



저작자표시-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

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

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



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

복합화력발전소의
국가 온실가스 배출계수 개발

세종대학교 대학원

지구환경과학과

이 시 형

석사학위 청구논문

복합화력발전소의 국가 온실가스 배출계수 개발

2009.8

이시형

석사학위 청구논문
지도교수 전 의 찬

복합화력발전소의
국가 온실가스 배출계수 개발

**Development of GHG Country-specific Emission Factors
for Combined Cycle Power Plants in Korea**

세종대학교 대학원

지구환경과학과

이 시 형

석사학위 청구논문
지도교수 전 의 찬

복합화력발전소의
국가 온실가스 배출계수 개발

**Development of GHG Country-specific Emission Factors
for Combined Cycle Power Plants in Korea**

이 논문을 석사학위청구논문으로 제출합니다.

2009. 06

세종대학교 대학원

지구환경과학과

이 시 형

이 논문을 이시형의
석사학위 논문으로 인준함.

2009. 06

심사위원장 김 기 현

심사위원 정 명 채

심사위원 전 의 찬

감사의 글

많은 꿈과 기대를 안고 시작했던 대학원 석사 과정을 마무리하면서 지난 2년 동안의 시간을 되돌아보게 됩니다. 항상 지나고 나면 아쉬움과 부족함이 남기 마련이지만, 저에게 있어 지난 2년 동안의 연구실에서 보낸 시간들과 추억들이 너무나도 소중하고 감사한 것 같습니다. 이렇게 작은 성과라도 올릴 수 있도록 가르침과 격려를 보내주신 모든 분들에게 감사의 인사를 올립니다.

꿈을 이루기 위해서는 올바른 길을 선택하고, 그 길을 바로 나아갈 수 있도록 인도해 주는 안내자가 필요하다고 생각합니다. 그런 면에서 전의찬 지도교수님을 저의 석사 과정 안내자로 만날 수 있었던 것은 하나님의 은총이라 생각합니다. 참으로 부족했던 저에게 단순한 학문을 넘어 인생의 참된 것을 배울 수 있도록 관심과 사랑으로 이끌어주신 교수님께 마음 깊이 감사드립니다. 지금의 논문이 있기까지 교수님께서 몸소 보여주신 변함없는 학문에 대한 열정과 제자들을 가족과 같이 아끼시는 사랑, 그리고 늘 제가 새롭게 다짐하고 도전할 수 있도록 도와해주신 깊은 배려의 마음을 제 가슴속 깊이 간직하고 살아가겠습니다.

또한 심사위원장으로 부족한 저를 아낌없는 관심과 조언으로 큰 가르침을 주신 김기현 교수님, 심사위원으로서 따뜻한 격려를 아끼시지 않으시고, 옳은 길을 가르쳐 주신 정명채 교수님께 감사드리며, 지식과 함께 늘 인생의 교훈을 가르쳐 주셨던 고의장 교수님, 학부 과정 내내 진로와 인생에 대해 좋은 말씀을 해주시고 항상 더 많은 가르침을 주고자 하셨던 정태웅 교수님, 배위섭 교수님, 허진 교수님 이하 모든 지구환경과학과 교수님들에게 진심으로 머리 숙여 감사를 드립니다.

명쾌한 강의와 늘 밝은 모습으로 격려해 주셨던 토목환경과학과 송지현 교수님과 1년 동안 과제를 진행하면서 부족한 저를 늘 격려와 가르침으로 이끌어 주셨던

영남대학교 백성옥 교수님, 안양대학교 구윤서 교수님, 안산공과대학 조용준 교수님
께도 감사의 마음을 전합니다.

대학원 생활에서 저에게 가족과도 같았던 연구실의 모든 선후배님들에게 감사의
마음을 전합니다. 항상 연구실의 만형으로서 제가 석사 생활을 잘 마무리할 수 있
도록 도와주신 재환이형에게 감사드립니다. 항상 많은 도움을 주시고 연구실 후배
들을 동생처럼 따듯하게 대해주신 종호형, 너무나 마음이 잘 맞아 때론 친구같이
편안하게 대해주시고 자상하게 챙겨주신 성호형, 저에게 대학원 생활 지침을 알려
주고 작은 것까지도 신경써준 재학이형에게도 감사의 마음을 전합니다. 대학 동기
로 만났지만, 연구실에서는 든든한 선배에서부터 친한 친구까지 많은 역할을 해준
석경이, 연구실 생활이 힘들거나 지칠 때, 혼자 외롭다고 느낄 때 옆에 있다는 것만
으로도 큰 힘이 되어준 형과 같은 친구 진수에게도 감사의 마음을 표합니다. 비록
후배지만, 대학원 생활을 함께 시작하여, 많은 추억을 함께한 룸메이트 옥현이, 연
구실 선배로서 부족함이 많았지만, 항상 잘 따르고, 때로는 많은 도움을 준 수림이,
학부 시절에는 착한 후배로, 대학원에서는 친한 친구처럼 지내며 오랜 시간 함께한
정우에게도 감사의 마음을 전합니다. 비록 오랜 시간 함께하진 못했지만, 사회생활
과 대학원 생활에서 최선을 다하는 모습으로 항상 저를 되돌아볼 수 있게 해주신
명수정 박사님, 장훈이형, 홍기협 과장님, 환경을 학문이 아닌 마음으로 먼저 생각
할 수 있게 도와주신 하지원 의원님, 이상훈 실장님, 먼 곳에서 한국까지 와 꿈에
대한 용기와 열정을 보여준 Piw와 Thuc에게도 감사의 말을 전합니다.

비록 같은 연구실은 아니었지만, 지구환경과 대학원 생활을 함께한 분들께도 감
사의 인사를 드립니다. 옆방이라고 불릴 만큼 가까웠던 대기오염연구실 식구들, 항
상 밝은 미소로 대해준 학부 동기이자 대학원 선배 지원이, 코드가 맞는 멋쟁이 원
필이형에게도 감사의 마음을 전합니다. 항상 공부하는 모습으로 나를 자극해준 태
문이형, 항상 좋은 성과로 부러움의 대상이었던 민혜, 학부 때부터 많은 것을 함께
한 특별한 후배 태환이, 가영이에게도 감사의 말을 전합니다. 같은 과는 아니지만,

수업도 같이 듣고, 여러 가지로 많은 도움을 주신 토목환경과학과 승규형, 대학원 생활이 즐거울 수 있게 해준 정희, 형규, 힘든 일 마다하지 않고 열심히 도와준 광호에게도 감사의 마음을 전합니다. 제 마음속에 친한 형처럼, 연구실 선배처럼 의지할 수 있게 늘 자상한 모습으로 도와주신 영남대학교 서영교 박사님을 비롯하여 1년 동안 함께 고생한 영남대학교 광고씨, 동현씨, 비록 짧은 시간 함께 했지만 마음이 잘 통해 친해진 서울시립대학교 현정이에게도 감사의 마음을 전합니다.

비록 지금은 중국과 일본에서 공부하느라 떨어져 있지만, 하고 싶은 일에는 몇 번이고 도전할 수 있는 용기와 열정을 가르쳐준 동빈이와 민석이, 중학교 때 만나 항상 내 마음 속에 든든한 수호천사로 자리잡은 경문이, 고등학교 시절 모든 것을 함께한 민수, 수한이, 대학교에서 만나 이제는 떨어져 있는 것이 더 어색할 만큼 친해진 나의 소중한 동기 민재, 동원이, 석우, 형진이, 기태, 우철, 정경, 진연, 송이, 그리고 동기이자 형으로 나를 챙겨주고 아껴준 언제나 고마운 정용이형, 상호에게 고마움을 전합니다. 또 언제나 따뜻한 마음과 말로 대학원 생활 2년 동안 내 옆을 지켜준 미현이에게도 특별한 감사의 마음을 전합니다.

그리고 저의 이 짧은 글에 빠져있지만 오늘날 제가 있기까지 도와주신 모든 분들께 감사하고 있다는 말씀을 전하고 싶습니다.

마지막으로 바쁘다는 이유로 소홀했던 아들로서, 늘 한결같은 사랑을 주시고, 늦게까지 공부할 수 있도록 믿음으로 인도해주신 사랑하는 부모님께 끝없는 감사를 드립니다. 이제는 결혼해서 떨어져 있지만 이런저런 잔소리로 사랑을 표현해주는 누나와 너무나도 완벽한 모습으로 나의 롤모델 역할을 해주신 매형에게 감사드립니다. 그리고 늦게 들어오는 오빠를 기다리느라 잠을 설치는 나의 사랑스런 동생 엘리와 코순이에게도 고맙다는 말을 전합니다.

Contents

논문 요약	vi
제 1 장 서론	1
1.1 연구의 목적	1
1.2 연구의 범위 및 방법	3
제 2 장 국내 발전부문 온실가스 배출 현황	5
2.1 국내 온실가스별, 부문별 배출 현황	5
2.1.1 온실가스별 배출 현황	6
2.1.2 부문별 배출 현황	7
2.2 발전부문의 온실가스 배출 현황	8
2.2.1 발전 연료별 소비 추이	8
2.2.2 전력 생산 추이	9
2.2.3 발전부문의 온실가스 배출 현황	13
제 3 장 국내 복합화력발전소의 온실가스 배출계수 산정	14
3.1 온실가스 배출계수 산정을 위한 현장조사 대상시설 선정	14
3.1.1 국가 온실가스 배출량 산정방법 결정	14
3.1.2 국내 복합화력발전소 현황	16
3.1.3 배출계수 산정을 위한 현장조사 대상시설 선정	18
3.2 국내 복합화력발전소의 CO ₂ 배출계수 산정	20
3.2.1 복합화력발전소의 발전용 LNG 연료 특성	20
3.2.2 CO ₂ 배출계수 산정 방법	26

3.2.3	국내 복합화력발전소의 탄소산화율(Carbon oxidation factor) 분석	28
3.2.4	CO ₂ 배출계수 산정 결과	29
3.2.5	표준열량 변화에 따른 LNG의 CO ₂ 배출계수 산정	31
3.3	Non-CO ₂ 배출계수 산정	35
3.3.1	시료채취 방법	35
3.3.2	배기가스 분석 방법	36
3.3.3	수분량 측정 방법	38
3.3.4	분석기기의 정도관리(QA/QC)	38
3.3.5	Non-CO ₂ 배출계수 산정 방법	40
3.3.6	Non-CO ₂ 배출 특성	43
3.3.7	Non-CO ₂ 배출계수 산정 결과	44
3.3.8	Non-CO ₂ 배출계수 불확도 분석	46
제 4 장	국내복합화력발전소의 전력배출계수 산정	47
4.1	열공급 형태에 따른 국내 복합화력발전소 공정 분석	47
4.2	GTCC CHP 발전소 전력배출계수 산정 방법 개발	51
4.2.1	국내 복합화력발전소 재분류	51
4.2.2	전력배출계수 산정 방법 개발	53
4.3	국내 복합화력발전소의 전력배출계수 산정 결과	55
제 5 장	결 론	60
	참고 문헌	62
	ABSTRACT	66

List of Table

Table 1. Trends of greenhouse emissions in Korea	6
Table 2. Trends of greenhouse gas emissions by category in Korea	7
Table 3. Trends of fuel consumption for electricity generation in Korea	8
Table 4. Trends of LNG consumption for electricity generation	9
Table 5. Trends of electricity consumption in Korea	10
Table 6. Comparison of per capita electricity consumption(2005)	10
Table 7. Trends of electric power generation capacity by facility	11
Table 8. Trends of electric power generation results by facility	12
Table 9. Trends of energy sector greenhouse gas emissions by category	13
Table 10. Electric power generation capacity and it's actual production of combined cycle power plants in Korea	17
Table 11. The combined cycle power plants investigated in this study	19
Table 12. The results of compound analysis of LNG used by plant	21
Table 13. Comparison of LNG gross calorific values and density values	23
Table 14. Comparison of default carbon oxidation factors in IPCC guidelines	29
Table 15. CO ₂ emission factor for combined cycle power plant in this study	30
Table 16. Comparison of compound analysis and net calorific value between present and previous LNG	32
Table 17. Comparison of CO ₂ emission factors between present and previous LNG	33
Table 18. Number of samples at combined cycle power plants	36
Table 19. Repeatability test of concentration analysis using CH ₄ and N ₂ O standard gas	39
Table 20. MDL values of GC/FID for CH ₄ and GC/ECD for N ₂ O in this study	39
Table 21. Non-CO ₂ concentration from stacks in the combined cycle power plants	43

Table 22. Non-CO ₂ emission factors of combined cycle power plant in this study	45
Table 23. Uncertainty range of Non-CO ₂ emission factors estimated in this study	46
Table 24. Reclassification of Korean combined cycle power plants by GTCC CHP and GTCC plant	52
Table 25. GHG emission factors for electricity generation of combined cycle power plant in this study	56
Table 26. Trends in GHG emission factors for electricity generation in Korea	57
Table 27. Trends in GHG emission factors for electricity generation from fuel combustion in Korea	58

List of Figure

Figure 1. General form of a decision tree for estimating emissions from stationary combustion sources	15
Figure 2. Classification by electric power generation capacity of facilities	18
Figure 3. Results of elemental analysis of LNG used by plant	22
Figure 4. Comparison of LNG net calorific values in this study and IPCC	25
Figure 5. Comparison of LNG carbon contents by this study and IPCC	26
Figure 6. Calculation work-sheet to get CO ₂ emission factor by fuel analysis in this study	27
Figure 7. Comparison of CO ₂ emission factor by this study and IPCC default emission factor for LNG	30
Figure 8. Trends of gross calorific values of imported LNG in Korea	31
Figure 9. Comparison of CO ₂ emission factors in this study and IPCC	34

Figure 10. Diagram of greenhouse gas sampling system	35
Figure 11. The result of calibration slope using CH ₄ standard gas	37
Figure 12. The result of calibration slope using N ₂ O standard gas	37
Figure 13. Calculation work-sheet to get CH ₄ emission factor by exhaust gas analysis in this study	41
Figure 14. Calculation work-sheet to get N ₂ O emission factor by exhaust gas analysis in this study	42
Figure 15. Results of simulation for Non-CO ₂ emission factors in this study	46
Figure 16. Schematic of producing electricity, heat, and electricity and heat	48
Figure 17. The electricity generation flow diagram of GTCC power plant	49
Figure 18. The electricity and heat generation flow diagram of GTCC CHP power plant ..	50
Figure 19. Comparison of GHG emission factors for electricity between this study and KPX	59

논문 요약

복합화력발전소의 국가 온실가스 배출계수 개발

기후변화문제가 전지구적인 환경문제로 인식되고, 이를 해결하기 위한 대책으로 세계 각국은 온실가스 배출량 감축을 위한 국가 전략을 수립·수행하고 있다. 효과적인 대책 수립을 위해서는 우선적으로 온실가스 배출량을 정확히 파악하여야 한다. 이에 IPCC(Intergovernmental Panel on Climate Change)에서는 국가 온실가스 배출량 산정 지침을 발간, 배출량 산정 시 중요 인자인 기본배출계수를 제시하고 있다. 그러나 보다 정확한 국가 배출량 산정을 위해서는 우리나라의 특성이 반영된 Country-specific emission factor를 적용하여야 한다. 특히, 전력산업은 우리나라 총 온실가스 배출량의 약 30 % 정도를 차지하고 있어, 국가 온실가스 배출량 산정의 대단히 중요한 Key category라고 할 수 있다.

본 연구에서는 국내 대표적인 발전시설인 복합화력발전소를 대상으로 온실가스 배출계수를 산정하였다. 이산화탄소(CO_2) 배출계수의 경우는 발전소에서 사용 중인 발전용 LNG의 연료 분석 결과와 LNG 연소시설의 산화율을 고려하여 산정하였다. 대표적인 Non- CO_2 온실가스인 메탄(CH_4)과 아산화질소(N_2O) 배출계수 산정에는 국내 8 개소의 복합화력발전소를 대상으로 총 585개의 시료를 채취, 실측 분석 결과를 사용하였다. 전력 배출계수(단위생산전력 당 온실가스 배출량)를 산정하기 위해서는 복수기의 응축열을 주변 지역의 지역난방으로 공급하고 있는 열병합 형태의 복합화력발전소(Gas-fired Turbine Combined Cycle, 이하 GTCC CHP)와 일반적인 복합화력발전소(Gas-fired Turbine Combined Cycle, 이하 GTCC)로 구분하였다. 또한 전력배출계수는 본 연구에서 개발한 각 온실가스별 배출계수와 연간 연료소비

량, 연간 전력생산량을 기준으로 산정하였다.

연구 결과, 국내 복합화력발전소의 평균 CO₂ 배출계수는 2007년 12월 이전 LNG 표준열량(10,500 kcal/Nm³) 기준 '56,357 kg/TJ'으로 산정되었다. 2007년 12월 이후 도시가스 공사의 국내 LNG 표준열량이 10,400 kcal/Nm³으로 하향 조정됨에 따라 CO₂ 배출계수를 재산정한 결과, '56,029 kg/TJ'로 산정되었다. 이러한 2가지 배출계수는 모두 연료(LNG) 기준 IPCC의 CO₂ emission factor인 '56,100 kg/TJ'과 거의 차이가 없는 것으로 나타났으나, 국내 LNG 표준열량 변화에 따른 온실가스 배출량 변화 추이를 정확히 비교·분석하고 향후 예측하기 위해서 이러한 연구는 계속되어야 할 것으로 판단된다. CH₄ 배출계수는 '0.82 kg/TJ'로 산정되었으며, 이는 IPCC에서 제시한 LNG 복합화력발전소의 배출계수인 '1 kg/TJ'보다 18% 정도 낮은 것으로 나타났다. 일본의 배출계수('0.75 kg/TJ')와 비교하면, 약 8%정도 높은 수준이었다. N₂O의 배출계수는 '0.65 kg/TJ'로 IPCC에서 제시한 LNG 복합화력발전소의 배출계수('3 kg/TJ')보다는 상당히 낮으나, 일본의 복합화력발전소의 배출계수보다는 20% 정도 높은 것으로 조사되었다. 그리고 연료(LNG) 기준 IPCC의 N₂O emission factor 보다는 6배 이상 높은 수준이었다. 이러한 차이는 Non-CO₂ 배출이 연소기술에 의해 주도적으로 변화할 수 있는 것을 의미한다고 볼 수 있다. 따라서 복합화력발전소의 Country/Technology-specific emission factor를 구축해야 할 것으로 판단된다. 이렇게 산정한 Non-CO₂ 배출계수를 대상으로 불확도 평가를 실시한 결과, CH₄ 배출계수의 불확도 범위는 -12.96 ~ +13.89%로 나타났으며, N₂O의 경우에는 -11.43 ~ +12.86%로 산정되었다. 일반적인 GTCC 발전소의 전력배출계수를 산정한 결과, CO₂ 0.384 kg/kWh, CH₄ 0.0000056 kg/kWh, N₂O 0.0000044 kg/kWh로 나타났다. 반면, 복수기의 응축열을 난방열로 사용하는 GTCC CHP 발전소의 경우에는 전력 생산에 따른 온실가스 배출량과 열 생산에 따른 온실가스 배출량을 구분하여, 전력배출계수를 산정하였다. 그 결과, CO₂ 0.308 kg/kWh, CH₄ 0.0000045 kg/kWh, N₂O 0.0000035 kg/kWh로 나타났으며, 이는 GTCC 발전소의 배출계수보

다 평균 20% 정도 낮은 것으로 나타났다.

