그 후에는 확률 분포로부터 변수값 선정하는 단계를 거쳐 3단계로는 배출계수 및 배출량을 계산하게 되며, 마지막 단계로는 계속적으로 계산을 반복하고 결과를 모니터링하게 된다.

앞서 설명한 분석절차를 그림으로 표현하면, 다음과 같다.

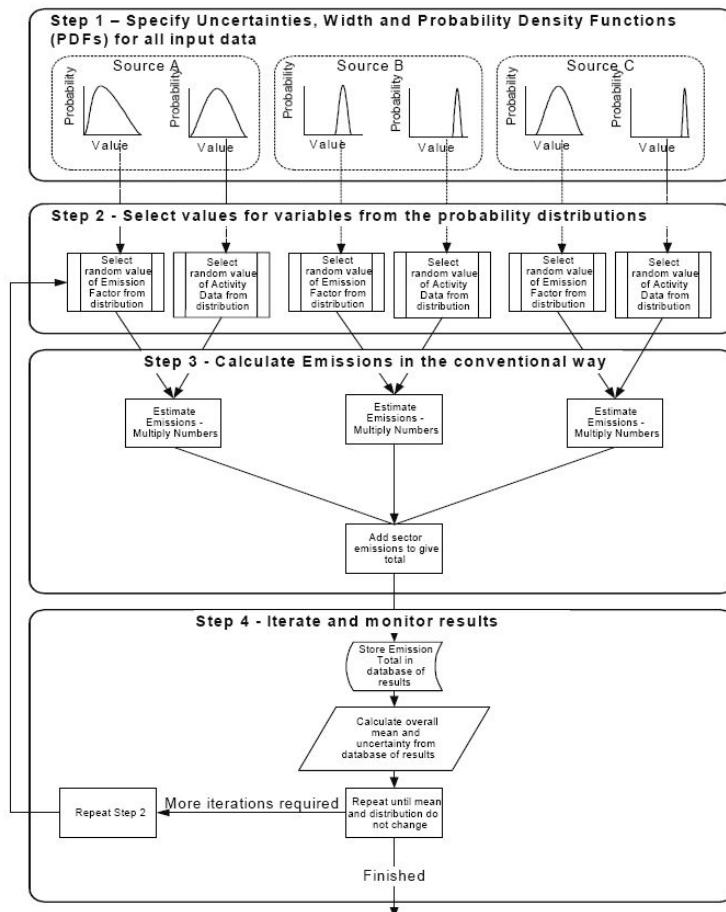


Figure 3-8. Illustration of Monte Carlo method

제4장 결과 및 고찰

4.1 B-C유 화력발전소 CO₂ 배출계수 산정

4.1.1 CO₂ 배출계수 산정

(1) 대상 시설 발전소의 연료 특성

각 발전소에서 사용되는 B-C유의 탄소 및 수소 원소분석 결과와 고위발열량 분석 결과를 Table 4-1에 제시하였다. B-C유의 원소성분 중 탄소는 83.33 ~ 87.97%를 차지하고 있으며, 수소는 11.28%에서 12.51%까지의 성분비를 보이고 있다. Power plant V의 B-C유가 가장 높은 87.97%의 탄소 함유량을 보였으며 최대 탄소함유 B-C유와 최소 탄소함유 B-C유가 약 4%의 차이가 있었다. 수소 성분의 경우에는 최대 함유비율과 최소 함유비율의 차가 약 1.3%로 탄소보다는 그 편차가 적었다. power plant VI의 연료 속 수소 성분이 12.51%로 가장 큰 값을 보였다.

B-C유 발열량은 비교적 비슷한 값으로 분석되었다. Table 4-1에서 보는 바와 같이, power plant VI의 B-C유 발열량이 10,144 kcal/kg으로 가장 적었으며, power plant I의 B-C유가 10,615 kcal/kg으로 제일 높은 발열량을 보였다. 가장 높은 발열량을 보인 Power plant I 과 가장 낮은 발열량을 보인 power plant VI의 발열량 차이는 약 4% 정도로 나타났다.

Table 4-1. The result of atomic analysis and calorific value

Target plants	Carbon (%)	Hydrogen (%)	Calorific value (kcal/kg)
power plant I	85.02	11.28	10,615
power plant II	87.84	11.55	10,566
power plant IV	84.34	11.70	10,449
power plant V	87.97	11.75	10,539
power plant VI	83.33	12.51	10,196

(2) B-C유 화력발전소의 CO₂ 배출계수 산정

B-C유를 사용하는 화력발전소에서의 CO₂ 배출계수는 Table 3-4에서 제시한 ‘연료 분석 방법’ worksheet를 이용하여 산정하였다. Table 4-1을 통해서 분석된 C, H 함유량과 고위발열량 값을 통해서 저위발열량으로 전환하였으며, 2006 IPCC Guidelines에서 제시한 산화율인 1을 고려하여 CO₂ 배출계수를 산정하였다. 산정된 5개 대상시설의 CO₂ 배출계수는 Figure 4-1에서 보는 바와 같다. 연료 분석방법에 의한 CO₂ 배출계수는 73,810 ~ 77,000 kg/TJ로 분포를 보였다. Power plant I의 배출계수가 가장 낮았고 power plant V가 가장 높게 나타났으며, 두 power plant의 배출계수 차는 약 4%로 나타나 비교적으로 고른 분포를 보이고 있다.

