creative commons

COMMONS DEED

저작자표시-비영리-동일조건변경허락 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

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

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:

저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.

비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.

동일조건변경허락. 귀하가 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공했을 경우에는, 이 저작물과 동일한 이용허락조건하에서만 배포할 수 있습니다.

- 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

dCollection

석사학위 청구논문
지도교수 전 의 찬

국내 석탄류의 종류별 온실가스 배출계수 개발

- 석탄화력발전소를 중심으로 -

Development of greenhouse gas(CO_2) emission factors of coals used in Korea

세종대학교 대학원
지구환경과학과
김 옥 헌

석사학위 청구논문
지도교수 전 의 찬

국내 석탄류의 종류별 온실가스 배출계수 개발

- 석탄화력발전소를 중심으로 -

Development of greenhouse gas(CO_2) emission factors of coals used in Korea

이 논문을 석사학위청구논문으로 제출합니다.

2010. 12

세종대학교 대학원
지구환경과학과
김 옥 헌

이 논문을 김옥헌의

석사학위 논문으로 인준함.

2010.12

심사위원장	허 진	(인)
심사위원	정명채	(인)
심사위원	전의찬	(인)

감사의 글

3년이란 대학원 생활을 통해, 일생을 보냄에 있어 피가 되고 살이 되는 좋은 경험을 많이 하였고, 많은 분들의 따뜻한 관심과 애정 어린 질책 속에 또 다시 한층 성숙해질 수 있었습니다. 이젠 학교라는 테두리를 벋어나 사회를 향해 첫발을 내딛고 도전하는 시기입니다. 지금까지 석사생활동안 함께 울고, 웃고, 같이 공부했던 모든 분들게 감사의 인사를 올리고자 합니다.

가장 먼저 제가 지금까지 여기까지 올수 있게 도와주신 전의찬 교수님께 진심으로 감사드립니다. 저의 지도교수님으로써 격려와 조언을 아끼지 않으셧고, 때로는 따끔한 질책으로 저를 이끌어 주신 것 정말로 감사드립니다. 그리고 졸업하기 전 나태해진 모습을 너무 많이 보여드린 것 같아 정말 죄송합니다. 이제까지 교수님께서 제게 하셧던 말씀을 되돌아보고 가슴에 새겨 앞으로 사회생활에 큰 밑거름으로 사용하겠습니다.

세종대학교 지구환경과학과 교수님들께 감사드립니다. 심사위원장으로 부족한 제게 논문을 도와주신 허진 교수님, 심사위원으로 따뜻한 미소로 맞아주신 정명채 교수님께 감사드립니다. 그리고 늘 따뜻한 관심과 격려, 그리고 따끔한 지적으로 저를 올바른 길로 인도해주신 김기현 교수님, 배위섭 교수님, 정태웅 교수님, 고의장 교수님께도 감사드립니다.

비록 다른 학과지만 알찬 강의와 밝은 모습으로 저를 챙겨주신 토목공학과 송지현 교수님께도 감사드립니다.

대학원 생활에 한가족처럼 지낸 우리 온실기체 연구실 식구들에게도 감사의 말을 전합니다. 먼저 실험실의 영원한 큰형으로 제게 나아갈 방향을 알려주신 재환이형에게 감사드립니다. 아무것도 모르는 저를 대리고 답답하게 해드려서 정말로 죄송

합니다. 항상 실험실 식구들을 동생처럼 챙겨주셧고, 제게도 분석에 대한 조언을 아끼지 않으셧던 종호형, 때로는 장난으로 때로는 엄하게 대해준 성호형, 제게 작은 것 하나하나 챙겨주고 때로는 주먹으로, 때로는 미소로 저를 북돋아준 재학이형, 실험실에 첨 들어와 어리숙했던 저를 이끌어준 석경누나, 항상 수없이 많은 현장조사를 같이 다니며 이런 저런 이야기를 수없이 나누었던 진수형, 항상 세세한 것까지 챙겨주고 힘들 때 다독여준 룸메이트 시형이형 진심으로 감사드립니다. 나이는 어리지만 같이 대학원생활을 시작한 하나뿐인 연구실 동기 수림이, 항상 장난끼 넘치고 함께 친구처럼 지낸 정우, 항상 제가 부탁했던 일을 군말없이 도와주었던 기교, 동갑이지만 후배로 들어와 항상 노력하는 창상이, 앞으로 연구실의 안방마님이 될 정화와 향경이에게도 고맙다는 말을 전합니다. 또 이제 신입생으로 들어온 승진이, 지영이, 슬기, 미현이에게도 격려의 말을 전하고 싶습니다. 그리고 먼 타국까지 와서 고생했던 Piw와 Thuc에게도 감사의 말을 전합니다.

제 졸업 막바지에 같이 생활한 기후변화센터 분들께도 감사드립니다. 기후변화센터의 큰 기둥이신 이상훈 실장님과 김윤성 박사님, 저와 많은 이야기를 나누고 많은 것을 공감했던 봉석이형에게도 감사드립니다.

또 기후변화특성화대학원으로 같이 시간을 보낸 김찬규님, 신병철님, 윤정호님, 상환이형, 박홍경님, 김철님, 원희철님, 유영준님, 김지훈님, 신조순님, 표정관님, 김병직님, 이주수님에게도 감사드립니다.

비록 같은 연구실은 아니였지만 대학원생활을 함께한 분들께도 감사드립니다. 같은 연구실이라 해도 될만큼 가까웠던 대기오염연구실 식구들, 언제나 밝은 미소를 일지 않으며, 제게 큰 도움을 주었던 지원누나, 멋쟁이 동기 원필이형, 학기 초반에 적응할 수 있게 도움을 준 기한이, 또 효제, 용현이 앞으로 수고해~~

그리고 수질실험실의 동기 민혜, 항상 밝은 모습으로 인사를 나누었던 태환이, 보미, 가영이, 미희에게 감사드립니다. 같은 고향 선배이자 저와 죽이 잘맞았던 태원

이형, 항상 열심히 최선을 다하는 모습을 보여준 태문이형 그리고 광희에게도 감사드립니다. 비록 많은 교류는 못했지만 언제나 친해지고 싶었던 토양방 식구들 정욱이형, 지철이형, 창구씨, 철민씨, 경민씨, 남극씨, 지호씨 그리고 이번에 결혼한 한식이형에게도 감사의 말씀을 드립니다.

비록 같은 과는 아니였지만 토목환경공학과 송지현 교수님 실험실의 모든 분들게 감사드립니다. 항상 번뜩이는 카리스마로 저를 제압하신 승규형, 우리 연구실에 자주 놀러와 즐거운 대화를 나누었던 형규와 정희형, 그리고 현정이와 해영이에게도 감사의 말을 전합니다.

비록 멀리 떨어져 있지만 항상 용기를 붇돋아준 친구 용주, 지금은 사회에 진출해서 열심히 생활하고 있는 대학 동기들 환원이, 승훈이, 경수, 도한이형, 필수 등 친구들, 군생활 또 서울생활에 커다란 버팀목이 되어준 경환이, 우주에게도 감사의 인사를 전합니다.

마지막으로 못난 아들을 지금까지 이끌어주시고 서른이 다 될 때 까지 공부할 수 있도록 믿음으로 인도해주신 부모님, 그리고 동생이지만 언제나 누나처럼 챙겨준 하나밖에 없는 동생 은혜에게 진심으로 감사하고 또 사랑한단 말을 전하고 싶습니다.

이외에도 언급하지 않았지만, 오늘까지 제가 살아가는대 도움을 주신 모든 분들게 감사드립니다.

Content

1. 서론 ····· 1
1.1 연구의 목적 ····· 1
1.2 연구의 범위 및 방법 ····· 3

2. 이론적 고찰 ····· 4
2.1 온실가스 배출현황 ····· 4
2.1.1 국내 온실가스 배출현황 ····· 5
2.1.2 화력발전부문 온실가스 배출현황 ····· 8

2.2 국내 석탄사용현황 ····· 13
2.2.1 국내외 석탄의 분류기준 ····· 13
2.2.2 국내의 석탄 사용현황 ····· 17
2.2.3 국내 석탄을 이용한 화력발전부문 현황 ····· 22

3. 연구방법 ····· 25
3.1. 온실가스 배출계수 산정을 위한 통계자료 수집 ····· 25
3.1.1. 석탄 통계자료 수집의 대상기관 선정 ····· 25
3.1.2 석탄분석 통계자료 분석방법 ····· 25
3.1.3 석탄분석 통계자료 QAQC ····· 27

3.2 석탄화력발전소의 온실가스 배출계수 산정방법 ····· 38
3.2.1 온실가스 배출계수 산정방법의 종류 ····· 38
3.2.2 온실가스 배출계수 산정방법 ····· 41
4. 연구결과 ····· 43
4.1 배출계수 산정을 위한 석탄분석 결과 ····· 43

4.1.1 무연탄 분석결과 ····· 43
4.1.2 유연탄 분석 결과 ····· 49
4.1.3 아역청탄 분석결과 ····· 54
4.1.4 석탄의 종류별 분석결과 비교 ····· 57

4.2 석탄의 CO_2 배출계수 산정 ····· 58
4.2.1 석탄의 종류별 산지별 CO_2 배출계수 ····· 58
4.2.2 국내외 석탄의 CO_2 배출계수 비교 ····· 62
4.2.3 국내 석탄화력발전소의 CO_2 배출량 산정 ····· 62

5. 결론 ····· 65

참고문헌 ····· 67

ABSTRACT ····· 71

List of table

Table 1. Key indicators related to GHG emissions (1990~2006) ····· 5
Table 2. Trend of GHG emission in Korea ····· 6
Table 3. Trend of GHG emission by category in Korea ····· 7
Table 4. Trend of Fossil fuels Consumption of electricity plant in Korea ··· 9
Table 5. Trand of electricity consumpion in korea ····· 10
Table 6. A per capita power consumption and Rank (2005) ····· 10
Table 7. Trend of electricity production forecast in Korea ····· 12
Table 8. Standard of coal classification in country ····· 16
Table 9. Import of bituminous coal in Korea ····· 19
Table 10. Electric power generation capacite and it's actual production of coal power plants in korea (2008) ····· 24
Table 11. Repeatability test of calorific analysis using standard sample ····· 32
Table 12. linearity test of calorific analysis using standard sample ····· 33
Table 13. Tolerance of precision within same laboratory and precision within different laboratory ····· 36
Table 14. Results of replicate analysis for Precision within different laboratory ····· 37
Table 15. Calculation work-sheet to get CO_2 emission factor by fual analysis in this study ····· 42
Table 16. Result of anthracite caloritic values during 2002 ~ 2004 ····· 43
Table 17. Result of calorific values in this study by anthracite field ····· 44
Table 18. Annual anthracite Elemental analysis results in this study ····· 45
Table 18. Result of elemental analysis in this study by anthracite field ····· 46
Table 19. Annual anthracite proximate analysis results in this study ····· 47
Table 20. Result of proximate analysis in this study by anthracite field ····· 48
Table 21. Annual bituminous coal calorific values results in this study ····· 49
Table 22. Producing area bituminous coal calorific values results in this study ····· 50

Table 23. Annual bituminous coal elemental analysis results in this study ····· 50
Table 24. Result of elemental analysis in this study by bituminous coal field ····· 51
Table 25. Annual bituminous coal proximate analysis results in this study ····· 52
Table 26. Result of proximate analysis in this study by bituminous coal field ····· 53
Table 27. Annual sub-bituminous coal calorific values results in this study ····· 54
Table 28. Annual sub-bituminous coal Elemental analysis results in this study ····· 55
Table 29. Annual bituminous coal proximate analysis results in this study ····· 56
Table 30. Comparative analysis of coal type in this study ····· 57
Table 31. CO_2 emission factors derived for anthracite by year ····· 58
Table 32. CO_2 emission factors derived for anthracite by anthracite field ····· 59
Table 33. CO_2 emission factors derived for bituminous coal by year ····· 59
Table 34. CO_2 emission factors derived for bituminous coal by bituminous coal field ····· 60
Table 35. CO_2 emission factors derived for sub-bituminous coal by year ·· 60
Table 36. CO_2 emission factors derived for coal ····· 61
Table 37. Comparison of CO_2 emission factors ····· 63

List of figure

figure 1. Final energy consumption in Korea ····· 17
figure 2. Trends of anthracite by using consumption in korea ····· 20
figure 3. Trends of bituminous coal by using consumption in korea ····· 22
figure 4. Classification by coal type of electric power generation ····· 24
figure 5. The picture of Calorimeter (IKA-C2000, Germany) ····· 28
figure 6. The picture of Elemental Analyzer (EA 1112, USA) ····· 30
figure 6. Calibration curve of calorific analysis using standard sample ····· 33
figure 7. Results of replicate analysis for Sulfanilammide and BBOT standard sample ····· 35
figure 8. Generalised decision tree for estimating emissions from fuel combustion ····· 40
figure 9. CO_2 emission of coal thermoelectric power plant in thes study and using IPCC default value ····· 64

논문요약

국내 석탄류의 종류별 온실가스 배출계수 개발
- 석탄화력발전소를 중심으로 -

2009년 기상청은 지난 100년 동안 우리나라 평균기온이 1.7 ℃상승했으며, 전 지구 평균 기온상승폭보다 2배 이상 높은 현상을 보이고 있는 것으로 발표했다. 이처럼 기후변화 문제가 전 지구적으로 이슈가 되고 있는 가운데, 이를 해결하기 위해 세계 각국은 온실가스 배출량 감축을 위한 국가적인 전략을 수립, 수행하고 있다. 국가적인 온실가스 배출량 감축을 위해서는 정확한 배출량을 파악하는 것이 우선적으로 선행되어야 한다. 이에 따라 IPCC에서는 국가 온실가스 배출량 가이드라인을 발간하여, 배출량 산정을 위한 방법론을 제시하고 있다. 우리나라도 이러한 국제적인 노력에 부흥하기 위해 IPCC에 국가보고서를 제출하였다. 하지만 국내 온실가스 배출량은 IPCC에서 제시하는 기본배출계수를 적용하여 배출량을 산정하고 있으나, 보다 정확한 배출량 산정을 위해서는 우리나라의 특성이 반영된 국가배출계수를 적용해야 한다. 특히 국내 온실가스 배출량 중 가장 높은 발전부문(2006년 기준 35.5 %)은 우리나라 온실가스 배출량을 산정 시 매우 중요할 것으로 사료된다.

본 연구는 발전부문에서 사용하는 화석연료 중 가장 사용량이 많은 석탄 화력발전소를 대상으로 온실가스 배출계수를 산정하였다. 발전소의 온실가스 배출계수는 발전소에서 사용하는 무연탄, 유연탄, 아역청탄을 대상으로 2002 ~ 2004년까지 석탄을 사용하는 10개 발전소의 항차별 석탄의 발열량, 원소함량을 조사하였고, 이 자료를 이용하여 배출계수를 산정하였으며, 자료의 신뢰성 확보를 위해 발전소와 본 연구에서 실험실간 분석을 실시하였다. 석탄의 분류는 ASTM D 388에서 제시하는 기준을 이용하였다.