따라서 보다 정확한 온실가스 배출량을 산정하고 이를 바탕으로 한 신뢰도 높은 온실가스 감축 목표 수립하기 위해서는 다양한 연료와 에너지 소비 시설을 대상으로 한 Country-specific emission factor를 개발하는 연구가 계속 되어야 할 것으로 판단된다. 또한, 향후 기후변화협약 등 온실가스 관련 국제협상에서 보다 우리나라가 우위를 점하기 위해서는 국가고유배출계수를 바탕으로 국가별 온실가스 배출량의 비교·평가 지표 등으로 사용되는 전력배출계수를 구축하는 연구가 계속되어야 할 것으로 판단된다.

주제어 : Climate change , Greenhouse gas , Emission factor ,
Combined cycle power plant , CHP power plant

제 1 장 서 론

1.1 연구의 목적

국제적 최대 관심사인 온실가스에 의한 기후변화문제는 전 지구적인 참여가 요구되는 사항으로 세계 각국은 상호간의 협력을 위해 노력하고 있다. 이러한 노력의 일환으로 1997년 제3차 당사국총회에서 '교토의정서(Kyoto Protocol)'를 채택함으로써 선진국(Annex I countries)의 온실가스 감축목표치와 이행방안을 구체적으로 명시하게 되었다. 2007년 12월 열린 13차 당사국 총회에서는 2013년부터 적용하는 'Post-Kyoto 체제'에서 개발도상국의 경우에도 온실가스 감축을 의무화 하는 '발리 로드맵'이 채택된 바 있다. 이에 따라 우리나라에서도 2007년 12월 기후변화협약의 구체적인 실천과제를 포괄하는 '기후변화대응종합대책(5년, 2008 ~ 2012년)'을 수립, 추진하고 있다. 이는 기후변화위기를 신국가발전의 계기로 활용하려는 것으로, 대외적으로는 국제사회의 온실가스 저감노력에 적극적으로 동참하고, 국내적으로는 기후변화에 대한 조기 대응을 통해 온실가스 저감에 대한 부담을 최소화하고자 하는 것이다(국무조정실, 2007).

이러한 국내·외 환경 패러다임 변화에 발맞추어 세계 각국은 이미 다양한 방식의 기후변화 대응전략을 수립하고 추진하고 있다. 이러한 대응전략에 있어 가장 기본적인 것은 바로 국가 온실가스 배출량 인벤토리 구축이다. 온실가스 저감은 온실가스 배출 절대량을 줄이는 것은 물론 온실가스 감축을 위한 기술이전, 배출권 거래 등을 포함하는 것이다. 이와 같은 온실가스 감축을 위한 관리방안을 모색하기 위해서는 온실가스의 배출량과 배출원을 정확히 파악하는 것이 중요하다. 즉, 배출원을 정확히 파악하고 배출량의 시간적·공간적 분포를 정량적으로 추정할 수 있어야만 비로소 배출량 저감을 위한 구체적인 전략 수립이 가능하다. 따라서 효과적인 온실가스 저감 정책을 수립하고 감축 목표량 달성을 위해서는 합리적인 자료를 바

탕으로 한 배출량 인벤토리 작성이 최우선 과제인 것이다(환경부, 2006; 에너지경제연구원, 2008).

이러한 현실에서 우리나라는 온실가스 인벤토리 작성의 기초 자료를 확보하기 위한 노력이 시급히 이루어져야 할 것이다. 온실가스 배출은 배출원의 종류, 연료의 종류 및 성상, 보일러의 형식, 방지시설의 종류, 부하율 등 여러 가지 고유 인자들의 영향을 받는다. 특히, Non-CO₂의 경우, 연소 조건 및 운전 조건, 기술적 요소, 그 이외에도 알려지지 않은 수많은 인자들의 영향을 받는다(IPCC, 2006; WRI/WBCSD 2005). 따라서 IPCC에서도 자국의 온실가스 배출량을 산정할 경우, 국가고유배출계수(country-specific or technology-specific emission factor)를 IPCC가 제공하는 기본배출계수(default emission factor) 보다 우선 적용할 것을 권장하고 있다(IPCC, 2006 IPCC Guidelines). 그러나 현재 국내에서는 온실가스 배출량 산정 시 국내 연구 자료가 부족하여 IPCC의 기본배출계수를 그대로 사용하고 있는 실정이다. 국내의 경우, 2006년 기준으로 에너지 부문의 온실가스 배출량이 국내 온실가스 총 배출량의 84% 정도를 차지하고 있으며, 발전 부문은 이 중 약 30%(에너지 부문의 35% 수준)를 차지하고 있다. 따라서 온실가스 감축 의무 부과 시 막대한 지장이 초래 될 것으로 예상된다(조용성 등, 2005). 또한 국내 온실가스의 장기배출전망에 따르면, 2020년 전력 부문의 온실가스 배출 비중은 국내 온실가스 배출량의 35% 수준에 이를 것으로 예상하고 있다. 그러므로 우리나라의 경우에는 발전방식, 사용연료, 복합화력발전, 열병합발전 등을 기준으로 분류 기준 및 체계를 세우고, 그에 따른 온실가스의 배출계수를 산정하여야 한다.

국내 실정에 적합한 온실가스 배출계수를 개발하여야 온실가스의 정확한 배출량을 산정할 수 있으며, 효과적인 저감 계획을 수립할 수 있으며, 기후변화 관련 국제협상에서 보다 객관적인 우리의 입장을 표명할 수 있을 것이다(지식경제부, 2009; 한국전력공사, 2007; 국립환경연구원, 2006; 강희정, 2006; 장기영 등, 2004, 대한민국 정부, 2002).

따라서, 본 연구에서는 국내 복합화력발전소를 대상으로 에너지원인 발전용 LNG를 분석하고, 복합화력발전소 및 LNG의 산화율을 고려한 CO₂ 배출계수를 산정하였다. 또한 연료 분석과 함께 복합화력발전소의 연소 조건 및 기술 등을 고려하여, Non-CO₂ 온실가스의 실측을 통한 CH₄, N₂O 배출계수를 산정하였다. 더 나아가 국내 복합화력발전소를 열공급 형태에 따라 구분하고, 전력 생산 시 배출되는 온실가스에 대한 전력배출계수를 개발하였다.

1.2 연구의 범위 및 방법

발전 방식은 크게 원자력발전, 화력발전, 수력발전, 기타 신·재생에너지발전으로 나눌 수 있다. 화력발전은 기력발전과 내연발전, 그리고 복합발전으로 나누어지며, 복합화력발전은 열효율 향상을 위해 두 종류의 열 사이클을 조합하여 발전하는 방식을 말한다. 국내 대부분의 복합화력발전소는 가스터빈과 고압증기터빈의 두 사이클을 이용하여 전력을 생산하는 발전 형식을 채택하고 있다. 또한 일부 복합화력발전소에서는 복수기의 응축열을 이용하여, 난방열이나 공정 증기를 생산하는 열병합발전 형식으로 에너지 이용 효율을 더욱 높이고 있다.

본 연구에서는 국내 복합화력발전소 중 8 곳을 대상 시설로 선정하고, 고정연소 시설에서 배출되는 온실가스인 이산화탄소(CO₂), 메탄(CH₄), 아산화질소(N₂O) 등을 대상으로 배출계수를 산정하였다. CO₂ 배출계수는 IPCC에서 제시하고 있는 연료분석방법을 이용하여 산정하였다. CH₄와 N₂O 등 Non-CO₂의 경우, 연료 분석 방법과 함께 연소 조건 및 연소 기술 등에 영향을 받는 배출 특성을 고려하여 실측 방법을 사용하여 배출계수를 산정하였으며, 이에 대한 불확도 평가를 실시하였다. 또한 복수기의 응축열을 지역난방에 공급하는 열병합 형식의 복합화력발전소의 경우, 온실가스 배출을 전력 생산에 의한 배출과 열 생산에 의한 배출로 구분하고, 전력 생산 시 배출되는 온실가스 배출계수를 산정하였다.

본 연구의 방법 및 절차는 다음과 같다.

1. 고정연소 부문의 온실가스 배출계수 산정에 대한 기존 연구와 이론을 검토하여, 국내 복합화력발전의 온실가스 배출 특성 및 배출계수 산정 방법에 대해서 고찰한다.
2. 국내 복합화력발전소의 에너지원인 LNG의 특성 및 조성을 조사하여 탄소배출계수를 산정하고, LNG의 탄소산화율과 LNG 연소시설에서의 탄소산화율에 대해 문헌 조사를 실시하여, 국내 복합화력발전소에서의 CO₂ 배출계수를 산정한다.
3. 2007년 12월 이후 국내 LNG의 표준열량이 하향 조절됨에 따라, 표준열량 변화에 따른 LNG의 CO₂ 배출계수를 산정하여 비교하여 본다.
4. 온실가스 시료채취 방법 및 온실가스 분석방법 등에 대해 고찰하고 온실가스 분석방법의 정도관리를 실시한다.
5. 온실가스 분석에 의해 국내 복합화력발전소에서의 Non-CO₂ 온실가스 배출계수를 산정하고, IPCC 기본배출계수(tier 1, tier 3)와 일부 Annex I 국가들의 Country-specific 배출계수와 비교·분석한다.
6. 열병합 발전소의 전력, 열 생산 시스템에 대해 이론적인 고찰을 하고 국내 복합화력발전소 중 열병합 형태의 발전소의 경우, 전력 생산 시 배출되는 온실가스 배출계수(전력배출계수)를 산정한다.

제 2 장 국내 발전부문 온실가스 배출 현황

2.1 국내 온실가스별, 부문별 배출 현황

2009년 2월 지식경제부는 국가 온실가스 인벤토리협의회와 외부 전문가 검토를 거쳐 2006년 국내 온실가스 배출통계를 공식으로 발표하였다. 이에 따르면, 2006년 국내 총 온실가스 배출량은 599.5 백만 tCO₂이며, 이는 2005년 배출량(594.4 백만 tCO₂) 대비 0.9% 증가한 수준이다. 이 중 총 배출량의 84%를 차지하는 에너지 부문은 1.4% 증가하였으며, 이는 국내 발전설비 증설, 수송부문의 에너지 소비 증가 등에 기인한 것으로 판단된다(지식경제부, 2009).

이러한 국내 온실가스 배출 통계자료는 에너지경제연구원(Korea Energy Economics Institute, KEEI)의 연구자료를 바탕으로 작성되었다. 지금까지 에너지경제연구원에서 발표하는 온실가스 배출통계는 내부 연구용 자료로 국가 공식자료가 아니었다. 그러나 금번 국가 온실가스 배출통계는 부문별 작성기관과 협조하여 최초로 의무감축국가가 UN에 보고하는 공통보고양식(Common Report Format, CRF)으로 작성되었다. 그리고 외부 전문가의 검토(Quality Assurance, QA)를 거쳐 온실가스 배출통계의 신뢰성을 제고하였다.

또한, 향후 Post-Kyoto 체제에 대비하고 온실가스 인벤토리의 객관성 및 일관성, 신뢰성 제고를 위해 Annex-I 국가 수준¹⁾의 국가인벤토리보고서를 작성할 계획을 수립하였다.

1) Annex I 국가는 '90~'06년까지의 인벤토리에 대해 국가인벤토리보고서를 작성하여 보고하고 있음. 우리나라는 Non-Annex I 국가로 이러한 보고서를 작성할 의무는 없으나, OECD 가입 시, Annex I 국가 수준의 기후변화협약 대응을 하겠다고 제시한 바 있음.

2.1.1 온실가스별 배출 현황

2006년도 국내 온실가스별 배출량을 살펴보면, 다음 <표 1>에서 보는바와 같이 CO₂ 배출량이 532.2 Mt CO₂ eq로 전체 온실가스 배출량의 88.8% 가량을 차지하고 있다. CH₄와 N₂O의 배출량은 각각 25.3, 15.5 Mt CO₂ eq으로 전체 배출량의 4.2, 2.6%를 차지하고 있다. 온실가스별 배출량 증가율을 살펴보면, CO₂가 1.3%, CH₄가 0.3%, SF₆가 6.9% 증가한 반면, N₂O는 13.9%, HFCs는 9.1%, PFCs는 2.4% 감소한 것으로 나타났다. 이는 국내 기업들의 CDM 사업 등으로 인한 온실가스 저감량이 고려되었기 때문이다²⁾.

Table 1. Trends of greenhouse emissions in Korea

(unit : Mt CO₂ eq)

Type	'90	'00	'04	increasing	'05	increasing	'06	increasing	Annual increasing rate ('90~'06)
				rate		rate		rate	
Total	298.1	531.0	590.4	1.4	594.4	0.7	599.5	0.9	4.5
CO₂	257.7 (86.4)	466.3 (87.8)	518.0 (87.7)	1.2	525.1 (88.3)	1.4	532.2 (88.8)	1.3	4.6
CH₄	36.6 (12.3)	28.0 (5.3)	27.2 (4.6)	-0.8	25.2 (4.2)	-7.3	25.3 (4.2)	0.3	-2.3
N₂O	2.9 (1.0)	14.4 (2.7)	20.1 (3.4)	16.2	18.0 (3.0)	-10.4	15.5 (2.6)	-13.9	11.1
HFCs	1.0 (0.3)	8.3 (1.6)	6.4 (1.1)	1.8	6.5 (1.1)	0.6	5.9 (1.0)	-9.1	11.8
PFCs	n.a.	2.3 (0.4)	2.8 (0.5)	21.1	2.9 (0.5)	3.7	2.9 (0.5)	-2.4	11.5
SF₆	n.a.	11.7 (2.2)	15.9 (2.7)	-8.6	16.7 (2.8)	4.7	17.8 (3.0)	6.9	11.0

1. () - ratio.

2. PFCs increasing rate of emission is calculated based on 1996 emission,
SF₆ increasing rate of emission is calculated based on 1994 emission

Source) MKE/KEEI, 2009

2) CDM사업 - 울산화학 HFC분해(연 1.4백만 tCO₂ eq), 로디아 N₂O 분해(연 9.2백만 tCO₂ eq)

2.1.2 부문별 배출 현황

부문별 배출량의 경우는 <표 2>에서 보는바와 같이, 에너지 부문에서의 '06년 배출량은 505.4 Mt CO₂ eq로서 국내 총 온실가스 배출량의 84.3%를 배출하고 있다. 에너지 부문의 '05년 대비 연평균 온실가스 배출 증가율은 1.4%로, 이는 발전 설비 증설과 수송부문의 에너지소비 증가 등에 의한 것으로 판단된다(지식경제부, 2009). 산업공정 부문에서의 배출량은 총 63.7 Mt CO₂ eq으로 전체 배출량의 10.6%를 차지하고 있다. 그 외 농업과 폐기물 부문에서의 배출량은 각각 15.1, 15.4 Mt CO₂ eq이다.

이와 같은 국가 온실가스 통계의 기반구축은 기후변화대응의 가장 기본적인 사항이므로, 온실가스 총배출량의 94.9%를 차지하는 에너지·산업공정부문에 대한 통계 구축 및 보완, 품질 향상 등을 위한 노력이 우선적, 지속적으로 이루어져야 할 것이다.

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

(unit : Mt CO₂ eq, %)

Category	'90	'00	'04			'06	increasing rate	Annual increasing rate ('90~'06)	
				increasing rate	increasing rate				
Energy	247.7 (83.1)	438.5 (82.6)	489.0 (82.8)	1.6	498.5 (83.9)	1.9	505.4 (84.3)	1.4	4.6
Industry	19.9 (6.7)	58.3 (11.0)	68.5 (11.6)	0.4	64.8 (10.9)	-5.3	63.7 (10.6)	-1.8	7.5
Agriculture	13.5 (4.5)	17.0 (3.2)	16.4 (2.8)	2.6	16.1 (2.7)	-1.9	15.1 (2.5)	-6.4	0.7
Waste	17.0 (5.7)	17.2 (3.2)	16.5 (2.8)	-3.3	14.9 (2.5)	-9.5	15.4 (2.6)	2.9	-0.6
Gross emission	298.1	531.0	590.4	1.4	594.4	0.7	599.5	0.9	4.5
Land Use	-23.7	-37.2	-31.5	-6.7	-32.0	1.5	-31.2	-2.5	1.7
Net emission	274.4	493.8	559.0	1.9	562.4	0.6	568.4	1.1	4.7

1. () - ratio

2. '90 ~ '06 increasing rate is the average value of the annual increasing rates.

Source) MKE/KEEI, 2009

2.2 발전부문의 온실가스 배출 현황

2.2.1 발전 연료별 소비 추이

국내 발전 산업은 1960년대를 시작으로 국내 부존자원인 석탄에 대한 연료 의존도가 높았다. 그러나 부존자원의 감소와 그에 따른 한계로 인하여 이후 유연탄과 원자력을 주력으로 하는 발전 형태로 자리 잡아 현재에 이르고 있다. 최근에는 경제 발전에 힘입어 발전 산업의 비중이 높아지는 반면, 에너지 사용으로 인한 온실가스 배출 등 환경적인 문제에 부딪히고 있다. 따라서 경제성과 환경성을 고려한 열병합 발전과 신재생에너지 발전의 형태로 급속히 변화하는 추세를 보이고 있다.

<표 3>에서 보는 바와 같이, 2007년 국내 발전 연료소비량을 살펴보면, LNG 소비량은 14,114 천TOE(16.8%)로, 국내 전체 발전의 연료 소비량 중 유연탄 다음으로 많은 수준이다.