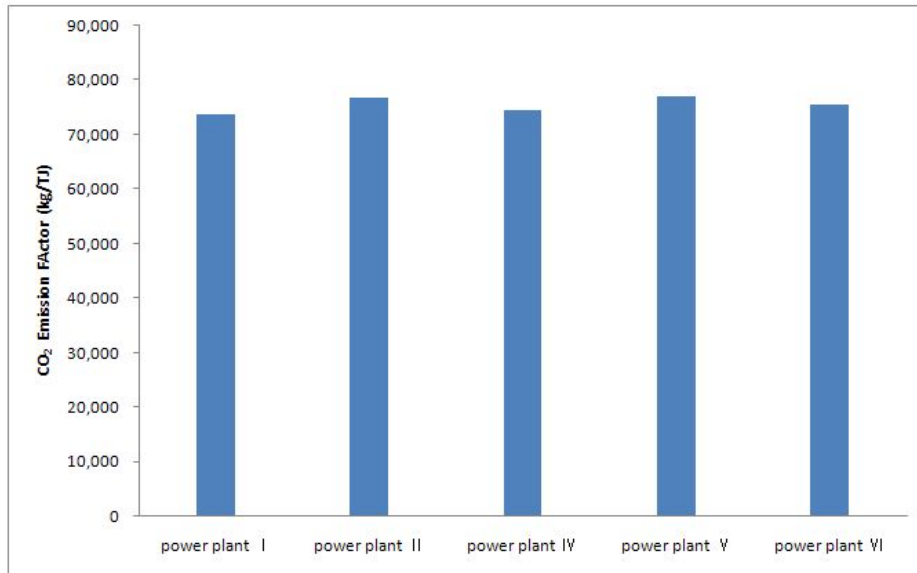


Figure 4-1. CO₂ emission factor derived for each power plant

4.1.2 국내의 배출계수와의 비교

본 연구를 통해서 산정된 B-C유 화력발전소의 CO₂ 배출계수를 IPCC에서 제시한 배출계수 및 다른 국가에서 산정한 배출계수와 비교하여 보았다. IPCC 배출계수는 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume II에 제시되어 있는 Residual Fuel Oil 배출계수를 사용하였고 다른 국가들의 배출계수는 유엔기후변화협약에 제출된 국가인벤토리보고서(National Greenhouse Gas Inventory Report, NIR)에서 1.A.1.a Public electricity and Heat production sector에 제시된 각 국가별 배출계수를 적용하였다. 10개 국가 배출계수에서 러시아를 제외한 9개 국가들은 2005년 배출계수를 적용하였고, 러시아의 경우에는 2004년 배출계수를 적용하였다.

본 연구의 대상 시설인 5개 발전소의 CO₂ 배출계수는 75,548 kg/TJ이다. 2006

IPCC의 배출계수는 77,400 kg/TJ로 제시되어 있으며, 다른 10개국의 NIR에 보고된 배출계수 분포는 69,282 ~ 79,646 kg/TJ로 가장 높은 배출계수를 가진 국가와 가장 낮은 배출계수를 가진 국가 간의 차이가 약 15%로 나타났다. 10개국의 배출계수 분포를 보면, IPCC 배출계수가 비교적 큰 배출계수 값을 가진 것을 알 수 있다.

본 연구를 통해서 산정된 CO₂ 배출계수와 2006 IPCC를 비롯한 다른 국가들에서 제시한 배출계수를 살펴보면, 본 연구의 결과인 75,548 kg/TJ에 가장 유사한 배출계수를 가진 국가는 75,983 kg/TJ의 배출계수를 보인 Spain이었다. 가장 큰 배출계수를 보인 국가는 Germany로 79,646 kg/TJ로 본 연구결과보다 약 5%정도 높았고 가장 낮은 배출계수 값을 기록한 나라는 Australia로 약 9% 정도 낮은 계수 값을 기록하였다. 또한 본 연구의 결과와 2006 IPCC 배출계수를 비교해보면, 본 연구의 결과가 약 2% 정도 낮게 산정되었다.

본 연구의 결과와 2006 IPCC 그리고 다른 국가들의 배출계수를 비교한 그림은 아래와 같다.

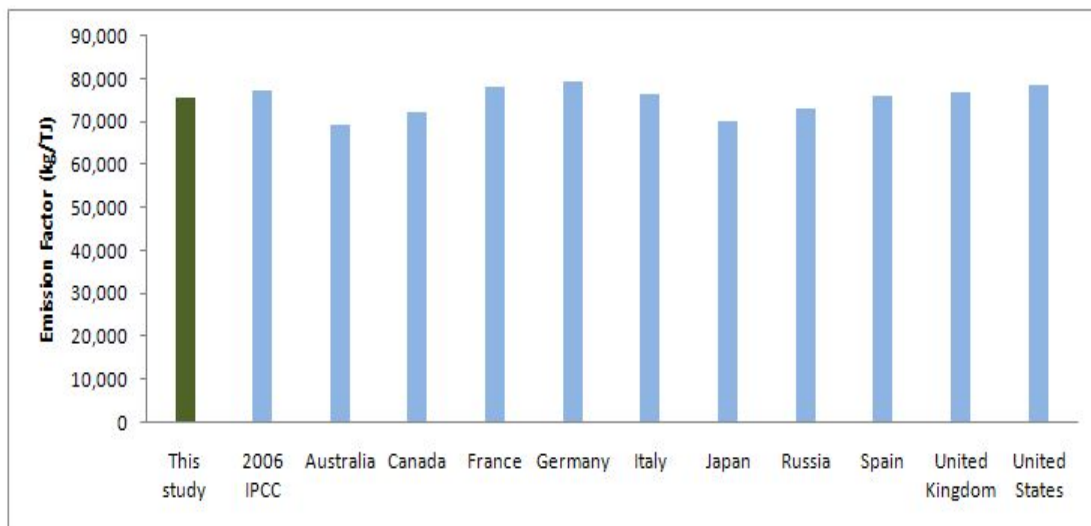


Figure 4-2. Comparison of CO₂ emission factor between the present and previous studies