연구 결과, 국내 발전소에서 사용하는 석탄의 인수식 총 발열량 기준 무연탄 4,651 kcal/kg, 유연탄 5,962 kcal/kg, 아역청탄 5,387 kcal/kg으로 조사되었으며, 회분함량 때문에 무연탄의 발열량이 가장 낮았으며, 유연탄의 발열량이 가장 높게 조사되었다. 석탄의 온실가스 배출량 산정 시 배출량에 직접적으로 영향을 주는 탄소함량은 62.82 %, 유연탄 72.94 %, 아역청탄 70.30 %로 조사되었다. 석탄의 배출계수 산정시 산화율은 IPCC에서 제시하는 1 을 이용하여 CO_2 배출계수를 산정한 결과, 무연탄의 배출계수는 107.49 kg CO_2 / GJ로 산정되었으며, 유연탄의 배출계수는 90.92 kg CO_2 / GJ로 산정되었다. 아역청탄의 배출계수는 92.88 kg CO_2 / GJ로 산정되었다. 본 연구에서 산정된 CO_2 배출계수와 IPCC에서 제시하는 기본배출계수와 비교결과 무연탄, 유연탄, 아역청탄의 배출계수보다 -9.3 %, 3.9 %, 3.3% 정도 차이를 보이고 있다. 본 연구에서 산정한 배출계수 및 IPCC 기본배출계수를 이용하여 배출량을 산정한 결과 각각 352 Mton CO_2, 416 Mton CO_2로 산정되어 약 15 % 정도 차이를 보이는 것으로 나타났다. 따라서 국가 온실가스 배출계수를 계발하고 주기적인 측정을 통한 석탄 통계자료의 확보가 매우 중요할 것으로 사료된다.

주제어 : 석탄, 기후변화 , 배출계수, 온실가스, 화력발전소

1. 서론

1.1 연구의 목적

2009년 기상청은 지난 100년(1906 ~ 2005년)동안 우리나라의 평균기온이 1.7 ℃ 상승했으며, 이는 전 지구 평균 기항 상승폭(0.74 ℃)보다 2배 이상, 연평균 기온상승폭도 2배 정도 높은 현상을 보이고 있다고 발표했다. 특히 기온 상승은 지속적으로 점점 가속화 되고 있으며, 지구온난화를 유발하는 온실가스의 대기 중 농도증가는 인간의 활동에 의해서 90% 이상 야기된 것으로 밝혀졌다. (IPCC 제4차 보고서, 2007)

2007년 대기 중 CO_2의 농도는 383.1ppm으로 산업혁명 이전보다 약 37 %증가하였다. 이로 인해 지구는 기온상승, 해수면상승, 가뭄, 홍수, 사막화, 생태계 파괴 등 묵과할 수 없는 문제에 봉착해 있다.

이렇게 범지구적 최대 관심사인 온실가스에 의한 기후변화 문제는 개인이나 하나의 국가가 아닌 전 세계 모두의 참여가 요구되는 사항으로 세계 각국은 상호간의 협력을 위해 노력을 기울이고 있다. 이러한 노력의 일환으로 1997년 제 3차 당사국총회에서 '교토의정서(Kyoto Protocol)'를 채택함으로써 선진국의 온실가스 감축목표치와 이행방안을 구체적으로 명시다. 2007년에 개최된 제13차 당사국총회에서 선진국(Annex 1 countries)의 추가적인 감축목표 수립 및 감축공약이행과 함께 개발도상국도 지속가능한 발전을 휘해 기술 및 재정지원 그리고 능력향상을 통해 가능한 국내 감축행동을 해야하는 'Bali Acrion Plan'을 채택하였다.

우리나라도 대외적으로 변화하는 흐름에 대응하기 위해 2007년 '기후변화 4차 종합대책'을 발표하고 국가온실가스 배출량을 감축하기 위해 노력을 아끼지 않고 있다. 국가배출량을 산정하고 대응하기 위해서는 국가 온실가스 인벤토리 구축이 무엇보다 중요하다. 국가 온실가스 인밴토리 구축을 통해 주요 온실가스 배출원을

명확하게 파악하고 온실가스 감축 방안을 기초자료를 구축할 수 있다. 이러한 국가 인벤토리 시스템 구축은 온실가스 배출원을 파악하는 것뿐만 아니라 부문별 배출계수 및 활동도 자료를 구축하는 것도 포함된다.

이미 기후변화에 관한 정부간 패널(IPCC)에서는 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories를 통해 국가 온실가스 인벤토리 작성 및 온실가스 배출량을 산정하는 방법을 개발하였으며, 이를 이용해 Annex 1국가들은 매년 국가 인벤토리 보고서(NIR)을 작성하여 UNFCCC에 제출하고 있다. 우리나라도 1998년, 2003년 국가NIR보고서를 제출한바 있으며 제3차 보고서 제출을 준비하고 있다.

IPCC는 국가온실가스 배출량 산정 시 국가적 배출특성을 반영한 국가고유배출계수를 적용하여 배출량을 산정하는방법을 우선하여 적용하도록 권고하고 있다. (2006 IPCC G/L) 하지만 다른 선진국과 달리 우리나라는 온실가스 배출계수에 대한 연구가 부족하여 배출량 산정시 IPCC에서 제공하는 기본배출계수를 적용하여 배출량을 산정하고 있다. 따라서 우리나라 실정에 맞는 국가고유 온실가스 배출계수를 개발하여 보다 정확한 온실가스 배출량을 산정하는 것이 부문별 온실가스 배출량 감축을 위한 정책과 전략을 효율적으로 수립하는데 크기 기여할 것이다.

2006년 기준 우리나라의 온실가스 전체 배출량은 599.5만 ton이며, 이중에서 약 84.3 %(2008년 기준)가 에너지부분에서 배출되고 있다. 또한 화석연료 사용량 중 28.4 %가 석탄이 차지하고 있다. (지식경제부 2009) 특히 석탄은 에너지 다소비업종인 시멘트, 철강 뿐 아니라 발전부문에서 대부분 이용되고 있으며, 그 사용량도 지속적으로 증가하는 추세를 보이고 있다. 이런 석탄의 사용량 증가는 필연적으로 온실가스 배출량 증가로 이어진다.

본 연구는 우리나라에서 석탄을 사용하는 사업장 중 대량으로 소비하는 부분인 화력발전부문을 대상으로 석탄의 탄소함량과 발열량을 이용한 석탄의 종류별 산지별 특징 및 CO_2온실가스 배출계수를 개발하고 최종적으로 발전부문의 CO_2 온실가스 배출량을 산정하고자 한다.

1.2 연구의 범위 및 방법

우리나라에서 사용하는 석탄의 종류는 무연탄, 유연탄, 아역청탄 등 이며, 이를 가공하여 생산하는 코크스, 연탄 등이 있다. 이들은 주로 발전부문의 석탄화력발전소, 산업부분의 에너지다소비업종인 철강산업, 시멘트산업과 연탄 생산 등에 사용되고 있다. 국내 석탄화력발전소는 대부분 유연탄과 아역청탄을 혼합하여 사용하고 있다. 본 연구는 국내화력발전소의 석탄 통계자료를 활용하여 석탄의 종류별, 산지별 발열량분석, 원소분석, 공업분석결과 등을 통하여 특성을 파악하고 이를 통해 배출계수를 산정하였다.

본 연구의 범위 및 방법은 다음과 같다.

1) 국내외 석탄의 종류 및 분류현황을 파악하고, 석탄에 의한 온실가스 배출 특성에 대하여 고찰한다.

2) 통계자료의 신빙성을 확보하기 위해 직접 시료를 채취하여 분석하고 이를 토대로 실험실간, 실험실 내 분석 QA/QC를 실시한다.

3) 확보한 통계자료를 활용하여 석탄의 종류 및 산지별 특성을 파악하고 CO_2 온실가스 배출계수를 산정하여 IPCC 및 선진국의 배출계수와 비교한다.

4) 산정된 배출계수를 활용하여 석탄화력발전소의 국내 온실가스 배출량을 산정하고, IPCC배출계수를 이용한 배출량과 비교한다.

2. 이론적 고찰

2.1 온실가스 배출현황

2009년 2월에 지식경제부는 국가온실가스 인벤토리협의회와 외부 전문가 검토를 거쳐 2006년 국내 온실가스 배출통계를 공식으로 발표했다. 이 통계에 따르면 2006년 우리나라의 온실가스 배출량은 599만5,000 ton(CO_2)으로 전년에 비해 0.9% 늘어난 것으로 나타났다. 이는 선진국 의무감축기준년도인 1990년 배출량(298.1만 ton(CO_2))에 비해 101% 늘어난 규모이며 연평균 4.6%의 증가(<표 1> 참조)를 보이고 있다. 이 중 온실가스 배출원중 에너지부분의 총배출량이 84%로 전년대비 1.4% 증가하였는데 이는 발전설비증설[1)]과 수송부분 에너지소비증가[2)] 등에 기인한다. (지식경제부 2009) 정부는 2006년 정부 및 연구기관, 학계 등의 위원으로 구성된 국가온실가스 인벤토리협의회를 구성하여 온실가스 통계를 구축하였으며, 이를 토대로 부문별 작성기관과 협조하여 CRF(Common Report Format, 공통보고양식)으로 작성하고, 외부전문가 검토(QA : Quality Assurance)를 거쳐 온실가스 배출통계의 신뢰성을 제고하였다. (지식경제부, 2009) 또한 향후 포스트 교토체제에 대비하고 온실가스 인벤토리의 객관성, 일관성, 신뢰성 제고를 위해 의무감축국인 Annex-1 국가 수준의 국가인벤토리보고서를 작성할 계획을 제시하였다. (지식경제부, 2009)

1) 당진 50만kW, 남제주 80만 kW, 광양 99만kW 발전설비 증설(2005년)
2) 자동차 등록대수(1,540만대('05) ⇒ 1,590만대('06), 3.2% 증가)

Table 1. Key indicators related to GHG emissions (1990～2006)

	1990	1995	2000	2005	2006	'90-'06 Increasing rate (%)
Total GHG emission (A) (Million ton CO_2eq)	298.1	453.2	531.0	594.4	599.5	4.5
Population (B) (1,000)	42.9	45.1	47.0	48.1	48.3	0.7
GDP (C) (Billion, 2000 PPP)	320,696	467,099	578,665	723,127	760,251	5.5
A per capita GHG (A/B) (ton CO_2eq/pop.)	6.95	10.05	11.30	12.35	12.41	3.7
GHG/GDP (A/C) (ton CO2eq/million won, 2000)	0.93	0.97	0.92	0.82	0.79	-1.0

Source) MKE/KEEI, 2009. 02

2.1.1 국내 온실가스 배출현황

<표 2>에서 보는 바와 같이, 국내 온실가스별 배출량 중 CO_2 배출량은 532.2 Mt CO_2 eq로 전체 온실가스 배출량의 88.8% 가량을 차지하고 있으며, CH_4와 N_2O의 배출량은 각각 25.3(4.2 %), 15.5(2.6%) Mt CO_2 eq로 나타났다.

1990년 대비 2006년의 온실가스별 증감량을 살펴보면 CO_2, CH_4, SF_6는 각각 1.3%, 0.3%, 6.9% 증가하는 반면, N_2O, HFCs, PFCs는 각각 13.9% 9.1%, 2.4% 씩 감소하였다. 이는 국내 기업들이 CDM사업의 영향으로 풀이된다[3].

3) CDM사업(울산화학 HFC분해(1.4백만 tCO_2/yr), 로디아 N2O분해(9.2백만 tCO_2/yr))

Table 2. Trend of GHG emission in Korea

Unit : Mton CO_2 eq, (%)

Type	'90	'00	'04	Increasing rate	'05	Increasing rate	'06	Increasing rate	'90~'06 Increasing rate
Total emission	298.1	531.0	590.4	1.4	594.4	0.7	599.5	0.9	4.5
CO_2	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
CH_4	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
N_2O	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
SF_6	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

Source) MKE/KEEI, 2009. 02

부문별 온실가스 배출량을 살펴보면 2006년 기준 에너지 부분이 505.4 Mt CO_2 eq(84.3 %)로 가장 높은 비중을 차지하고 있으며, 1990년부터 2006년까지 년 평균 4.6 % 증가하였으며, 전년 대비 1.4 % 증가하는 등 배출량이 꾸준히 증가하는 추세이다. 산업부문은 63.7 Mt CO_2 eq(10.6 %), 폐기물 부분은 15.4 Mt CO_2 eq(2.6 %) 농업부문은 15.1 Mt CO_2 eq(2.5 %)이다. 이러한 부문별 온실가스 배출량 중 에너지 부문을 살펴보면 발전부문이 179.6 Mt CO_2 eq(35.5 %)로 가장 많고, 산업부문이 158.3 Mt CO_2 eq(31.3 %), 수송부문이 99.8 Mt CO_2 eq(19.8 %)가 뒤를 이었으며, 가정상업부문과 공공기타부문이 각각 57.2 Mt CO_2 eq(11.3 %), 4.3 Mt CO_2 eq(0.9 %)순이였다.

위와 같이 국내 온실가스 배출량 중 에너지 부문에 대한 통계자료 확보 및 배출

계수 및 배출량에 대한 체계적인 연구는 향후 국가 온실가스 인벤토리 구축 및 국가 기후변화대응에 가장 기본적이고 중요한 자료로 활용될 것이다.

Table 3. Trend of GHG emission by category in Korea

Unit : Mton CO_2 eq, (%)

부 문		'90	'00	'04	Increasing rate	'05	Increasing rate	'06	Increasing rate	'90~'06 Increasing rate
Energy	Total	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
	Electricity	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
	Industry	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
	가정상업	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
	공공기타	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
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
Total emission (A)		298.1 (100.0)	531.0 (178.1)	590.4 (198.1)	1.4	594.4 (199.4)	0.7	599.5 (201.1)	0.9	4.5
Land Use (B)		-23.7	-37.2	-31.5	-6.7	-32.0	1.5	-31.2	-2.5	1.7
Net emission (A - B)		274.4 (100.0)	493.8 (180.0)	559.0 (203.7)	1.9	562.4 (205.0)	0.6	568.4 (207.2)	1.1	4.7

Source) MKE/KEEI, 2009. 02

2.1.2 화력발전부문 온실가스 배출현황

우리나라의 화력발전산업은 1960년대 국내에서 생산되는 무연탄과 석유를 중심으로 급격히 발전하였으며, 이후 부존자원의 감소 및 가격경쟁력의 약화로 인해 유연탄과 원자력을 이용한 발전 형태로 변모하여 지금에 이르고 있다.