Table 3. Trends of fuel consumption for electricity generation in Korea

(unit : 1000 TOE)

Fuel type	Fuel Consumption for Electricity Generation						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Heavy oil	5,442	4,501	4,335	4,037	3,900	3,596	3,888 (4.6%)
Diesel oil	97	250	577	125	105	139	107 (0.1%)
Anthracite	1,312	1,261	1,331	1,131	1,092	1,069	1,087 (1.3%)
Bituminous	22,998	24,699	25,229	26,840	28,302	29,492	32,848 (39.2%)
LNG	6,227	7,792	7,802	10,697	11,122	12,316	14,114 (16.8%)
Total	36,076	38,503	39,274	42,830	44,521	46,612	52,044 (62.06%)

Source) MKE/KEEI, 2008 Yearbook of Energy Statistics, 2008

국내 LNG 수요 동향을 살펴보면, <표 4>에서 보는 바와 같이 '87년 LNG 공급 개시 이후 연평균 15%씩 증가하였으며, 전국 주요 도시에 보급이 완료된 '02년 이후 증가율은 8.4%로 감소되었다. 도시가스 수요는 '87 ~ '02년에는 연평균 증가율이 39.6%에 이를 정도로 급속히 증가하였으나, '02년 이후에는 5.2%로 크게 감소하였다. 발전용 LNG 수요는 '02년 이후 전력수요의 증가와 중유 대비 LNG 상대가격 인하에 따라 수요가 증가하여 연평균 13.2%의 비율로 증가하였다³⁾.

Table 4. Trends of LNG consumption for electricity generation

(unit : 1000 M/T)

LNG	1987	1997	2002	2007	2008 (Predict)	Annual increasing rate (%)	
						'87~'02	'02~'07
Town gas	75	5,770	11,194	14,449	15,352	39.6	5.2
Electricity generation	1,537	5,377	6,509	12,075	12,095	10.1	13.2
Total	1,612	11,147	17,703	26,524	27,447	17.3	8.4

Source) MKE, the 2008-390 announcement, 2008. 12.

2.2.2 전력 생산 추이

<표 5>에서 보는 바와 같이, 국내 전력소비량 증가율은 90년대 이후로 점차 줄어들고 있는 추세이다. 그러나 국민 1 인당 전력소비량('05년 기준)을 살펴보면, 8,064 kWh/명으로, 세계 14위로 다소 높은 수준이다(<표 6> 참조). 또한, 2008년 지식경제부의 전력소비량 전망치에 따르면, 전력소비량은 향후 계속적으로 증가하여,

3) 지식경제부, 제9차 장기 천연가스 수급계획, 2008. 12.

2020년에는 513,013 GWh('06년 348,719 GWh)에 달할 것으로 예상하고 있다⁴⁾. 이러한 전환 부문에서의 배출량 산정 시, IPCC G/L의 default emission factor를 사용하여 Tier 1 수준의 배출량을 산정하게 되면, 국가 전체 온실가스 배출량의 오차도 커질 것으로 예상된다. 따라서 국가 온실가스 통계 작성 시, 전환 부문에 대한 정확한 온실가스 배출량 산정을 위해서는 각 연료별, 기술별 상세 배출계수 산정과 정확한 활동도 자료 구축이 선행되어야 할 것으로 판단된다.

Table 5. Trends of electricity consumption in Korea

Electricity consumption	'91 ~ '95	'96 ~ '00	'01 ~ '04	'05 ~ '07
The average value of annual increasing amount (GWh)	13,777	15,253	18,140	18,836
The average value of annual increasing rate (%)	11.6	8.0	6.8	5.7

Source) MKE, the 2008-377 announcement 2008. 12.

Table 6. Comparison of per capita electricity consumption (2005)

	Korea	U.S.A	U.K	Norway	Germany	France	Japan	China
per capita kWh	8,064	14,448	6,651	29,894	7,522	9,176	8,628	1,914
Rank	14	5	21	1	17	9	11	33

Source) OECD, 2007 International statistics, 2007

4) 지식경제부, 2008. 12, 제4차 전력수급기본계획(2008 ~ 2022)

국내 발전 방식별 발전설비 용량은 <표 7>에서 보는 바와 같다. 두 차례의 석유 위기로 유가가 급등하자 1980년대 들어서면서 석유에만 의존하던 기존의 발전 형태를 벗어나 연료의 다양화를 추구하였다. 그리고 2004년 이후 구체적으로 대두되고 있는 환경 문제에 대한 대응 방안으로 신재생에너지를 이용한 발전이 시작되었다.

2007년 기준 복합화력 발전소의 총 발전설비용량은 11,288,539 kW로 국내 전체 발전 설비용량의 20% 정도를 차지하고 있는 것으로 조사되었다. 국내 복합화력발전의 설비용량은 유연탄기력발전(19,340,000 kW, 32%), 원자력발전(17,715,683 kW, 29%) 다음으로 많은 수준이다. 그러나 온실가스 배출량은 원자력발전의 경우 온실가스 배출이 거의 없기 때문에 2 번째로 높은 수준이다.

Table 7. Trends of electric power generation capacity by facility

(unit : kW)

Type	Electric Power Generation Capacity by Facility (KEPCO & Subsidiaries)						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hydro	2,836,350	2,836,350	2,836,750	2,836,780	2,838,180	4,438,180	4,440,445
Steam	Anthracite Coal	1,291,000	1,191,000	1,191,000	1,125,000	1,125,000	1,125,000
	Bituminous Coal	14,240,000	14,740,000	14,740,000	16,340,000	16,840,000	17,340,000
	Heavy Oil	4,490,000	4,280,000	4,280,000	4,308,600	4,308,600	4,388,600
	LNG	1,537,500	1,537,500	1,537,500	1,537,500	1,537,500	1,537,500
Combined cycle	8,385,000	8,985,000	8,985,000	10,785,000	11,288,539	11,288,539	11,288,539
Internal combustion	272,950	275,150	275,150	252,280	296,690	296,690	303,170
Renewable & other	-	-	-	6,000	6,220	11,470	29,720
Nuclear	13,715,683	15,715,683	15,715,683	16,715,683	17,715,683	17,715,683	17,715,683
Total	46,768,483	49,560,683	50,432,383	53,906,843	55,956,412	58,141,662	60,268,657

Source) 2008 Statistics of Electric Power in Korea, KEPCO

2007년 발전량(2007. 1. 1. ~ 2007. 12. 31.)을 기준으로 살펴보면, <표 8>에서 보는 바와 같이 국내 복합화력발전의 총 발전량은 60,464,207 MWh로, 국내 전체 발전량의 약 16% 수준이었다. 원자력 발전의 발전량을 제외하면, 유연탄기력발전(149,623,092, 40%)에 이어 2 번째로 많은 양이다.

지금까지 살펴본 것과 같이, 국내 전환 부문(발전 부문)의 중요한 온실가스 배출 원인 복합화력 발전을 본 연구의 대상 분야로 선정하였다. 그리고 해당 분야에서의 정확한 온실가스 배출량을 산정하기 위해, 복합화력발전소를 대상으로 Country/Technology-specific 배출계수를 산정하였다.

Table 8. Trends of electric power generation results by facility

(unit : MWh)

Type	Electric Power Generation results by Facility (KEPCO & Subsidiaries)							
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Hydro	2,914,929	3262,259	3,479,466	3,041,497	2,867,016	2,913,934	2,779,290	
Steam	Anthracite Coal	7,007,385	6,674,542	6,959,937	5,787,070	5,789,778	5,709,388	6,061,545
	Bituminous Coal	105,250,087	112,990,671	114,971,490	122,760,316	129,101,944	134,636,585	149,623,092
	Heavy Oil	21,622,339	17,493,064	16,663,865	16,084,006	15,529,107	14,306,788	15,702,736
	LNG	1,556,930	1,771,207	1,674,183	733,318	786,366	1,258,155	2,027,701
Combined cycle	23,588,815	30,535,106	33,075,254	47,652,451	48,310,945	54,173,773	60,464,207	
Internal combustion	324,939	353,023	370,125	406,895	575,339	677,296	578,356	
Renewable & other	-	-	-	10,822	18,863	21,857	26,955	
Nuclear	112,133,033	119,102,905	129,671,763	130,714,816	146,779,023	148,748,887	142,937,164	
Total	274,398,456	292,182,776	306,866,082	327,191,187	349,758,383	362,446,663	380,201,047	

Source) 2008 Statistics of Electric Power in Korea, KEPCO

2.2.3 발전부문의 온실가스 배출 현황

2006년 기준 에너지부문의 온실가스 배출량은 국내 총 배출량의 약 84%를 차지하고 있으며, <표 9>에서 보는 바와 같다. 에너지부문 총 온실가스 배출량 중 전환 부문에서 35.5%, 산업 부문에서 31.3%, 수송 19.8%, 가정산업 11.3%, 공공기타에서 0.9%를 차지하고 있다. 전환 부문의 온실가스 배출은 전력 생산에 따른 온실가스 배출로, 국내 온실가스 배출량 중 가장 많은 부분을 차지하고 있다.

Table 9. Trends of energy sector greenhouse gas emissions by category

(unit : Mt CO₂ eq, %)

Source	'90	'00	'04	'05		'06	Annual		
				increasing rate	increasing rate		increasing rate (%)	increasing rate (%)	
Electricity generation	38.0 (15.3)	125.9 (28.7)	165.3 (33.8)	9.3	171.1 (34.3)	3.5	179.6 (35.5)	5.0	10.2
Industrial	87.6 (35.4)	153.1 (34.9)	157.8 (32.3)	-2.0	156.9 (31.5)	-0.5	158.3 (31.3)	0.9	3.8
Transport	42.4 (17.1)	87.1 (19.9)	97.1 (19.9)	-0.8	98.1 (19.7)	1.0	99.8 (19.8)	1.8	5.5
Residential/ Commercial	67.2 (27.1)	64.0 (14.6)	58.5 (12.0)	-4.7	61.6 (12.4)	5.3	57.2 (11.3)	-7.2	-1.0
Institutional/ Other	7.0 (2.2)	4.0 (0.9)	4.7 (1.0)	-3.1	4.9 (1.0)	4.9	4.3 (0.9)	-12.8	-3.0
Total	247.7	438.5	489.0	1.6	498.5	1.9	505.4	1.4	4.6

Source) MKE/KEEI, 2009

제 3 장 국내 복합화력발전소의 온실가스 배출계수 산정

3.1 온실가스 배출계수 산정을 위한 현장조사 대상시설 선정

3.1.1 국가 온실가스 배출량 산정방법 결정

<그림 1>은 2006 IPCC G/L에서 제시하고 있는 연료 연소 부문의 배출량 산정 방법을 결정하기 위한 일반적인 의사결정도(decision tree)이다. 이 의사결정도는 일반적으로 고정연소 부문의 온실가스별 배출량 산정에 적용할 수 있다.

의사결정도에서 언급하고 있는 측정이란 기본적으로 연속 측정을 의미하며, 이러한 연속 측정은 대규모 고정 연소시설에서 적용 가능하다. 단, 연소 시설의 운전 조건 등에 민감하게 변화할 수 있는 Non-CO₂의 배출량 측정 시에는 누적 측정이 적용될 수 있으며, 이는 연속 측정보다 정확한 배출량 산정 자료를 제공할 수 있다.

모든 측정 자료에 대해 정도관리가 우수한 경우, 전체 배출원에 대해 측정이 실시되었다면 Tier 3 배출량 산정방법을 사용한다.

그러나 측정되지 않은 배출원이 있는 경우, Tier 3 배출량 산정방법과 Tier 2 배출량 산정 방법을 조합하여 사용할 수 있다. 측정된 배출원에 대해서는 Tier 3 배출량 산정방법을 사용하며, 측정되지 않은 배출원의 경우는 해당 부문의 국가고유배출계수(Country-specific emission factor)를 이용하여 Tier 2 배출량 산정방법을 사용한다.

또한 측정되지 않은 배출원에 대한 국가고유배출계수가 확립되지 않은 경우는 Tier 3 배출량 산정방법과 Tier 1 배출량 산정방법(Default emission factor)을 조합하여 사용할 수 있다. 단, 측정되지 않은 배출원이 해당 국가의 Key category에 해당한다면 국가고유배출계수를 우선적으로 산정해야 한다.

측정에 대한 정도관리가 충분하지 못했을 때는 국가고유배출계수를 이용한

Tier 2 배출량 산정 방법을 사용할 수 있다. 국가고유배출계수가 확립되지 않았다면, IPCC의 default emission factor를 이용하여 Tier 1 수준의 배출량을 산정할 수 있다. 단, Key category에 해당하는 부문의 경우는 국가고유배출계수를 우선적으로 산정하여 Tier 2 배출량 산정방법의 사용을 권장하고 있다.

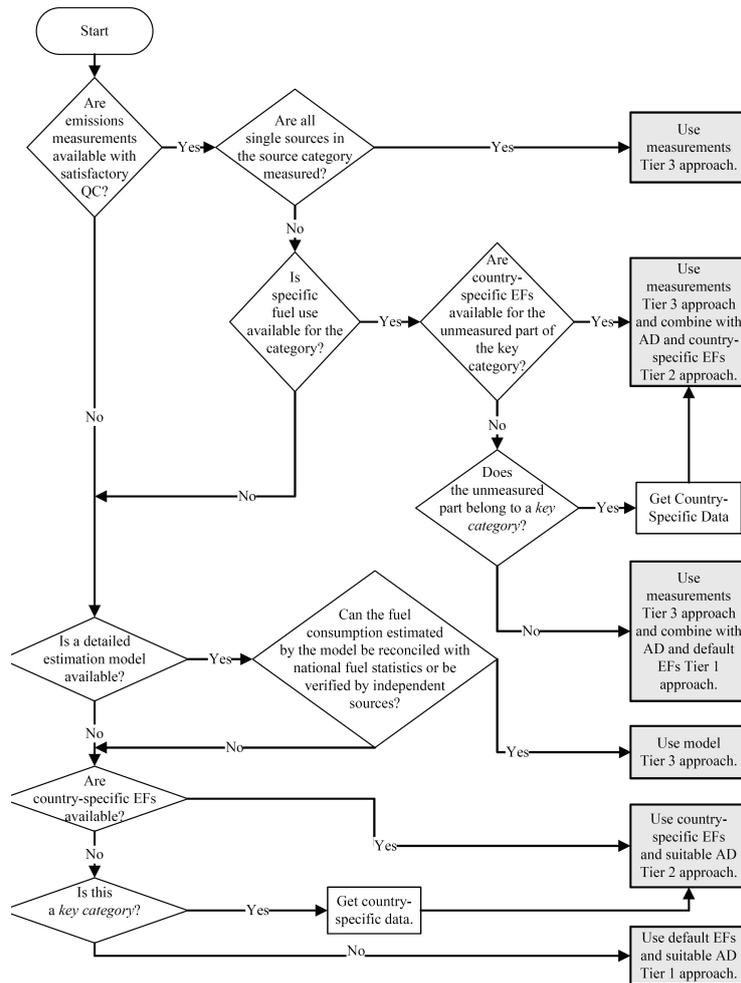


Figure 1. General form of a decision tree for estimating emissions from stationary combustion sources

3.1.2 국내 복합화력발전소 현황

국내 복합화력발전소는 에너지원으로 LNG를 사용하며, 주로 연료 공급이 용이한 해안지역에 위치하고 있다. 또한, 전력 수요량이 많은 서울 인접 지역과 내륙지역에도 일부 위치하고 있다. 내륙 지역에 위치한 복합화력발전소에서는 복수기의 응축열을 주변 지역의 난방열로 공급함으로써, 열효율을 더욱 높이고 있다.

<표 10>에서는 국내 복합화력발전소 현황을 나타내었다. 2007년 기준 국내 복합화력발전 형식의 발전소는 총 17개소이며, 이들의 총 설비용량은 16,510,989 kW이다. 2007년 복합화력발전소의 총 발전량은 76,429,067 MWh이었다. 발전소별 설비용량을 살펴보면, 신인천, 서인천, 보령, 부산복합화력발전소와 포스코파워(구 한국종합에너지)의 발전설비용량이 1,800,000 kW로, 이들 총 5개 발전소의 설비용량이 국내 전체 복합발전 설비용량의 약 55% 가량을 차지하는 것으로 나타났다.

Table 10. Electric power generation capacity and it's actual production of combined cycle power plants in Korea

(2007. 1. 1. ~ 12. 31.)

C/C Power Plants	Generating capacity	Gross generation	Average Load	Peak Load
Unit	(kW)	(MWh)	(kW)	(kW)
Pyongtaek	480,000	921,916	105,242	524,000
Ilsan	900,000	3,568,156	407,324	817,372
Bundang	900,000	3,791,479	432,817	933,000
Ulsan	1,200,000	4,448,265	507,793	1,255,741
Seoincheon	1,800,000	11,012,625	1,257,149	2,070,000
Sinincheon	1,800,000	13,004,005	1,484,475	2,028,000
Boryeong	1,800,000	8,003,261	913,614	1,975,000
Incheon	503,539	3,781,386	431,665	536,800
Busan	1,800,000	11,870,165	1,355,042	2,251,000
Halim	105,000	62,950	7,186	108,800
Anyang	450,000	1,646,561	187,964	506,000
Bucheon	450,000	1,562,279	178,342	500,000
POSCO Power	1,800,000	3,879,771	442,896	1,752,658
GS Bugog	500,750	2,810,883	320,877	545,555
Yulchon	525,500	2,134,958	243,717	579,059
Kwangyang	989,200	3,862,346	440,907	-
Hyundai-Daesan	507,000	68,061	7,769	-
Total	16,510,989	76,429,067	8,724,779	16,382,985

Source) 2008 Statistics of Electric Power in Korea, KEPCO

3.1.3 배출계수 산정을 위한 현장조사 대상시설 선정

국내 복합화력발전소의 온실가스 배출계수를 산정하기 위해 현장조사를 실시하였다. 현장조사 대상시설을 선정하기 위해 먼저 국내 복합화력발전소의 설비용량별 분포를 조사하는데, 그 결과는 <그림 2>와 같다. 그림에서 보는 바와 같이, 국내 총 17개의 복합화력 발전소 중, 설비용량 100 ~ 500 MW 범위에 4 개, 501 ~ 1,000 MW 범위에 7 개, 1,001 ~ 1,500 MW 범위에 1 개, 1,501 ~ 2,000 MW 범위에 5개의 발전소가 분포되어 있다.