4.2 B-C유 화력발전소 Non-CO₂ 배출계수 산정

4.2.1 Non-CO₂ 배출계수 산정

(1) 대상 시설 발전소의 농도 특성

각 대상시설 굴뚝에서 배출되는 연소가수의 Non-CO₂ 배출농도를 Table 4-2에 나타내었다. CH₄의 경우, 평균 1.05 ppm의 배출농도를 보였는데, power plant II과 power plant IV가 각각 1.57 ppm, 1.38 ppm으로 다른 power plant에 비교적 높은 분포를 나타내었고, power plant V가 0.59 ppm으로 가장 낮은 농도를 기록하였다. N₂O의 농도범위는 0.72 ~ 1.15 ppm으로 CH₄보다 비교적 고른 분포를 보였으며, power plant I이 1.15 ppm으로 가장 높았고 power plant II가 0.72 ppm으로 가장 낮았다. 최고농도 power plant의 농도가 최저 power plant 발전소보다 CH₄는 약 2.5 배 이상으로 높게 측정되었고 N₂O는 1.5배 이상으로 측정되었다.

Table 4-2. Concentration of CH₄ and N₂O in the target power plants

Unit : ppm

Target plants	CH ₄	N ₂ O
power plant I	0.93	1.15
power plant II	1.57	0.72
power plant IV	1.38	0.94
power plant V	0.59	1.03
power plant VI	0.80	1.03
power plant VI	1.05	0.97

(2) B-C유 화력발전소의 Non-CO₂ 배출계수 산정

B-C유를 사용하는 화력발전소에서의 Non-CO₂ 배출계수는 Table 3-5와 3-6에서 제시한 ‘연소가스 분석 방법’ worksheet를 이용하여 산정하였다. 각각의 단계별로 들어갈 인자들은 Table 4-2에 제시된 농도값과 대상시설별로의 TMS 유량 및 ‘연료 분석 방법’에서 산정된 저위 발열량값을 활용하였다.

‘연소가스 분석 방법’에 의한 Non-CO₂ 배출계수 중에서 CH₄ 배출계수는 0.33 kg/TJ로서, 산정된 5개 대상시설의 CH₄ 배출계수는 0.20 ~ 0.48 kg/TJ의 분포를 보였다. CH₄ 배출계수에서 가장 큰 차이를 보인 곳은 power plant II와 power plant V이며, power plant II의 CH₄ 배출계수가 power plant V의 CH₄ 배출계수보다 약 2.4 배 정도 큰 값으로 산정되었다.

N₂O 배출계수는 0.88 kg/TJ로서, CH₄ 배출계수보다 큰 편차를 보였으며 산정된 5개 대상시설의 N₂O배출계수 분포는 0.61 ~ 1.03 kg/TJ였다. Power plant I의 N₂O 배출계수가 다른 발전소들보다 다소 높게 산정되었다. 특히 power plant II보다는 약 1.7 배 정도 높게 나타났다. N₂O의 경우에도 CH₄와 마찬가지로 분석된 농도값이 높았던 발전소에서 배출계수도 높게 나타나는 경향을 보였다. 비록 power plant V와 power plant VI는 같은 농도를 보였지만, 배출계수는 약간 차이가 나기도 하였다.

