

# 석탄발전 전력 생산 공정에서 CO<sub>2</sub> 배출 전과정에 대한 고열량탄 확대 효익\* : 연료 수송, 연소, 대기오염물질 및 발전부산물 처리 중심으로

정현록

한국남동발전(주) 기후변화대응부 차장

## Benefits of expanding high-calorific coal on the life cycle of CO<sub>2</sub> emissions for electricity generation in a coal power plant: Fuel transportation, combustion, air pollutant treatment, and by-product treatment

Jung, Hyun-Rock

Senior Manager, Climate Change Response Team, Korea South-East Power Company, Jinju, Korea

### ABSTRACT

Although closure of coal-fired power plants is being pursued as a major means of reducing greenhouse gases, such plants likely will remain in operation for a long time due to international, social, and economic considerations. In addition, the international community is promoting a carbon border adjustment mechanism and mandatory climate disclosure to reduce greenhouse gases. There is emphasis for key corporate players in greenhouse gas reduction to focus on the life cycle assessment at the business site. Therefore, to achieve carbon neutrality and respond to the demands of the international community until coal is obsolete, efforts to reduce and manage greenhouse gas emissions centered on the entire life cycle are necessary. Accordingly, this paper analyzed the benefits of increasing the use of high-calorific coal for the life cycle of CO<sub>2</sub> emissions for electricity generation in a coal power plant. To this end, the electricity generation process is divided into four stages of fuel transportation, combustion, air pollutant treatment and by-product treatment. For each stage, the CO<sub>2</sub> emission intensity (kgCO<sub>2</sub>/MWh) was analyzed in high-calorific, medium-calorific, and low-calorific coal. When high-calorific coal was expanded, CO<sub>2</sub> emissions decreased in the fuel transportation and combustion stages but increased in the air pollutant and by-product treatment stages. Overall, the life cycle of CO<sub>2</sub> emissions was shortened.

*Key words: Electricity Generation Process, CO<sub>2</sub> Emission Intensity, Coal Calorific Value, Life Cycle*

## 1. 서론

최근 몇십 년 동안 지구 표면 온도는 빠르게 상승하고 있으며, 급기야 2023년 7월 유엔사무총장은 지구 온난화(Global Warming) 시대가 끝나고 지구 열대화(Global Boiling) 시대가 시작되었다고 경고하는 상황까지 이르게 되었다. 이러한 기후변화에 대응하기 위해 세계 각국에서

는 파리협정에 따라 국가온실가스감축목표(Nationally Determined Contributions, NDC)를 수립하였으며, 이를 달성하기 위한 주요 방안으로 화석연료 사용의 중단과 재생에너지 확대 등을 대부분 선택하고 있다. 우리나라도 2030 온실가스 감축목표 달성을 위해 화석연료 기반 에너지 생산에서 저탄소 신기술 기반의 에너지전환을 선택하고 있으며(PCCNGG, 2023), 제10차 전력수급기본계획에

†Corresponding author : roogi@koenergy.kr (123beon-gil 32, Sadeul-ro, Jinju-si, Gyeongsangnam-do, 52852, Korea. Tel. +82-70-8898-1564) ORCID 정현록 0000-0002-8970-6274

Received: December 29, 2023 / Revised: February 7, 2024 / Accepted: March 25, 2024

\* 본 연구는 저자 개인의 의견이며, 소속 기관의 공식 의견과는 무관합니다.

서는 2030년 석탄발전의 발전량 비중을 제9차 전력수급 기본계획의 29.9%보다 10.2%p 축소된 19.7%로 결정하였다(MOTIE, 2023).

그러나 2022년 일어난 러시아-우크라이나 전쟁으로 촉발된 에너지 위기는 석탄발전 폐지에 제동을 걸고 있다. 몇몇 유럽 국가에서는 러시아산 가스 수급 차질로 석탄발전 재가동 및 수명연장 등을 계획하고 있으며(Lee, 2022), 우리나라도 에너지 안보 차원에서 석탄발전의 역할을 강조하며 에너지믹스 재조정의 필요성을 제기하고 있다(EKN, 2023). 온실가스 감축을 위해서는 석탄발전 폐지가 불가피하지만, 급격한 폐지 과정에서 전력공급의 안정성 저해, 전력 생산비용 상승 및 일자리 감소 등의 문제가 현실화하고 있기 때문이다. 이에 석탄발전의 온실가스 감축 방안으로 수소, 암모니아를 이용한 무탄소연료 혼소발전과 온실가스 포집, 활용 및 저장기술(CCUS, Carbon Capture, Utility and Storage)과 함께 발전효율 개선 및 고열량탄 확대 등이 논의되고 있다. 특히 석탄 연소 시 해당 석탄의 발열량이 높을수록 CO<sub>2</sub> 배출량이 감소하는 점을 이용한 고열량탄 확대 방안은 현시점에서 빠르게 적용할 수 있는 온실가스 감축 방안이라고 할 수 있다. 석탄발전소에서 사용하는 석탄은 안정적 설비운영과 경제적 전력 생산을 위해 다양한 탄종을 사용하고 있으며, 발열량에 따라 고열량탄, 중열량탄 그리고 저열량탄으로 분류하고 있다. 석탄의 발열량은 CO<sub>2</sub> 배출계수를 산정하는 데 중요한 인자 중 하나로 발열량이 높을수록 CO<sub>2</sub> 배출계수가 감소하는 경향을 보여(Jung, 2022), 석탄발전의 CO<sub>2</sub> 감축을 위한 효과적인 수단이 될 수 있다.

이러한 상황에서 국제사회는 온실가스 감축의 핵심 주체인 기업들에 대하여 기후변화 대응과 책임 있는 행동을 더욱 강조하고 있다. 유럽연합은 자국 내 환경규제 강화로 인한 탄소 누출 방지를 위해 2026년 1월부터 탄소국경조정제도(CBAM, Carbon Border Adjustment Mechanism)를 본격적으로 시행할 예정이며(Kang, 2023), 기후변화가 기업의 재무성과에 미치는 영향을 파악하고 이에 대한 정보공개 및 투자자의 의사결정 지원을 위해 유럽연합과 미국에서는 기후공시 의무화를 추진하고 있다(KOSIF, 2023). 이 제도들이 가지고 있는 공통 사항은 현재의 사업장 단위 온실가스 배출량 관리에서 전과정 중심의 관리로 전환해야 한다는 것으로, 이를 위해 기존 조직 경계 내에서 배출되는 온실가스 이외 가치사슬에서 배출되는 온실가스에 대한 전과정평가(LCA, Life Cycle Assessment)가 필요하다.