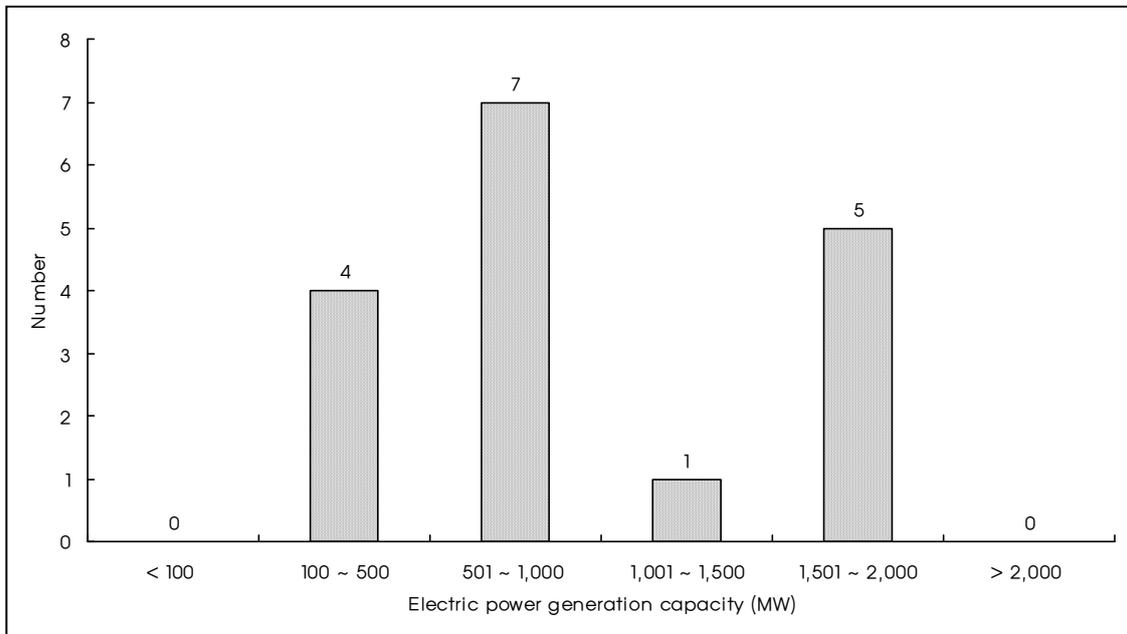


Figure 2. Classification by electric power generation capacity of facilities

따라서 본 연구에서는 국내 복합화력발전소의 온실가스 배출계수를 개발하기 위해, 100 ~ 500 MW 범위의 3 개소, 501 ~ 1,000 MW 범위의 3 개소, 1,500 ~ 2,000 MW 범위의 2 개 발전소를 현장조사 대상시설로 선정하였다. 이렇게 선정한 8 개의 발전소는 <표 11>에서 보는 바와 같다. 본 연구에서 선정한 현장조사 대상 발전

소의 총 설비용량은 7,280,750 kW로 국내 총 복합화력발전소 설비용량 대비 약 45% 정도를 차지하고 있다. 또한, 2007년 발전량은 총 38,317,904 MWh로 국내 복합화력발전소 전체 발전량의 약 50% 수준인 것으로 조사되었다.

Table 11. The combined cycle power plants investigated in this study
(2007. 1. 1. ~ 12. 31.)

Power Plants	Generation capacity	Gross generation	Average Load	Peak Load
Unit	(kW)	(MWh)	(kW)	(kW)
Ilsan	900,000	3,568,156	407,324	817,372
Bundang	900,000	3,791,479	432,817	933,000
Anyang	450,000	1,646,561	187,964	506,000
Bucheon	450,000	1,562,279	178,342	500,000
Pyongtaek	480,000	921,916	105,242	524,000
Seoincheon	1,800,000	11,012,625	1,257,149	2,070,000
Sinincheon	1,800,000	13,004,005	1,484,475	2,028,000
GS Bugog	500,750	2,810,883	320,877	545,555
Total	7,280,750	38,317,904	4,374,190	7,923,927

Source) 2008 Statistics of Electric Power in Korea, KEPCO

3.2 국내 복합화력발전소의 CO₂ 배출계수 산정

3.2.1 복합화력발전소의 발전용 LNG 연료 특성⁵⁾

국내 복합화력발전소에서 배출되는 CO₂의 배출계수를 산정하기 위해 발전용 LNG의 연료특성을 파악하였다. 세계 각국의 LNG 열량기준은 해당지역의 특성, 산지와 수송배관의 경로, 수입가스의 열량, LNG 연소 기기와의 호환성 여부 등을 고려하여 결정된다. 국내의 경우, 사용하는 LNG의 대부분을 외국에서 수입하고 있기 때문에 표준열량은 수입되는 가스의 열량을 중점으로 고려하여 관리하고 있다. 이러한 국내의 표준열량제도에 따라, 국내에서 유통되고 있는 LNG의 특성은 한국가스공사의 공급규정에 의해 일정하게 유지되고 있다. 한국가스공사 공급규정에서는 LNG의 메탄 함유량은 85% 이상 유지되어야 하며, 표준열량⁶⁾은 10,500 kcal/Nm³ 이상으로 규정하고 있다.

본 연구에서는 현장조사 대상 시설로 선정한 8개의 발전소를 대상으로 각 발전소에서 사용 중인 발전용 LNG의 연료 분석 결과를 토대로 국내 발전용 LNG의 성분 및 발열량을 파악하였다.

5) 2007년 12월 이전 기준(본 연구에서 발전소를 대상으로 현장조사를 실시한 기간)

6) 수요자에게 공급하는 가스에 대하여 법에서 정한 방법에 따라 측정된 열량의 매월 산술평균치가 이보다 낮아서는 안되는 열량으로 열량설비가동 이전에는 43.9 MJ/Nm³(10,500 kcal/Nm³)으로 규정하고 있음.

가) 성분 분석

각 발전소에서 사용하는 LNG의 성분 분석 결과는 <표 12>에서 보는 바와 같이 각 성분별 함유량이 거의 일정한 것으로 나타났다. 메탄(CH₄)의 경우 90.31 ~ 90.54%로 일정한 분포를 보였으며, 에탄(C₂H₆)의 경우 5.76 ~ 6.15%, 프로판(C₃H₈)은 2.33 ~ 2.44% 함유된 것으로 나타났다. 질소(N₂)는 약 0.17 ~ 0.22% 정도 함유되어 있는 것으로 나타났다.

Table 12. The results of compound analysis of LNG used by plant

Plant	(unit : %)					
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂
A	90.31	6.15	2.33	0.99	0.02	0.19
B	90.54	5.76	2.44	0.18	0.02	0.18
C	90.43	5.96	2.39	0.59	0.02	0.19
D	90.40	5.81	2.41	1.14	0.03	0.22
E	90.45	5.84	2.40	1.10	0.03	0.17
F	90.42	5.91	2.39	0.77	0.02	0.20
G	90.43	5.96	2.39	0.59	0.02	0.19
H	90.42	5.85	2.40	1.00	0.03	0.19
Mean	90.42	5.90	2.39	0.79	0.02	0.19
SD	0.06	0.12	0.03	0.33	0.01	0.01
RSD	0.07	2.05	1.28	41.53	21.81	7.16
Max	90.54	6.15	2.44	1.14	0.03	0.22
Min	90.31	5.76	2.33	0.18	0.02	0.17

나) 원소 분석

<그림 3>은 각 발전소별 LNG의 원소분석 결과를 나타낸 것이다. 이를 살펴보면 각 발전소별 탄소함량은 75.38 ~ 75.42%로 매우 유사한 수준으로 나타났다. 또한 수소함량 역시 24.40 ~ 24.42%로 차이가 미미한 수준이었다. 국내 복합화력발전소에서 에너지원으로 사용하는 발전용 LNG의 평균 탄소, 수소 함유량은 각각 75.38, 24.40%이었다.

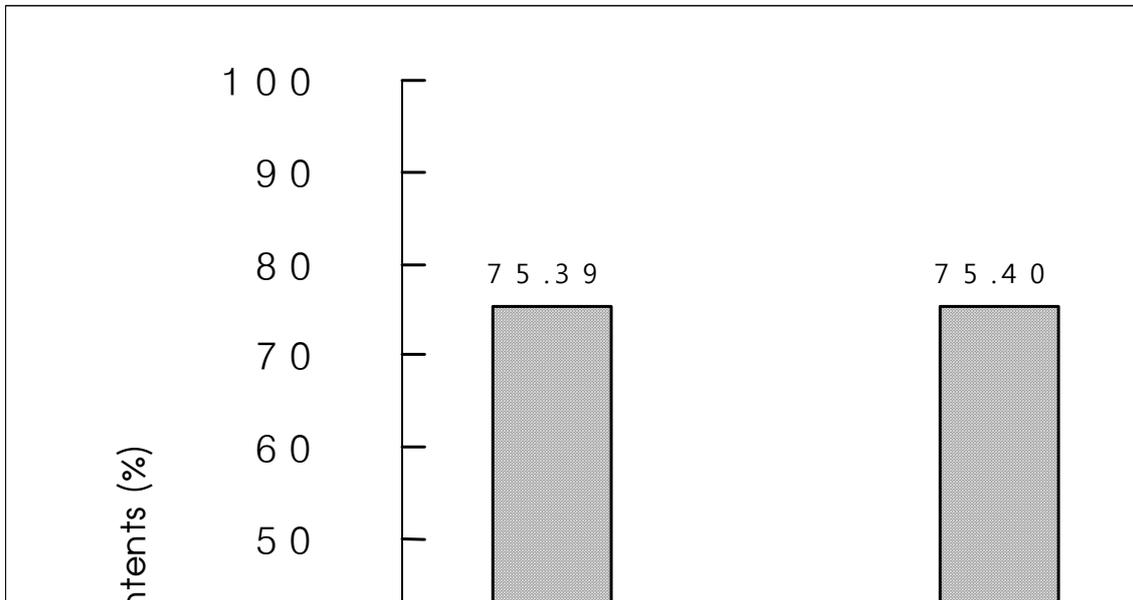


Figure 3. Results of elemental analysis of LNG used by plant

다) 발전용 LNG의 발열량

<표 13>은 각 발전소에서 에너지원으로 사용하는 발전용 LNG의 발열량 분석값을 나타낸 것이다. 각 발전소에서 사용하는 LNG의 고위발열량(Gross Calorific Values, 이하 GCV)은 10,501 ~ 10,519 Kcal/Nm³, 전체 발전소의 평균 LNG GCV는 10,508 Kcal/Nm³이었다. 이러한 평균값은 한국가스공사의 LNG 표준열량인 10,500

Kcal/Nm³과 차이가 거의 없는 것으로 나타났다. 각 발전소에서 사용하는 LNG의 밀도를 살펴보면 0.806 ~ 0.807 kg/m³으로 차이가 미미한 수준이었다. 또한 각 발전소에서 사용하는 LNG의 질량기준 배출계수를 산정하기 위해 GCV의 단위를 Kcal/Nm³에서 Kcal/kg으로 단위를 변환하였다.

Table 13. Comparison of LNG gross calorific values and density values

Plant	Density(Kg/m ³)	GCV(Kcal/Nm ³)*	GCV(Kcal/kg)*
A	0.806	10,501	13,029
B	0.806	10,502	13,026
C	0.806	10,501	13,027
D	0.806	10,517	13,042
E	0.807	10,519	13,034
F	0.806	10,506	13,032
G	0.806	10,511	13,035
H	0.806	10,508	13,032
Mean	0.806	10,508	13,032
RSD (%)	0.037	0.067	0.039
Max	0.807	10,519	13,042
Min	0.806	10,501	13,026

* GCV - Gross Calorific Values

현재 UNFCCC에 규정된 국가온실가스인벤토리보고서(National GHG Inventory Report, 이하 NIR) 제출 규정을 살펴보면, Annex I 국가들은 각 국에서 사용하는 고유 연료의 저위발열량(Net Calorific Values, 이하 NCV)을 제출하여야 한다. 따라서 국가 인벤토리 구축을 위한 가이드라인인 IPCC G/L에서는 이러한 자료를 바탕으로 연료별 NCV 기준 기본배출계수(Default Emission Factor)를 제시하고 있다(IPCC, 2006). GCV와 NCV의 차이는 연료가 연소하는 동안 생성되는 수증기의 잠열(latent heat)에 의해 발생하며, 일반적으로 NCV가 GCV보다 석탄, 석유의 경우 5% 정도 적은 값을 가지며, LNG 및 제조가스의 경우 10% 정도 적은 경향을 보인다. 따라서 본 연구에서도 국내 복합화력발전소의 국가 온실가스 배출계수를 산정하기 위해 각 발전소에서 사용 중인 LNG의 GCV를 NCV로 변환하였다. 단위 변환 시, 국제에너지기구(International Energy Agency, 이하 IEA)의 Calculation Tool⁸⁾을 이용하였다. 최종적으로 온실가스 배출계수 산정을 위해 NCV 단위를 Kcal/kg에서 TJ/Gg으로 변환하였다. 이렇게 산출된 국내 복합화력발전소에서 사용하는 발전용 LNG의 NCV는 49.05 TJ/Gg이었다(<그림 4> 참조). 이 때 NCV의 최대값은 49.09 TJ/Gg, 최소값은 49.03 TJ/Gg으로 거의 변화가 없는 것으로 나타났다. 2006 IPCC G/L에서 제시하고 있는 LNG의 기본 발열량(Default NCV)는 48 TJ/Gg이며, 최대값 50.4 TJ/Gg, 최소값 46.5 TJ/Gg 범위를 갖는다. 국내 발전용 LNG의 NCV가 IPCC의 default NCV보다 다소 높은 수치이지만, 거의 차이가 없는 것을 알 수 있다.

7) 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse GAS Inventories volume 2 Energy(IPCC, 2007)

8) Energy Statistics Manual(OECD/IEA, 2004) 1 $NetCV=0.9 GCV$

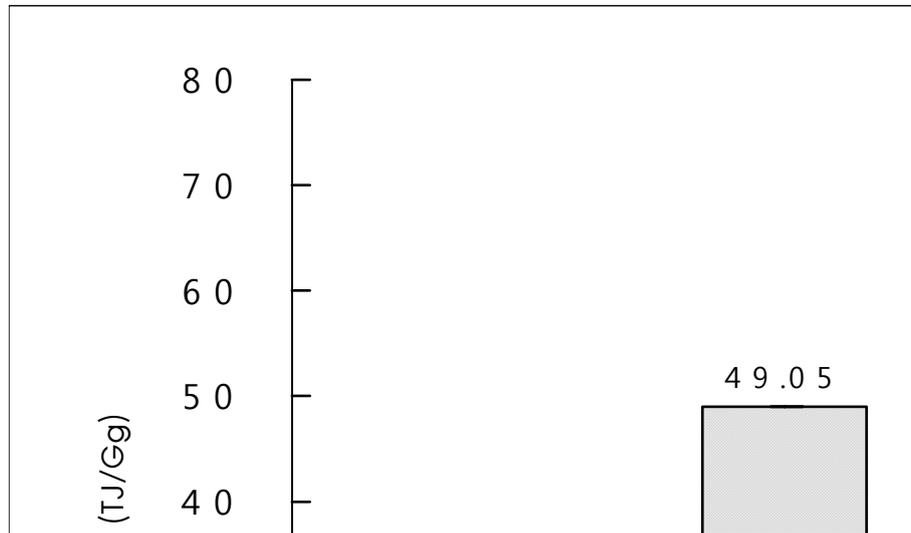


Figure 4. Comparison of LNG net calorific values in this study and IPCC

라) 발전용 LNG의 탄소함유량(Carbon contents) 분석

연료 연소 시, 배출되는 이산화탄소 배출량은 연료 특성에 의해 결정된다. 즉, 연료에 함유된 탄소함유량(carbon contents)과 연료의 발열량, 그리고 연료의 탄소산화율(Carbon oxidation factor)이 가장 중요한 변수로 적용한다. 탄소산화율의 경우, 연료의 조성, 산지 등 각 국가의 연료 특성(country-specific)에 의해 달라질 수 있다. 또한 연소 기술, 연소 조건 등 연소 시설의 특성(technology-specific)에 의해서도 달라질 수 있기 때문에 중요하게 고려하여야 한다. 그러나 연소 시 연료에서 배출될 수 있는 CO₂ 배출량은 연료의 탄소함유량(Carbon contents)을 이용하여 계산식으로 도출할 수 있다.

본 연구에서는 국내 복합화력발전소에서 사용하는 발전용 LNG의 원소 분석값과 발열량 분석값 등을 이용하여 국내 LNG의 탄소함유량을 도출하였다. 지금까지 살펴본 것과 같이 국내 복합화력발전소에서 사용하는 LNG의 경우, 발전소별 특성 차이가 매우 미미하기 때문에 평균값을 이용하였다. <그림 5>에서는 본 연구에서

산정한 국내 복합화력발전소에서 사용하는 LNG의 탄소함유량을 나타낸 것이다. 이렇게 산정된 국내 발전용 LNG의 탄소함유량은 15.37 kg/GJ로 IPCC에서 제시하고 있는 기본탄소함유량(default carbon content)인 15.3 kg/GJ(14.8 ~ 15.9 kg/GJ)과 거의 유사한 값을 보이고 있다.

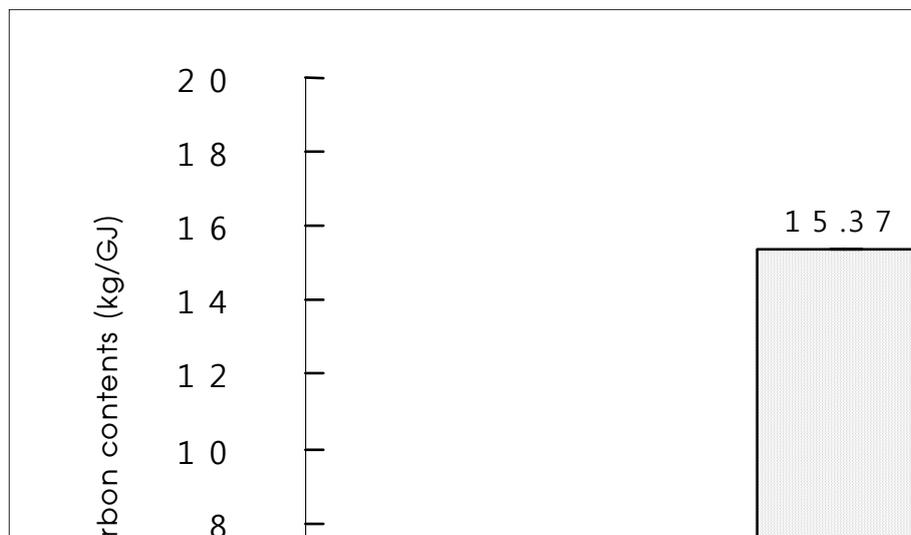


Figure 5. Comparison of LNG carbon contents by this study and IPCC

3.2.2 CO₂ 배출계수 산정 방법

CO₂ 배출계수는 IPCC에서 제시하고 있는 연료 분석을 이용하는 방법으로 <그림 6>에서 제시한 것과 같이 산정하였다. CO₂ 배출계수는 4단계의 work-sheet를 이용하여 산정하게 되는데, 1단계에서는 CO₂ 배출량에 가장 큰 영향을 미치는 탄소(C) 함량과 총수분량 그리고 수소(H) 함량 및 수분 값 등을 입력하게 된다. 2단계에서는 연료의 발열량(저위발열량 기준), 연료 소비량 등을 입력한다.

3단계에서는 1, 2단계에서 계산한 탄소함량 및 저위발열량에 산화율을 적용하는 단계이다. 4단계에서는 탄소배출량에 44/12를 곱하고 활동도(에너지 투입량, 연료 사용량)로 나누어 활동도에 따른 CO₂ 배출계수를 산정한다.