최근 들어 국내 경제의 급속한 성장에 따른 전력 수요가 증가하여, 다량의 에너지 사용으로 인한 온실가스 배출량이 증가하였다. 이에 따라 효율이 높은 열병합발전이나, 화석연료를 사용하지 않는 신재생에너지를 이용한 발전소, 원자력발전소[4]의 추가 증설을 통해 국내 온실가스 배출량 저감을 시도하려는 움직임을 보이고 있다. (지식경제부, 제 4차 전력수급기본계획)

<표 4>는 2001년부터 2008년까지 국내 화력발전소에서 사용한 연료소비량을 나타낸 것이다. 2007년까지 발전용 유연탄 발전설비의 대폭적 증가에 따라 연평균 9.9 % 높은 증가세를 보이고 있다.(지식경제부, 국가에너지기본계획, 2008~2030) 2008년 기준 유연탄 사용량은 2,668천 TOE로 전체 화석연료 중 61.0 %로서 가장 높은 사용량을 차지하고 있으며, LNG가 1,371.5천 TOE로 두 번째로 높은 비율을 보이고 있다. 무연탄은 약 120천 TOE을 사용하고 있으며, 석유류는 중유 203천 TOE, 경유 9천 TOE을 사용하여 액체연료의 비중이 가장 낮은 것으로 조사되었다.

4) 신고리 원자력발전소 1,2,3,4호기 증설. 한국수력원자력

Table 4. Trend of Fossil fuels Consumption of electricity plant in Korea

unit : 1,000 TOE, (%)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Anthracite	1,312	1,261	1,331	1,131	1,092	1,069 (2.4)	1,087 (2.5)	1,205 (2.8)
Bituminous Coal	22,998	24,699	25,229	26,840	28,302	29,492 (67.5)	32,848 (75.1)	26,680 (61.0)
Haevy oil	4,877	4,429	4,189	3,538	3,445	3,596 (8.2)	3,888 (8.9)	2,027 (4.6)
Diesel oil	97	250	577	125	105	139 (0.3)	107 (0.2)	94 (0.2)
LNG	6,227	7,792	7,802	10,697	11,122	12,316 (28.2)	14,114 (32.3)	13,715 (31.4)
Total	35,511	38,431	39,128	42,331	44,066	46,612	52,044	43,721

Source : MKE/KEEI, Yearbook of energy statistics 2009

국내 전력소비량 증가율은 <표 5>에서 보는 바와 같이, 1990년대 이후 지속적으로 감소하는 추세를 보이고 있다. 그러나 2005년 기준 국민 1인당 전력소비량을 살펴보면, 국민 일인당 전력소비량이 8,064 kWh로 세계 14로서, OECD와 BRICs(34개국)국가들의 평균에 비해 다소 높은 수준으로 조사되었다(OECD, 국제통계 2007). 또한, 2008년 지식경제부에서 발표한 제4차 전력수급기본계획에 따르면 우리나라 전력소비량은 2007년부터 2020년 까지 연평균 2.2 %씩 증가하며, 2030년 513,013 GWh에 달할 것으로 예상하고 있다(지식경제부, 제 4차 전력수급종합계획).

Table 5. Trand of electricity consumpion in korea

	'91 ~ '96	'97 ~ '00	'01 ~ '04	'05 ~ '07
Annual increasing ammount of electricity consumption (GWh)	13,777	15,253	18,140	18,836
Annual increasing rate of electricity consumption (%)	11.6	8.0	6.8	5.7

MKE, The 4 th power supply basic plan, 2008

Table 6. A per capita power consumption and Rank (2005)

	Korea	USA	China	Japan	Gemany	France	UK	Norway
A per capita electricity consumption (2005, kWh/pop)	8,064	14,448	1,914	8,628	7,522	9,176	6,651	29,894
Rank	14	5	33	11	17	9	21	1

OECD, International statistics, 2007

또한 전력원별 발전량 전망을 살펴보면 원자력은 설비비중의 확대되고, 이로 인하여 석탄화력의 발전량은 줄어들 것으로 예상되며, 실 생산전력은 2015년까지 계속 증가하다가, 2020년부터 점점 감소할 것으로 전망하고 있다. 또한 국무총리실에서 발표한 제 1차 국가에너지기본계획에 따르면 산업용 석탄 수요는 감소할 것으로 전망되지만, 발전용 유연탄의 수요는 연평균 1.7 % 증가율을 보일 전망이라 발표했다. (국무총리실, 제 1차 국가에너지기본계획, 2008)

현재 IPCC 가이드라인은 석탄을 무연탄(Anthracite), 유연탄(Coking coal, Other bituminous coal), 아역청탄(Sub-bituminous coal)등으로 구분하고 각각의 고유배출계수를 제시하고 있다. 하지만 각국에서 생산하는 연료의 성상 및 특성이 각기 다르고 산지가 같더라도 시간의 경과에 따라 특성이 변한다.

따라서 이러한 발전부문에서 온실가스 배출량을 산정 시 IPCC 가이드라인의 고유배출계수를 이용한 Tier1 의 방법을 이용하게 된다면, 국가 전체 배출량의 오차가 매우 커질 것으로 사료된다. 때문에 국가 온실가스 인벤토리 구축 시 발전부문 그중에서도 화력발전부문에서 전력생산량이 가장 많은 석탄화력발전부문에 대한 온실가스 배출량 산정을 위해 석탄의 산지나 기술별 배출계수를 산정 및 정확한 활동도 자료 등 통계자료 구축이 매우 중요할 것으로 판단된다.

Table 7. Trend of electricity production forecast in Korea

Unit : GWh, (%)

Year	Nuclear	Coal	LNG	Petrolem	New renewable energy	Hydro	Total
2007 (Results)	142,937 (35.5)	154,674 (38.4)	78,427 (19.5)	18,228 (4.5)	4,313 (1.1)	4,546 (1.1)	403,125 (100)
2010	145,070 (31.3)	190,089 (41.0)	91,192 (19.7)	10,465 (2.3)	11,943 (2.6)	15,132 (3.3)	463,891 (100)
2015	199,726 (38.6)	206,482 (39.9)	66,577 (12.9)	934 (0.2)	20,942 (4.0)	23,206 (4.5)	517867 (100)
2020	249,848 (45.8)	206,837 (37.9)	34,592 (6.3)	914 (0.2)	25,844 (4.7)	27,859 (5.1)	54594 (100)
2022	265,180 (47.9)	198,822 (35.9)	34,132 (6.2)	887 (0.2)	25,844 (4.7)	28,432 (5.1)	553297 (100)

MKE, The 4 th power supply basic plan, 2008

2.2 국내 석탄사용현황

2.2.1 국내외 석탄의 분류기준

석탄이란 지질시대의 육상식물이나 수중식물이 퇴적하여 오랜 시간동안 지열과 지압에 의해 석탄화 작용을 받아서 수분, 탄산가스, 메탄 등을 방출하고, 탄소 함유량이 높아진 흑갈색의 가연성 암석이다. 석탄은 기원전 1000년전부터 사용되었던 것으로 알려져 있으며, 1957년 미국에서 개최된 국제석탄학회에서 탄소가 중량기준 50% 이상, 용적기준 70% 이상인 것으로 규정하였다. 석탄은 탄화도에 따라 무연탄, 유연탄, 갈탄, 이탄으로 분류할 수 있으며, 분류 기준은 고정탄소, 휘발분, 수분함량 등에 의해 결정된다. 우리나라는 지식경제부 기술표준원에서 설정한 한국산업규격인 KS 규격[5]에 따르고 있다. KS규격에서는 석탄을 '주로 태고의 식물이 생물화학적 및 지구물리·화학적 반응에서 변질·퇴적되어 생성된 가연성 암석의 총칭으로, 통상 석탄화도가 어느 범위 내에 들은 것으로 공업적으로 이용될 수 있는 것'이라 정하고 탄화도에 따라 갈탄, 아역청탄, 역청탄, 무연탄으로 분류하고 있다. 또한 갈탄보다 탄화도가 낮은 이탄, 초탄 등도 석탄이라 하는 경우도 있다고 규정한다.

가. 무연탄

석탄 중 탄화도가 가장 높은 것으로 탄화가 잘 되어 연기를 내지 않고 연소하는 석탄으로 휘발분이 3~7%로 적고 고정탄소의 함량이 85~95%로 높다. 따라서 연소시 불꽃이 짧고 연기가 나지 않는다. 비점결성이기 때문에 코크스제조용으로는 적합하지 않고 연료용이나 일부 유연탄과 혼합하여 사용한다. 점화점이 약 490℃이므로 불이 잘 붙지 않지만 화력이 강하고 일정한 온도를 유지하면서 계속적으로 탄다. 주로 고생대의 오래된 지층에서 산출되며, 우리나라에서 산출되는 석탄 대부분이

5) KS E 0006-1990 석탄이용기술용어

여기에 속한다.

나. 역청탄

흑탄(黑炭)이라고도 한다. 탈 때에는 긴 불꽃을 내며, 특유한 악취가 나는 매연을 낸다. 탄화도(炭化度)는 갈탄보다 높고 무연탄보다 낮으며, 탄소함유량은 80~90 %, 수소함유량은 4~6 %이다. 건류시 역청과 비슷한 형태로 변하기 때문에 역청탄이라는 이름이 붙여졌다. 우리나라에서는 '에너지법 시행규칙' 별표 1에 역청탄을 유연탄으로 분류하고 있다.

다. 아역청탄

아역청탄은 갈탄과 역청탄 사이의 중간 등급에 해당하는 적갈색 또는 흑색 석탄으로 역청탄보다 고정탄소의 양이 적고 휘발분이 많으며, 비점결성 또는 약점결성을 띤다. 또한 고유수분량이 매우 높고(15 ~ 30 %) 유황 함량이 상대적으로 낮은 특징이 있다.

라. 갈탄, 아탄

갈탄은 가장 낮은 등급의 석탄으로 수분함유량이 높고 발열량이 낮아 먼 거리로 이송하는 것은 경제적이지 못해 광산 인근의 발전소에서 연료로 사용한다. 탄화도가 가장 낮은 석탄이기 때문에 원목의 형상이나 나이테 등이 육안으로 확인되며, 건조 시 가루가 되기 쉽다. 주로 중생대의 백악기나 신생대 3기 지층에서 주로 발견된다.

우리나라는 국가표준규격인 KS에서 고시한 KS E 0006 '석탄 이용 기술 용어' KS E 2002 '탄량 계산 기준'을 통해 석탄의 발열량 및 특성에 따라 구분하고 있다. 또한 KS E ISO 11760:2008 '석탄의 분류'는 석탄의 분광도를 반사현미경을 통해 측정하여 각 분광도의 범위를 통해 석탄의 품질을 결정하기도 한다.

우리나라는 1980년 제정된 '에너지이용합리화법'을 통해 그 기틀을 마련하고 1992년 '에너지이용합리화법 시행규칙'(현 에너지법 시행규칙) 별표1 석유환산기준을 추가하여 발열량을 고시하여, 현재에 이르고 있다. 현재 에너지법 시행규칙에서 정하는 석탄의 종류는 총 6가지로 국내산 무연탄, 수입 무연탄, 연료용 유연탄, 원료용 유연탄, 아역청탄, 코크스 등으로 구분하고 각각의 발열량을 고시하고 있다.

일본의 분류기준인 JIS M 0104는 우리나라 KS E 0006의 분류기준과 동일하며, 미국의 분류기준인 ASTM D 388과 IEA의 분류기준에서는 고정탄소, 휘발분, 발열량을 기준으로 분류하고 있다. IPCC는 IEA의 동일한 기준으로 석탄의 품질을 구분하였다.

다음 Table 8은 우리나라와 주요국가(IEA, IPCC 기준)의 석탄 분류기준을 나열하였다.

Table 8. Standard of coal classification in country

		KOR (KS) KS E 0006	JAP (JIS) JIS M 0104	U·S(ASTM) ASTM D 388	IEA 2008 and IPCC 2006
Anthracite	Criterion	-F.C/V.M[6]	- F.C/V.M	- F.C[7] - V.M[8]	- C.V
	Value	≥ 4.0 %	≥ 4.0 %	≥ 86 % ≤ 14 %	- 5,700 Kcal/kg
Bituminous Coal	Criterion	- C.V - F.C/V.M	- C.V - F.C/V.M	- F.C - V.M - C.V	① Coking coal - C.V ② Other Bituminous Coal - F.C - V.M - C.V
	Value	≥ 8,100 Kcal/kg ≤ 4.0	≥ 8,100 Kcal/kg ≤ 4.0	69~86% 14~31% 22.4~32.6 MJ/Kg	① Coking coal ≥ 5,700 Kcal/kg ② Other Bituminous Coal ≥ 90 % ≤ 10 % ≥ 5,700 Kcal/kg
Sub-Bituminous Coal	Criterion	- C.V	- C.V	- V.M - C.V	- V.M - C.V
	Value	≥ 7,300 Kcal/kg < 8,100 Kcal/kg	≥ 7,300 Kcal/kg < 8,100 Kcal/kg	≥ 31 % 19.3~26.7 MJ/Kg	≥ 31 % ≥ 4,165 Kcal/kg < 5,700 Kcal/kg
Lignite	Criterion	- C.V	- C.V	- C.V	- V.M - C.V
	Value	≥ 5,800 Kcal/kg < 7,300 Kcal/kg	≥ 5,800 Kcal/kg < 7,300 Kcal/kg	≤ 19.3 MJ/Kg	≥ 31 % < 4,165 Kcal/kg

KS, JIS - As Dry basis, Dry Mineral matter-Free basis Calorific Value
ASTM - Moist basis, Mineral matter-Free basis Calorific Value
IEA, IPCC - Moist basis, Ash-Free basis Calorific Value

6) 연료비
7) 고정탄소 (Fixed Carbon %)
8) 휘발분 (Volatile Matter %)

2.2.2 국내의 석탄 사용현황

화석연료의 연도별 소비량을 살펴보면, 1996년 이후 지속적으로 증가하고 있다. 연료별 사용비율 변화 추이를 살펴보면 매년 석유의 비중은 점점 줄어들고, 석탄과 천연가스의 사용량은 점점 증가하고 있음을 알 수 있다. 2008년 대비 연료의 종류별 사용량은 석유 10,015 만 TOE로 전년대비 531 만 TOE 감소하였으며, 석탄과 천연가스는 각각 6,597만 TOE, 3,563 만 TOE로 전년대비 각각 638 만 TOE, 87 만 TOE가 증가하였다. 또한 석탄의 수입량을 살펴보면 2008년 10,420 만 ton으로 전년대비 약 1,500 만 ton 증가하였다. (2008 에너지통계연보)

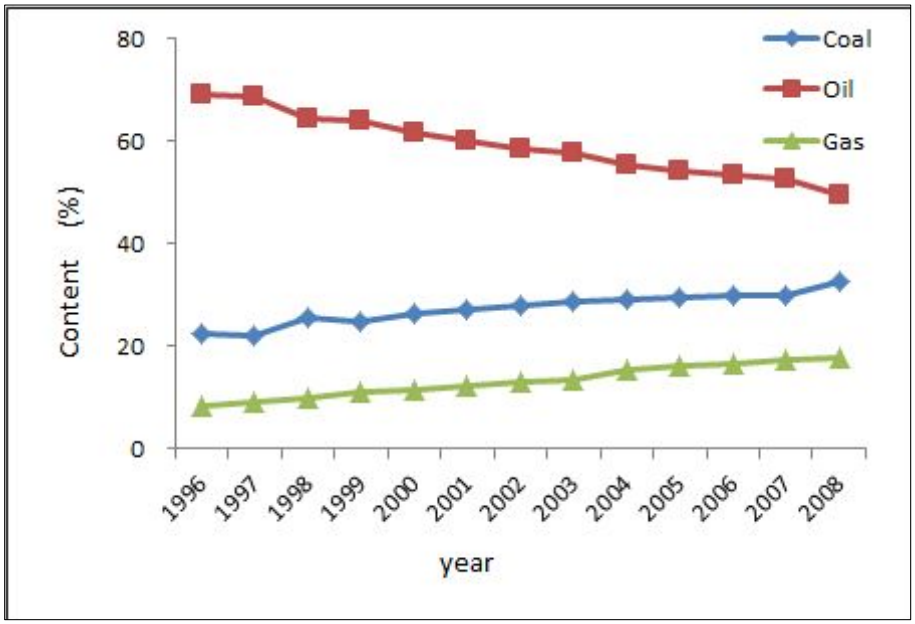

figure 1. Final energy consumption in Korea

특히 이러한 석탄 소비량의 증가로 인해 우리나라에서 수입하는 석탄의 양도 점점 증가하는 추세이다.