따라서 석탄발전이 폐지되기까지 제 역할을 하기 위해서는 온실가스 감축 노력과 함께 국제사회 규제에 대응하기 위한 전과정 중심의 온실가스 배출량 관리가 더욱 중요하게 되었다. 그러나 석탄발전의 온실가스 배출과 관련한 연구를 살펴보면 연소부문에 한정되어 있으며(Kim et al., 2017; Lim and Yoo, 2018), 전과정에 관한 연구는 부족한 실정이다. 이에 본 논문에서는 석탄발전의 전력 생산 전과정에서 고열량탄 확대에 따른 CO<sub>2</sub> 배출량 분석을 통해 그 효익을 분석하였다.

## 2. 연구방법

### 2.1. 연료분석자료 수집

본 연구를 위해 전력 생산 공정이 같은 국내 석탄발전소 3곳에서 2020년부터 2022년까지 수입한 석탄의 분석 자료를 활용했으며, 해당 기간 석탄의 도입 물량과 분석 방법은 Table 1, 2와 같다.

Table 1. Description of the power plants subject to this study

Power plant	Capacity (MW)	Description of fuel		
		Type	Quantity (ton, as received)	Transportation method
A	5,080	Bituminous coal	33,773,575	Bulk carrier
B	2,120	Bituminous coal	14,050,996	Bulk carrier
C	669	Bituminous coal	5,486,506	Bulk carrier
Total	7,869		53,311,077	

Table 2. Analysis items and methods of coal

Category	Analysis criteria	Method
Total moisture	As received basis	ASTM D 3302/D 3302M
Calorific value	Air dry basis	ASTM D 5865
Proximate analysis	Air dry basis	ASTM D 7582
Ultimate analysis	As dry basis	ASTM D 5373
Total sulfur	Air dry basis	ASTM D 4239

2.2. 전력 생산 단계별 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정

석탄발전 전력 생산 과정에서 CO<sub>2</sub> 배출량에 대한 전과정평가를 위해 Fig 1과 같이 전력 생산 과정을 4단계로 구분하였다. 첫 번째 단계는 발전용 연료인 석탄을 원산지부터 발전소까지 수송하는 과정으로 본 연구의 대상발전소에서 사용하는 석탄은 선박을 통해 전량 해외 여러 국가로부터 수입되고 있으며, 이 과정에서 수송선박으로부터 CO<sub>2</sub>가 배출된다. 두 번째 단계는 전력 생산을 위해 발전소 보일러에서 석탄을 연소하는 과정으로, 이 과정에서 CO<sub>2</sub> 이외 황산화물(SO<sub>x</sub>), 질소산화물(NO<sub>x</sub>) 및 먼지(Dust)와 같은 대기오염물질이 함께 배출된다. 세 번째 단계는 이전 단계에서 배출되는 대기오염물질을 전기집진시설(EP, Electrostatic precipitator), 배연탈질시설(SCR, Selective catalytic reduction) 및 배연탈황시설(FGD, Flue gas desulfurization)에서 제거하는 공정으로, 대기오염물질 제거 및 공정 원료를 발전소까지 수송하는 과정에서 CO<sub>2</sub>가 배출된다. 마지막으로 네 번째 단계는 위의 대기오염물질 방지시설에서 발생하는 석탄회, 탈황석고와 같은 발전부산물을 최종적으로 처리하는 과정으로, 발전부산물 처리를 위한 수송 과정에서 CO<sub>2</sub>가 배출된다.

본 연구에서는 이렇게 구분한 석탄발전의 전력 생산 각 단계를 중심으로 각 단계에서 배출되는 CO<sub>2</sub>에 대한 배출계수 산정 및 고열량탄 확대에 따른 CO<sub>2</sub> 배출계수에 미치는 영향을 분석하는 방식으로 전과정평가를 진행하였다.

2.2.1. 연료 수송 단계 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정

발전용 연료인 석탄은 전량 해외에서 수입되며, 벌크선

(Bulk carrier)을 이용하여 국내로 수송하게 된다. 이 과정에서 CO<sub>2</sub>는 선박에서 배출하게 되며, 이렇게 배출되는 CO<sub>2</sub>에 대한 배출계수 산정을 위해 본 연구에서는 국제해사기구(IMO, International maritime organization)의 선박별 에너지효율운항지수(EEOI, Energy efficiency operational indicator)를 이용하였다(IMO, 2021). 선박의 에너지효율운항지수는 선박의 단위 수송 화물량 및 수송 거리 당 CO<sub>2</sub> 배출량으로 정의되며, Table 3과 같이 선박의 종류와 크기에 따라 결정된다. 일반적으로 연료 수송에 이용되는 벌크선은 6만~10만DWT (Dead weight tonnage)급의 Panamax 선박과 10만~18만DWT급의 Capemax 선박이 있으며, 선박의 크기가 증가할수록 에너지 효율 또한 증가함에 따라 에너지효율운항지수는 감소하게 된다. 여기서 DWT, 즉 재화중량톤수란 선박의 크기를 나타내는 단위로 선박에 적재할 수 있는 화물 중량을 의미한다. 연료 수송 단계의 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정식은 다음과 같다.

$$EF_{f,i,CO_2} = EEOI_i \times D_i \times \frac{1}{EC_i} \tag{1}$$

$EF_{f,i,CO_2}$  : 연료(i)의 수송 단계에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수 (kgCO<sub>2</sub>/TJ-연료)

$EEOI_i$  : 연료(i)를 수송하는 선박의 에너지효율운항지수 (gCO<sub>2</sub>/t·nm)

$D_i$  : 연료(i)를 수송하는 선박의 운항 거리(nm)

$EC_i$  : 연료(i)의 열량계수(연료 저위발열량, MJ/kg-연료)