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×(100÷(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×(9×④+③)})×4.18)×10 ⁻⁶				C × 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÷100)÷C	F×G		H×I	
Step 4 (Carbon Emission Factor)					
Item	C emission factor				
Sub-Item	K	L	M		
Unit	Mg/TJ	Mg/ton	Mg/MWh		
Calculation	(J ÷ F)	(J ÷ D)	J÷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×(44÷12)	L×(44÷12)	M×(44÷12)		

Figure 6. Calculation work-sheet to get CO₂ emission factor by fuel analysis in this study

3.2.3 국내 복합화력발전소의 탄소산화율(Carbon oxidation factor) 분석

탄소산화율은 연소시설의 CO₂ 배출량에 직접적으로 영향을 미친다. 탄소산화율이란 연료에 함유된 탄소(탄소함유량)가 연소하여 이산화탄소로 전환되는 효율을 말한다. 따라서 특정 연소시설별 각각의 탄소산화율은 해당 연소시설의 Technology-specific한 값으로 간주할 수 있다. <표 14>는 IPCC G/L에서 제시하고 있는 고정연소부문 연료별 탄소산화율을 제시한 것이다. 1996 IPCC G/L의 경우, 연료의 종류별로 상이한 기본탄소산화율(default)을 적용할 것을 제시하고 있으나, 2006 IPCC G/L에서는 연료의 종류에 관계없이 모두 '1'로 제시하고 있다. 그러나 1996/2006 IPCC G/L에서 모두 각 국가에서 온실가스 배출량 산정 시, 자국의 연료별 탄소산화율(country-specific) 또는 연소 기술별 탄소산화율(technology-specific)을 확보하고 있다면, 기본탄소산화율(default) 보다 우선 적용할 것을 권장하고 있다. 이에 따라 세계 각 국에서는 국가 고유의 탄소산화율(Country-specific)을 구축하려는 노력을 하고 있다. 그 대표적인 예로 일본의 경우를 살펴보면, LNG를 에너지원으로 사용하는 발전소에서 1년 동안(2004년) 미연탄소분을 측정된 결과를 근거로 일본에서는 LNG의 탄소산화율을 "1"로 설정하고 있다⁹⁾. 따라서 본 연구에서는 2006 IPCC G/L에서 제시하고 있는 LNG의 탄소산화율 "1"을 국내 복합화력발전소의 탄소산화율로 적용하였다.

9) National Greenhouse Gas Inventory Report of Japan, 2007, page 3-3 참조

Table 14. Comparison of default carbon oxidation factors in IPCC guidelines

Type of Fuel	Default Carbon Oxidation Factors	
	IPCC, 1996	IPCC 2006
Coal	0.98 ¹⁾	1
Natural Gas	0.995	1
Oil and Oil Products	0.99	1
Peat for electricity	0.99 ²⁾	1

¹⁾ This figure is a global average but varies for different types of coal, and can be as low as 0.91.

²⁾ The fraction for peat used in households may be much lower.

3.2.4 CO₂ 배출계수 산정 결과

지금까지 국내 복합화력발전소의 CO₂ 배출계수를 산정하기 위해, 국내 복합화력 발전소에서 사용하는 발전용 LNG의 발열량(NCV), 탄소함유량(Carbon content)을 산출하였다. 또한 문헌조사를 통해 국내 복합화력발전소 및 발전용 LNG에 적용 가능한 탄소산화율(Oxidation factor)을 도출하였다. 이러한 변수 값들을 이용하여 산정한 국내 복합화력발전소의 CO₂ 배출계수는 <표 15>에 제시한 것과 같이 56,357 kg/TJ이었다.

2006 IPCC G/L에서는 발전소에서 사용하는 에너지원별(연료별) CO₂ 기본배출계수(default emission factor)를 제시하고 있다. CO₂ 배출은 연료의 특성에 의해 결정된다. 특히, 발전부문의 경우, 연료의 탄소산화율을 모두 “1”로 고려하였기 때문에 LNG의 CO₂ 기본배출계수는 모든 연소기술에 적용할 수 있다. 따라서 IPCC G/L에서 제시하고 있는 LNG의 CO₂ 기본배출계수와 본 연구에서 산정한 CO₂ 배출계수

를 비교하여 <그림 7>에 제시하였다. 그 결과 본 연구에서 산정한 CO₂ 배출계수와 IPCC 기본배출계수는 거의 차이가 없는 것으로 밝혀졌다. 이는 국내 복합화력발전소에서 사용하고 있는 발전용 LNG의 발열량과 탄소함유량이 IPCC G/L에서 제시하고 있는 LNG의 기본값과 차이가 거의 없기 때문인 것으로 판단된다.

Table 15. CO₂ emission factor for combined cycle power plant in this study

Combined Cycle Power Plant			
Fuel type	Carbon content (kg/GJ)	Carbon oxidation factor	CO ₂ emission factor (kg/TJ)
	A	B	C = A*B*44/12*1000
LNG	15.37	1	56356.67

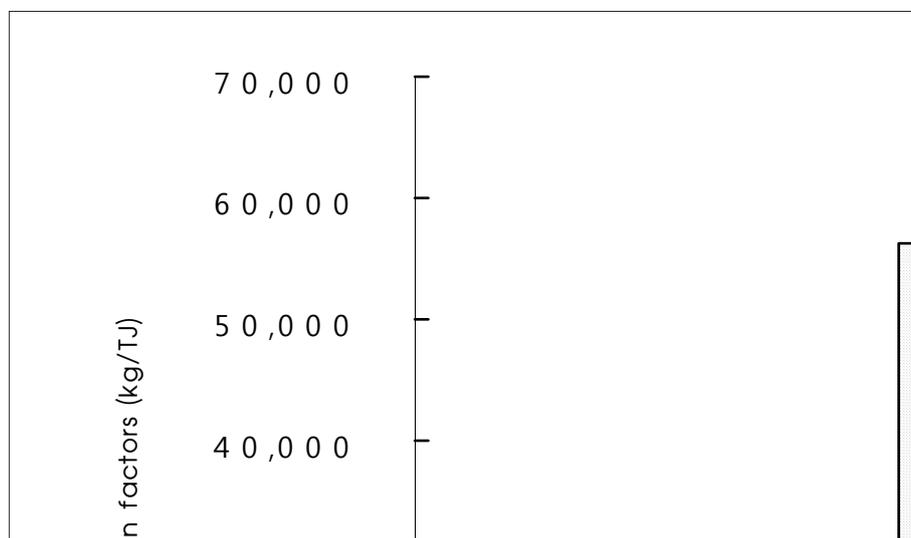


Figure 7. Comparison of CO₂ emission factor by this study and IPCC default emission factor for LNG

3.2.5 표준열량 변화에 따른 LNG의 CO₂ 배출계수 산정

국내 LNG 표준 열량은 '86년 2월 10,800 kcal/Nm³으로 공급되었으며, '89년 1월에 10,500 kcal/Nm³으로 개정되어 현재까지 유지되어 왔다. 그러나 최근 천연가스 공급원이 다양화되고 있으며, 우리나라에 도입되는 천연가스의 열량이 점차 낮아지는 경향을 보이고 있다. 특히 2007년 3월부터 카타르산 천연가스(10,000 kcal/Nm³)가 신규 도입되기 시작함에 따라 평균 송출열량이 10,500 kcal/Nm³ 이하로 낮아지는 경향을 보이고 있다. 한국가스공사의 연도별 도입 천연가스의 평균 열량은 <그림 8>에서 보는 바와 같이, 2001년 10,610 kcal/Nm³에서 2006년 10,519 kcal/Nm³(GCV 기준)로 점차 감소하는 추세이다. 따라서 한국가스공사는 2007년 12월부터 천연가스 공급규정에 명시된 천연가스(LNG) 표준열량을 10,500 kcal/Nm³에서 10,400 kcal/Nm³으로 변경하였다. 본 연구에서는 이러한 LNG 표준열량 변화에 따른 CO₂ 배출계수를 산정하였다.

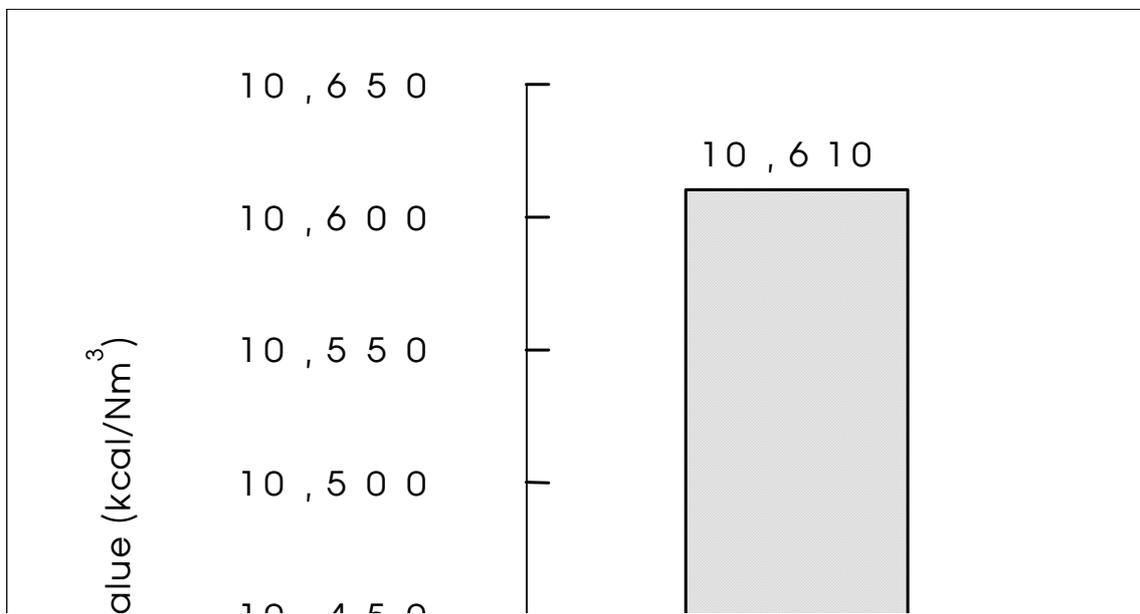


Figure 8. Trends of gross calorific values of imported LNG in Korea

가) 구성 성분 및 발열량 비교

LNG의 발열량 변화에 따른 CO₂ 배출계수를 산정하기 위해 우선 LNG의 구성 성분을 비교하였다. <표 16>에서 보는 바와 같이, 메탄의 경우 90.490%에서 91.332%로 소량 증가하였으며, 이외 부탄, 질소 등의 함유량 역시 미세하게 증가하였다. 반면 에탄, 프로판, 펜탄의 경우에는 미량 감소한 것으로 나타났다. LNG의 밀도는 F기준 0.806 kg/Nm³에서 0.798 kg/Nm³으로 다소 감소하였다. 이러한 LNG 발열량, 성분 등의 변화는 연료 특성에 많은 영향을 받는 CO₂ 배출에 영향을 줄 수 있다.

Table 16. Comparison of compound analysis and net calorific value between present and previous LNG

	Previous (before 2007. 12.)	Present (after 2007. 12.)	Remarks
CH ₄ (%)	90.42	91.33	+ 0.91
C ₂ H ₆ (%)	5.90	5.36	- 0.54
C ₃ H ₈ (%)	2.39	2.14	- 0.25
C ₄ H ₁₀ (%)	0.79	0.94	+ 0.15
C ₅ H ₁₂ (%)	0.021	0.017	- 0.004
N ₂ (%)	0.19	0.22	+0.03
GCV (MJ/Nm ³)	43.96	43.54	- 0.42
GCV (kcal/Nm ³)	10,500	10,400	
NCV (MJ/Nm ³)	39.56	39.18	- 0.38
Density (kg/Nm ³)	0.806	0.798	

Source) <http://www.kogas.or.kr>, KEPCO

나) 탄소함유량 및 CO₂ 배출계수 산정 결과 및 비교

국내 LNG의 표준열량이 2007년 12월 GCV 기준 10,400 Kcal/Nm³으로 하향조정함에 따라, 이후 사용하는 LNG를 대상으로 탄소함유량과 CO₂ 배출계수를 산정하였다. <표 17>과 <그림 9>에서 보는 바와 같이, 발열량이 낮아진 LNG의 경우에는 기존 LNG에 비해 탄소함유량이 다소 낮아진 것을 알 수 있다. 탄소산화율의 경우에는 2006 IPCC G/L에서 제시한 default value를 사용하였으며, 이에 따른 CO₂ 배출계수를 산정한 결과, 기존 LNG의 CO₂ 배출계수보다 약 0.6% 감소한 56,029 kg/TJ로 나타났다. 이는 2006 IPCC G/L에서 제시하고 있는 LNG default emission factor보다 다소 낮은 수준이었다. 이러한 배출계수의 차이는 미미한 것이나, 향후 국내 LNG 표준열량의 감소에 따른 온실가스 배출량 차이, 국내 연도별 LNG 연료 소비량 기준 온실가스 배출량 변화 추이를 정확히 비교·분석하기 위해서 이러한 연구는 계속 진행되어야 할 것이다.

Table 17. Comparison of CO₂ emission factors between present and previous LNG

LNG			
Fuel type	Carbon content (kg/GJ)	Carbon oxidation factor	CO ₂ emission factor (kg/TJ)
	A	B	C = A*B*44/12*1000
Previous *	15.37	1	56,356.67
Present **	15.28	1****	56,029.39
2006 IPCC G/L***	15.3	1	56,100

* Standard gross calorific value is 10,500 Kcal/Nm³ (before 2007. 12.).

** Standard gross calorific value is changed as 10,400 Kcal/Nm³ (after 2007. 12.).

*** LNG default emission factor of utility source in 2006 IPCC G/L

**** Carbon oxidation factor is considered as 1 even though calorific value is changed.

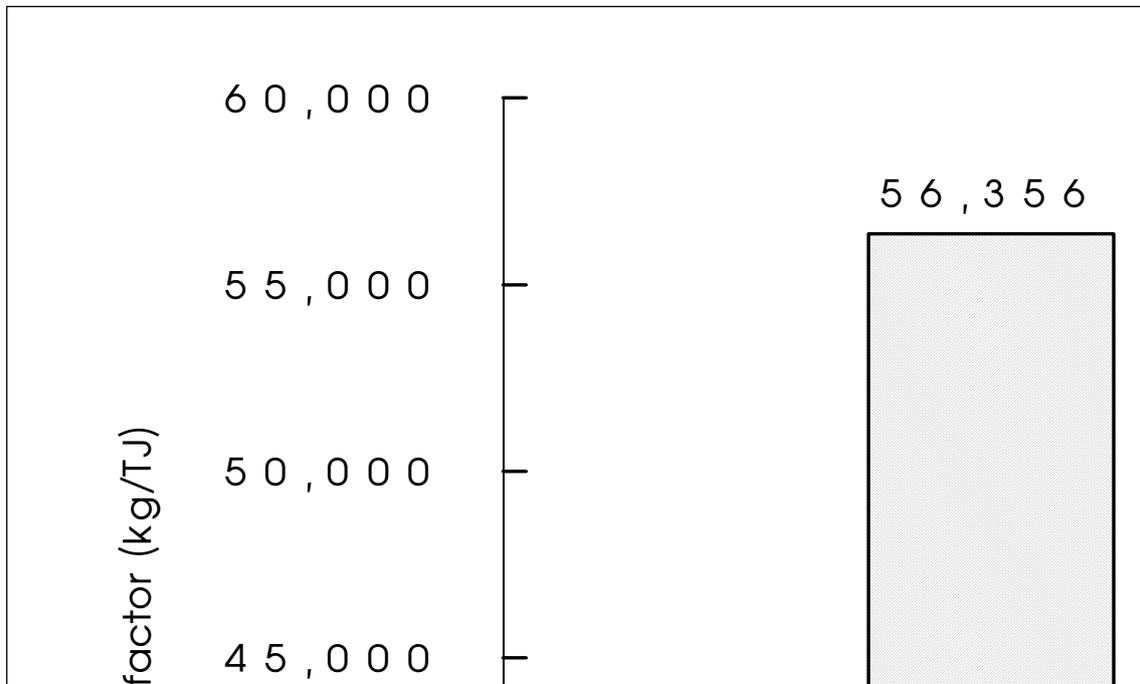


Figure 9. Comparison of CO₂ emission factors in this study and IPCC

3.3 Non-CO₂ 배출계수 산정

3.3.1 시료채취 방법

본 연구에서는 온실가스 시료채취는 <그림 10>에서 보는 것과 같이, 1L 용량의 Tedlar bag(SKC, US)을 사용하였으며, 온실가스의 시료채취 시에는 EPA Method 18¹⁰⁾을 적용하여 채취하였다. 시료채취 시의 오차를 줄이기 위해서 매 시료채취 시 3개 시료를 연속적으로 채취하였으며, 배기가스 온도, 수분량, 유속, 압력, 기온 등을 함께 측정하였다(환경부, 2004; Wight, 1994). <표 18>에서는 각 발전소별 현장 조사 기간과 채취한 시료의 수를 나타낸 것이다. 본 연구에서는 총 8개의 대상 발전소를 대상으로 가동 중인 발전기의 Stack에서 총 585 개의 시료를 채취하였다.

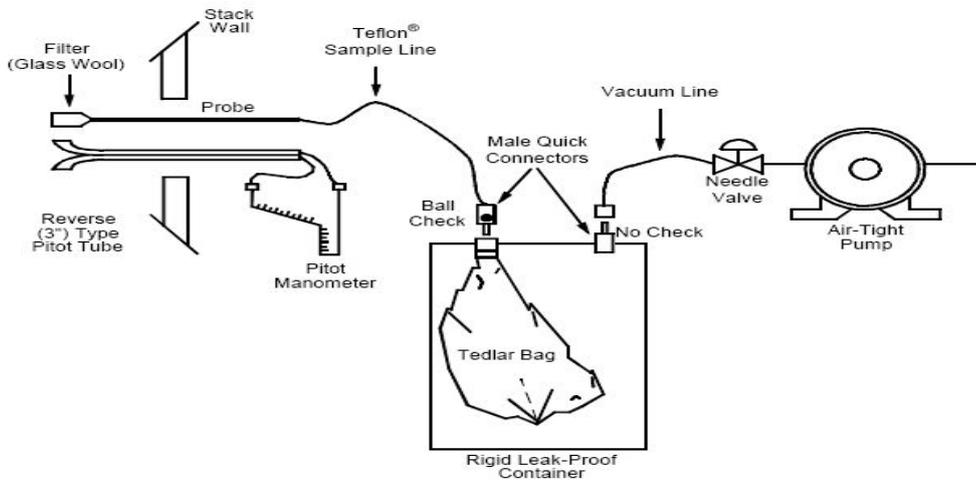


Figure 10. Diagram of greenhouse gas sampling system

¹⁰⁾ EPA Method 18; MEASUREMENT OF GASEOUS ORGANIC COMPOUND EMISSIONS BY GAS CHROMATOGRAPHY

Table 18. Number of samples at combined cycle power plants

Plants	Sampling date (Y/M/D)	Stacks No.	Samples No.
A	07/02/01 ~ 02/02	6	90
B	07/02/07 ~ 02/08	7	105
C	07/04/27	2	30
D	07/07/03	3	45
E	07/07/05	3	45
F	07/07/23	2	30
G	07/8/13 ~ 8/14	8	120
H	07/8/16 ~ 8/17	8	120
Total		39	585

3.3.2 배기가스 분석 방법

배기가스 중 Non-CO₂의 농도는 테들러 백을 이용하여 배기가스를 채취한 후 성분별로 실험실에서 분석하였다. Non-CO₂ 농도 정량은 기체크로마토그래피(Model CP-3800, Varian, USA)를 이용하여 수행하였다. Detector로는 FID, ECD를 연계하여 사용하였으며, FID를 이용하여 CH₄, ECD를 이용하여 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 사용하였다. 시료 주입 시에는 산소와 수분을 제거하기 위하여 Gas switching valve를 10 port, 6 port, 4 port를 사용하였다.