<표 9>는 수입석탄의 산지별 수입량을 나타내었다. <표 9>에서 보는 바와 같이 우리나라 석탄의 수입량은 2008년 9,047 만 Ton이며 주로 호주, 중국, 인도네시아 등 일부국가에 국환된 것으로 나타났다. 이는 석탄의 산지는 석유와는 달리 전 세계에 비교적 고르게 분포하고 있으나, 수송이 용이한 지역에서의 수입이 편중되기 때문이다.

Table 9. Import of bituminous coal in Korea

Unit : 10,000 ton

	Iron & Steel						
	Total	Australia	Canada	China	U.S	Russia	Others
2000	1,958	1,064	410	278	142	40	24
2001	1,790	1,140	334	234	57	19	7
2002	1,771	1,168	330	236	-	33	5
2003	1,768	1,171	303	192	-	98	4
2004	1,895	1,106	421	223	50	96	-
2005	1,698	993	384	186	80	46	9
2006	1,647	996	351	191	30	74	5
2007	1,839	-	-	-	-	-	-
2008	2,091	-	-	-	-	-	-
	Steam						
	Total	Australia	Canada	China	U.S	Russia	Others
2000	4,003	1,160	165	1,866	-	217	595
2001	4,396	1,277	211	2,243	7	170	488
2002	4,693	1,440	125	2,293	-	257	579
2003	4,764	1,362	74	2,461	9	206	653
2004	5,315	1,807	28	1,907	15	409	1,150
2005	5,236	1,985	28	1,625	-	303	1,295
2006	5,442	1,764	94	1,431	6	406	1,742
2007	6,097	-	-	-	-	-	-
2008	6,956	-	-	-	-	-	-

KEEI, Often seek energy statistics, 2009

<figure 2>는 국내산 무연탄의 연도별, 용도별 사용량이다. 우리나라는 '에너지법'에서 명시한 바와 같이 석탄을 6종으로 구분하고 각각의 발열량을 고시하고 있다. 이러한 분류는 석탄의 용도에 따라 세분하고 있는 것이다. 이중 전환부분에서 사용되는 석탄은 국내산 무연탄, 연료용 유연탄, 아역청탄 3종이며, 최근 국내산 무연탄의 공급량이 줄어들어 수입 무연탄을 혼합하여 사용하고 있다.

국내산 무연탄의 경우 2008년 기준 7개 광업소에서 약 227만 톤을 생산하고 있으나, 매년 무연탄의 생산량은 점점 감소하고 있다. 무연탄은 사용하는 용도에 따라 발전용, 민수용, 산업용으로 구분할 수 있다. 발전용의 경우 동해화력발전소, 서천화력발전소, 영월화력발전소에서 사용하고 있으며, 민수용의 경우 대부분 연탄제조에 이용되고 있다.

국내산 무연탄의 사용량은 2008년 기준 426만 ton이 사용되고 있으며, 이 중 299만 ton이 민수용으로, 196 만 ton을 발전용으로 사용되었다. 산업용의 경우 약 1만 ton으로 사용량이 매우 적은 것으로 조사되었다.

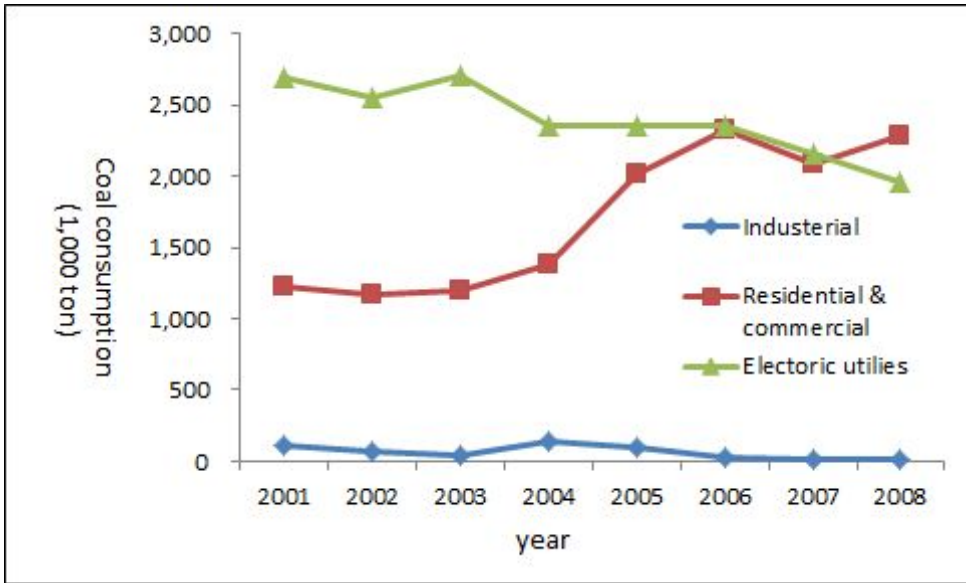

figure 2. Trends of anthracite by using consumption in korea

특히 정부는 국내무연탄 발전 지원 제도개선(지식경제부 2008)을 통해 발전용 무연탄의 사용량을 점점 줄이고 유연탄의 사용량을 늘리기 위해 발전소에 배정하는 무연탄의 양을 매년 줄이고 있다. 이는 민수용의 무연탄의 수요가 점차 증가하고 있고, 유연탄이 무연탄에 비해 가격경쟁력이 우수하기 때문에 현재까지 지원해왔던 발전 지원액을 축소하여 국내산 무연탄의 공급을 점차적으로 감소시키고 있다. 실제 2006년 발전소에 공급된 236만 Ton을 2008년 196만 Ton 으로, 2009년에는 140만 Ton으로 크게 줄었다. 이를 통해 향후 2020년 이후에는 발전용 무연탄의 공급을 중단하여 발전용 무연탄을 전량 유연탄으로 대체하려는 계획을 가지고 있다. (전기신문 보도자료, 2010)

우리나라 석탄 사용량의 약 90 %(9,399만 ton)를 차지하는 유연탄은 전량 수입에 의존하고 있다. 유연탄의 경우 석탄 중 가장 높은 발열량을 가지고 있고, 무연탄보다 비교적 싼 가격에 구입할 수 있으며, 최근 불안정한 유가로 인해 유연탄의 소비가 점점 증가하고 있는 추세다. 특히 우리나라 발전소의 전력생산량 중 유연탄의 소비가 34.5%로 가장 높다. (2009 전력통계연보)

유연탄은 크게 연료용과 원료용으로 구분하고 있으며, 연료용 유연탄은 크게 발전용과 산업용으로 구분할 수 있다.

연료용 유연탄 중 산업에서 사용하는 곳은 주로 시멘트 산업으로 소성로에 원료와 함께 투입하여 고온의 열을 발생시켜 원료를 용융시킬 목적으로 이용된다.

이러한 연료용 유연탄의 사용량은 <그림 3>에서 보는 바와 같다. 그림에서 보는 바와 같이 발전용 유연탄은 2008년 대비 6,279만 ton으로 2007년 대비 5,548만 ton 보다 약 700만 톤이 증가하였으며 매년 꾸준히 증가하고 있다. 하지만 산업용의 경우, 발전용과는 달리소비량의 변화가 없는 것으로 조사되었다.

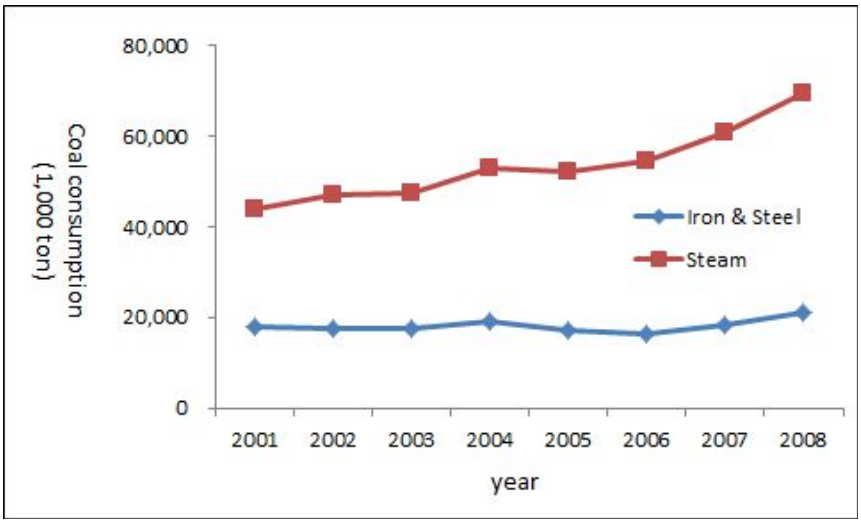

Figure 3. Trends of bituminous coal by using consumption in korea

아역청탄은 주로 발전소의 연료의 공급을 유동적으로 대처하고, 발열량을 일정하게 유지하기 위해 유연탄에 일부 혼합하여 사용하고 있다. 이러한 아역청탄의 분류기준은 국가별 단체별로 기준이 조금씩 차이가 나며, 때문에 유연탄과 아역청탄의 구분이 다소 어렵다.

2.2.3 국내 석탄을 이용한 화력발전부문 현황

국내 석탄화력발전소는 전국 10개 사업소가 운영되고 있으며, 이중 무연탄을 사용하는 발전소 3개 사업소, 유연탄 및 유연탄과 아역청탄을 혼소하는 발전소 7개 사업장이 있다. 이들은 전력 수요량이 많은 공업지역 인근에 많이 위치하고 있으며, 연료공급이 원활한 해안지역에 위치하고 있다. <표 10>은 국내 석탄화력발전소의 설비용량 및 발전량을 나타낸 것이다. (에너지통계연보, 2009)

2008년 기준 석탄화력발전소의 총 설비용량은 23,705 MW로 태안, 보령, 당진화력발전소가 각각 4,000 MW로 가장 높은 설비용량을 보유하고 있었으며, 영동화력발

전소가 325 MW로 가장 낮은 설비용량을 보유하고 있었다. 특히 석탄화력발전소의 설비용량 및 발전량의 최대값과 최소값이 10배 이상 차이나는 것을 알 수 있다. 이는 무연탄을 사용하는 발전소와 유연탄을 사용하는 발전소의 차이라 구분할 수 있을 것이다. 국내에서 무연탄을 사용하는 발전소는 총 3개 사업장으로 동해화력발전소, 서천화력발전소, 영월화력발전소이며, 이들의 설비용량이 전체 석탄화력발전소의 4.7 %를 차지할 만큼 비교적 큰 설비용량의 차이를 보이고 있기 때문이다. 이에 비해 유연탄화력발전소는 호남화력발전소 (500 MW)를 제외한 모든 발전소가 3,340 ~ 4000 MW로 무연탄화력발전소가 유연탄화력발전소의 설비용량에 크게 미치지 못하고, 그 수도 3개소와 7개소로 차이를 보이기 때문이다.

또한 발전량을 살펴보면 2008년 석탄화력발전소 발전량은 총 174,156 GWh 중 유연탄을 이용하는 발전소의 발전량이 167,227 GWh로 약 96.1 %를 차지하고 있다.

Table 10. Electric power generation capacite and it's actual production of coal power plants in korea (2008)

Power plants	Capacity (MW)	Power generation (GWh)
Youngdong	325	2,060
Samcheonpo	3,240	25,467
Youngheung	3,340	19,001
Seocheon	400	2,007
Boryeong	4,000	28,007
Taian	4,000	32,834
Hadong	3,500	25,808
Donghe	400	2,863
Honam	500	3,706
Dangjin	4,000	32,401
Total	23,705	174,156

Source : MKE/KEEI, Yearbook of energy statistics 2009

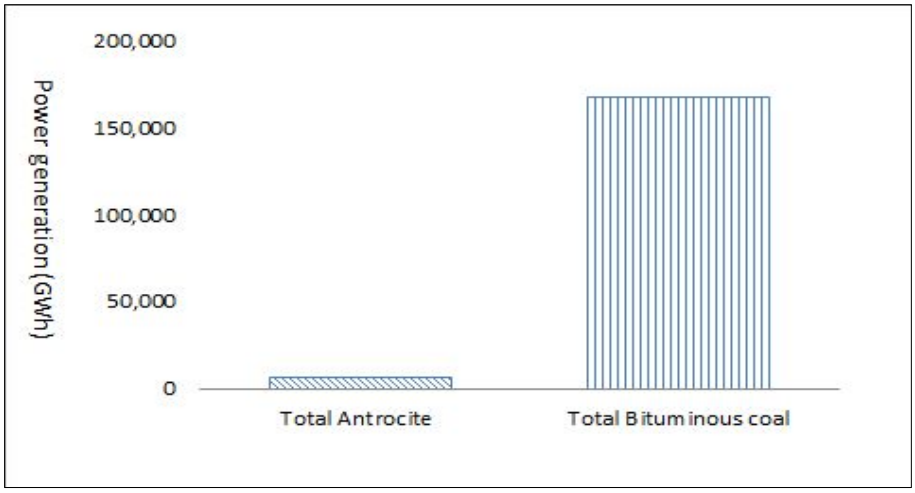

Figure 4. Classification by coal type of electric power generation

3. 연구방법

3.1. 온실가스 배출계수 산정을 위한 통계자료 수집

3.1.1. 석탄 통계자료 수집의 대상기관 선정

국가 온실가스 배출계수 중 CO_2의 배출계수는 탄소함유량에 직접적으로 영향을 미친다. 따라서 본 연구는 석탄의 발열량 및 원소분석 공업분석 결과를 수집하였다.

발전소에서의 석탄시료는 석탄의 종류 및 산지별로 입하되는 석탄을 직접 채취하였다. 또한 발전소와 별도로 대한석탄공사는 국내에서 생산하는 석탄을 측정 및 분석을 담당하고 있다. 따라서 본 연구는 대한석탄공사 및 발전자회사[9)]의 통계자료를 수집하여 분석하였다.