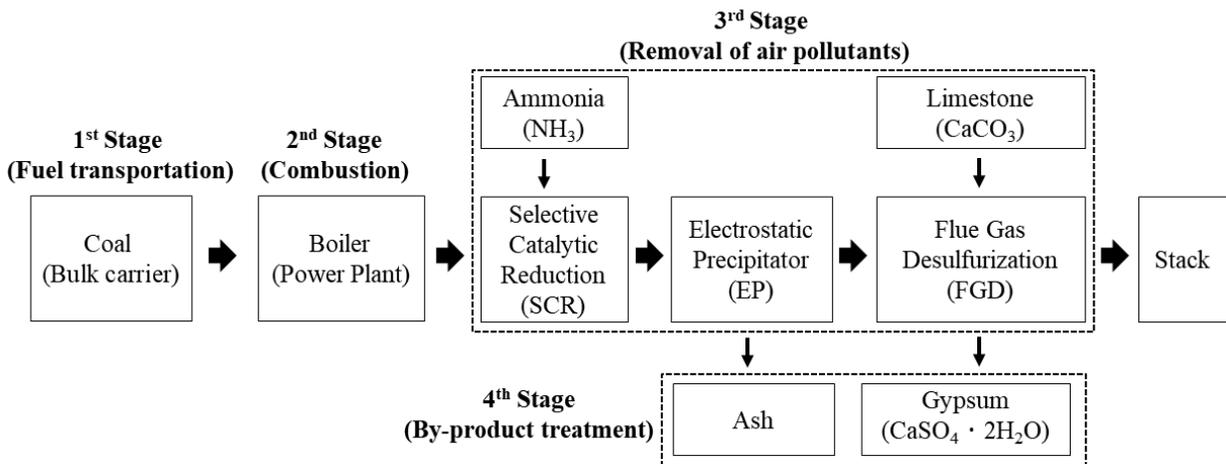


Fig. 1. The process of electricity generation in coal power plant

Table 3. Energy efficiency operation indicator by size of bulk carrier

Vessel type	Size (DWT)	EEOI (gCO <sub>2</sub> /t-nm)
Bulk carrier	0 ~ 9,999	34.5
	10,000 ~ 34,999	11.9
	35,000 ~ 59,999	8.9
	60,000 ~ 99,999	7.6
	100,000 ~ 199,999	5.3
	more than 200,000	4.7

2.2.2. 연소 단계 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정

석탄의 연소 단계에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정은 사업장 고유배출계수 개발 가이드라인에서 제시하고 있는 고체 연료 연소의 온실가스 배출량 산정 방법을 이용하였으며 (MOE, 2021), 산정식은 다음과 같다.

$$EF_{c,i,CO_2} = EF_{i,C} \times 3.664 \times 10^3 \quad (2)$$

$$EF_{i,C} = C_{ar,i} \times \frac{1}{EC_i} \times 10^3 \quad (3)$$

$EF_{c,i,CO_2}$  : 연료(i)의 연소 단계에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수 (kgCO<sub>2</sub>/TJ-연료)

$EF_{i,C}$  : 연료(i)에 대한 탄소 배출계수(kgC/GJ-연료)

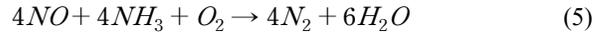
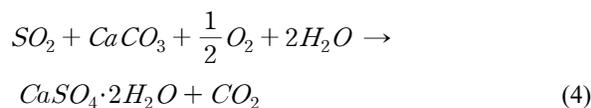
3.664 : CO<sub>2</sub>의 분자량(44.010)/C의 원자량(12.011)

$C_{ar,i}$  : 연료(i) 중 탄소의 질량 분율(인수식기준, 0에서 1 사이의 소수)

$EC_i$  : 연료(i)의 열량계수(연료 저위발열량, MJ/kg-연료)

2.2.3. 대기오염물질 처리 단계 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정

석탄발전의 대기오염물질 처리 단계에서 CO<sub>2</sub>는 방지시설의 반응공정과 원료물질 수송 과정에서 발생하게 된다. 본 논문의 대상 석탄발전소는 황산화물과 질소산화물 처리를 위한 대기오염방지시설로 석회석을 흡수제로 이용한 습식 탈황법의 배연탈황시설과 암모니아를 환원제로 사용하는 선택적 촉매환원법을 적용한 배연탈질시설을 운영하고 있으며, 각 공정에 대한 반응식은 다음과 같다.



먼저 반응공정에서 배출되는 CO<sub>2</sub>는 위의 반응식 (4)와 같이 황산화물과 석회석이 반응하여 탈황석고(CaSO<sub>4</sub>·2H<sub>2</sub>O)를 생성하는 과정에서 발생하게 된다. 이렇게 발생한 CO<sub>2</sub>에 대한 배출계수는 온실가스 배출권거래제의 배출량 보고 및 인증에 관한 지침(KLIC, 2023a)에서 제시하고 있는 탄산염의 기타 공정사용에 대한 온실가스 배출량 산정방법과 배출계수를 이용하였으며, 산정식은 식 (6)과 같다.

$$EF_{r,i,CO_2} = EF_{l,CO_2} \times Q_l \times r_l \times F_l \times \frac{1}{EC_i} \times 10^9 \quad (6)$$

$EF_{r,i,CO_2}$  : 연료(i)의 배연탈황공정에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수(kgCO<sub>2</sub>/TJ-연료)

$EF_{l,CO_2}$  : 배연탈황공정에서 탄산염(l) 사용량 당 CO<sub>2</sub> 배출계수(tCO<sub>2</sub>/t-탄산염)

$Q_l$  : 연료(i)의 단위중량당 소비되는 탄산염(l)의 질량 (t-탄산염/t-연료)

$r_l$  : 탄산염(l)의 순도(전체 사용량 중 순수 탄산염의 비율, 0에서 1 사이의 소수)

$F_l$  : 탄산염(l)의 기타 공정사용에서 소성률(0에서 1 사이의 소수)

$EC_i$  : 연료(i)의 열량계수(연료 저위발열량, MJ/kg-연료)

배출계수 산정식의 매개변수는 온실가스 배출권거래제의 배출량 보고 및 인증에 관한 지침에서 석회석에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수와 소성률을 적용하였으며, 석회석 순도는 석탄발전소의 배연탈황시설에서 요구하는 석회석 순도에 대한 품질기준(KIPHRD, 2022)을 적용하였다.

Table 4. CO<sub>2</sub> emission factor, purity and calcination rate of carbonate salt in FGD

Carbonate salt	CO <sub>2</sub> emission factor (EF <sub>l,CO<sub>2</sub></sub> , tCO <sub>2</sub> /t-carbonate salt)	Purity (r <sub>l</sub> )	Calcination rate (F <sub>l</sub> )
Limestone	0.4397	0.95	1

다음으로 공정원료 수송 과정에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수는 제품 및 서비스의 환경성 제고를 위해 시행 중인 환경성적표지제도 중 탄소발자국 산정을 위해 사용하고 있는 평가계수(KEITI, 2023)와 식 (7)을 통해 산정하였다.

$$EF_{m,i,CO_2} = EF_{m,CO_2} \times Q_t \times D_t \times \frac{1}{EC_i} \times 10^6 \quad (7)$$

$EF_{m,i,CO_2}$  : 연료(i)에 대한 공정원료 수송 단계의 CO<sub>2</sub>

배출계수(kgCO<sub>2</sub>/TJ-연료)

$EF_{m,CO_2}$  : 공정원료의 수송 수단(t)에 대한 환경성적표지 평가계수(kgCO<sub>2</sub>/ton·km)

$Q_t$  : 연료(i)의 단위중량당 필요한 공정원료 질량(t-공정원료/t-연료)

$D_t$  : 공정원료 수송 거리(km)

$EC_i$  : 연료(i)의 열량계수(연료 저위발열량, MJ/kg-연료)

본 논문의 자료수집 대상인 된 석탄발전소의 경우 배연탈황시설과 배연탈질시설의 공정원료로 석회석과 암모니아를 사용하고 있으며, 각각 벌크선과 탱크로리를 통해 수송되고 있다. 이에 대한 환경성적표지 평가계수로 벌크선은  $8.370 \times 10^{-3}$  kgCO<sub>2</sub>/ton·km, 탱크로리는  $4.441 \times 10^{-2}$  kgCO<sub>2</sub>/ton·km을 적용하였다.