본 연구에서는 CH₄와 N₂O의 정량 분석을 위하여 분석 전에 각각의 물질에 대

한 검량선을 작성하여, 농도 산정에 이용하였다. CH₄는 0.25 ~ 5 μmol/mol 범위 내에서 총 5개의 각각 다른 농도 시료를 제조하여, 검량선을 작성하였다. N₂O의 경우, 0.5 ~ 10 μmol/mol 범위에서 총 5개의 다른 농도 시료를 제조하여, 검량선 작성을 하였다. 그 결과, CH₄와 N₂O의 R²값은 각각 0.9994와 0.9992로 매우 우수한 상관성을 보였으며, CH₄와 N₂O의 검량결과를 각각 <그림 11>과 <그림 12>에 제시하였다.

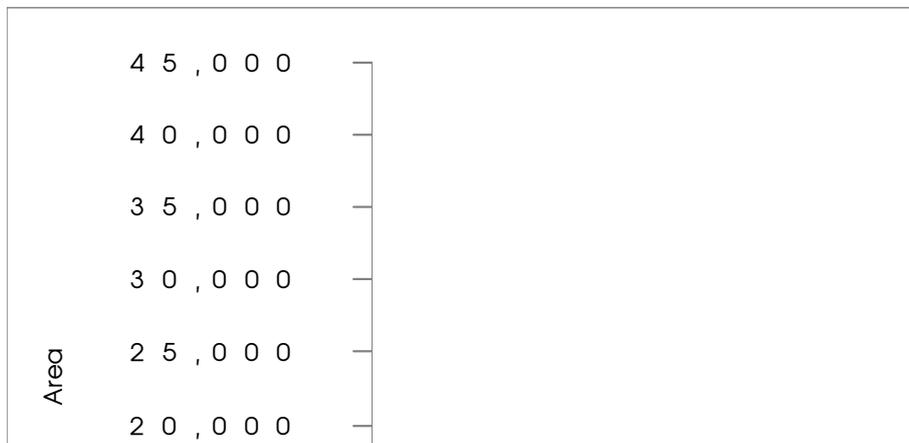


Figure 11. The result of calibration slope using CH₄ standard gas

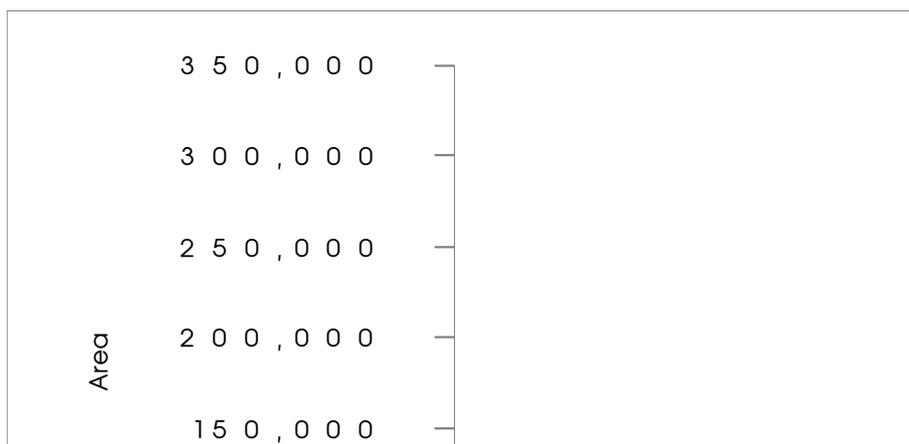


Figure 12. The result of calibration slope using N₂O standard gas

3.3.3 수분량 측정 방법

발전소의 배기가스 중 수분량 측정은 수분량 채취장치(M-5, Astek Korea)와 전자저울(Ohaus adventurer, USA)을 사용하여 실시하였다. 배기가스 중의 수분이 시료채취관에서 응축될 수 있기 때문에 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 소수 2자리까지(EPA method 4¹¹⁾) 측정하였다. 시료채취가 끝난 후, 흡수병의 마개를 닫고 채취 후 무게를 측정하였으며, 시료 채취 전후 흡수병의 무게 차이와 채취유량 및 가스 온도를 적용하여 배기가스 중 수분량을 계산하였다.

3.3.4 분석기기의 정도관리(QA/QC)

배기가스 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 <표 19>에서 제시하였으며, CH₄는 상대표준오차(RSE) 0.19340%, N₂O의 경우에는 상대표준오차(RSE)가 0.57101%로 매우 우수한 재현성을 나타내었다. 또한 CH₄와 N₂O의 검출한계(Method Detection Limit, 이하 MDL)를 산출한 결과, FID와 ECD 분석기기의 절대 검출한계 값은 각각 0.0558, 0.0280 ppm으로 나타났다(<표 20> 참조).

11) EPA method 4; DETERMINATION OF MOISTURE CONTENT IN STACK GASES

Table 19. Repeatability test of concentration analysis using CH₄ and N₂O standard gas

Times	Concentration ($\mu\text{mol/mol}$)	
	CH ₄	N ₂ O
Standard*	1.1	1
1	1.11226	1.03801
2	1.10572	1.01238
3	1.10449	1.01570
4	1.10930	0.98851
5	1.09610	1.01171
6	1.09919	0.98571
7	1.09141	0.98551
8	1.09956	1.00819
9	1.09746	0.98588
10	1.09437	0.98644
Mean	1.10099	1.00180
S.D.	0.00673	0.01809
RSD(%)	0.61160	1.80570
S.E.	0.00213	0.00572
RSE(%)	0.19340	0.57101

* Origin concentration of standard gas

Table 20. MDL values of GC/FID for CH₄ and GC/ECD for N₂O in this study

	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
MDL		0.0558		0.0280

3.3.5 Non-CO₂ 배출계수 산정 방법

CO₂의 경우, 연료의 원소분석을 통해 신뢰도 높은 배출계수를 산정할 수 있다. 그러나 Non-CO₂는 연소기술 및 관리 등 연소 조건에 따라 배출특성이 달라지게 된다. 그러므로 연료 분석을 바탕으로 산정한 배출계수를 대표값으로 사용하기는 어렵다(IPCC, 2006). 따라서 본 연구에서는 발전소 배기가스의 농도를 실측하여, Non-CO₂ 배출계수를 산정하였다. 실측을 통한 배출계수 산정 Work-sheet는 총 4 단계로 구성되어 있다. 1 단계에서는 실측한 Non-CO₂ 농도와 유량 등을 입력하고 배출계수 산정을 위한 단위전환을 실시한다. 2 단계는 소비연료에 대한 에너지 사용단위를 표준화하며, 3 단계에서 연료 소비량, 전력 생산량, 열 생산량을 입력하게 된다. 또, 연료 발열량 분석에 의해 연료의 발열량을 입력하여, 4 단계에서는 Non-CO₂ 배출량을 산정하고, 5단계에서는 Non-CO₂ 배출계수를 산정한다(<그림 13>, <그림 14> 참조).

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		$A \times (16 \div 22.4) \times (273 \div 296)$	
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 - ①	H - ②	
Unit	t CH ₄ /TJ	t CH ₄ /MWh	
Calculation	$G \div (D \times E) \div 10^3$	$G \div F \div 10^3$	

Figure 13. Calculation work-sheet to get CH₄ emission factor by exhaust gas analysis in this study

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		$A \times (44 \div 22.4) \times (273 \div 296)$	

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 - ①	H - ②
Unit	t N ₂ O/TJ	t N ₂ O/MWh
Calculation	$G \div (D \times E) \div 10^3$	$G \div F \div 10^3$

Figure 14. Calculation work-sheet to get N₂O emission factor by exhaust gas analysis in this study

3.3.6 Non-CO₂ 배출 특성

<표 21>은 각 발전소별 Non-CO₂ 배출 측정 농도를 나타낸 것이다. 시료채취는 현장조사 시, 각 발전소의 가동 중인 호기를 대상으로 이루어졌으며, 각 Stack의 측정공에서 평균 15개의 시료를 채취하였다.

각 발전소별 CH₄의 평균 농도는 1.42 ~ 2.33 ppm으로 측정되었으며, N₂O의 경우는 0.27 ~ 0.55 ppm의 농도 범위를 보였다. 이는 발전소별로 가동 조건이 다르며, 발전량 대비 연료사용량, 배기가스 배출유량 등이 상이하기 때문인 것으로 판단된다. 따라서 본 연구에서는 국내 복합화력발전소의 Non-CO₂ 배출계수를 산정하기 위해, 시료채취 시간대별 각 발전소의 운전 조건, 연료사용량, 배출유량 등을 조사하였다.

Table 21. Non-CO₂ concentration from stacks in the combined cycle power plants

Plants	Concentration (ppm)		samples
	CH ₄	N ₂ O	
A	2.33	0.55	Average of 90 samples
B	1.42	0.27	Average of 105 samples
C	1.53	0.36	Average of 30 samples
D	2.24	0.41	Average of 45 samples
E	1.56	0.43	Average of 45 samples
F	2.06	0.47	Average of 30 samples
G	2.12	0.49	Average of 120 samples
H	2.08	0.45	Average of 120 samples
Max	2.33	0.55	
Min	1.42	0.27	

3.3.7 Non-CO₂ 배출계수 산정 결과

본 연구에서는 LNG를 에너지원으로 사용하는 복합화력발전소의 Non-CO₂ 배출계수를 산정하기 위해, 먼저 LNG 연료의 특성을 파악하였다. 그리고 Stack에서 채취한 배기가스 중 Non-CO₂의 농도와, 연소 조건을 적용하기 위해 시료채취를 실시한 시간대별 연료소비량, TMS의 배출유량과 발전량 등을 이용하여 각 발전소별 Non-CO₂ 배출계수를 산정하였다. 이렇게 본 연구에서 산정한 배출계수는 <표 22>에서 제시한 바와 같이, CH₄ 배출계수는 0.82 kg/TJ이었다. 이 값은 IPCC에서 제시하고 있는 'LNG를 에너지원으로 사용하는 복합화력발전소'의 technology-specific CH₄ emission factor 보다 18% 정도 낮은 수준이었다. 또한 IPCC의 1차 연료 기준(Tier 1 배출량 산정 방법) LNG의 default emission factor 역시 1 kg/TJ로, 본 연구의 CH₄ 배출계수가 IPCC 배출계수 범위(0.3 ~ 3 kg/TJ) 안에 포함되고 있다. 일본은 자국 GTCC(Gas-fired Turbine Combined Cycle, 이하 GTCC) 발전소의 CH₄ 배출계수를 산정하기 위해 11개 발전소를 대상으로 조사를 실시하였으며, 각 발전소의 평균값을 대표값으로 사용하고 있다. 이러한 일본 GTCC 발전소의 CH₄ 배출계수는 0.75 kg/TJ로 본 연구의 배출계수가 약 8% 정도 높은 수준이었다. 핀란드의 경우에는 LNG를 에너지원으로 사용하는 GTCC 발전소를 용량에 따라 구분하여 배출계수를 제시하고 있다. 5 MW 이하의 소형 GTCC 발전소의 경우, CH₄ 배출계수는 3 kg/TJ이며, 5 MW 이상의 GTCC 발전소는 이보다 낮은 1 kg/TJ이다. 이러한 연구는 Non-CO₂ 배출이 시설의 규모에 따라서도 영향을 받을 수 있다는 것을 보여주고 있다.

본 연구의 N₂O 배출계수는 0.65 kg/TJ로 산정되었다. 이 값은 IPCC의 'LNG를 에너지원으로 사용하는 복합화력발전소'의 technology-specific N₂O emission factor에 비해 상당히 낮은 수준이었다. 그러나 IPCC의 1차 연료 기준(Tier 1 배출량 산

정 방법) LNG N₂O 기본배출계수와 비교하면, 6배 이상 큰 수준이었다. 이러한 차이는 Non-CO₂ 배출이 연소기술에 의해 주도적으로 변화하는 것을 보여주는 것으로, Country-specific 배출계수 또는 Technology-specific 배출계수를 구축해야 하는 근거가 되는 것이다. 일본의 경우에는 GTCC 발전소의 N₂O 배출계수를 산정하기 위해 12개 발전소를 대상으로 조사를 실시하였으며, 각 발전소의 평균값인 0.54 kg/TJ를 Country-specific 배출계수로 사용하고 있다. 이는 IPCC 배출계수 (combined cycle)의 약 1/6 수준으로 본 연구의 배출계수 보다도 약 20% 정도 낮은 수치이다. 핀란드의 GTCC 발전소의 경우 N₂O 배출계수는 모두 1 kg/TJ 이었으며, 이는 IPCC 배출계수(combined cycle)의 약 1/3, 본 연구에서 산정한 배출계수 보다 54% 정도 큰 수준이었다.

Table 22. Non-CO₂ emission factors of combined cycle power plant in this study

	Fuel type	Combustion technique / Capacity	Emission factor (kg/TJ)		Remarks
			CH ₄	N ₂ O	
This study	LNG	Combined Cycle	0.82	0.65	average of 8 facilities
2006 IPCC G/L ¹⁾	LNG	Combined Cycle	1	3	
2006 IPCC G/L ²⁾	LNG	-	1 (0.3 ~ 3)	0.1 (0.03 ~ 0.3)	
FINLAND NIR ³⁾	LNG	Gas Turbine (including GTCC ⁵⁾ / > 5 MW	1	1	
		Gas Turbine (including GTCC ⁵⁾ / < 5 MW	3	1	
Japan NIR ⁴⁾	gaseous fuel	Gas Turbine (including GTCC ⁵⁾	0.75	0.54	average of 12 facilities

¹⁾ 2006 IPCC G/L - representative technology-specific default emission factor in utility source

²⁾ 2006 IPCC G/L - default emission factors by only fuel type

³⁾ Greenhouse Gas Emissions in Finland 1990 - 2005, 2007 - emission factors of stationary sources

⁴⁾ National Greenhouse Gas Inventory Report of Japan, 2007 - emission factors for different fuel and furances

⁵⁾ GTCC - Gas-fired Turbine Combined Cycle

3.3.8 Non-CO₂ 배출계수 불확도 분석

몬테카를로 시뮬레이션을 사용하여, 본 연구에서 산정한 LNG를 에너지원으로 사용하는 GTCC 발전소의 Non-CO₂ 배출계수를 대상으로 불확도를 평가하였다. 불확도 평가는 2006 IPCC G/L에 따라 실시하였다. <그림 15>는 5,000회 반복 분석한 시뮬레이션 결과를 나타낸 그림이다.

<표 23>는 GTCC 발전소의 Non-CO₂ 온실가스 배출계수 및 불확도를 나타낸 것이다. CH₄ 배출계수는 0.82 kg/TJ이며, 95% 신뢰구간에서 하한값과 상한값은 각각 0.71 kg/TJ, 0.93 kg/TJ로 산정되었다. 즉, CH₄ 배출계수 불확도 범위는 -12.96 ~ +13.89%로 나타났다.

N₂O 배출계수의 경우 평균값은 0.65 kg/TJ이며, 95% 신뢰구간에서 하한값과 상한값은 각각 0.58 kg/TJ, 0.73 kg/TJ로 분석되었다. 그 결과 N₂O 배출계수의 불확도는 -11.43 ~ +12.86%로 산정되었다.

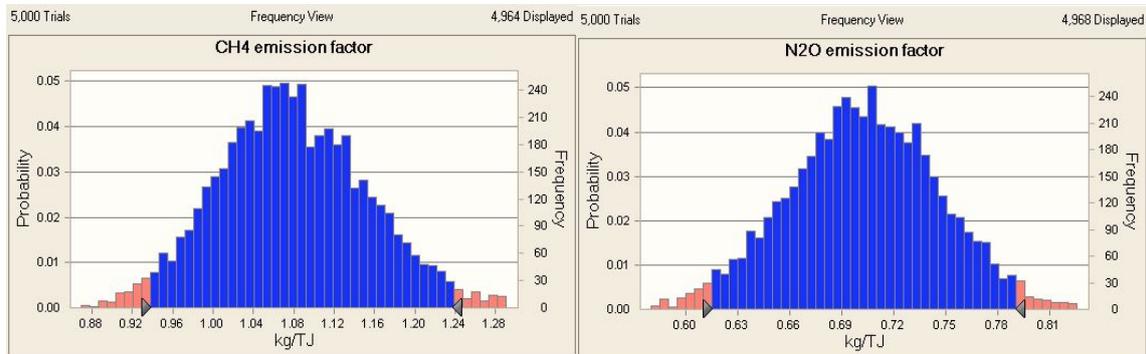


Figure 15. Results of simulation for Non-CO₂ emission factors in this study

Table 23. Uncertainty range of Non-CO₂ emission factors estimated in this study
(unit : kg/TJ)

Combined Cycle Power Plant	Mean	Lower	Upper
CH ₄	0.82	0.71 (-12.96%)	0.93 (13.89%)
N ₂ O	0.65	0.58 (-11.43%)	0.73 (12.86%)

제 4 장 국내복합화력발전소의 전력배출계수 산정

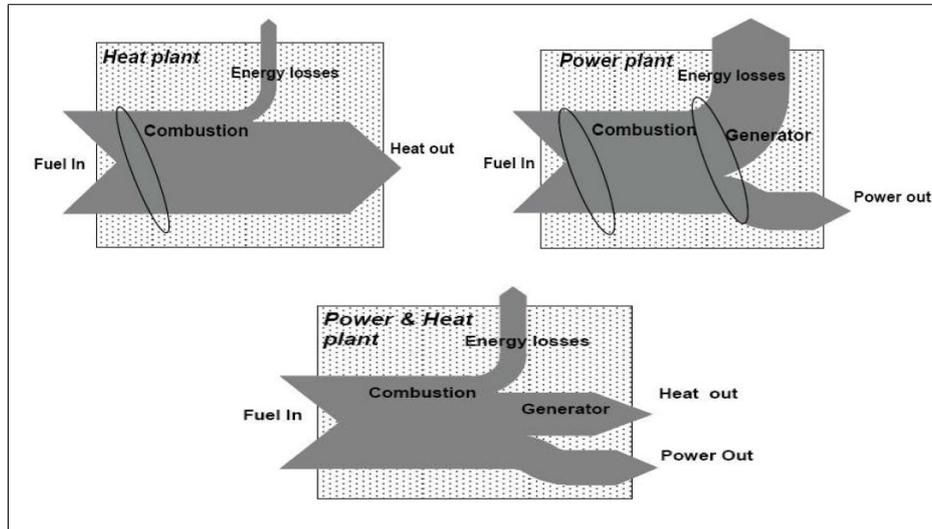
4.1 열공급 형태에 따른 국내 복합화력발전소 공정 분석

2006 IPCC G/L에서 제시하고 있는 Energy Industries(1A) Main Activity Electricity and Heat Production(1A1a)의 활동도 및 배출원은 아래와 같이, 3 가지로 분류된다.