대한석탄공사 경우 우리나라에서 생산하는 무연탄을 주기적으로 분석을 수행하는 기관으로 ASTM 규격을 이용하여 분석을 실시하고 있다. 그리고 국내산 무연탄 및 유연탄, 아역청탄을 사용하는 발전소의 분석결과는 각 발전소별로 분석한 자료를 확보하고 있다.

본 연구에서 확보하고자 하는 통계자료는 온실가스 배출계수 및 배출량을 산정하는대 중요한 요소인 발열량 및 원소분석결과(C, H), 그리고 수분분석결과, 공업분석결과로 위자료를 이용하여 석탄을 각 기준별로 사용량을 분류하고 각각의 온실가스 배출계수 및 배출량을 산정하였다.

3.1.2 석탄분석 통계자료 분석방법

본 연구는 온실가스 배출계수를 보다 정확하고 세밀하게 분석하기 위해 석탄의 종류에 따른 구분을 실시하고, 더 나아가 석탄 수입처별 통계자료를 확보하여 분석

9) 한국남동발전, 한국서부발전, 한국동서발전, 한국남부발전, 한국중부발전

을 실시하였다.

또한 석탄 사용량대비 가중평균을 통해 발열량 및 원소분석, 공업분석의 평균값을 도출하였다. 무연탄의 경우 국내산 무연탄과 수입 무연탄을 구분하여 조사를 실시하였다. 특히 국내산 무연탄은 우리나라 7개 탄광 중 5개소의 탄광에서만 공급되고 있으며, 따라서 결과값을 탄광별로 분류하여 각 탄광의 무연탄 특징을 살펴보았다. 국내에서 사용하는 수입 무연탄은 2008년 국내 무연탄 수급의 어려움으로 인해 수입을 시작하여 배트남과 북한등지의 무연탄을 사용하기 시작하였다. 따라서 수입 무연탄의 경우 국가별로 산지를 구분하여 분석을 실시하였다.

유연탄의 경우 국내에서 가장 많이 사용되는 연료로 수입처도 매우 다양하다. 국내의 경우 대부분 호주, 인도네시아, 중국, 케나다의 유연탄을 주로 수입하고 있으며, 미국 및 러시아, 남아공탄이 일부 수입되고 있다. 따라서 유연탄의 경우엔 국가별 통계자료를 구분하여 분석을 실시하였다.

아역청탄은 ASTM 기준으로 함수무광물질 기준 4,610 ~ 6,387 kcal/kg범위의 유연탄을 아역청탄으로 따로 구분하였다. 주로 발열량이 낮은 인도네시아탄이 대부분을 차지하며, 중국, 호주탄도 일부 포함된다.

3.1.3 석탄분석 통계자료 QAQC

본 연구는 수집된 통계자료의 신빙성을 확보하기 위해 직접 대상시설을 방문하여 석탄시료를 수집하고 발열량 분석, 원소 분석, 공업 분석을 실시하여 그 결과를 상호 비교하였다.

가. 시료채취방법 및 분석준비

본 연구에서 대상으로 하는 석탄 중 무연탄을 제외한 나머지가 모두 수입된 석탄이며, 시간경과에 따라 석탄의 성상 및 발열량이 틀려지기 때문에 석탄의 분석만큼 시료채취방법이 매우 중요하다.

석탄은 그 특성상 각 지점마다 발열량 및 특성이 고르지 못하기 때문에 대표성을 확보할 수 있도록 여러지점에서 시료를 채취하고 축분을 통해 원하는 량의 석탄시료를 만들었다.

다음은 석탄 시료의 축분방법이다.

(1) 석탄을 적제한 배에서 야적장으로 이동하는 석탄을 주기적으로 채취한 시료를 시료가공실로 운반

(2) 1차 축분 및 파쇄(입도 10mm 이하)

(3) 2차 축분 및 파쇄(입도 1mm 이하)

(4) 시료의 무게를 측정한 후 Oven에 넣어 수분제거

이때, 공업분석을 위해서는 50℃에서 6시간 건조하고, 발열량 및 원소분석을 위해 105℃에서 6시간 건조한다.

(5) 수분이 제거된 시료를 시료조제실로 운반

(6) 원추 사분법을 통해 필요한 시료의 량을 골라낸 후 미분탄 제조

시료채취는 입하탄을 기준으로 채취하였으며, 시료의 풍화, 수분의 변화 등을 피하기 위해 밀봉할 수 있고 흡습성이 없는 시료용기에 넣어 보관하였다.

시료는 분석을 위해 미분탄(150 um이하)으로 조제하였으며, 기건시료로 분석하기 위해 오븐에 70 ~ 80 ℃로 2시간 가열하여 수분을 제거한 시료를 실리카겔을 넣은 데시게이터에 보관하였다. 분석은 시료 채취 후 1달이 넘지 않도록 하였다.

나. 석탄의 발열량분석 방법

석탄류 및 코크스류의 발열량 측정방법은 연연식 B형 열량계를 이용해 시료를 연소시켜 그동안 온도상승을 측정하고 시료 1g에 대한 Joule(J)값을 구하여 발열량을 측정하는 방법이다.

본 연구에서 석탄의 발열량 분석을 위하여 사용된 분석기기는 IKA사의 WERKE C2000 basic을 사용하였으며, 분석방법은 표준분석방법인 ISO-peribolic 25℃ Mode를 이용하였다.

figure 5. The picture of Calorimeter (IKA-C2000, Germany)

발열량 분석기는 가연성물질을 태워서 발생하는 열을 수온의 변화로 전화하여 발생한 온도의 차에 따라 열량을 측정하게 된다. 일반적으로 발열량 분석기는 시료를 태워서 발열 시키는 bomb 부분과 평형된 온도차를 유지하는 수온조절기로 구분된다.

본 연구에서 사용된 석탄 발열량 분석기의 분석 순서는 다음과 같다.

(1) IKA WERKE C2000 basic과 KV-600(수온조절기)의 전원을 켠다.

(2) C2000의 전원을 켜고 최초 설정인 Isoperibolic at 25 ℃ Mode로 설정되면, 수온이 안정될 때까지 기다린다.

(3) 주입용 석탄은 0.0001 g 까지 측정할 수 있는 전자저울을 이용하여 약 0.7 ~ 1.0 g을 취한 후, Capsule Holder에 올려놓는다.

(4) 분석기에 석탄의 무게 및 샘플특성 등을 입력한다.

(5) Bomb의 Cover의 중앙에 발화용 면사를 연결하고 Bomb을 결합한다.

(6) Start 버튼을 눌러 Bomb이 body로 들어가면서 30 bar의 O2(99.95 %)가 주입되며 수통에 물을 채운다.

(8) 산소의 주입이 완료되고 쟈킷에 상온 수의 주입이 완료되면 발화가 진행되며 약 25분이 지나면 분석이 완료된다.

다. 석탄의 원소분석 방법

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

석탄류 및 코크스류의 원소함유량 측정방법은 Dynamic flash combustion method

방식으로 화합물 내 원소들을 산화시켜 Column으로 분리시킨 후, TCD Dector를 이용하여 분리하여 정량해내는 방법으로, 이 방법은 일반적으로 연료 중 탄소(Carbon), 수소(Hydrogen), 질소(Nitrogen), 황(Sulfer) 등의 기본 성분을 동시 분석할 수 있다.

본 연구에서는 채취한 석탄류 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.

원소분석시 시료의 정량은 분석결과에 지대한 영향을 미친다. 따라서 본 연구에서는 1 ug까지 측정이 가능한 초정밀저울(Mettler Toledo, MX-5, Switzerland)을 이용하여 정량을 실시하여 주입하였다.

Figure 6. The picture of Elemental Analyzer (EA 1112, USA)

본 연구에서 사용한 원소분석기의 분석순서는 다음과 같다.

(1) Furnace temperature를 950℃로 설정한다.
(2) TCD의 oven temperature를 70℃로 설정한다.
(3) Carrier gas(He 99.999 %) flow를 140 mL/min로 설정한다.
(4) Reference flow를 100 ml/min로 설정한다.
(5) O2(99.995 %) gas flow를 240 mL/min로 설정한다.
(6) 정밀저울을 이용하여 Container에 분석할 시료를 1.5 ~2 mg 정도 주입한다.
(7) 시료가 주입된 Container는 핀셋을 이용하여 밀봉한다.
(8) 정량된 시료량의 입력 및 분석순서를 기입한다.
(9) 정량된 시료는 Auto injector를 이용하여 주입된다.
(10) 분석된 시료의 분석 결과를 확인한다.

라. 발열량 분석 정도관리 결과

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 (Leco, 발열량 6.316 ± 8 cal/g)를 5회 분석하여 재현성 실험을 실시한 결과, 평균 발열량은 6315 kcal/kg, 표준편차(SD)는 1.14, 상대표준오차(RSE)는 0.008로서 매우 우수한 재현성을 보였다.

Table 11. Repeatability test of calorific analysis using standard sample

Mass of benzene acid (g)	caloric (Cal)	Calorific Value (Cal/g)
0.9998	6315	6316
0.9994	6311	6315
1.0002	6318	6317
0.9993	6311	6315
0.9989	6307	6314
Mean		6315.4
SD		1.14
RSD (%)		0.018
SE		0.51
RSE (%)		0.008

또한, 표준시료 Benzoic acid (IKA, 발열량 6,329 ± 4.78 cal/g)를 이용하여 주입시료의 무게를 0.4998 g, 1.004 g, 1,5001 g으로 각각 주입하여 분석된 결과, R^2값이 1.00으로 매우 우수한 직선성을 보였으며, 위 결과를 이용하여 발열량을 산정한 결과 표준편차 2.00, 상대표준오차 0.018 %로 직선성 분석결과 또한 매우 높은 상관성을 보였다.

Table 12. linearity test of calorific analysis using standard sample

Mass of benzene acid (g)	caloric (Cal)	Calorific Value (Cal/g)
0.4998	3163	6328
1.0040	6355	6330
1.5001	9499	6332
Mean		6330
SD		2.00
RSD (%)		0.032
SE		1.15
RSE (%)		0.018

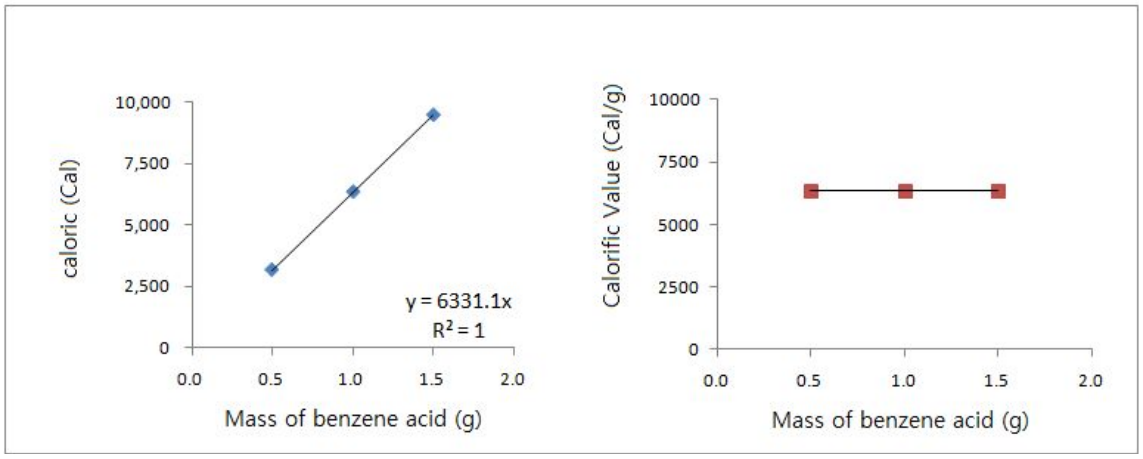

Figure 6. Calibration curve **of calorific analysis using standard sample**

마. 원소 분석 정도관리 결과

본 연구에서는 에너지원의 주요 구성성분 중 탄소(C)와 H(수소)의 원소 분석의 신뢰도를 높이기 위한 검증실험으로 일정량의 표준시료를 분석하였다.

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 Sulfanilammide 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 Sulfanilammide의 사양(각 원소 함량)을 기입한 경우와 기입하지 않는 경우(Unknow)로 구분하여 분석하였으며, 동일한 방법으로 표준시료 BBOT((5-tert- Butyoxazol-2-yl)-thiopen)를 분석하였다. 결과는 그림 에서 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.

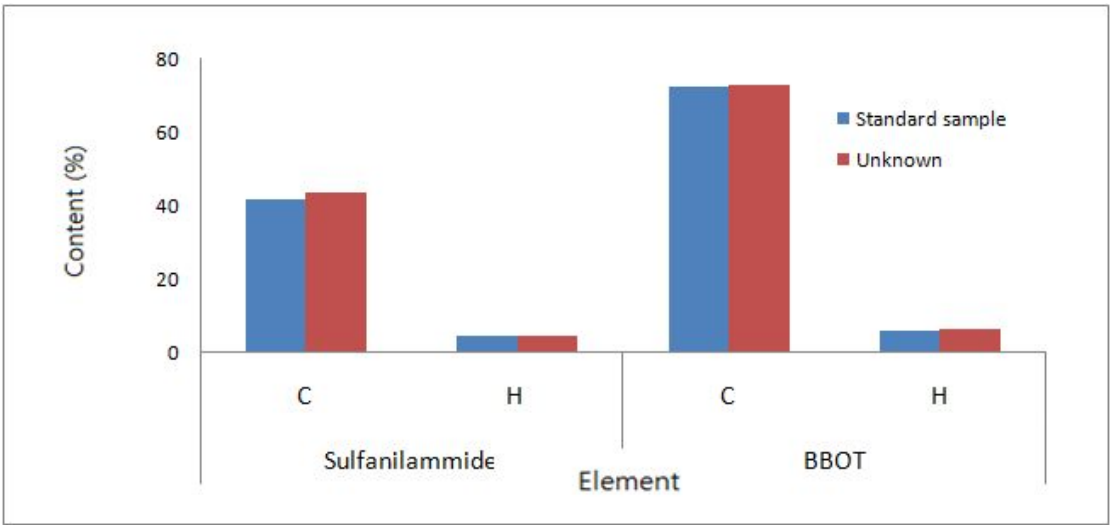

figure 7. Results of replicate analysis for Sulfanilammide and BBOT standard sample

바. 실험실간 정도관리 결과

본 연구는 통계자료의 신뢰성을 확보하기 위해 동일시료를 가지고 실험실간 분석을 통해 허용오차 범위에 들어가는지에 대한 분석을 실시하였다.

다음 <표 13>은 각 분석별 허용오차이다. 발열량 분석결과는 실험실 내 허용오차가 40 cal/g 의 범위에 만족해야 하며 실험실간 오차는 80 cal/g에 만족해야 한다. 또한 분석횟수 3회를 기준으로 C는 0.4 %, H는 0.18 %에 만족해야 하며, 실험실간 허용오차는 각각 1.5 %, 0.7 %를 만족해야 한다.