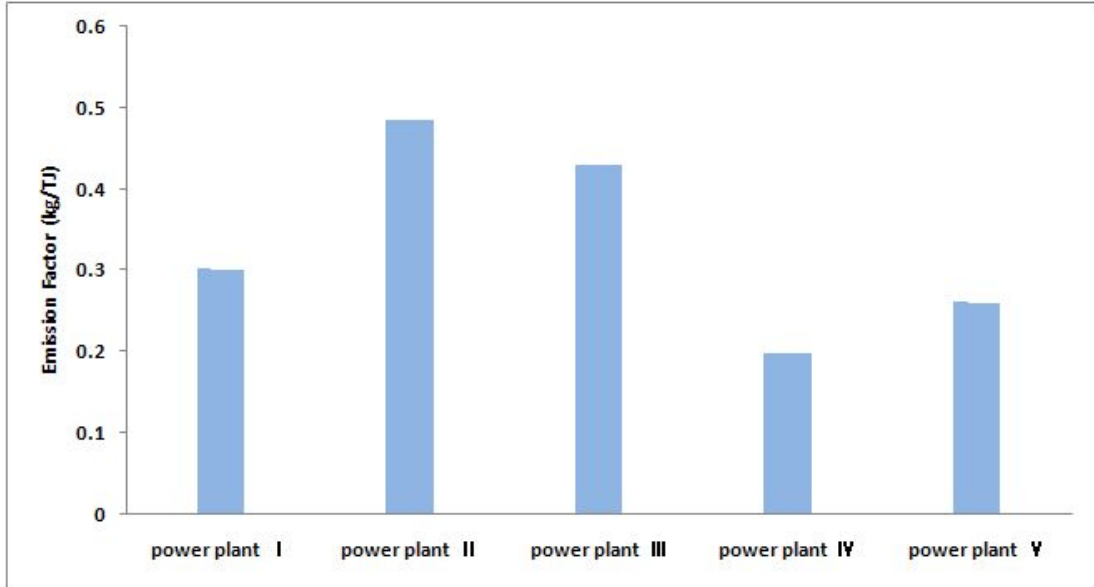


Figure 4-3. CH₄ emission factor of target power plants

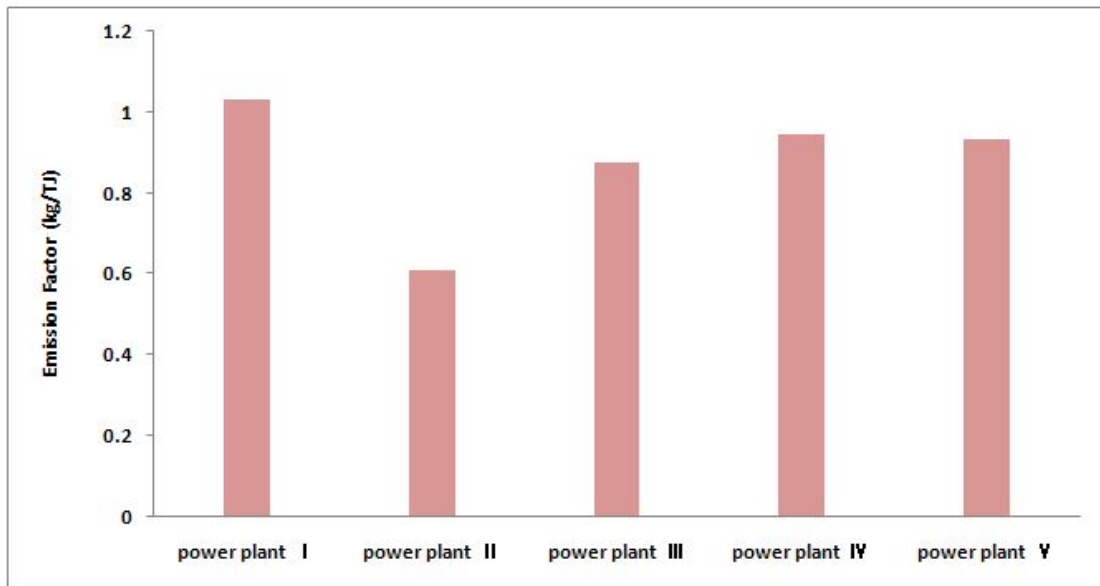


Figure 4-4. N₂O emission factor of target power plants

4.2.2 국내의 배출계수와의 비교

본 연구를 통해서 산정된 Non-CO₂ 배출계수인 CH₄와 N₂O 배출계수를 CO₂ 배출계수와 마찬가지로 IPCC에서 제시한 배출계수 및 다른 국가에서 산정한 배출계수와 비교하여 보았다. IPCC 배출계수는 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume II에 제시되어 있는 배출계수를 사용하였고 다른 국가들의 배출계수는 유엔기후변화협약에 제출된 국가인벤토리보고서(NIR)에 제시된 배출계수를 적용하였다.

Non-CO₂ 배출계수의 경우에는 제3장 배출계수 개발방법에서 설명한 바와 같이 Non-CO₂는 대상시설 설비의 종류, 적용기술, 운전조건 등에 따라서 영향을 받으므로 설비 특성을 반영하는 Tier 3 Method의 배출계수와 비교하였으며, Tier 3 Method의 배출계수에는 CO₂ 배출계수와 달리 문헌자료가 부족하여 일본과 핀란드의 NIR에 제시된 배출계수와 비교분석하였다.

(1) CH₄ 배출계수

IPCC의 경우, Residual Fuel Oil Boiler로 분류하여 배출계수를 제시하고 있으며, 일본은 Heavy oils B and C type Boiler에 대한 배출계수를 제시하고 있다(National Greenhouse Gas Inventory Report of Japan 2007, 3-13 Table 3.8). 핀란드는 Oil fired boiler로 분류하여 배출계수를 표시하였고 보다 세밀하게 설비용량을 고려하여 배출계수를 제시하였다. 본 연구의 대상시설에 해당하는 설비용량이 1 MW보다 클 때의 배출계수를 본 연구 결과와 비교 대상 배출계수로 결정하였다(National Inventory Report 2005, Volume 1, P.55 Table 3.2_6). 본 연구를 통해서 산정된 CH₄ 배출계수는 0.33 kg/TJ로 2006 IPCC 배출계수인 0.8 kg/TJ의 약 40% 정도였다. 일본의 배출계수는 0.1 kg/TJ로 본 연구의 연구결과가 일본보다 약 3 배 이상 높았으며, 핀란드 배출계수와 비교해보면, 본 연구결과가 핀란드 배출계수인 1.0 kg/TJ보다 약 70% 낮은 값을 보였다.