- [1A1a] Main Activity Electricity and Heat Production
 - ① [1A1ai] Electricity Generation
 - ② [1A1aii] Combined Heat and Power Generation(CHP)
 - ③ [1A1aiii] Heat Plant

국내 복합화력발전은 가스터빈을 이용한 1차 발전 후, 배기가스에 남아있는 유효열을 회수하는 보일러를 이용하여 증기를 생산하고 생산된 증기로 터빈을 구동시켜 2차 발전을 한다. 이러한 복합발전은 일반 화력발전보다 효율이 10% 정도 높고, LNG를 사용하기 때문에 환경오염이 적으며, 가동·정지 시간이 매우 짧아 전력계통 안정에 기여하는 등 많은 장점을 갖고 있다(에너지관리공단, 2008).

국내 복합화력발전소는 전력과 열을 모두 생산하여 사용한다는 측면에서 열병합발전 형식이라고 할 수 있다. 열병합발전(Combined Heat and Power Generation, 이하 CHP)은 동일한 연료를 사용하여 열과 전기를 동시에 생산하는 에너지시스템으로서 CHP, Cogeneration 등으로 부른다. <그림 16>은 CHP 발전의 에너지 흐름도를 나타낸 것이다. 일반적으로 전기와 열을 동시에 생산함으로써 1차 에너지 소비를 35 ~ 40% 수준 절감시켜 생산원가를 줄이고 전기 공급의 안전성을 확보하는데 그 목적이 있다. IEA의 분류기준에 따르면 한 개 또는 그 이상의 발전기가 열병합발전기인 경우, 전체 발전소의 발전형태를 열병합 발전소로 간주한다¹²⁾.



Source) 2006 IPCC G/L volume 2. Energy

Figure 16. Schematic of producing electricity, heat, and electricity and heat

이러한 열병합 발전(CHP)에 해당하는 전력 및 열 생산은 목적에 따라 아래와 같이 재분류될 수 있다.

- 전력 및 열 사업자(Main Activity Producer); 전력 또는 열에너지를 판매 목적으로 생산하는 경우를 말함.
- 자가생산자(Autoproducer); 사업 활동을 영위하는데 필요한 전력이나 열에너지를 자가발전전력(Own-Generated Electricity)¹³⁾으로 생산하는 경우를 말함.

따라서 국내 복합화력발전소는 가스터빈을 이용하여 1차 전력 생산을 하고, 이때 생성된 열을 이용하여 2차 전력 생산을 한다. 따라서 이는 CHP 발전형식이라고

12) OECD/IEA Electricity Information 2008

13) 자가발전전력(Own-Generated Electricity)이란 사업자가 자신의 사업 활동에 사용하기 위해 생산하는 전력(열 포함)을 말하며, 이는 발전부문이 아닌 각 산업부문의 배출량으로 집계, 보고되어야 한다(2006 IPCC G/L).

볼 수 있으나, 생성된 열의 사용에 따라 GTCC 발전소와 GTCC CHP 형식으로 분류할 수 있다.

<그림 17>은 국내 복합화력발전소(Gas-fired Turbine Combined Cycle Power plant, 이하 GTCC)의 전력 생산 계통도를 나타낸 것이다. 복합화력발전에서는 화석 연료의 연소를 통해 발생한 가스를 이용하여, 1차적으로 터빈을 구동시켜 전력을 생산한다. 이 후 가스터빈을 구동시키고 남은 열을 과열기를 통해 다시 한 번 승온시켜 증기를 발생시킨다. 이 증기를 통해 2차적으로 증기터빈을 구동시켜 전력을 생산하게 된다. 증기터빈을 빠져나온 스팀은 복수기를 통해 물로 응축한 후 재순환하게 된다.

국내 GTCC 발전소의 경우, 1차 발전으로 인해 생성된 열을 전력생산에만 사용하기 때문에 이러한 열은 자가발전전력으로 포함시킬 수 있다. 이 경우 GTCC 발전소에서 배출되는 온실가스 배출량은 모두 전력생산을 위한 것으로 간주되어진다.

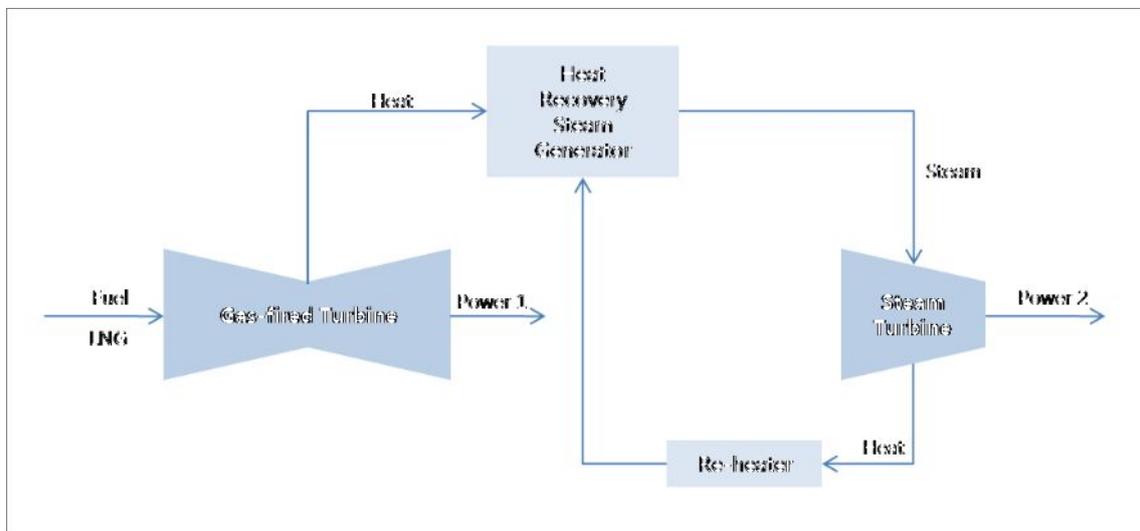


Figure 17. The electricity generation flow diagram of GTCC power plant

다음 <그림 18>은 국내 열병합 복합화력발전소(Gas-fired Turbine Combined Cycle Combined Heat and Power plant, 이하 GTCC CHP)의 전력 및 열 생산 계통도를 나타낸 것이다. 이러한 국내 GTCC CHP 발전소의 발전형식은 국내 GTCC 발전소와 차이가 없지만, 2차 발전 후 증기터빈에서 배출되는 스팀의 유효열을 난방열로 이용한다는 점이 GTCC 발전 형태와 다르다. 국내 GTCC CHP 발전소는 발전 시 발생하는 열을 이용하여, 주변 지역의 난방열로 공급하는 열병합발전 형태를 갖추고 있어 에너지 이용 효율을 높이고 있다.

GTCC CHP 발전소의 경우, 전력 생산으로 인해 생성된 열을 지역난방에 공급하는 형태로 이는 자가발전전력 범위에 속하지 않는다. 따라서 GTCC CHP 발전소는 전형적인 CHP 발전소의 형태와 일치한다고 볼 수 있다. 따라서 이 때 발생하는 온실가스는 전력 생산에 의한 배출과 열 생산에 의한 배출로 구분하여야 한다.

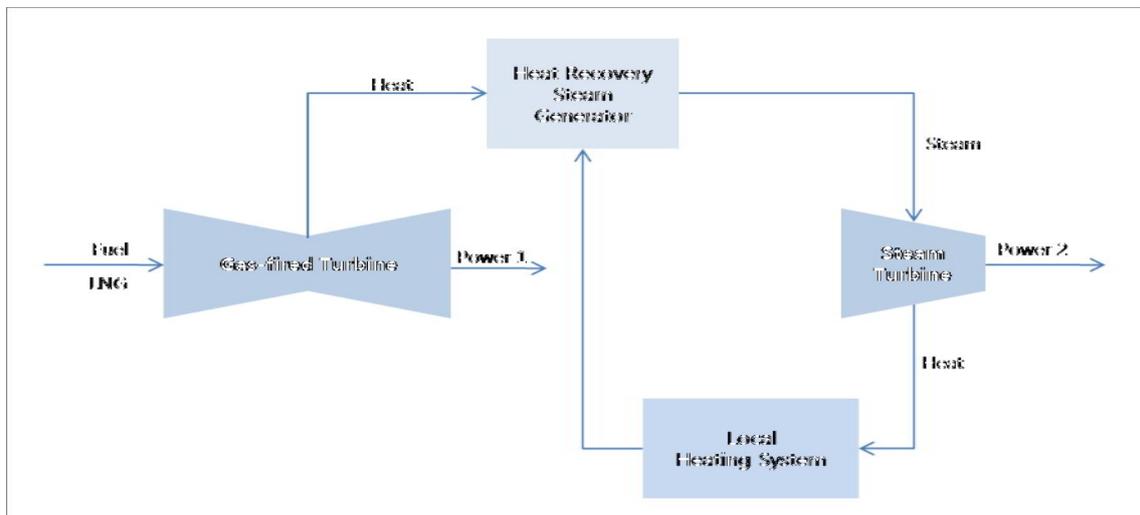


Figure 18. The electricity and heat generation flow diagram of GTCC CHP power plant

4.2 GTCC CHP 발전소 전력배출계수 산정 방법 개발

4.2.1 국내 복합화력발전소 재분류

본 연구에서는 국내 GTCC 발전소의 전기에 따른 온실가스의 배출계수를 산정하기 위해서 대상 시설을 선정하였다. 우선 국내 복합화력발전소를 다음과 같은 기준으로 재분류하였다.

- Gas-fired Turbine Combined Cycle Power plant(GTCC)
- Gas-fired Turbine Combined Cycle Combined Heat and Power plant(GTCC CHP)

다음 <표 24>에서 보는 바와 같이, 국내 GTCC CHP 발전소는 총 4개소로 총 발전설비 용량은 2,700,000 kW이며, 2007년 기준 발전량은 총 10,568,475 MWh이었다. GTCC 발전소의 경우, 국내 총 13개소의 발전소가 있으며, 이들 발전소의 총 발전설비용량은 13,810,989 kW이다. 2007년 기준 발전량을 살펴보면, 총 65,860,592 MWh이었다.

Table 24. Reclassification of Korean combined cycle power plants by GTCC CHP and GTCC plant

(2006. 1. 1. ~ 12. 31.)

Power Plants	Generating facilities	Gross generation	Average Load	Peak Load
Unit	(kW)	(MWh)	(kW)	(kW)
GTCC CHP				
Ilsan*	900,000	3,568,156	407,324	817,372
Bundang*	900,000	3,791,479	432,817	933,000
Anyang*	450,000	1,646,561	187,964	506,000
Bucheon*	450,000	1,562,279	178,342	500,000
Total	2,700,000	10,568,475	1,206,447	2,756,372
GTCC				
Pyongtaek*	480,000	921,916	105,242	524,000
Ulsan	1,200,000	4,448,265	507,793	1,255,741
Seoincheon*	1,800,000	11,012,625	1,257,149	2,070,000
Sinincheon*	1,800,000	13,004,005	1,484,475	2,028,000
Boryeong	1,800,000	8,003,261	913,614	1,975,000
Incheon	503,539	3,781,386	431,665	536,800
Busan	1,800,000	11,870,165	1,355,042	2,251,000
Halim	105,000	62,950	7,186	108,800
POSCO Power	1,800,000	3,879,771	442,896	1,752,658
GS Bugog*	500,750	2,810,883	320,877	545,555
Yulchon	525,500	2,134,958	243,717	579,059
Kwangyang	989,200	3,862,346	440,907	-
Hyundai-Daesan	507,000	68,061	7,769	-
Total	13,810,989	65,860,592	7,518,332	13,626,613

* Power plants investigated for developing GHG emission factors in this study

Source) 2008 Statistics of Electric Power in Korea, KEPCO

4.2.2 전력배출계수 산정 방법 개발

본 연구에서는 U.K DEFRA G/L¹⁴⁾과 U.S EPA G/L¹⁵⁾의 CHP 발전소의 전력 및 열 생산에 따른 온실가스 배출계수 산정 방법을 바탕으로 국내 복합화력발전소의 전력배출계수를 산정 방법을 개발하였다.

전력배출계수는 단위생산전력 당 온실가스 배출량을 생각할 수 있는데, 우리나라에서는 실제로 시간대 별로 가동되는 발전기가 변경되며, 계절별로 운전 방식이 변경되기 때문에 원칙적으로는 매 시간당 배출계수도 달라져야 한다. 이러한 시간 종속적 특성을 모두 고려한다면 대표적인 전력배출계수를 개발하는 것이 어려울 것이다. 따라서 본 연구에서는 연도별 평균 전력배출계수를 산정하기 위해 연간 연료 소비량과 연간 전력생산량을 기준으로 하였다. 전력생산량은 발전소의 순전력량 (Net generation)을 사용하였다.

가) GTCC 발전소 전력배출계수

위에서 살펴본 것과 같이, 국내 GTCC 발전소는 전력만을 생산하기 때문에 발전소 가동 시 배출되는 온실가스는 모두 전력생산에 의한 배출이라고 할 수 있다. 따라서 국내 GTCC 발전소의 전력배출계수 산정 방법은 다음과 같다.

Step 1. GTCC 발전소의 전력배출계수 산정

$$\textcircled{1} \text{ Electricity E.F. for GTCC Power plants} = \text{CO}_2 \text{ E.F. (kg/TJ)} \times \frac{\text{연료소비량 (TJ/yr)}}{\text{전력생산량 (KWh/yr)}}$$

주) CO₂ 배출계수 산정 후, CH₄와 N₂O에 대해서 각각 계산한다.

14) U.K DEFRA, Reporting Guideline

15) U.S. EPA, Climate Leaders Greenhouse Gas Inventory Protocol Core Module Guidance

나) GTCC CHP 발전소의 전력배출계수

GTCC CHP 발전소는 전력과 열을 동시에 생산하며, 이 때 생산된 열은 주변 지역의 난방열 공급에 이용하고 있다. 따라서 GTCC CHP 발전소에서 발생하는 온실가스 배출량은 전력 생산에 의한 배출과 열 생산에 의한 배출로 구분하여야 한다. 따라서 GTCC CHP에서 전력 생산에 따른 온실가스 배출계수 산정 방법은 다음과 같다.

Step 1. GTCC CHP 발전소의 생산한 전력과 열에너지량 계산

- ① $H_T(\text{Total Produced Heat, TJ}) = H_1 + H_2$
- ② $P_T(\text{Total Produced generation, TJ}) = P_1 + P_2$

주) H_T ; steam output(energy), P_T ; delivered electricity output(energy)

Step 2. GTCC CHP 발전소의 온실가스 배출량 산정

- ③ $\text{CO}_2 \text{ emissions}(E_T) = \text{연료소비량(kg)} \times \text{저위발열량(TJ/kg)} \times \text{CO}_2 \text{ E.F. (kg/TJ) for GTCC power plant}$

주) E_T ; total emissions of GTCC CHP system

Step 3. GTCC CHP 발전소의 투입 에너지 가정

- ④ Calculate plant-specific e_H and e_P ¹⁶⁾
(default value for GTCC CHP; $e_H = 85\%$, $e_P = 40\%$)¹⁷⁾

16) 각 발전소의 plant-specific data를 사용하여 계산한다. 이러한 data가 없을 경우, 본 연구에서 제시한 default value를 사용.

17) 한국전력통계, 2008

주) e_H ; assumed efficiency of steam production e_P ; assumed efficiency of power production

$$\textcircled{5} \text{ Assumed Energy Input} = \frac{H_T}{e_H} + \frac{P_T}{e_P}$$

Step 4. 전력, 열 생산 시 각각의 온실가스 배출량 산정

$$\textcircled{6} E_H(\text{CO}_2 \text{ emission of Heat}) = \frac{\frac{H_T}{e_H}}{\left(\frac{H_T}{e_H} + \frac{P_T}{e_P}\right)} \times E_T$$

주) E_H ; emissions allocated to steam production

$$\textcircled{7} E_P(\text{CO}_2 \text{ emission of electricity}) = E_T - E_H$$

주) E_P ; emissions allocated to electricity production

Step 5. 전력, 열 생산 시 각각의 온실가스 배출계수 산정

$$\textcircled{8} \text{ E.F. For steam} = E_S(\textcircled{6}) / H_T(\textcircled{1})$$

$$\textcircled{9} \text{ E.F. For electricity} = E_P(\textcircled{7}) / P_T(\textcircled{2})$$

주) CO_2 배출계수 산정 후, CH_4 와 N_2O 에 대해서 각각 계산한다.

4.3 국내 복합화력발전소의 전력배출계수 산정 결과

본 연구에서는 국내 복합화력발전소의 전력배출계수를 산정하기 위해 열공급에 방식에 따라 GTCC 발전소와 GTCC CHP 발전소로 구분하였다.