Table 13. Tolerance of precision within same laboratory and precision within different laboratory

	Precision within same laboratory		Precision within different laboratory
	n=2	n=3	
Calorific Value (cal/g)	40		80
C content (%)	0.3	0.4	1.5
H content (%)	0.15	0.18	0.70

따라서 <표 13> 에 따라 각 발전소의 분석실을 방문하여 동일한 시료를 이용한 분석결과 비교는 <표 14>에서 보는바와 같다.

모든 사업장의 경우 발열량 및 원소분석 결과가 허용오차 범위 이내에 포함되었음을 알 수 있다.

Table 14. Results of replicate analysis for Precision within different laboratory

	sample	Calorific Value (kcal/kg)			Elemental analysis (%)		
		Lab. 1	Lab. 2	tolerance	Lab. 1	Lab. 2	tolerance
A	1	6,382	6,421	39	4.40	4.39	0.00
	2	6,378	6,432	54	4.28	4.19	0.02
	3	6,226	6,268	42	4.80	5.01	0.04
B	1	4,722	4,730	(8)	-	-	-
	2	4,607	4,631	(24)	-	-	-
	3	5,169	5,165	(4)	-	-	-
C	1	6,933	7,008	75	5.26	5.45	0.03
	2	6,528	6,532	4	5.18	5.12	0.01
	3	6,171	6,163	8	4.33	4.76	0.09
	4	6,761	6,748	13	-	-	-
D	1	6,312	6,320	(8)	-	-	-
	2	4,713	4,693	(20)	-	-	-
	3	5,149	5,156	(7)	-	-	-
E	1	7,035	6,983	52	3.87	4.26	0.09
	2	6,766	6,772	6	4.89	4.73	0.03
	3	7,027	7,061	34	3.90	4.04	0.04
	4	6,579	6,613	34	4.23	4.17	0.01
	5	6,835	6,887	52	4.27	4.22	0.01
F	1	6,686	6,762	76	4.58	4.59	0.00
	2	6,941	6,934	7	5.12	5.65	0.09
	3	7,158	7,126	32	4.72	4.73	0.00

3.2 석탄화력발전소의 온실가스 배출계수 산정방법

연료연소에 의한 CO_2배출량은 연료의 특성에 따라 그 양이 결정된다. 즉, 연료에 함유된 탄소함유량, 연료의 발열량, 그리고 연료의 산화율이 가장 중요한 변수로 작용한다. 연료에 함유된 탄소함유량은 정확한 수치를 알면 계산식을 이용해 배출량을 계산할 수 있다. 또한 연소조건이나, 연소기술, 연소로의 특성에 따라, 또는 연료의 특성, 조성, 산지등에 따라 연료의 발열량이나, 산화율이 결정되기 때문에 중요한 변수로써 고려해야 할 것이다.

본 연구는 석탄의 발열량 분석 및 원소 분석, 공업분석 값을 이용하여 국내 석탄화력발전소에서 사용하는 석탄의 온실가스 배출계수를 산정하고 배출량을 구하고자 한다.

3.2.1 온실가스 배출계수 산정방법의 종류

<그림 >은 2006 IPCC G/L에서 제시하고 있는 연료연소부분의 배출량 산정방법을 결정하기 위한 의사결정도이다. 위 의사결정도는 일반적으로 고정연소부문의 온실가스 배출계수 산정에 적용이 가능하다.

의사결정도에서 언급하고 있는 측정이란 기본적으로 연속측정을 의미하며, 이러한 연속측정은 대규모 고정연소시설에서 적용 가능하다. 단, 연소시설의 운전조건 등에 민감하게 변화할 수 있는 Non-CO_2온실가스 배출량 측정 시에는 누적 측정이 적용될 수 있으며, 이는 연속측정보다 정확한 배출량 산정 자료를 제공할 수 있다.

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

그러나 측정되지 않은 배출원이 있는 경우, Tier 3 배출량 산정방법과 Tier 2 배출량 산정방법을 조합하여 사용할 수 있다. 측정된 배출원에 대해서는 Tier 3 배출

량 산정방법을 조합하여 사용하며, 측정되지 않은 배출원의 경우는 해당부문의 국가고유배출계수를 이용하여 Tier 2 배출량 산정방법을 사용한다.

또한 측정되지 않은 배출원에 대한 국가고유배출계수가 확립되지 않은 경우는 Tier 3 배출량 산정방법과 Tier 1 배출량 산정방법을 조합하여 사용할 수 있다. 단, 측정되지 않은 배출원이 해당국가의 Key category에 해당한다면 국가고유배출계수를 우선적으로 산정해야 한다.

측정에 대한 정도관리가 충분하지 못했을 경우 국가고유배출계수를 이용한 Tier 2 배출량 산정방법을 사용할 수 있다. 국가고유배출계수가 확립되지 않았다면, IPCC에서 제시하는 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.

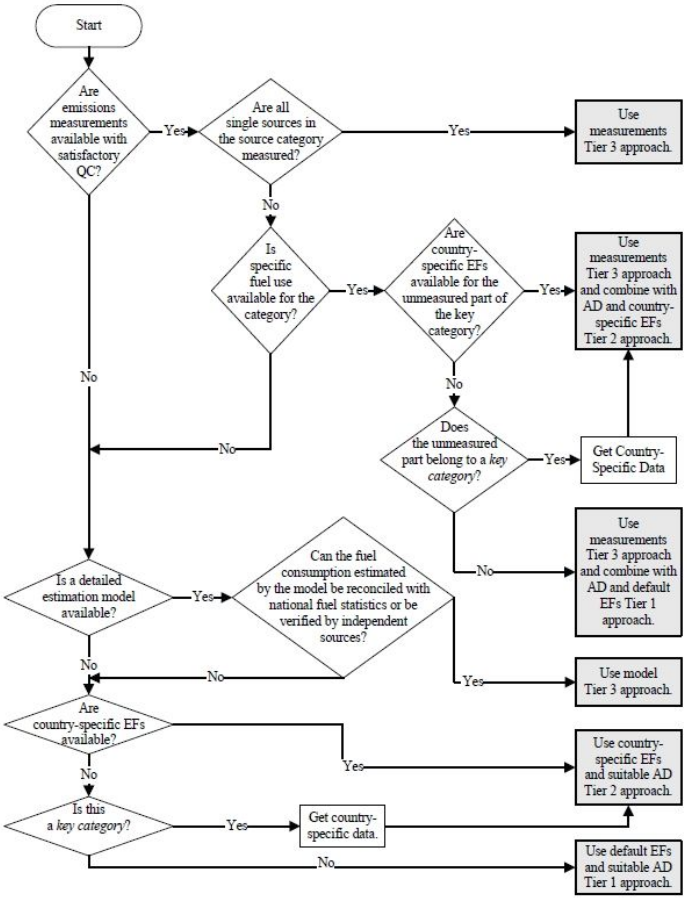

Figure 8. Generalised decision tree for estimating emissions from fuel combustion

3.2.2 온실가스 배출계수 산정방법

1996년 가이드라인과 IPCC 우수실행지침에서처럼 가장 간단하고, 가장 많이 쓰이는 방법론은 인간활동이 행해지는 영역 에 대한 정보와 단위활동당 대출 또는 흡수를 정량화하는 계수를 결하하는 것으로 이를 배출계수라 한다.

따라서 배출계수를 구하는 기본 방정식은 다음과 같이 정의될 수 있다.

$$Emission = AD \times EF \qquad (1)$$

AD = Activity Data(활동도)

EF = Emission Factor(온실가스 배출계수)

Emission = 온실가스 배출량

예를 들어 본 연구에서 수행하는 에너지 부분의 고정연소 부분에서 전력생산량이나, 연료소비량 등을 활동도로, 연료의 탄소함유량을 통해 총 배출량을 산정하여 배출계수를 산정할 수 있을 것이다.

CO_2 배출계수는 IPCC에서 제시하고 있는 연료분석을 이용하는 방법으로 Table 15에서 제시한 것과 같이 산정하였다. CO_2 배출계수는 다음과 같이 5단계의 Work - sheet를 이용하여 산정하게 되는데, 1단계에서는 CO_2 배출량에 가장 큰 영향을 미치는 탄소함량과 총수분량 그리고 수소함량 및 고유수분 값 등을 입력한다. 2단계에서는 연료의 발열량, 연료소비량 등을 입력한다.

3단계에서는 1,2단계에서 계산한 탄소함량 및 저위발열량에 산화율을 적용하는 단계이다. 4단계에서는 3단계에서 계산한 탄소배출량을 활동도로 나누어 탄소배출계수를 구하는 단계이며, 5단계는 4단계에서 구한 탄소배출계수에 44/12를 곱하여 최종적인 CO_2배출계수를 산정한다.

Table 15. Calculation work-sheet to get CO_2 emission factor by fual analysis in this study

Step 1 (Fuel Data)				
Item	Carbon of Fual (as received basis)	Total Moisture	Inherent moisture	Hydrogen
Sub - item	A	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 C emission
Sub - item	G	H	I	J
Unit	ton C/TJ	Gg/hr		Mg/hr
Calculation	(A/10)/C	F*G*10^3		H*I*1000

Step 4 (Carbon emission factor)			
Item	C emission factor		
Sub - item	K	L	M
Unit	Kg/GJ	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	Kg/TJ	Mg/ton	Mg/MWh
Calculation	k * (44/12) * 1000	L * (44/12)	M * (44/12)

4. 연구결과

4.1 배출계수 산정을 위한 석탄분석 결과

4.1.1 무연탄 분석결과

가. 발열량 분석결과

석탄의 발열량은 수분량 고려에 따라 총 발열량과 순 발열량으로 구분할 수 있다. 수분함량을 기준으로 인수식, 기건식, 건식 발열량으로 구분할 수 있다. 일반적으로 발열량 분석은 기건식이나 건식 발열량으로 분석을 수행한다. 하지만 2006 IPCC G/L에서는 온실가스 배출계수를 산정시에 인수식 순 발열량을 사용하도록 규정하고 있다. 화력발전소에서 사용하는 무연탄의 연도별 발열량은 <표 16>에서 보는바와 같다. 인수식 순 발열량을 기준으로 살펴보면 2002년부터 2004년까지 4,327 ~ 4,329 Kcal/kg범위를 보여 거의 일정한 수준을 보이고 있는 것으로 조사되었다.

Table 16. Result of anthracite caloritic values during 2002 ~ 2004

Year	As received base	
	GCV (Kcal/kg)	NCV (Kcal/kg)
2002	4,623	4,537
2003	4,650	4,568
2004	4,681	4,593
Average	4,651	4,565
S.D	306	309

국내산 무연탄의 발열량은 <표 17>에서 보는바와 같다. 국내 발전소에서 사용하

는 국내산 무연탄은 총 5개 광업소[10]에서 채굴하는 석탄을 이용하고 있다. 경동광업소에서 생산된 무연탄의 인수식 순발열량은 4,543 kcal/kg으로 가장 높았으며 이는 가장 낮은 발열량을 보인 도계광업소에 비해 약 4.2 % 높은수준이다. 전체적으로 4,570 ~ 4,384 Kcal/kg의 범위를 보였다.

Table 17. Result of calorific values in this study by anthracite field

area	As received base	
	GCV (Kcal/kg)	NCV (Kcal/kg)
Kyongdong	4,643	4,570
Taebaek	4,559	4,482
Dokyei	4,460	4,384
Jangsong	4,508	4,426
Taian	4,496	4,418

10) 경동광업소, 태백광업소, 도계광업소, 장성광업소, 태안광업소

나. 무연탄의 원소분석 결과

<표 18> 국내산 무연탄의 원소분석결과에서 보는 바와 같이 온실가스 배출량과 가장 연관이 깊은 탄소의 함량은 62.60 ~ 63.20 %의 범위에서 증감을 반복하고 있었으며, 매년 감소하는 추세를 보인 황을 제외한 다른 원소들도 비슷한 경향을 보이고 있다.

Table 18. Annual anthracite Elemental analysis results in this study

Unit : %

Year	C	H	O	N	S
2002	62.66	1.23	0.42	0.39	0.62
2003	63.20	0.74	1.36	0.28	0.55
2004	62.60	1.10	0.73	1.03	0.56
Average	62.82	1.02	0.84	0.57	0.58

다음 <표 19> 는 국내 무연탄의 산지별 원소분석 결과이다. 탄소함유량의 경우 산지별로 차이가 년도별 탄소함유량 자료보다 확연히 차이를 보이고 있다. 가장 높은 수치를 보인 경동광업소가 65.09로 가장 높은 수치를 보이고 있으며, 두 번째로 높은 탄소함유량을 보인 태백광업소가 63.32 %, 다음으로 도계광업소, 태안광업소가 뒤를 이었으며, 장성광업소가 61.93 %로 가장 낮은 수치를 보였다. 이외 다른 원소 함량의 경우 각 광업소별로 최대 0.09 % 정도 차이를 보이고 있다.

Table 18. Result of elemental analysis in this study by anthracite field

Unit : %

producing area	C	H	O	N	S
Kyongdong	65.09	0.95	0.61	0.52	0.58
Taebaek	63.32	1.04	0.62	0.49	0.60
Dokyei	62.66	1.01	0.57	0.49	0.45
Jangsong	61.93	1.08	0.93	0.56	0.47
Taian	62.23	1.03	0.53	0.56	0.58

다. 공업분석 결과

국내산 무연탄은 다른 석탄에 비해 매우 다른 특성을 보이고 있다. 연도별 고유수분의 양은 2004년 4.64 %로 가장 높았고 2002년 4.25 %로 가장 낮은 수치를 보이고 있다. 또한 고정탄소의 경우 2004년 56.60 %로 가장 높았고, 2003년 55.90%로 가장 낮은 수치를 보였다. 또한 회분의 경우 다른 석탄에 비해 매우 높은 수치를 보이고 있다. 가장 높은 회분함량을 보인 2003년은 32.69 %, 가장 낮은 수치를 보인 2004년은 32.13 %였다. 이 수치는 해외에서 수입하는 다른 석탄에 비해 2배 이상 높은 수치로 국내산 무연탄의 단위 무게 당 낮은 발열량의 가장 큰 원인으로 풀이된다.

Table 19. Annual anthracite proximate analysis results in this study

Unit : %

Year	S.M	I.M	F.C	V.M	Ash
2002	4.25	4.20	55.97	7.23	32.60
2003	4.51	4.12	55.90	7.29	32.69
2004	4.64	3.96	56.60	7.31	32.13
Average	4.47	4.09	56.16	7.28	32.47

다음 <표 20>은 국내산 무연탄의 산지별 공업분석 결과를 나열한 것이다. 경동광업소의 경우 고정탄소의 함량이 다른 광업소와 확연히 높은 수치를 보이고 있다. 또한 회분의 함량도 경동광업소의 무연탄이 가장 낮은 수치를 보이고 있는 것으로 나타났다. 이와 같이 국내산 무연탄 분석결과는 연도별로는 소폭의 증감을 반복하고 있었으나, 산지별로는 분석결과가 상이하게 다르게 나타나고 있다. 또한 발열량이 가장 높았던 경동광업소의 경우 탄소함량, 고정탄소 및 회분의 함량이 다른 탄광에 비해 비교적 큰 차이를 보이고 있음을 미루어 볼 때 석탄의 산지별 특성 및 산지별 사용량에 따라 발열량값 나아가서 온실가스 배출량 또한 변화할 수 있음을 보여주는 중요한 지표라 할 수 있을 것이다.