#### 2.2.4. 발전부산물 처리 단계 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정

발전부산물 처리 단계에서 CO<sub>2</sub> 배출은 대기오염물질 처리 단계에서 발생하는 발전부산물을 재활용시설까지 수송 과정에서 일어나며, 이에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수는 대기오염물질 처리 단계의 공정원료 수송과 같이 환경성적표지 평가계수를 적용하여 산정하였다. 배출계수 산정식은 다음과 같다.

$$EF_{p,i,CO_2} = EF_{p,CO_2} \times Q_t \times D_t \times \frac{1}{EC_i} \times 10^6 \quad (8)$$

$EF_{p,i,CO_2}$  : 연료(i)의 부산물 수송 단계에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수(kgCO<sub>2</sub>/TJ-연료)

$EF_{p,CO_2}$  : 부산물 수송 수단(t)의 환경성적표지 평가계수(kgCO<sub>2</sub>/ton·km)

$Q_t$  : 연료(i)의 단위중량당 발생한 부산물 질량(t-부산물/t-연료)

$D_t$  : 발전부산물의 수송 거리(km)

$EC_i$  : 연료(i)의 열량계수(연료 저위발열량, MJ/kg-연료)

발전부산물로는 전기집진시설에서 포집된 석탄회와 배연탈황시설에서 발생하는 탈황석고가 있다. 이러한 발전부산물들은 시멘트와 석고보드 등의 원료로 재활용 중이며, 이 과정에서 석탄회와 탈황석고는 각각 벌크트레일러(BCT, Bulk cement trailer)와 트럭을 통해 수송되고 있다. 이에 따라 배출계수 산정식 (8)에 대한 환경성적표지 평가계수로 벌크트레일러는  $3.139 \times 10^{-2}$  kgCO<sub>2</sub>/ton·km, 트럭은  $1.924 \times 10^{-1}$  kgCO<sub>2</sub>/ton·km을 적용하였다.

### 3. 연구결과

#### 3.1. 연료 분석결과

국내 석탄발전소는 전력 생산 시 보일러의 연소성을 개선하고 대기배출허용기준 준수 등을 위해 석탄을 보일러에서 연소하기 전 여러 종류의 석탄을 혼합하는 공정을 거치게 된다. 이때 각 탄종별 혼합비율은 발열량에 따라 결정되는 경우가 많다. 따라서 이번 연구의 목적인 석탄발전의 전력 생산 공정에서 CO<sub>2</sub> 배출 전과정에 대한 고열량탄의 확대 효과 분석을 위해 수집한 석탄 분석자료를 발열량에 따라 고열량탄, 중열량탄, 저열량탄으로 분류한 후, 각 전력 생산 단계에서의 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수를 산정하였다. 본 연구에서는 석탄을 발열량 범주별로 분류하기 위해 개별소비세법의 발열량 기준을 적용하였으며, 동법 시행령 제2조(KLIC, 2023b)에 따라 석탄의 저위발열량(Net calorific value, NCV)을 기준으로 5,500 kcal/kg 이상은 고열량탄, 5,000 kcal/kg 이상에서 5,500 kcal/kg 미만은 중열량탄, 5,000 kcal/kg 미만은 저열량탄으로 분류하였다.

본 연구의 자료수집 기간인 3개년도 동안 발열량 범주별 도입비율은 고열량탄 42.12%, 중열량탄 15.56%, 저열량탄 42.32%로 나타났다. 그리고 평균 저위발열량과 평균 탄소 함량은 고열량탄이 5,868 kcal/kg, 62.46%, 중열량탄 5,316 kcal/kg, 58.15% 그리고 저열량탄이 4,440 kcal/kg, 50.28%로 분석되었다. 이러한 분석결과는 석탄의 탄화도에 따른 영향으로 볼 수 있으며, 일반적으로 탄화도가 증가할수록 발열량과 탄소 함량이 증가함에 따라 발열량이 높은 석탄일수록 탄소 함량이 높을 가능성이 크다.

Table 5. The quantity of coal and analysis of calorific value, carbon content by calorific value category of coal

Category	Unit (as receive basis)	High calorific coal	Medium calorific coal	Low calorific coal	Total	
Classification criteria (net calorific value)	kcal/kg	≥ 5,500	5,000 ~ 5,500	< 5,000	-	
Quantity	ten thousand ton	2,246	829	2,256	5,331	
Proportion	%	42.12	15.56	42.32	100	
Net calorific value	Average	kcal/kg	5,868	5,316	4,440	5,178
	Standard deviation	kcal/kg	163	148	476	784
Carbon	Average	%	62.46	58.15	50.28	56.64
	Standard deviation	%	2.87	2.33	4.95	7.31

### 3.2. 연료 수송 단계 CO<sub>2</sub> 배출계수

연료 수송 단계의 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정을 위해 본 연구의 대상발전소 3곳에서 2020년부터 2022년까지 석탄 수송에 이용된 선박들에 대하여 발열량 범주별 선박 크기와 수송 거리를 분석하였다. 본 연구에서는 수송선박의 재화중량톤수에 대한 자료가 없어 선박 크기를 대신하여 석탄 수송량으로 분석을 진행하였다. 일반적으로 석탄 수송은 운임을 고려하여 가능한 선박의 재화중량톤수에 맞게 선적이 이루어지는 만큼, 선박의 재화중량톤수와 석탄 수송량 사이에 큰 차이가 없기 때문이다. 그리고 수송 거리는 석탄 수입국의 선적항부터 본 연구의 대상발전소까지 기 설정된 기준거리를 적용하였다.

3개년도 동안 석탄 수송에 사용된 선박의 크기와 수송 거리를 발열량 범주별로 분석한 결과, Fig. 2와 같이 고열량탄 수송에 사용된 선박의 평균 크기 및 수송 거리는 103,006 DWT, 5,126 nm (Nautical mile)로 나타났으며, 저열량탄에서 고열량탄으로 갈수록 선박의 평균 크기 및 수송 거리가 증가하는 것으로 분석되었다.