Table 4-3. Comparison of Tier 3 Method CH₄ emission factor

	Basic Technology	Emission factor (kg/TJ)
This study	B-C Oil fired Boiler	0.33
IPCC	Residual Fuel Oil Boiler (Tangential Firing)	0.8
Japan	Heavy oils B and C type Boiler	0.1
Finland	Oil fired boiler (>1MW)	1.0

(2) N₂O 배출계수

CH₄와 마찬가지로 N₂O 배출계수의 경우도 IPCC의 Residual Fuel Oil Boiler 배출계수와 일본의 Heavy oils B and C type Boiler 배출계수 및 Oil fired boiler로 분류된 핀란드 배출계수와 상호비교를 하였다. 단, 핀란드 분류의 경우, 설비용량에 따라 배출계수를 제시함에 따라 본 연구의 대상시설에 해당하는 설비용량이 50 MW보다 클 때의 배출계수를 본 연구 결과와 비교하였다. 본 연구를 통해서 산정된 N₂O 배출계수는 0.88 kg/TJ로 2006 IPCC 배출계수인 0.3 kg/TJ보다 약 3 배 정도 큰 값으로 산정되었다. 일본의 배출계수는 0.21 kg/TJ로 비교 대상 계수 중에서 가장 낮아 본 연구의 연구결과와 4배 이상의 차이를 보였다. 핀란드 배출계수와의 비교해 보면, 본 연구결과가 핀란드의 배출계수인 1.0 kg/TJ보다 약 10% 낮지만 비교적 유사한 계수값을 보였다.

Table 4-4. Comparison of Tier 3 Method N₂O emission factor

	Basic Technology	Emission factor (kg/TJ)
This study	B-C Oil fired Boiler	0.88
IPCC	Residual Fuel Oil Boiler (Tangential Firing)	0.3
Japan	Heavy oils B and C type Boiler	0.21
Finland	Oil fired boiler (>50 MW)	1.0

4.3 불확도 평가 결과

2006 IPCC에서 제시하고 있는 불확도 평가방법은 Monte Carlo simulation (5,000회 반복)을 이용하여 평가하는 것이다. 이 분석을 통하여 각 데이터에 맞는 적절한 확률밀도함수(PDF)분포를 적용하여, 95% 신뢰 구간에서의 lower와 upper 범위를 제시할 수 있다.

4.3.1 CO₂

2006 IPCC는 CO₂ 배출계수의 경우, 연료의 탄소함유량 및 수소함유량에 따라서 달라진다. 본 연구의 결과 CO₂ 배출계수의 불확도 범위는 2% 내외로 나타났으며, 이것은 다른 국가들의 불확도 범위와 비교적 유사한 경향을 나타냈다.

Table 4-5. Uncertainty range of CO₂ emission factor

	95% confidence interval
This study	± 2
1996 IPCC	± 7
Austria	± 0.5
Norway	± 3
The Netherlands	± 2
U.K	± 2
U.S.A	± 2

불확도 값은 다음의 식 (6)에 의해 결정할 수도 있다(환경관리공단, 2008).

$$U(\%) = \frac{1.96 \times SE}{EF} \times 100 \quad (6)$$

U : 불확도 (%)

EF : B-C유 사용 화력발전소 평균 배출계수

SE : 표준오차

식 (7)을 이용하여 CO₂ 배출계수에 대한 불확도 평가를 실시하였으며, 불확도 결과에 따른 등급은 국가온실가스배출계수 총괄관리방안 수립연구(환경관리공단, 2008)에서 사용된 Table 4-6에 의해 결정하였다.

본 연구에서 실시한 CO₂ 배출계수의 불확도 평가 결과, 불확도가 약 2%로

Table 4-6의 기준에 의하면, A등급의 기준을 만족하고 있다.

Table 4-6. Grading criteria of emission factor based on estimated uncertainty

불확도 (%)	등 급
< 30	A
30 ~ 50	B
50 ~ 100	C
100 ~ 200	D
> 200	F

4.3.2 Non-CO₂

Non-CO₂의 경우, CO₂에 비해 변동요인(공정, 연소기술, 방지시설, 유지보수 등)에 따라 농도 및 배출계수가 크게 달라진다. 따라서 온실가스 배출계수의 불확도가 더 크다고 알려져 있다.

(1) CH₄

B-C유 사용 화력발전소의 CH₄ 배출계수는 0.33 kg/TJ이며, 95% 신뢰구간에서 하한값과 상한값은 각각 0.23 kg/TJ과 0.54 kg/TJ로 나타났다. 따라서 CH₄ 배출계수의 불확도 범위는 -32.35 ~ +58.82%로 산정되었다.

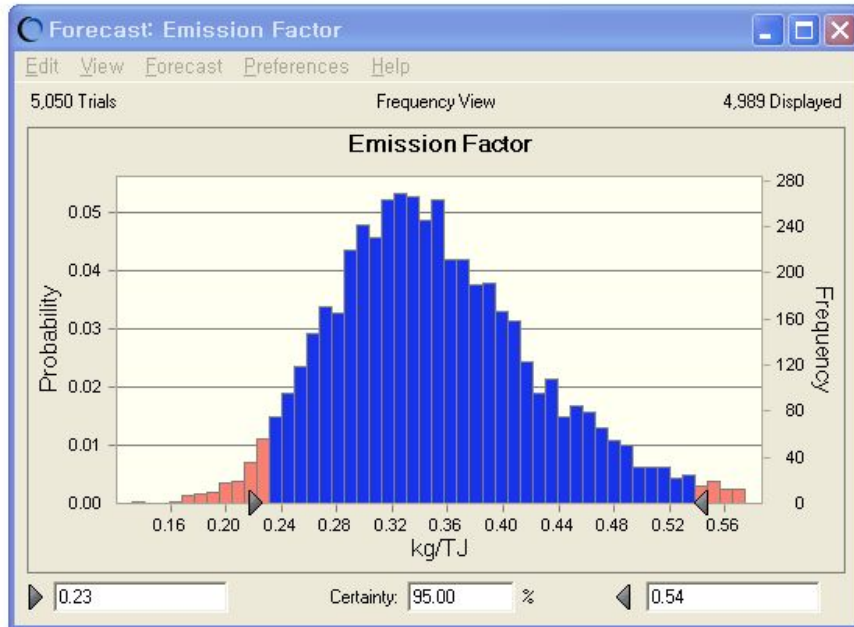


Figure 4-4. Uncertainty range of CH₄ emission factor

아래 Table 4-7에 제시되어 있는 다른 국가들의 CH₄ 불확도 범위를 살펴보면, 본 연구의 결과로 산정된 CH₄ 불확도 범위가 2006 IPCC 및 Austria 그리고 U.K의 불확도 범위와 유사하였다.