Table 20. Result of proximate analysis in this study by anthracite field

Unit : %

producing area	S.M	I.M	F.C	V.M	Ash
Kyongdong	4.32	4.20	58.06	6.98	30.76
Taebaek	4.31	4.09	56.96	7.06	31.89
Dokyei	4.38	4.03	55.97	7.02	32.99
Jangsong	4.75	3.89	55.60	7.12	33.39
Taian	4.35	4.15	55.31	7.34	33.20

4.1.2 유연탄 분석 결과

가. 발열량 분석결과

다음 Table 21은 발전소에서 사용하는 연료용 유연탄의 인수식 발열량이다. 유연탄의 경우 국내산 무연탄에 비해 발열량 값이 매우 크다는 것을 알 수 있으며, 인수식 총발열량을 기준으로 6,129 kcal/kg ~ 6,297 kcal/kg의 범위를 보이고 있다.

Table 21. Annual bituminous coal calorific values results in this study

Year	As received base	
	GCV (Kcal/kg)	NCV (Kcal/kg)
2003	6,297	6,045
2004	6,129	5,816
2005	6,162	5,742
Average	6,225	5,962
S.D	215	222

유연탄의 산지별 발열량은 년도별 발열량 분석자료보다 확연한 차이를 보인다. <표 22>는 국내에서 사용하는 연료용 유연탄의 산지별 발열량을 나타낸 것으로, 표에서 보는 바와 같이 인수식 총 발열량을 기준 호주의 유연탄이 6,225 kcal/kg로 가장 높았고 러시아의 유연탄이 6,188 kcal/kg로 가장 낮은 수치를 보이고 있다.

Table 22. Producing area bituminous coal calorific values results in this study

producing area	As received base	
	GCV (Kcal/kg)	NCV (Kcal/kg)
Russia	6,188	5,804
China	6,198	5,816
Canada	6,202	5.897
Australia	6,225	5,962

나. 원소분석 결과

다음은 유연탄의 년도별 원소분석 결과이다. 각 연도별로 원소분석결과에 큰 차이는 보이지 않고 있다. 하지만 국내산 무연탄에 비해 C함량이 높고 반대로 S함량이 낮은 것을 확인 할 수 있었다.

Table 23. Annual bituminous coal elemental analysis results in this study

Unit : %

Year	C	H	O	N
2003	72.87	5.61	7.96	1.43
2004	73.12	4.41	7.81	1.50
2005	72.84	4.44	7.31	1.53
Average	72.94	4.82	7.69	1.49

다음 <표 24>는 유연탄의 산지별 원소분석 결과이다. 년도별 원소함량과 다르게 산지별 원소함량은 산지별로 비교적 큰 차이를 보이고 있었다. 가장 낮은 발열량을 보인 중국 유연탄의 탄소함량이 75.43 %로 가장 높은 수치를 보이고 있으며, 가장 높은 발열량을 보인 남아공의 유연탄이 72.18 %로 2번째 높은 탄소함량을 보이고 있다. 하지만 이 차이는 약 3.24 %로 비교적 큰 차이다

Table 24. Result of elemental analysis in this study by bituminous coal field

Unit : %

producing area	C	H	O	N
Republic of South Africa	72.18	3.94	6.77	1.72
Russia	71.90	4.53	7.81	1.69
China	75.43	4.66	9.50	1.05
Canada	71.29	5.23	11.22	0.95
Australia	71.73	4.52	6.45	1.67

다. 공업분석 결과

다음 <표 25>는 연도별 유연탄의 공업분석 결과이다. 연도별로 고정탄소 함량은 2006년 54.87 %로 가장 높고 매년 조금씩 감소하여 2009년 53.27 %의 수치를 보였다. 나머지 고유수분, 휘발분, 회분의 경우 모두 연도별로 소폭의 증감을 계속하고 있었다. 특히 국내산 무연탄과 비교하여 살펴보면 무연탄과 고정탄소는 비슷한 함량을 보이고 있으나, 휘발분이 4배 이상 높고 회분이 2배 이상 낮은 것으로 조사되었다.

Table 25. Annual bituminous coal proximate analysis results in this study

Unit : %

Year	S.M	I.M	F.C	V.M	Ash
2003	7.69	3.85	54.87	28.88	12.40
2004	7.50	4.70	53.54	29.91	11.84
2005	7.79	4.27	53.48	29.51	12.74
Average	7.66	4.27	53.96	29.43	12.33

다음은 유연탄의 산지별 공업분석 결과이다. 산지별로 석탄의 특성을 살펴보면 년도별 자료와 다르게 공업분석 결과가 산지별로 상이하다는 것을 알 수 있다. 발열량이 가장 높은 남아공의 유연탄이 고정탄소의 함량도 57.14 %로 가장 높음을 확인할 수 있었다. 다음으로 높은 중국의 유연탄이 44.75 %로 2번째로 높았으며, 캐나다의 유연탄이 44.75 %로 가장 낮음을 알 수 있다. 특히나 캐나다의 유연탄은 다른 산지의 유연탄보다 회분의 함량이 최소 1.7배 이상 높아 다른 유연탄과 상이한 특성을 보이고 있었다.

Table 26. Result of proximate analysis in this study by bituminous coal field

Unit : %

producing area	S.M	I.M	F.C	V.M	Ash
Republic of South Africa	5.04	2.92	57.14	25.64	14.30
Russia	6.60	3.62	52.03	31.17	13.17
China	8.99	5.36	55.09	30.96	8.59
Canada	6.03	5.99	44.75	23.30	25.96
Australia	7.15	3.71	53.45	28.21	14.64

4.1.3 아역청탄 분석결과

가. 발열량 분석결과

국내에서 사용하는 아역청탄의 경우 인도네시아에서 전량 수입하고 있다. 아역청탄과 유연탄의 분류기준은 ASTM규격을 기본으로 부착수분 및 휘발분의 함량을 통해 유연탄과 구분하였다.

국내에서 사용하는 아역청탄의 발열량은 다른 석탄에 비해 년도별로 비교적 큰 차이를 보이고 있다. 2002년 5,174 kcal/kg, 2003년 5,002 kcal/kg, 2008년 5,024 kcal/kg으로 발열량이 2002년과 2003년에 174 kcal/kg 정도 감소하다가 2003년과 2004년에 서로 비슷한 발열량을 보이는 것으로 나타났다.

Table 27. Annual sub-bituminous coal calorific values results in this study

Year	As received base	
	GCV (Kcal/kg)	NCV (Kcal/kg)
2002	5,506	5,174
2003	5,351	5,002
2004	5,336	5,024
Average	5,387	5,043
S.D	412	418

나. 원소분석 결과

아역청탄의 발열량 분석과 상이하게 원소함량은 년도별로 큰 차이를 보이지 않고 있다. C함량은 2002년 69.73 %에서 2004년 70.67 %로 약 0.86 % 증가하였다가, 이

후 점점 감소하는 추세를 보였다. H함량은 2002년 8.55 %로 가장 높은 수치를 기록했으며, 2003년 5.06 %로 감소한 이후 소폭의 증감을 반복하였다.

Table 28. Annual sub-bituminous coal Elemental analysis results in this study

Unit : %

Year	C	H	O	N	S
2002	69.73	8.55	15.93	1.31	0.42
2003	70.67	5.06	15.43	1.44	0.51
2004	70.51	5.08	15.24	1.38	0.60
Average	70.30	6.23	15.53	1.38	0.51

다. 공업분석 결과

아역청탄의 공업분석결과는 원소분석결과와 동일하게 년도별 비슷한 결과를 보이고 있다. 아역청탄의 경우 유연탄에 비해 탄화도가 낮은 탄으로 부착수분 함유량 및 휘발분의 함량이 매우 높고, 고정탄소의 함량이 상대적으로 낮은 것으로 알려져 있다. 특히 국내에서 사용하는 아역청탄은 휘발분이 약 40 %로 매우 높고, 고유수분의 함량도 10.26 ~ 12.44 %로 다른 석탄에 비해 매우 높은 함량을 보이고 있다.

Table 29. Annual bituminous coal proximate analysis results in this study

Unit : %

Year	S.M	I.M	F.C	V.M	Ash
2002	7.72	10.26	43.26	39.85	6.63
2003	8.15	10.99	43.30	39.68	6.03
2004	8.94	11.16	42.82	39.72	6.31
total	8.27	10.80	43.13	39.75	6.32

4.1.4 석탄의 종류별 분석결과 비교

위 석탄은 종류별로 매우 뚜렷한 특징을 가지고 있으며, 같은 종류의 석탄이라도 산지에 따라 특성이 큰 차이를 보이고 있음을 알 수 있다. 발열량의 경우 국내산 무연탄이 높은 회분함량으로 인해 가장 낮았고, 탄화도가 가장 낮은 아역청탄이 그 다음으로 높았으며, 유연탄의 발열량이 가장 높았다. 또한 고정탄소의 경우 유연탄과 무연탄이 비슷한 수치를 보이고 있으며, 아역청탄이 약 8 % 정도 낮은 수치를 보였다. 특히 회분의 함량은 확연한 차이를 보이고 있었는대 국내산 무연탄에 비해 유연탄의 회분함량이 2배 이상 낮은 것으로 나타났고 이보다 아역청탄은 약 6.0 % 범위로 가장 낮은 수치를 보였다. 휘발분은 반대로 아역청탄이 약 40%로 매우 높았고 유연탄이 약 25%, 국내산 무연탄이 약 7 %로 가장 낮은 수치를 보였다. 또한 국내산 무연탄과 아역청탄과 달리 국내 사용량이 가장 많은 유연탄이 산지가 매우 다양하였으며, 산지별 특성도 큰 차이를 보이고 있다.

다음 표는 석탄의 종류별 분석값의 최종 평균값을 통해 석탄의 종류별로 비교한 것이다.

Table 30. Comparative analysis of coal type in this study

	As received base		C	H	O	N	S	S.M	I.M	F.C	V.M	Ash
	GCV (Kcal/kg)	NCV (Kcal/kg)	%					%				
국내산 무연탄	4,651	4,565	62.82	1.02	0.84	0.57	0.58	4.47	4.20	56.16	7.28	32.47
연료용 유연탄	6,225	5,962	72.94	4.82	7.79	1.49	0.44	7.66	4.27	53.96	29.51	12.33
아역청탄	5,387	5,043	70.30	6.23	15.53	1.38	0.51	8.27	10.80	43.13	39.75	6.32

4.2 석탄의 CO_2 배출계수 산정

4.2.1 석탄의 종류별 산지별 CO_2 배출계수

본 연구에서 지금까지 국내 석탄화력발전소의 배출계수를 개발하기 위해 발전소에서 사용하는 석탄의 종류별, 산지별 발열량과, 탄소함량을 산출하였다. 또한 CO_2 온실가스 배출계수를 산정함에 있어서, 배출계수를 산정하는 절차에 대해 언급하였다. 이러한 변수들과 방법을 이용해 석탄의 CO_2 배출계수를 산정하였다.

또한 실제 CO_2 배출계수를 산정할 시 중요한 요소 중 하나인 탄소산화율(Oxidation Factor)은 2006 IPCC G/L에서 제시하는 1을 사용하였다. 이는 발전소에서 사용하는 연료가 100 % 산화된다고 가정하는 것이다.

다음 <표 31> 와 <표 32> 는 국내산 무연탄의 배출계수를 산정한 것이다. CO_2 배출계수는 2004년 107.87 Kg CO_2 / GJ로 가장 높았으며, 2002년 107.32 Kg CO_2 / GJ로 가장 낮은 배출계수가 산정되었다.

산지별 배출계수는 장성광업소가 109.98 Kg CO_2 / GJ로 가장 높았으며, 경동광업소가 105.45 Kg CO_2 / GJ로 가장 낮은 배출계수가 산정되었다.

Table 31. CO_2 emission factors derived for anthracite by year

Year	Carbon content	Oxidation Factor	CO_2 Emission factor
	Kg C /GJ		Kg CO_2 / GJ
2002	29.27	1	107.32
2003	29.29	1	107.39
2004	29.42	1	107.87
Total	29.31	1	107.49

Table 32. CO_2 emission factors derived for anthracite by anthracite field

anthracite field	Carbon content	Oxidation Factor	CO_2 Emission factor
	Kg C /GJ		Kg CO_2 / GJ
Kyongdong	28.76	1	105.45
Taebaek	29.28	1	107.36
Dokyei	29.76	1	109.12
Jangsong	29.99	1	109.96
Taian	29.68	1	108.82

유연탄의 배출계수 산정은 <표 33>와 <표 34>에서 보는 바와 같다. 2002년부터 2004년까지CO_2 배출계수는 90.12 Kg CO_2 / GJ에서 91.37 Kg CO_2 / GJ 범위로 산정되었으며 최종 배출계수는 90.92 kg CO2 / GJ로 산정되었다.

Table 33. CO_2 emission factors derived for bituminous coal by year

Year	Carbon content	Oxidation Factor	CO_2 Emission factor
	Kg C /GJ		Kg CO_2 / GJ
2002	24.76	1	90.78
2003	24.92	1	91.37
2004	24.58	1	90.12
Total	24.80	1	90.92

유연탄의 산지별 배출계수는 연도별 배출계수에 비해 비교적 큰 차이를 보이고 있다. 남아프리카 공화국산 유연탄의 배출계수가 89.24 Kg CO_2 /GJ로 가장 낮았고, 케나다산 유연탄의 배출계수가 91.92 Kg CO_2 /GJ로 가장 높은 발열량을 보이고 있다.

Table 34. CO_2 emission factors derived for bituminous coal by bituminous coal field

bituminous coal field	Carbon content	Oxidation Factor	CO_2 Emission factor
	Kg C /GJ		Kg CO_2 / GJ
Republic of South Africa	24.34	1	89.24
Russia	24.42	1	89.54
China	24.77	1	90.82
Canada	25.07	1	91.92
Australia	24.81	1	90.97

아역청탄의 배출계수는 <표 35>에서 보는 바와 같다. 아역청탄의 배출계수는 년도별로 점점 증가하고 있으며, 가장 높은 배출계수를 보인 2004년은 93.13 Kg CO_2 / GJ였다. 이는 가장 낮은 2002년 배출계수에 비해 2.1 % 높은 것이다. 아역청탄의 최종배출계수는 92.88 Kg CO_2 / GJ으로 산정하였다.