석탄발전에서 사용하는 석탄은 전량 수입되고 있으며, 수입국별 산지 특성, 석탄 가격 및 선박 운임에 따라 수입 국가가 결정되고 있다. Fig. 3은 3개년도 동안 수입된 석탄에 대하여 발열량 범주별 수입국 비중을 분석한 결과로, 고열량탄은 호주, 남아프리카공화국, 콜롬비아와 같이 원거리 수입국의 비중이 높게 나타나고 있다. 반면 저열량탄은 인도네시아, 필리핀과 같이 근거리 수입국의

비중이 높게 나타나고 있어, 저열량탄에서 고열량탄으로 갈수록 수송 거리가 증가한 이유가 발열량 범주별 수입국의 차이에 있음을 알 수 있다. 그리고 고열량탄의 선박 크기가 저열량탄보다 증가한 이유는 선박 수송에 있어 원거리 노선일수록 대형선박을 운용하는 해운 환경의 영향으로, 이 또한 발열량 범주별 수입국의 차이에 있음을 알 수 있다.

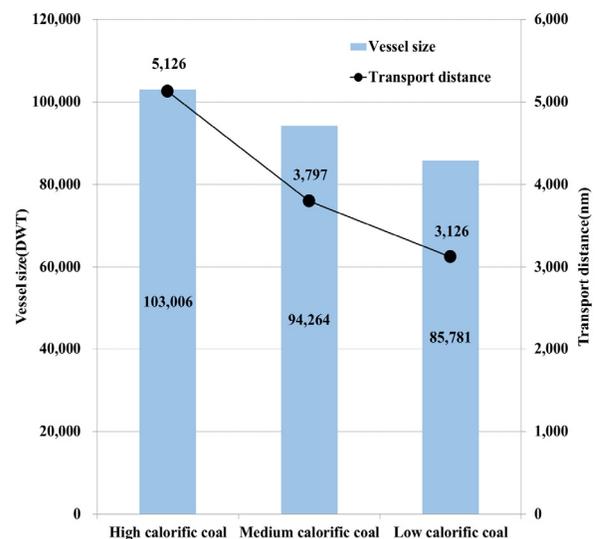


Fig. 2. Vessel size and transport distance by calorific value category of coal

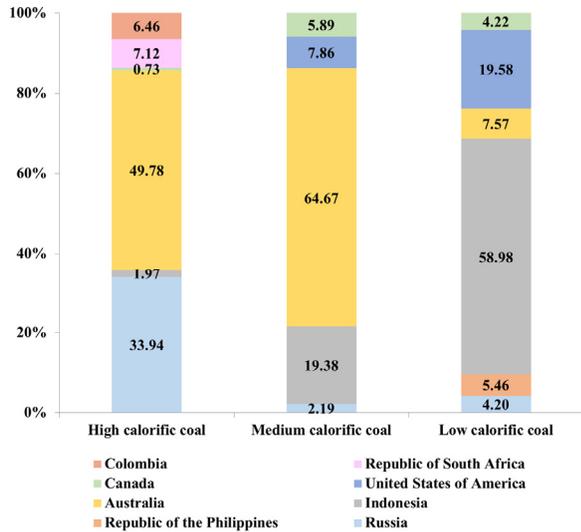


Fig. 3. Proportion of country of origin by calorific value category of coal

이러한 분석 결과를 토대로 연료 수송 단계에서 석탄의 발열량 범주별 선박의 에너지효율운항지수는 국제해사기구의 기준(Table 3)에 따라 고열량탄 5.3 gCO<sub>2</sub>/t·nm, 중열량탄과 저열량탄은 7.6 gCO<sub>2</sub>/t·nm에 해당하는 것으로 나타났다. 그리고 이를 통해 산정한 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수는 고열량 1,106 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 중열량탄 1,297 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 그리고 저열량탄이 1,278 kgCO<sub>2</sub>/TJ였으며, 고열량탄의 CO<sub>2</sub> 배출계수는 중열량탄, 저열량탄 대비 각각 14.73%, 13.46% 낮게 분석되었다.

Table 6. Energy efficiency operational indicator and CO<sub>2</sub> emission factor by calorific value category of coal at fuel transportation stage

Category	Unit	High calorific coal	Medium calorific coal	Low calorific coal
Energy efficiency operational indicator (EEOI <sub>i</sub> )	gCO <sub>2</sub> /t·nm	5.3	7.6	7.6
CO <sub>2</sub> emission factor (EF <sub>f,i,CO2</sub> )	kgCO <sub>2</sub> /TJ	1,106	1,297	1,278

### 3.3. 연소 단계 CO<sub>2</sub> 배출계수

연소 단계에 대한 발열량 범주별 탄소배출계수와 CO<sub>2</sub> 배출계수는 Table 5의 분석결과를 토대로 산정하였다. 이를 통해 고열량탄의 탄소배출계수는 25.4 kgC/GJ, 중열량탄 26.1 kgC/GJ, 저열량탄 27.0 kgC/GJ로 산정되었으며, CO<sub>2</sub> 배출계수는 고열량탄 93,066 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 중열량탄 95,630 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 저열량탄 98,928 kgCO<sub>2</sub>/TJ로 고열량탄의 CO<sub>2</sub> 배출계수는 중열량탄과 저열량탄 대비 2.68%, 5.93% 낮게 나타났다.

Table 7. Carbon emission factor and CO<sub>2</sub> emission factor by calorific value category of coal at fuel combustion stage

Category	Unit	High calorific coal	Medium calorific coal	Low calorific coal
Carbon emission factor (EF <sub>i,C</sub> )	kgC/GJ	25.4	26.1	27.0
CO <sub>2</sub> emission factor (EF <sub>f,i,CO2</sub> )	kgCO <sub>2</sub> /TJ	93,066	95,630	98,928

### 3.4. 대기오염물질 및 발전부산물 처리 단계 CO<sub>2</sub> 배출계수

대기오염물질 및 발전부산물 처리 단계의 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정에 필요한 공정원료 소요량과 발전부산물 발생량 산정을 위해 3개년간 도입된 석탄에 대한 발열량 범주별 유향과 질소, 회분 함량을 분석하였다. Table 8의 분석 결과에서 고열량탄의 유향 평균 함량은 0.46%로 저열량탄의 평균 함량 0.29% 대비 1.59배 높게 분석되었으며, 질소 평균 함량은 고열량탄이 1.52%로 저열량탄의 0.82%보다 1.85배 높게 나타났다. 그리고 회분의 평균 함량은 고열량탄이 11.89%로 저열량탄의 5.44% 대비 2.19배 높게 분석되었다.