Table 4-7. Uncertainty range of CH₄ emission factor

	95% confidence interval
This study	- 32 ~ + 59
2006 IPCC	± 50
Austria	± 50
Norway	- 75 ~ + 10
The Netherlands	± 25
U.K	± 50
U.S.A	Out of magnitude

식 (6)에 의한 CH₄ 배출계수에 대한 불확도 평가를 실시하였으며, 불확도 등급은 국가온실가스배출계수 총괄관리방안 수립연구(환경관리공단, 2008)에서 사용된 Table 4-6에 의해 결정하였다.

본 연구에서 실시한 CH₄ 배출계수의 불확도를 평가한 결과, 불확도가 25%로서 Table 4-6에 의하면, A등급의 기준을 만족하는 것으로 나타났다.

(2) N₂O

B-C유 사용 화력발전소의 N₂O 배출계수는 0.88 kg/TJ이며, 95% 신뢰구간에서 하한값과 상한값은 각각 0.60 kg/TJ과 1.31 kg/TJ로 나타났다. 따라서 N₂O 배출계수의 불확도 범위는 -46.67 ~ +48.86%로 산정되었다.

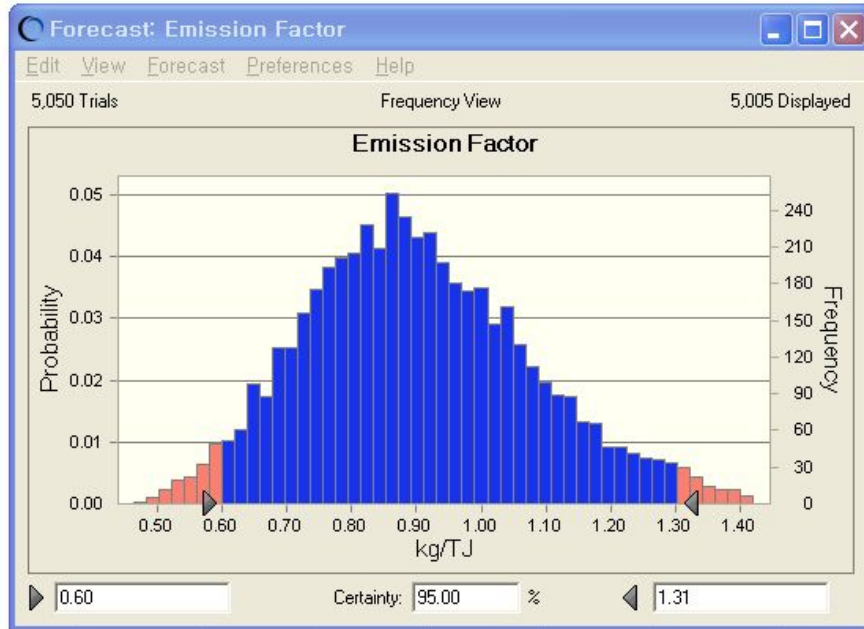


Figure 4-5. Uncertainty range of N₂O emission factor

아래 Table 4-8에 제시되어 있는 다른 국가들의 N₂O 불확도 범위를 살펴보면, 본 연구의 결과로 산정된 N₂O 불확도 범위가 Netherlands의 불확도 범위와 유사하였다.

Table 4-8. Uncertainty range of N₂O emission factor

	95% confidence interval
This study	± 50
2006 IPCC	Order of magnitude
Austria	± 20
Norway	- 66 ~ + 200
The Netherlands	± 75
U.K	± 100 ~ 200
U.S.A	- 55 ~ + 200

식 (6)을 이용하여 N₂O 배출계수에 대한 불확도 평가를 실시하였으며, 불확도 결과에 따른 등급은 국가온실가스배출계수 총괄관리방안 수립연구(환경관리공단, 2008)에서 사용된 Table 4-6에 의해 결정하였다.

본 연구에서 실시한 N₂O 배출계수의 불확도를 평가한 결과, 불확도가 16%로 Table 4-6에 의하면, A등급의 기준을 만족하였다.

제5장 결론

우리나라 온실가스 배출량의 84%가 배출될 정도로 에너지 부문에서 대부분의 온실가스가 배출된다고 하여도 과언이 아니다. 특히 전환부문은 전체 에너지 부문에서 발생하고 있는 온실가스의 약 34%를 차지하고 있을 정도로 많은 양의 온실가스를 배출하고 있다.

본 연구에서는 우리나라에서 다량의 온실가스를 발생하는 전환부문에서 B-C유를 사용하는 화력발전소를 대상으로 하여 CO₂ 배출계수와 Non-CO₂ 배출계수를 개발하였고 개발한 각각의 배출계수에 대하여 불확도 평가를 실시하였다. CO₂ 배출계수는 '연료 분석방법'으로 Non-CO₂로 분류되는 CH₄와 N₂O의 경우에는 '연소가스 분석 방법'을 활용하여 배출계수를 개발하였다.