Table 35. CO_2 emission factors derived for sub-bituminous coal by year

Year	Carbon content	Oxidation Factor	CO_2 Emission factor
	Kg C /GJ		Kg CO_2 / GJ
2002	24.88	1	91.23
2003	25.34	1	92.91
2004	25.40	1	93.13
Total	25.33	1	92.88

위 결과를 이용하여 최종 배출계수를 산정한 결과는 <표 26>에서 보는 바와 같다. 무연탄의 배출계수는 107.49 Kg CO_2 / GJ로 산정되었으며, 발전소에서 사용하

는 유연탄은 90.92 Kg CO_2 / GJ, 아역청탄은 92.97 Kg CO_2 / GJ로 산정되었다.

Table 36. CO_2 emission factors derived for coal

	Type	CO_2 Emission factor
		Kg CO_2 / GJ
This study	Anthracite	107.49
	Bituminous coal	90.92
	Sub Bituminous coal	92.97

4.2.2 국내외 석탄의 CO_2 배출계수 비교

본 연구에서 개발한 배출계수와 IPCC 및 부속서 1 국가의 국가인벤토리보고서(NIR)에서 제시한 석탄 온실가스 배출계수와 비교하였다.

다음 <표 37>은 IPCC의 기본배출계수 및 각국의 배출계수와 비교한 것이다. IPCC는 연료별로 발열량 및 탄소함량, 그리고 기본배출계수를 제시하고 있다. 무연탄의 경우 98.3 Kg CO_2 / GJ로 본 연구에서 산정한 배출계수보다 9.3 % 낮게 산정되었으며, 유연탄은 94.6 Kg CO_2 / GJ로 본 연구에서 산정한 배출계수보다 3.9 % 높았으며, 아역청탄은 96.1 Kg CO_2 / GJ로 본 연구에서 산정한 배출계수보다 3.3 % 높은 것으로 나타났다. 필란드의 배출계수는 IPCC 배출계수와 동일한 배출계수를 사용하고 있는 것으로 나타났다. 일본의 경우 IPCC나 일반적인 국가와 다르게 인수식 저위발열량이 아닌 인수식 고위발열량을 이용하여 배출계수를 산정하고 있다. 호주의 경우 각 발전소에서 사용하는 연료의 정보를 이용하여 Plant별 개별 배출계수를 개발하였으며, 영국은 발열량이 아닌 연료사용량을 이용하여 배출계수를 산정하고 있다. 본 연구에서 개발한 배출계수는 IPCC 및 각국의 배출계수와 상대적으로 높은 배출계수가 산정되었다.

Table 37. Comparison of CO_2 emission factors

	Type	CO_2 Emission factor
		Kg CO_2 / GJ
IPCC	Anthracite	98.3
	Other Bituminous coal	94.6
	Sub Bituminous coal	96.1
This study	Anthracite	107.49
	Other Bituminous coal	90.92
	Sub Bituminous coal	92.97
Australian	Power plant (Butumi)	84.0 ~ 96.4
JAP	Coal - Power station	94.27*
	Hard Coal, Anthracite, Lignite	93.35*
FIN	Anthracite	98.3
	Other Bituminous coal	94.6
U.K	Other Bituminous coal	614 Kt(CO2)/Mt(Fual)

* Using Gross Crlorific Value

4.2.3 국내 석탄화력발전소의 CO_2 배출량 산정

본 연구에서 산정한 CO_2 온실가스 배출계수를 이용하여 배출량을 산정했으며, 동시에 IPCC 기본배출계수를 이용하여 배출량을 산정하여 비교하였다. 본 연구에서 개발한 온실가스 배출계수를 이용하여 2002 ~ 2004년까지 배출량을 산정한 결과 352 만 Mton CO_2였으며, IPCC 기본배출계수를 이용하여 배출량을 산정한 결과 416 만 Mton CO_2로 산정되었다. 본 연구에서 산정한 CO_2 온실가스 배출량과 IPCC 기본배출계수를 이용한 CO_2 온실가스 배출량과 비교한 결과 약 15 % 정도 로 비교적 큰 차이를 보이고 있었다. 따라서 국가 온실가스 배출계수를 계발하고 주기적인 측정을 통한 석탄 통계자료의 확보가 매우 중요할 것으로 사료된다.

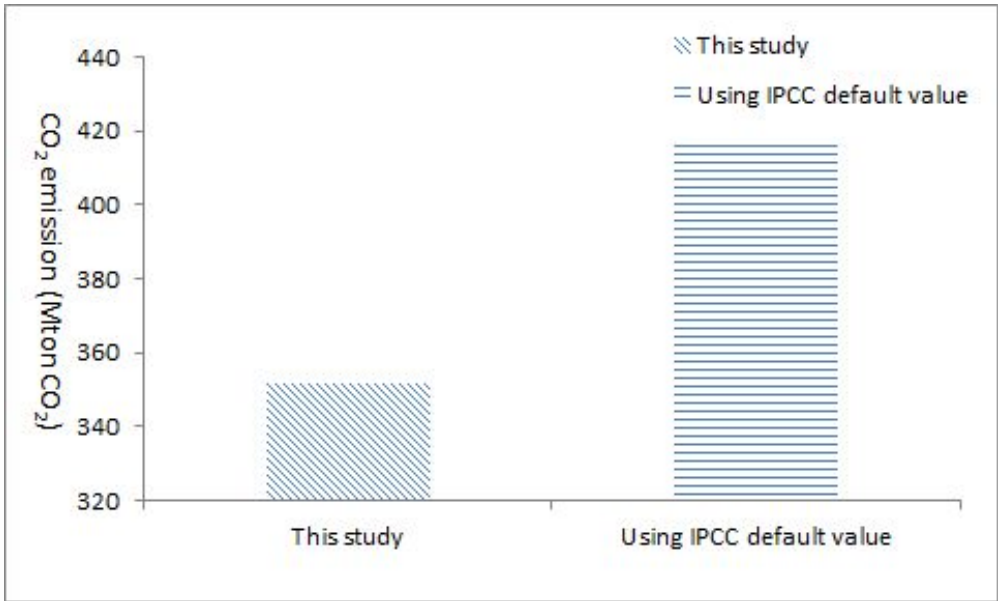

Figure 9. CO_2 emission of coal thermoelectric power plant in thes study and using IPCC default value

5. 결론

본 연구는 국가온실가스 배출량중 가장 높은 비중을 차지하는 에너지부문 배출량 중에서 사용량이 가장 많은 석탄화력발전부문을 대상으로 온실가스 배출계수를 산정하였다. 국내 석탄화력발전소의 CO_2 배출계수를 산정하기 위해 국내에서 사용하는 석탄의 종류별 산지별 발열량, 원소분석, 공업분석 자료를 수집하고, 이에 대한 QA/QC를 실시하였으며, 이를 통해 온실가스 배출계수 및 최종 온실가스 배출량을 산정하였다.

국내 석탄화력발전소에서 사용하는 석탄은 국내산 무연탄, 유연탄, 아역청탄 등이 있다. 국내산 무연탄은 인수식 순발열량 기준 4,565 Kcal/kg이였으며, 유연탄은 이보다 높은 5,962 Kcal/kg, 아역청탄은 중간인 5,043 Kcal/kg로 평가되었다. 탄소함량은 국내산 무연탄이 63.05 %, 유연탄이 72.89 %, 아역청탄이 69.81 %로 평가되었다. 각 연도별로 석탄의 특성은 큰 차이를 보이지 않고 있었으나, 산지별로는 연도별 석탄특성에 비해 비교적 뚜렷한 차이를 보이고 있었다.

앞서 산출된 결과를 활용하여 국내온실가스 배출계수를 산정한 결과 무연탄 107.49 Kg CO_2 /GJ, 유연탄 90.91 Kg CO_2 /GJ, 아역청탄 92.88 Kg CO_2 /GJ로 산정되었다. 이는 IPCC에서 제시하는 기본배출계수와 비교하여 비교적 낮은 배출계수가 산정된 것으로 이는 석탄의 발열량 및 원소함량, 회분함량 등 석탄 고유의 특성에 의한 것으로 사료된다. 또한 다른 국가와 배출계수를 비교하면 Tier 3 방법으로 배출계수를 산정한 호주는 유연탄의 배출계수인 84.0 ~ 96.4 Kg CO_2 /GJ로 산정되어 본 연구에서 산정한 배출계수의 범위와 비슷한 것으로 나타났으며, 이외 일본, 필란드 등은 IPCC 기본배출계수를 자국의 배출계수로 활용하고 있다.

본 연구결과 석탄의 종류별 발열량 특성이 연도별로 큰 차이를 보이지 않고 있는 것으로 나타났으나, 최근 수입처의 변화로 인해 석탄의 특성의 변화가 뚜렷해질 것

으로 예상된다. 또한 국내에서 생산되는 무연탄의 소비가 점점 감소하고 유연탄 및 아역청탄의 사용량이 점점 증가하고 있으며, 유가상승으로 인해 석유의 사용량이 감소함에 따라 국내 화석에너지 이용에 따른 배출량의 변화도 커질것으로 사료된다. 따라서 보다 정확한 온실가스 배출계수를 산정하기 위해서는 다양한 연료와 에너지 소비시설을 대상으로 한 Cauntey-sprcific emission factor의 개발이 무엇보다 중요할 것이다. 특히 국내 화석연료 소비 중 가장 높은 비율을 차지하는 석탄에 대한 보다 정확한 통계자료를 확보하기 위해 매년 석탄 통계자료를 확보하고 배출량을 산정하는 연구가 지속적으로 이루어져야 할 것으로 사료된다.

참고문헌

산업자원부, 2006, 온실가스 국가배출계수 마련을 위한 기반연구

산업자원부, 2006, 제 3차 전력수급 기본계획

에너지경제연구원, 2009, 에너지통계연보

에너지관리공단, 2006, 국내 석탄류 시료채취 및 분석실험(최종보고서)

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 배출 특성 연구 - 유연탄화력발전소의 이산화탄소를 중심으로 -, 한국대기환경학회지, Vol. 22, No.1, 107 - 116.

한국표준협회, 1990, 석탄 이용 기술 용어, KS E 0006

한국표준협회, 1996, 석탄류 및 코크스류의 원소 분석 방법, KS E 3712

한국표준협회, 1997, 석탄류 및 코크수류의 샘플링 방법 및 전수분·습분 측정 방법, KS E 3702

한국표준협회, 1999, 석탄류 및 코크스류의 샘플링, 분석 및 시험방법 통칙, KS E 3709

한국표준협회, 2001, 석탄 및 코크스류의 발열량 측정 방법, KS E 3707

한국표준협회, 2001, 석탄류 및 코크스류의 공업분석 방법, KS E 3705

한국표준협회, 2003, 석탄 및 코크스 - 서로 다른 분석법에 의한 계산, KS E ISO 1170

한국표준협회, 2003, 고체 광물 연료 - 용어 - 제1부: 석탄 제조와 관련된 용어, KS E ISO 1213-1

한국표준협회, 2003, 역청탄 및 무연탄의 암석학적 분석 방법 - 제2부: 석탄 시료 준비 방법, KS E ISO 7404-2

한국표준협회, 2005, 하드콜 및 코크스 - 기계식 샘플링 - 제3부: 석탄-고정 로트에서의 샘플링, KS E ISO 13909-4

한국표준협회, 2005, 하드콜 및 코크스 - 기계식 샘플링- 제4부: 석탄-시험용 시료의 조제, KS E ISO 13909-4

한국표준협회, 2007, 고체 광물 연료 - 석탄(하드콜) - 일반 분석 시험시료의 질소분위기 건조에 의한 수분 측정, KS E ISO 11722

한국표준협회, 2008, 석탄의 분류, KS E ISO 11760

환경관리공단, 2008, 국가 온실가스 배출계수 총괄관리방안 연구

환경관리공단, 2008, 기후변화 2007 영향, 적응 및 취약성

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

ASTM International, Standard Test Method for Total Moisture in Coal, D 3302 - 05

ASTM International, Standard Practice for Calcilating Coal and Coke Analyses from As-Determined to Different Bases, D 3180 - 89 (Reapproved 2002)

ASTM International, Standard Practice for Preparing Coal Samples for Analysis, D 2013 - 04

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 DEGASES DE EFECTO INVERNADERO DE ESPAÑA AÑOS 1990-2005

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

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

Greenhous gas Calculation Tool

WRI/WBCSD, 2002, Measuring to Manage : A Guide to Designing GHG Accounting and Reporing 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 greenhouse gas(CO_2) emission factors of coals used in Korea

Kim Okhun
Department of Earth & Environmental Sciences
Sejong University

2009 Korea Meteorological Administration in the last 100 years the average temperature rose by 1.7 ℃, the average global temperature increase showing symptoms more than 2 times higher than that announced. This global problem of climate change is the issue of, to solve this problem all over the world to reduce greenhouse gas emissions and strategies for national, has been performed. For national greenhouse gas emission reductions to determine the exact emissions should be followed first. Accordingly, the IPCC to publish guidelines for national greenhouse gas emissions, a methodology for calculating emissions is presented. Nation for these international efforts to revive the national report submitted to the IPCC. However, domestic greenhouse gas emissions are presented in the IPCC default emission factors are calculated by applying emissions, but more accurate for calculating emissions characteristics of a country reflect the national emission factor should be applied. Domestic

greenhouse gas emissions, especially of the most high-power sector (35.5% in 2006) when calculating greenhouse gas emissions, the country is considered very important.

In this study, the fossil fuel used in power generation sector most intensive coal-fired power plant greenhouse gas emissions targets are estimated coefficients. Greenhouse gas emissions from power plants from power plants that use coefficient of anthracite, bituminous coal, sub-bituminous coal, target child between 2002-2004 to 10 power plants using coal cargo vessel in calorific value, elemental contents were examined, and using this data emission factor was estimated to establish the reliability of the data for the plant and analyzed in this study Interlaboratory. The classification of coal is presented in ASTM D 388 standard were used.

As a result, domestic coal use in power plants received Gross calorific value of anthracite by 4,651 kcal / kg, bituminous coal, 5,962 kcal / kg, sub-bituminous coal 5,387 kcal / kg was investigated, because the ash content was significantly lower heating value of anthracite, bituminous The highest calorific value was investigated. When calculating emissions of greenhouse gas emissions of coal directly affect the carbon content of anthracite by 62.82%, bituminous coal 72.94% sub-bituminous coal, 70.30 %. The oxidation rate when calculating the emission factor of coal is presented in the IPCC CO_2 emission factor using a calculated result, the emission factor of anthracite is 107.49 kg CO_2 / GJ was estimated to bituminous coal emissions factor of 90.92 kg CO_2 / GJ was calculated based on was. Child blue emission factor of sub-bituminous coal 92.88 kg CO_2 / GJ has been estimated to be. In this study, the estimated coefficient of CO_2 emissions and IPCC default emission factors are presented in

comparison with anthracite, bituminous coal and coal emission factor for child blue than -9.3%, 3.9% and is showing a difference of 3.3%. In this study, the emission factor calculated using the IPCC default emission factors and emissions were calculated, respectively 352 Mton CO_2, 416 Mton CO_2 is estimated to be approximately 15% difference was seen. Therefore, the developing country coefficient of emission of greenhouse gases and through periodic measurement of coal is very important to obtain statistical data suggest.