Table 8. Sulfur, nitrogen and ash content by calorific value category of coal

(Unit : %, as received)

Category		High calorific coal	Medium calorific coal	Low calorific coal
Sulfur	Average	0.46	0.40	0.29
	Standard deviation	0.13	0.17	0.19
Nitrogen	Average	1.52	1.30	0.82
	Standard deviation	0.31	0.33	0.24
Ash	Average	11.89	10.40	5.44
	Standard deviation	3.55	5.41	3.29

Table 9. CO<sub>2</sub> emission factor by calorific value category in the air pollutant removal and by-product treatment stage(Unit : kgCO<sub>2</sub>/TJ)

Category		High calorific coal	Medium calorific coal	Low calorific coal	
Air pollutant removal	Flue gas desulfurization (EF <sub>ri,CO2</sub> )	1,056	1,025	901	
	Transportation (EF <sub>mi,CO2</sub> )	Limestone	17.12	16.61	14.60
		Ammonia	1.48	1.40	1.06
By-product treatment	Transportation (EF <sub>pi,CO2</sub> )	Ash	156	150	94
		Gypsum	159	154	135

위의 분석결과를 바탕으로 대기오염물질 및 발전부산물 처리 단계에서의 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수를 산정하였다. 먼저 대기오염물질 처리 단계에 있어 Table 9에서 보는 바와 같이 배연탈황공정에서 고열량탄에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수는 1,056 kgCO<sub>2</sub>/TJ로 분석되었으며, 저열량탄의 901 kgCO<sub>2</sub>/TJ 대비 1.17배 높게 나타났다. 그리고 공정원료 수송 과정에서 고열량탄의 CO<sub>2</sub> 배출계수는 18.60 kgCO<sub>2</sub>/TJ로 분석되었으며, 저열량탄의 15.66 kgCO<sub>2</sub>/TJ 대비 1.19배 높게 나타났다. 그리고 이를 통해 배연탈황공정에서 CO<sub>2</sub> 배출량이 대기오염물질 처리 단계 전체 CO<sub>2</sub> 배출량의 약 98%를 차지하는 것을 알 수 있다. 다음으로 발전부산물 처리 단계에서 고열량탄에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수는 315 kgCO<sub>2</sub>/TJ로 분석되었으며, 저열량탄의 229 kgCO<sub>2</sub>/TJ 대비 1.38배 높게 분석되었다. 이러한 결과는 석탄의 발열량이 높을수록 유황과 질소, 회분 함량이 증가함에 따라 공정원료의 사용량 및 발전부산물 발생량 또한 증가하기 때문이다.

이렇듯 대기오염물질 및 발전부산물 처리 단계에서는

연료 수송 및 연소 단계와는 달리 고열량탄을 확대할수록 CO<sub>2</sub>의 배출량 증가하게 되며, 특히 배연탈황공정이 차지하는 비중이 높은 만큼 CO<sub>2</sub> 배출 저감을 위해서는 유황 함량이 낮은 고열량탄의 확대가 필요하다.

### 3.5. 종합 : 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출 원단위 비교

위에서 산정한 석탄발전의 전력 생산 단계별 CO<sub>2</sub> 배출계수를 바탕으로 발열량 범주별 전력 생산량 당 CO<sub>2</sub> 배출량인 원단위 배출량을 분석하였다. Table 10에서와 같이 연료 수송, 연소, 대기오염물질 및 부산물 처리 단계 전체에 대한 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 원단위 배출량은 고열량탄 905.22 kgCO<sub>2</sub>/MWh, 중열량탄 930.91 kgCO<sub>2</sub>/MWh, 저열량탄 960.07 kgCO<sub>2</sub>/MWh으로 분석되었으며, 고열량탄 대비 중열량탄과 저열량탄의 원단위 배출량은 각각 2.84%, 6.06% 높게 나타났다. 이와 같은 결과에서 본 연구의 대상발전소 3곳의 2020년부터 2022년까지 연평균 전력 생산량을 고려할 때 저열량탄 대비 고열량탄은

Table 10. CO<sub>2</sub> emission intensity by calorific value category in the process of electricity production

Category		Unit	High calorific coal	Medium calorific coal	Low calorific coal
Fuel transportation	CO <sub>2</sub> emission intensity	kgCO <sub>2</sub> /MWh	10.48	12.29	12.11
	Proportion	%	1.16	1.32	1.26
Combustion	CO <sub>2</sub> emission intensity	kgCO <sub>2</sub> /MWh	881.58	905.86	937.11
	Proportion	%	97.39	97.31	97.61
Air pollutant removal	CO <sub>2</sub> emission intensity	kgCO <sub>2</sub> /MWh	10.18	9.88	8.68
	Proportion	%	1.12	1.06	0.90
By-product treatment	CO <sub>2</sub> emission intensity	kgCO <sub>2</sub> /MWh	2.98	2.88	2.17
	Proportion	%	0.33	0.31	0.23
Total	CO <sub>2</sub> emission intensity	kgCO <sub>2</sub> /MWh	905.22	930.91	960.07
	Proportion	%	100	100	100

$2.23 \times 10^9$  kgCO<sub>2</sub>/yr, 중열량탄은  $1.19 \times 10^9$  kgCO<sub>2</sub>/yr를 감축할 수 있다. 따라서 석탄발전의 전력 생산 전과정에 있어 고열량탄의 비중을 확대할수록 CO<sub>2</sub>를 감축할 수 있는 효익이 있다. 비록 대기오염물질 및 부산물 처리 단계에서는 고열량탄을 확대할수록 CO<sub>2</sub> 원단위 배출량이 증가하지만, 전력 생산 전과정에서 차지하는 비중이 약 1% 정도임을 감안할 때 석탄발전의 온실가스 감축방안으로 고열량탄 확대는 효과적인 수단이 될 수 있을 것으로 판단된다.

#### 4. 결론

우리나라는 에너지 전환부문의 온실가스 감축을 위해 노후 석탄발전소 폐지를 추진하고 있지만, 이 과정에서 일어날 수 있는 사회적, 경제적 문제들로 인해 앞으로도 일정 기간 운영될 가능성이 높다. 이러한 상황에서 국제사회는 탄소국경조정제도, 기후공시 의무화 등을 추진하며 기업들에 대하여 기존 사업장 단위의 온실가스 배출량 관리에서 전과정 중심으로 변화를 요구하고 있다. 따라서 석탄발전을 운영하는 동안 탄소중립과 국제사회의 요구에 대응하기 위해서는 온실가스 감축 노력과 함께 전과정 중심의 온실가스 배출량 관리가 필요하다. 이에 본 논문에서는 석탄발전의 전력 생산 전과정 중심으로 각 단계별 고열량탄 확대 시 CO<sub>2</sub> 배출계수 변화를 평가하여 그 효익을 분석하였다.