본 연구의 결과로 우리나라 B-C유 화력발전소의 CO₂ 배출계수는 75,548 kg/TJ였고, CH₄ 배출계수는 0.33 kg/TJ였으며, N₂O 배출계수는 0.88 kg/TJ로 산정되었다. 본 연구에서 산정한 배출계수의 값들을 IPCC를 비롯한 다른 국가들의 연구 결과와 비교 분석한 결과, CO₂ 배출계수의 경우, 2006 IPCC가 제시한 배출계수는 77,400 kg/TJ로 본 연구의 결과가 IPCC 배출계수보다 2% 정도 낮게 산정되었다. 또한, 다른 10개국의 NIR에 보고된 배출계수와 비교한 결과, 스페인의 배출계수가 가장 유사한 값을 보였으며 가장 큰 배출계수를 보인 국가는 Germany로 본 연구결과보다 약 5% 정도 높았고 가장 낮은 배출계수 값을 기록한 나라는 Australia로 약 9% 정도 낮은 계수 값을 기록하였다.

CH₄ 배출계수의 경우에는 2006 IPCC 배출계수인 0.8 kg/TJ의 40% 정도였다. 일본의 배출계수와 비교하여 보았을 때는 약 3배 이상 본 연구의 결과가 높았으며, 핀란드 배출계수와의 비교에서는 약 70% 낮은 결과를 보였다. N₂O 배출계수의 경

우에는 본 연구결과가 2006 IPCC의 배출계수보다 약 3 배, 일본의 배출계수보다는 약 4 배 이상의 큰 값으로 산정되었다. 핀란드 배출계수인 1.0 kg/TJ보다는 약 10% 낮았으나 비교적 유사한 계수값을 보였다.

본 연구에서의 불확도 산정방법은 2006 IPCC에서 제시하고 있는 불확도 평가방법 중에서 Monte Carlo simulation을 이용하여 계산하였다. Monte Carlo simulation을 이용하기 위해 각각의 데이터에 맞는 적절한 확률밀도함수(PDF)분포를 적용하였고, 앞서 산정된 CO₂, CH₄, N₂O 배출계수로 가지고 Monte Carlo simulation을 실시하여 95% 신뢰 구간에서의 lower, upper 범위를 제시하였다.

CO₂ 배출계수의 불확도 범위 및 불확도는 약 2% 내외로 나타났으며, 다른 국가들에서 제시한 불확도 범위와 비교하여 보았을 때, 비교적 비슷한 경향을 나타냈다. CH₄ 배출계수의 불확도 범위는 -32.35 ~ +58.82%의 범위로 나타났고 상대표준편차를 이용한 계산한 불확도는 25%였다. 또한, N₂O 배출계수의 불확도 범위는 -46.67 ~ +48.86%였으며 CH₄와 마찬가지로 상대표준편차를 이용하여 계산한 불확도는 16%였다.

2009년 현재 전세계적으로 논의되고 있는 'Post-2012' 체제에서 우리나라가 유엔 기후변화협약에 의한 온실가스 감축 의무이행국으로 분류되어 감축의무를 이행하게 될 경우에는 전환부문 역시 온실가스의 주요 배출원으로 의무감축을 이행해야할 것으로 사료된다. 그러나 의무감축을 이행하기 앞서 선행되어야할 것은 우리나라의 정확한 온실가스 배출량을 산정하는 일이다. 우리나라의 온실가스 배출량을 정확하게 산정하기 위해서는 우리나라 실정에 맞는 고유한 배출계수를 보유하고 있어야한다. 하지만, 우리나라는 현재 온실가스 배출계수에 대한 연구가 부족하여 배출량을 산정함에 있어서 주로 IPCC 기본값에 의존하여 배출량을 산정하고 있다. 따라서 우리나라 실정에 맞는 국가고유배출계수 개발이 무엇보다도 중요하다.

B-C유 화력발전소에서의 CO₂ 및 Non-CO₂ 국가배출계수를 개발한 본 연구는 보다 정확한 우리나라의 온실가스 배출량을 산정하여 효율적인 대응 정책을 수립하고 기후변화 관련 국제협상에 능동적으로 대응하는데 있어서 크게 기여할 수 있을 것으로 생각된다.

참 고 문 헌

국립기상연구소, 2009, 기후변화 이해하기

국립산림과학원, 2006, 기후변화협약과 산림

국립환경과학원, 2008, 환경부문 온실가스 Inventory 작성 및 배출계수 개발

국무조정실, 2007, 기후변화 제4차 종합대책

김진수, 이시형, 명수정, 정재학, 이성호, 김기현, 배위섭, 전의찬, 2009, 우리나라 B-C유 사용 발전시설의 온실가스 배출계수 개발, 환경영향평가학회, Vol. 18, No. 2, 69 - 78.

산업자원부, 2006, 온실가스 국가배출계수 마련을 위한 기반연구

산업자원부, 2006, 제3차 전력수급기본계획(2006 ~ 2020년)

에너지경제연구원, 2007, 2007 기후변화 협상동향과 향후 전망, Vol. 1, No. 17,

에너지경제연구원, 2008, 에너지통계연보

이민도, 이상욱, 임용재, 김영미, 김소영, 문광주, 한진석, 정일록, 2006, 대기 중 휘발성 유기화합물질 및 알데하이드의 분석 신뢰도 향상에 관한 고찰, 한국대기환경학회지, Vol. 22, No. 4, 468 - 476.