<표 25>는 본 연구에서 산정한 국내 복합화력발전소의 전력배출계수 산정 결과이다. 국내 GTCC 발전소에서의 전력배출계수는 CO₂의 경우, 0.384 kg/kWh 이며, CH₄의 경우에는 0.0000056 kg/kWh, N₂O는 0.0000044 kg/kWh이다. 국내 GTCC CHP 발전소에서의 전력배출계수는 각각의 온실가스에 대해, 0.308 CO₂-kg/kWh, 0.0000045 CH₄-kg/kWh, 0.0000035 N₂O-kg/kWh이다. GTCC CHP 발전소에서는 전력 생산으로 인한 배출량과 열 생산으로 인한 배출량을 고려하였기 때문에 보통의 GTCC 발전소의 전력배출계수보다는 약 20% 가량 낮은 수준을 나타내고 있다. 국내 GTCC CHP 발전소는 계절, 시간에 따라 전력과 열 생산 방식이 달라지며, 가동되는 발전기가 변경되기 때문에, 이와 같은 특성을 모두 반영하는 것은 한계가 있다. 따라서 본 연구에서는 GTCC CHP 발전소의 연간 연료소비량과 연간 순전력생산량(net electricity generation results)을 사용하여 연평균 전력배출계수를 산정하였다.

Table 25. GHG emission factors for electricity generation of combined cycle power plant in this study

Type	Fuel type	Greenhouse gas	Emission factor (kg/kWh)	Remarks
GTCC	LNG	CO ₂	0.384	average of 4 facilities
		CH ₄	0.00000560	
		N ₂ O	0.00000440	
		Total CO ₂ eq*	0.385	
GTCC CHP	LNG	CO ₂	0.308	average of 4 facilities
		CH ₄	0.00000450	
		N ₂ O	0.00000035	
		Total CO ₂ eq*	0.309	

* GWP - CH₄ (23), N₂O (296)

국내 기업 단위의 온실가스 배출량 산정지침¹⁸⁾에서는 국내 전력배출계수를 제시하고 있다. <표 26>은 한국전력거래소(KPX)¹⁹⁾에서 제시한 전력배출계수로 연간 총 전력 생산량²⁰⁾ 대비 전력 부문에서의 연간 CO₂ 배출량을 사용하여 산출하였다. 이러한 값은 아래식과 같이 산출되었으며, 국내 연도별 전력배출계수를 제시하였다. 2006년 기준 전력배출계수를 살펴보면, 0.429 CO₂ eq kg/kWh이다.

$$Emission\ Factor(GHG - kg/kWh) = \frac{\text{발전부문 총 온실가스배출량}(GHG - kg/yr)}{\text{연간 순전력 생산량}(kWh/yr)}$$

Table 26. Trends in GHG emission factors for electricity generation in Korea

Emission factors (kg/kWh)	Energy Source	2002	2003	2004	2005	2006
CO ₂		0.4269	0.4171	0.4264	0.4149	0.4281
CH ₄	Total power generation					
	(Hydro, Nuclear, Group energy, Alternative energy, total thermal power generation)	0.0000057	0.0000055	0.0000054	0.0000052	0.0000055
N ₂ O		0.0000027	0.0000026	0.0000026	0.0000024	0.0000024
Total CO ₂ eq		0.4279	0.4181	0.4274	0.4158	0.4290

Source) KPX, Development Emission Factors in electricity generation, 2007. 4.

18) 에너지관리공단, 업종별 온실가스 배출량 산정 Good Practice 가이드라인, 2009

19) 한국전력거래소, 전력부문 온실가스 배출계수 개발, KPX, 2007. 4.

20) 화력발전소를 비롯하여, 신재생에너지발전, 원자력발전, 수력발전 등에 의한 전력생산량을 포함한 총 전력생산량

한편, <표 27>에서는 국내 연도별 연료 연소에 의한 전력생산량²¹⁾만을 고려한 전력배출계수를 제시하였다. 이는 아래와 같은 계산식에 의해 도출될 수 있으며, 2006년 기준 전력배출계수는 0.820 CO₂ eq kg/kWh로 총 전력 생산량에 의해 계산된 전력배출계수(0.429 CO₂ eq kg/kWh, 2006) 보다 약 1.9 배 정도 높은 수준이다. 이러한 차이는 전력 생산량 산출 시, 온실가스를 배출하지 않는 수력, 원자력 등의 전력생산량을 고려하지 않았기 때문이다.

$$Emission\ Factor(GHG - kg/kWh) = \frac{\text{발전부문 총 온실가스배출량}(GHG - kg/yr)}{\text{연료연소에 의한 연간 순전력생산량}(kWh/yr)}$$

Table 27. Trends in GHG emission factors for electricity generation from fuel combustion in Korea

Emission factors (kg/kWh)	Energy Source	2003	2004	2005	2006	2007
Total CO ₂ eq	Total thermal power generation (Coal, Oil, LNG, Combined cycle, Internal)	0.8283	0.8139	0.8158	0.8202	0.8000

Source) KPX, 2009.

<그림 19>는 KPX에서 개발한 2가지 전력배출계수와 본 연구에서 개발한 국내 복합화력발전소의 전력배출계수를 비교한 것이다. 그림에서 보는 것과 같이 본 연구에서 개발한 GTCC 발전소의 전력배출계수는 국내 총 전력배출계수 0.4281 CO₂ eq kg/kWh(2006 기준)의 약 90% 수준이었으며, 연료 연소만 고려한 전력배출계수 0.800 CO₂ eq kg/kWh(2007 기준)의 약 48% 수준인 것으로 나타났다. GTCC CHP 발전소의 경우를 살펴보면, 국내 총 전력배출계수의 약 72% 수준, 연료 연소만 고

21) 수력, 원자력, 신재생에너지에 의한 발전량을 고려하지 않은 화력발전에만 의한 전력생산량

려한 전력배출계수의 약 39% 수준으로 GTCC 발전소의 경우보다 낮은 것으로 나타났다. 이러한 국내 특성이 반영된 국가 전력배출계수를 산정할 경우, 보다 정확한 우리나라 전력 부문의 온실가스 배출량 산정이 가능하고, 발전시스템별 온실가스 배출량의 정량적 평가 및 검사가 가능할 것으로 판단된다. 따라서 국내 온실가스 배출 중 가장 큰 비중을 차지하는 전력부문에 대한 온실가스 저감 정책 등에 활용될 수 있을 것이다.

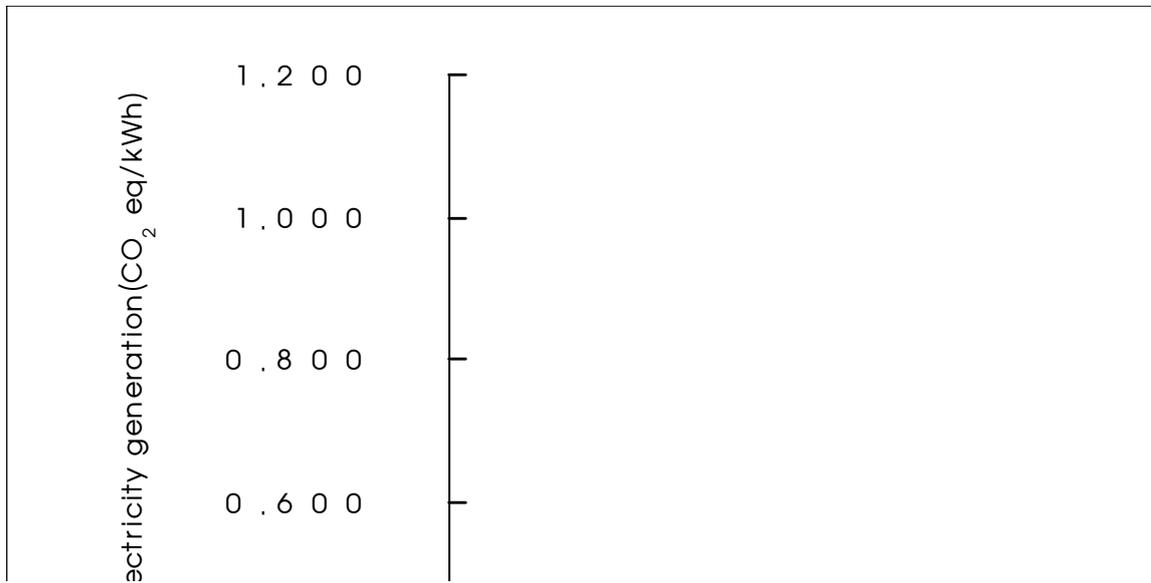


Figure 19. Comparison of GHG emission factors for electricity between this study and KPX

제 5 장 결 론

국내 온실가스 배출량의 약 84%를 차지하는 에너지 관련 배출원 중에서 LNG를 에너지원으로 사용하는 국내 복합화력발전소를 대상으로 온실가스 배출계수를 개발하였다. 국내 복합화력발전소의 온실가스 배출계수를 산정하기 위해서, 국내에서 사용하는 발전용 LNG의 연료 분석과 굴뚝에서 Non-CO₂ 배출농도에 대한 분석을 실시하였다. 그리고 이러한 분석 결과를 이용하여, CO₂, CH₄, N₂O 온실가스의 배출계수를 산정하였다.

연료분석을 실시한 결과 대상시설에서 사용하는 발전용 LNG의 저위발열량은 40.95 TJ/Gg으로 나타났으며, 이는 IPCC를 비롯한 다른 국가의 LNG 저위발열량보다 약간 높은 수준이었으나, 큰 차이를 보이지는 않았다. CO₂ 배출계수를 산정한 결과 56,356 Kg/TJ로 산정되었다. 이를 IPCC의 LNG 기본 CO₂ 배출계수와 비교한 결과 약간 높은 경향을 보였으며, 이러한 차이는 발열량의 차이 비롯된 것으로 판단된다.

배기가스 중 Non-CO₂ 농도를 분석한 결과, 대상 시설의 CH₄와 N₂O의 평균 배출농도는 약 1.78 ppm과 0.53 ppm으로 측정되었으며, Non-CO₂ 농도 분석에 따른 CH₄와 N₂O의 배출계수는 0.82과 0.65 Kg/TJ로 산정되었다. 이것은 IPCC에서 제시하고 있는 LNG를 에너지원으로 사용하는 복합화력발전소의 technology-specific CH₄ emission factor와 비교한 결과, 18% 정도 낮은 수준이었다. 또한 IPCC에서 제시하고 있는 1차 연료 기준 LNG 배출계수 범위인 0.3 ~ 3 kg/TJ에 포함되고 있다. 일본 GTCC 발전소의 CH₄ 배출계수와 비교하면, 본 연구의 배출계수가 약 8% 정도 높은 수준이었다. 핀란드의 5 MW 이상의 GTCC 발전소의 배출계수와 비교하여, 약 22% 정도 낮은 수준이었다. 한편, N₂O 배출계수는 IPCC에서 제시한 LNG를 에너지원으로 사용하는 복합화력발전소의 technology-specific N₂O emission factor에

비해 상당히 낮은 수준이었다. 그러나 IPCC의 1차 연료 기준 LNG의 N₂O 기본배출계수와 비교하면, 6배 이상 큰 수준이었다. 이러한 차이는 Non-CO₂ 배출이 연소 기술에 크게 의존한다는 것을 보여주는 것으로, Country-specific 배출계수 또는 Technology-specific 배출계수를 구축해야 하는 근거이기도 하다. 일본의 경우에는 GTCC 발전소의 N₂O 배출계수는 0.54 kg/TJ로서 본 연구의 배출계수가 보다는 약 20% 정도 높은 것으로 나타났다. 핀란드의 GTCC 발전소의 N₂O 배출계수는 본 연구에서 산정한 배출계수 보다 54% 정도 큰 수준이었다.

국내 가스터빈 복합화력(Gas-fired Turbine Combined Cycle, 이하 GTCC) 발전소에서의 전력배출계수는 CO₂의 경우, 0.384 kg/kWh이며, CH₄의 경우에는 0.0000056 kg/kWh, N₂O는 0.0000044 kg/kWh 또한, GTCC CHP 발전소에서는 전력 생산으로 인한 배출량과 열 생산으로 인한 배출량을 고려하였기 때문에 보통의 GTCC 발전소의 전력배출계수보다는 약 20% 가량 낮은 수준이었다. 이렇게 산정된 국내 GTCC CHP 발전소에서의 전력배출계수는 각각의 온실가스에 대해, 0.308 CO₂-kg/kWh, 0.0000045 CH₄-kg/kWh, 0.0000035 N₂O-kg/kWh이다. 국내 GTCC CHP 발전소는 계절, 시간에 따라 전력과 열 생산 방식이 달라지며, 가동되는 발전기가 변경되기 때문에, 이와 같은 특성을 모두 반영하는데는 한계가 있다. 따라서 본 연구에서는 GTCC CHP 발전소의 연간 연료소비량과 연간 순전력생산량(net electricity generation results)을 사용하여 연평균 전력배출계수를 산정하였다.

따라서 보다 정확한 온실가스 배출량을 산정하고 이를 바탕으로 한 신뢰도 높은 온실가스 감축 목표 수립하기 위해서는 다양한 연료와 에너지 소비 시설을 대상으로 한 Country-specific emission factor를 개발하는 연구가 계속 되어야 할 것으로 판단된다. 또한, 향후 기후변화협약 등 온실가스 관련 국제협상에서 보다 우리나라가 우위를 점하기 위해서는 국가 고유 배출계수를 바탕으로 국가별 온실가스 배출량의 비교·평가 지표로 사용되는 전력배출계수를 구축하는 연구가 계속되어야 할 것으로 판단된다.

참고 문헌

산업자원부, 2006, 온실가스 국가배출계수 마련을 위한 기반연구

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

에너지경제연구원, 2008, 에너지통계연보

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.

지식경제부, 2008, 지식경제부 공고 제2008-377호, 제4차 전력수급기본계획(2008 ~ 2012년), page 11.

지식경제부, 2008, 지식경제부 공고 제2008-390호, 제9차 장기 천연가스 수급계획.

지식경제부, 2009, 보도자료 2006년 국가 온실가스 통계

지식경제부, 2008, 전력 및 열에너지 수급통계 정비 및 기반 구축

한국가스공사, 2009, 한국가스공사 홈페이지(<http://www.kogas.or.kr>), 천연가스 열량정보.

한국전력공사, 2008, 한국전력통계, No. 77

한국전력공사/전력연구원, 2007, 전력사 온실가스 통계 통합기반 구축(최종보고서)

한국전력거래소, 2008, 발전소 건설사업 추진현황

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

IEA/OECD, 2004, 2004 Edition CO2 emissions from fuel combustion highlight 1971 - 2002

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'Ecologie et du Developpement 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

OECD/IEA, 2004, Energy Statistics Manual, Annex 3 Units and Conversion Equivalents, page 183.

U.K DEFRA, Reporting Guideline

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

U.S. EPA, Climate Leaders Greenhouse Gas Inventory Protocol Core Module Guidance

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

WRI/WBCSD, 2002, The Greenhouse Gas Protocol, A Corporate Accounting and Reporting Standard

WRI/WBCSD, 2002, The Greenhouse Gas Protocol, Designing a Customized Greenhouse gas Calculation Tool

WRI/WBCSD, 2002, Measuring to Manage : A Guide to Designing GHG Accounting and Reporting Programs

WRI/WBCSD, 2005, Calculating tool for direct emissions from stationary combustion version 3.0

WRI, WRI REPORT, Target: Intensity, An analysis of greenhouse gas intensity target, 2006

ABSTRACT

Development of GHG Country-specific Emission Factors for Combined Cycle Power Plants in Korea

Lee Seehyung

Department of Earth & Environmental Sciences

Sejong University

Climate change is recognized as a global issue, and nations around the world are establishing and implementing national strategies to reduce greenhouse gas (GHG) emissions. In order to come up with effective measures, it is a prerequisite that we have precise numbers regarding greenhouse gas emissions. In this context, IPCC(Intergovernmental Panel on Climate Change) published the "Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories" to present the basic emission factors, vitally important to the estimation of GHG emissions. However, in order to accurately estimate the national GHG emissions, country-specific emission factors, which better reflect the specific conditions of Korea, must be applied. In particular, the electric power industry represents a significant category as it accounts for 30% of total GHG emissions in Korea.

This research shows the GHG emissions produced by complex thermal power plants, the representative domestic power plants in the nation. The emission factor of CO₂ was calculated based on the analysis result of LNG used in power plants as a fuel and oxidation rate of LNG combustion facilities.

A total of 585 samples from 8 complex thermal power plants were measured and analyzed to compute the emission factors for major Non-CO₂ GHG including methane(CH₄) and nitrous oxide(N₂O). The power emission factor(GHG emissions per unit production of power) was categorized by the Gas-fired Turbine Combined Cycle(GTCCCHP) and the Gas-fired Turbine Combined Cycle(GTCC), which provide district heating. The power emission factor was estimated based on each emission factor for the different kinds of GHG developed in the research, an annual fuel consumption and electricity production.

The research found that an average CO₂ emission factor for domestic GTCC was estimated at '56,357kg/TJ', until Dec, 2007. The number was revised to '56,029kg/TJ' as the standard amount of heat from domestic LNG was lowered from KOGAS(Korea gas corporation) after Dec, 2007.

The figure showed little difference with LNG default CO₂ emission factor '56,100kg/TJ', the figure presented by IPCC; however, the research must continue in order to precisely compare, analyze, and predict future evolving trends of GHG emissions on the changing standard heat amount of domestic LNG. The emission factor for CH₄ stood at '0.82kg/TJ', which was an 18% lower than the emission factor for LNG GTCC '1kg/TJ', the number presented by IPCC. The result was 8% up when compared with the emission factor of Japan which stands at '0.75kg/TJ'. The emission factor for N₂O was '0.65kg/TJ', which is significantly lower than '3kg/TJ' of the emission factor for LNG GTCC presented by IPCC, but over 6 times higher than the default N₂O emission factor of LNG. The result showed the numbers were 20% higher than the emission factor for GTCC in Japan. The differences proved that Non-CO₂ emissions can change

depending on combustion technologies; therefore it is vital to establish Country/Technology-specific emission factor. The evaluation of uncertainty was conducted based on the estimated Non-CO₂ emission factors, and the ranges of uncertainty for CH₄ and N₂O were between -12.96 and +13.89, and -11.43 and +12.86 respectively. The emission factors for CO₂, CH₄, and N₂O from GTCC stood at 0.384kg/kWh, 0.0000056kg/kWh, and 0.0000044kg/kWh, respectively. On the other hand, the power emission factor was carried out by categorizing the emissions from power generation and heat production in GTCC CHP, which uses heat of condensation from condensers for heating. The emission factors for CO₂, CH₄, and N₂O stood at 0.308kg/kWh, 0.0000045kg/kWh, 0.0000035kg/kWh respectively, and the numbers were an average 20% lower than the emission factors from GTCC.

As a result, it is essential to conduct ongoing research on various fuels and energy consumption facilities to develop country-specific emission factors in a bid to estimate accurate GHG emissions and set up reliable GHG reduction targets based on the estimation. Furthermore, it is imperative to continue to carry out the relevant research to establish a power emission factor that can be used as index for comparison and assessment on GHG emission in each country based on a country specific- emission factor. It is vital for Korea to secure a competitive edge in international negotiations in climate change conventions dealing with GHG emissions.