먼저 석탄발전의 전력 생산 공정에서 CO<sub>2</sub> 배출 전과정에

에 대한 고열량탄의 확대 효과 분석을 위해 수집한 석탄 분석자료를 개별소비세법의 발열량 기준에 따라 고열량탄, 중열량탄, 저열량탄으로 분류한 후 각 발열량 범주별 도입비율, 평균 저위발열량 및 평균 탄소함량을 분석하였다. 본 연구의 자료 수집 기간인 2020년부터 2022년 동안 발열량 범주별 도입비율은 고열량탄 42.12%, 중열량탄 15.56%, 저열량탄 42.32%로 나타났다. 그리고 평균 저위발열량과 평균 탄소 함량은 고열량탄이 5,868 kcal/kg, 62.46%, 중열량탄 5,316 kcal/kg, 58.15% 그리고 저열량탄이 4,440 kcal/kg, 50.28%로 분석되었다.

다음으로 석탄발전의 전력 생산 공정을 연료 수송, 연소, 대기오염물질 및 부산물 처리의 4단계로 나누어 각 단계에 대한 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수를 산정하였다. 첫 번째 연료 수송 단계에서는 국제해사기구의 선박별 에너지효율운항지수와 3개년도 선박의 수송 거리를 이용하여 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수를 산정하였다. 연료 수송 단계의 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수는 고열량 1,106 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 중열량탄 1,297 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 저열량탄 1,278 kgCO<sub>2</sub>/TJ로 산정되었으며, 고열량탄의 CO<sub>2</sub> 배출계수는 중열량탄과 저열량탄보다 14.73%, 13.46% 낮게 나타났다. 두 번째 연소 단계에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정은 사업장고유배출계수 개발 가이드라인에서 제시하고 있는 고체연료 연소의 온실가스 배출량 산정방법을 이용하였다. 연소 단계의 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수는 고열량탄 93,066 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 중열량탄 95,630 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 저열량탄이 98,928 kgCO<sub>2</sub>/TJ로 산정되었으며, 고열량탄의 CO<sub>2</sub> 배출계수는 중열량탄, 저열량탄 대비 각각 2.68%, 5.93% 낮게

나타났다. 세 번째 대기오염물질 처리 단계에서는 배연탈황공정과 공정원료 수송 시 배출되는 CO<sub>2</sub>에 대하여 발열량 범주별 배출계수를 산정하였다. 배연탈황공정의 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정은 온실가스 배출권거래제의 배출량 보고 및 인증에 관한 지침에서 제시하고 있는 탄산염의 기타 공정사용에 대한 온실가스 배출량 산정방법과 배출계수를 이용하였으며, 공정원료 수송 과정에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수는 제품 및 서비스의 환경성 제고를 위해 시행 중인 환경성적표지제도의 평가계수를 적용하였다. 대기오염물질 처리 단계에서 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수는 고열량탄 1,074.60 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 중열량탄 1,043.01 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 저열량탄 916.66 kgCO<sub>2</sub>/TJ로 산정되었으며, 고열량탄의 CO<sub>2</sub> 배출계수는 중열량탄과 저열량탄 대비 3.03%, 17.23% 높게 나타났다. 마지막으로 부산물 처리 단계에서 CO<sub>2</sub> 배출은 발전부산물을 발전소부터 재활용시설까지 수송 과정에서 일어나게 되며, 해당 단계에서 CO<sub>2</sub> 배출계수는 환경성적표지제도의 평가계수를 적용하여 산정하였다. 부산물 처리단계의 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수는 고열량탄 315 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 중열량탄 304 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 저열량탄 229 kgCO<sub>2</sub>/TJ로 나타났으며, 고열량탄의 CO<sub>2</sub> 배출계수는 중열량탄과 저열량탄 대비 3.52%, 37.55% 높게 분석되었다.

그리고 석탄발전의 전력 생산 공정별 CO<sub>2</sub> 배출계수를 바탕으로 전력 생산량 당 CO<sub>2</sub> 배출량인 원단위 배출량을 산정하였다. 이를 통해 전력 생산 전과정에 대한 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 원단위 배출량은 고열량탄 905.22 kgCO<sub>2</sub>/MWh, 중열량탄 930.91 kgCO<sub>2</sub>/MWh, 저열량탄 960.07 kgCO<sub>2</sub>/MWh으로 분석됨에 따라, 석탄발전의 전력 생산 전과정에 있어 고열량탄의 비중을 확대할수록 CO<sub>2</sub>를 감축할 수 있는 효익이 있다. 그러나 고열량탄의 비중을 확대할수록 대기오염물질 및 부산물 처리단계의 원단위 배출량이 증가함에 따라 전력 생산 전과정에서의 CO<sub>2</sub> 감축 효익을 높이기 위해서는 단순히 발열량만이 아닌 유황, 질소, 회분 함량이 낮은 고열량탄의 확대가 중요하다.

본 연구는 석탄발전의 전력 생산 전과정에 대하여 고열량탄, 중열량탄, 저열량탄의 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수 분석을 통해 고열량탄 확대 시 온실가스를 감축할 수 있는 유효한 수단이 될 수 있음을 제시하는 데 의의가 있다. 그렇지만 연료 수송, 연소, 대기오염물질 및 부산물 처리 이외 석탄 채굴 단계 등과 같은 전력 생산 단계를 더욱 구체화하지 못한 한계점이 있어, 앞으로 이에 관한 추가적인 연구가 필요하다.