임재규, 2006, 기후변화협약 제3차 국가보고서 작성을 위한 기반연구, 에너지경제연구원

전의찬, 명수정, 정재학, 이성호, 사재환, 노기환, 김기현, 배위섭, 2007, 무연탄 화력발전소의 이산화탄소 배출계수 개발, 한국대기환경학회지, Vol. 23, No .4, 440 - 448.

전의찬, 사재환, 이성호, 정재학, 김기현, 배위섭, 2006, 에너지사용시설의 온실가스 배출특성 연구 - 유연탄화력발전소의 이산화탄소를 중심으로 -, 한국대기환경학회지, Vol. 22, No. 1, 107 - 116.

정남영, 2006, 발전부문의 기후변화협약 대응방안 연구, 한양대학교 대학원 석사학위논문

정주영, 2009, 환경부문 온실가스 배출계수 개발 및 검증지침 마련 연구, 한림대학교 대학원 석사학위논문

한국산업규격, 2005, 원유 및 석유제품 시료채취 방법 KS M 2001

한국산업규격, 2006, 원유 및 석유제품-발열량 시험방법 및 계산에 의한 추정방법 KS M 2057

한국은행, 2008, 우리나라의 산업별 온실가스 배출구조 분석 및 시사점

한국전력공사, 2008, 한국전력통계, No. 77

환경관리공단, 2008, 국가 온실가스 배출계수 총괄관리방안 연구

환경관리공단, 2008, 기후변화 2007 영향, 적응 및 취약성

환경부, 2004, 대기오염공정시험법

해외전기사업통계, 2007, 국가별 화력발전소 열효율

Agency for Environmental Protection and Technical Services, 2007, National Inventory Report ; Italian Greenhouse Gas Inventory 1990 - 2005

Department of Environmental and Water Resources Australian Greenhouse Office, 2007, National Inventory Report 2005

Department of Environment, 2007, UK Greenhouse Gas Inventory, 1990 to 2005

Environment Canada, 2007, National Inventory Report 1990 - 2005 ; Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada

Federal Environment Agency, 2007, National Inventory Report For the German Greenhouse Gas Inventory ; 1990 - 2005

IPCC, 1996, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

IPCC, 2001, Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories.

IPCC, 2006, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

Ministry of the Environment, Japan, Greenhouse Gas Inventory Office of Japan (GIO), CGER, NIES, 2007, National Inventory Report of Japan

Ministere de l'Écologie et du Développement Durable, 2006, Rapport National D'Inventaire

Ministerio de Medio Ambiente Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y del Cambio Climático, 2007, INVENTARIO DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DE ESPAÑA AÑOS 1990-2005

U.S. Environmental Protection Agency, 2007, INVENTORY OF U.S. GREENHOUSE GAS EMISSIONS AND SINKS : 1990 - 2005

US EPA, <http://www.epa.gov/ttn/emc/> promulgated method 1, 2, 3, 4, 5, 15

Wight G.D., 1994, Fundamentals of Air sampling, Lewis Publisher, 135 - 184.

VTT, 2005, Non-CO₂ greenhouse gas emissions from boilers and industrial process

ABSTRACT

Development of CO₂ & Non-CO₂ Emission Factors for B-C Oil Fired Power Plants

Kim Jinsu

Department of Earth and Environmental Sciences

Sejong University

In order to provide fundamental data for developing greenhouse gas emission factor, we investigated power plants in Korea using B-C oil as Energy source. The power plant is a major source of greenhouse gases among the sectors of fossil fuel combustion, thus information of its emission factors is very essential to the establishment of control strategies for the greenhouse gas emissions. The caloric value of fuel was analyzed using calorimeter and the element analyses of B-C oil for carbon(C), nitrogen(N), sulfur(S), and hydrogen (H) were implemented with automatic element analyzer. The CH₄ and N₂O concentration of flue gas analysis were conducted using GC-FID and GC-ECD. The CO₂ emission factors from fuel analysis was 75,548 kg/TJ. When compared with IPCC values, the emission factors of CO₂ was 2% lower, Germany CO₂ emission factor was 5% higher than this study and Spain CO₂ emission factor was as same as this study. CH₄ emission factor from flue gas analysis was 0.33 kg/TJ. When compared with 2006 IPCC Tier 3 method values, the result of this study was 60% lower than 2006 IPCC, compared with Japan CH₄ emission

factor, this study was 3 times higher than CH₄ emission factor and this study CH₄ emission factor was 70% lower than Finland. N₂O emission factor from flue gas analysis was 0.88 kg/TJ. When compared with 2006 IPCC Tier 3 method values, N₂O emission factor was 3 times higher than IPCC, compared with Japan N₂O emission factor, this study was much higher than Japan and Finland N₂O emission factor was the similarity as this study. In this study also estimated uncertainty range and uncertainty of CO₂, CH₄, N₂O emission factor for using Monte Carlo simulation. Uncertainty range of CO₂ emission factor was $\pm 2\%$ and uncertainty was the same as uncertainty range. Uncertainty range of CH₄ emission factor was $-32.35 \sim +58.82\%$ and uncertainty was 25%. Uncertainty range of N₂O emission factor was $-46.67 \sim +48.86\%$ and uncertainty was 16%. The results of this study will be useful for developing mitigation strategies related to climate change. Also, further research on emission factors of diverse fuel types would help create better methods for successfully dealing with the challenges posed by climate change.