## References

- EKN. 2023. Korea needs to be careful about its energy mix; [accessed 2023 Dec 9]. <https://www.ekn.kr/web/view.php?key=20231011010002177>
- IMO (International Maritime Organization). 2021. Fourth IMO green house gas study; [accessed 2023 Dec 9]. <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Fourth%20IMO%20GHG%20Study%202020%20-%20Full%20report%20and%20annexes.pdf>
- Jung HR. 2022. Greenhouse gas reduction methods in coal power plants through analysis of CO<sub>2</sub> emissions by coal calorific value (in Korean with English abstract). *J Clim Chang Res* 13(4): 491-500. doi: 10.15531/KSCCR.2022.13.4.491
- Kang BW. 2023. Main contents and implications of the EU carbon border adjustment mechanism (CBAM) implementation regulations; [accessed 2023 Dec 9]. [https://www.jipyong.com/kr/board/news\\_view.php?seq=12395&page=&value=&type=&nownum=2](https://www.jipyong.com/kr/board/news_view.php?seq=12395&page=&value=&type=&nownum=2)
- KEITI (Korea Environmental Industry & Technology Institute). 2023. Environmental product declaration; [accessed 2023 Dec 9]. <https://ecosq.or.kr/websquare.do#w2xPath=/ui/cer/ic/oh/ICOH110M01.xml&valVl=tabs1&menuSn=20018000>
- Kim MW, Cho CS, Jeon YJ, Yang JH, Sin HC, Jeon EC. 2017. Sub-bituminous coal's calorific value trend analysis and carbon emission factor development (in Korean with English abstract). *J Clim Chang Res* 8(2): 145-151. doi: 10.15531/KSCCR.2017.8.2.145
- KIPHRD (Korea Institute of Power Human Resource Development). 2022. Desulfurization equipment practice (Chapter 6). Daejeon, Korea: KIPHRD.
- KLIC (Korea Law Information Center). 2023a. Guidelines for reporting and certification of greenhouse gas emissions trading system; [accessed 2023 Dec 9]. <https://www.law.go.kr/admRulSc.do?menuId=5&subMenuId=41&tabMenuId=183&query=%EC%98%A8%EC%8B%A4%EA%B0%80%EC%8A%A4%20%EB%B0%B0%EC%B6%9C%EA%B6%8C%EA%B1%B0%EB%9E%98%EC%A0%9C%EA>

C%9D%98%20%EB%B0%B0%EC%B6%9C%EB%9F%  
89%20%EB%B3%B4%EA%B3%A0%20%EB%B0%8F%  
20%EC%9D%B8%EC%A6%9D%EC%97%90%20%EA  
%B4%80%ED%95%9C%20%EC%A7%80%EC%B9%A8  
#liBgcolor0

KLIC (Korea Law Information Center). 2023b. Individual consumption tax law; [accessed 2023 Dec 9]. <https://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EA%B0%9C%EB%B3%84%EC%86%8C%EB%B9%84%EC%84%B8%EB%B2%95>

KOSIF (Korea Sustainability Investing Forum). 2023. CDP Korea climate change and water report 2022; [accessed 2023 Dec 9]. <https://kosif.org/kosif5/?vid=66>

Lee BY. 2022. Recent movements to retreat from global carbon neutrality policies and future prospects; [accessed 2023 Dec 9]. [https://www.kif.re.kr/kif4/publication/pub\\_detail?mid=20&nid=983&sid=188&vid=6734&cno=309930&pn=1](https://www.kif.re.kr/kif4/publication/pub_detail?mid=20&nid=983&sid=188&vid=6734&cno=309930&pn=1)

Lim JY, Yoo HS. 2018. Effect of power output reduction on the system marginal price and green house gas emission in coal-fired power generation (in Korean with English abstract). *Plant J* 14(1): 44-51.

MOE (Ministry of Environment). 2021. Guidelines for the development of workplace-specific emission factors; [accessed 2023 Dec 9]. [https://ngms.gir.go.kr:8443/subMain.do?link=/cop/bbs/selectArticleList.do?bbsId=BB SMSTR\\_00000000031&menuNo=509002](https://ngms.gir.go.kr:8443/subMain.do?link=/cop/bbs/selectArticleList.do?bbsId=BB SMSTR_00000000031&menuNo=509002)

MOTIE (Ministry of Trade, Industry and Energy). 2023. 10th basic plan for electricity; [accessed 2023 Dec 9]. <https://www.motie.go.kr/kor/article/ATCLc01b2801b/68162/view#>

PCCNGG (Presidential Commission on Carbon Neutrality and Green Growth). 2023. 1st national basic plan for carbon neutrality and green growth; [accessed 2023 Dec 9]. <https://www.2050cnc.go.kr/base/board/read?boardManagementNo=2&boardNo=1396&menuLevel=2&menuNo=16>

## 부록

Appendix 1. List of factors for calculating CO<sub>2</sub> emission coefficient by the process of electricity production

CO <sub>2</sub> emission coefficient	Factor	Description	Unit	Source
Fuel transportation ( $EF_{f,i,CO_2}$ )	$EEOI_i$	Energy efficiency operation indicator of fuel(i) transport vessel	gCO <sub>2</sub> /t·nm	IMO, 2021
	$D_i$	Transport distance of fuel(i)	nm	Activity data
	$EC_i$	Net calorific value of fuel(i)	MJ/kg-fuel(i)	Activity data
Combustion ( $EF_{c,i,CO_2}$ )	$EF_{i,C}$	Carbon emission factor of fuel(i)	kgC/GJ-fuel(i)	Calculation
	$C_{ar,i}$	Carbon ration of fuel(i)	-	Activity data
	$EC_i$	Net calorific value of fuel(i)	MJ/kg-fuel(i)	Activity data
	3.664	Ration of molecular weights of CO <sub>2</sub> and C	-	-
Flue gas desulfurization ( $EF_{r,i,CO_2}$ )	$EF_{l,CO_2}$	CO <sub>2</sub> emission factor of carbonate salt in FGD	tCO <sub>2</sub> /t-carbonate salt	KLIC, 2023a
	$Q_i$	Mass of carbonate salt consumed per unit weight of fuel(i)	t-carbonate salt/t-fuel(i)	Calculation
	$r_l$	Purity of carbonate salt	-	KIPHRD, 2022
	$F_l$	Calcination rate of carbonate salt	-	KLIC, 2023b
	$EC_i$	Net calorific value	MJ/kg-fuel	Activity data
Transportation of process raw materials ( $EF_{m,i,CO_2}$ )	$EF_{m,CO_2}$	CO <sub>2</sub> emission factor for transportation means of process raw materials	kgCO <sub>2</sub> /ton·km	KEITI, 2023
	$Q_i$	Mass of process raw materials required per unit weight of fuel(i)	t-process raw materials /t-fuel(i)	Calculation
	$D_i$	Transport distance of process raw materials	km	Activity data
	$EC_i$	Net calorific value	MJ/kg-fuel	Activity data
By-product treatment ( $EF_{p,i,CO_2}$ )	$EF_{p,CO_2}$	CO <sub>2</sub> emission factor for transportation means of by-product	kgCO <sub>2</sub> /ton·km	KEITI, 2023
	$Q_i$	Mass of by-products generated per unit weight of fuel(i)	t-by-product /t-fuel(i)	Calculation
	$D_i$	Transport distance of by-product	km	Activity data
	$EC_i$	Net calorific value	MJ/kg-fuel	Activity data