Technical Note

A Study on Changes in Air Pollutant Generation Trends after Integrated Permit in Coal-fired Power Plants

Hyeon-jeong Hwang¹ · Ji Hae Seo¹ · JongBeom Khan¹ · Sunkyung Lee¹ · Hyeonsoo Park²
· YoungLan Kim^{3,*}

¹Natural Environment Research Division, Environmental Resources Research Department, NATIONAL INSTITUTE OF ENVIRONMENTAL RESEARCH, Republic of Korea

²Environmental Compliance & Audit, Republic of Korea

³Waste-to-Energy Research Division, Environmental Resources Research Department, NATIONAL INSTITUTE OF ENVIRONMENTAL RESEARCH, Republic of Korea

(Received January 27, 2022; Revised February 24, 2022; Accepted February 24, 2022)

Objectives : The Environmental Pollution Facility Act was implemented to effectively reduce pollutants that could be generated in the business establishment, centering on emission facilities, from the Media Act, which had been managed in the aspect of follow-up management. Accordingly, the change in the generation of air pollutants after the integrated permit in coal-fired power plants was examined.

Methods : Air pollutant emission standards were analyzed for business establishment that use coal, a solid fuel, as fuel among power plants that have completed integrated permits.

Results and Discussion : The standards suggested by the Act on the Integrated Control of Pollutant-Discharging Facilities have numerically higher values than the existing Clean Air Conservation Act Standards, but there is a limit to evaluating only with simple standards because permit standards are given through emission impact analysis. As a result of a comparison through the emission impact analysis, it was found that 10 plants were given stricter permit standards for sulfur oxides and nitrogen oxides by 22% and for dust by 10% at 8 business establishment.

Conclusion : The level of pollution on the surrounding location status is evaluated, and permission standards are granted. It was confirmed that the emission impact analysis method under the Act On The Integrated Control of Pollutant-Discharging Facilities can be applied as a more strictly manageable means than the existing standards under the Clean Air Conservation Act.

Keywords : Coal-fired power plant, Emission impact analysis, Act On The Integrated Control Of Pollutant-discharging Facilities, Clean Air Conservation Act, Carbon-neutral

The Korean text of this paper can be translated into multiple languages on the website of <http://jksee.or.kr> through Google Translator.

*Corresponding author

E-mail: ylkim0@korea.kr

Tel: 032-560-7690 Fax: 032-560-7688

© 2022, Korean Society of Environmental Engineers

This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

기술자료

석탄화력발전 시설에서의 통합허가 후 대기오염물질 발생 추이 변화 연구

황현정¹ · 서지혜¹ · 간종범¹ · 이선경¹ · 박현수² · 김영란^{3,*}

¹국립환경과학원 환경자원연구부 자연환경연구과

²(주)에코씨엔에이

³국립환경과학원 환경자원연구부 폐자원에너지연구과

목적: 사후관리 측면으로 관리해오던 매체법에서 배출시설을 중심으로 사업장에서 발생 가능한 오염물질을 효과적으로 저감할 수 있도록 하는 환경오염시설법이 시행되었다. 이에 따라 석탄화력발전 시설에서의 통합허가 후 대기오염물질 발생 추이 변화를 살펴보았다.

방법: 통합허가를 완료한 발전업종 사업장 중 고체연료인 석탄을 연료로 사용하는 석탄화력발전 사업장의 대기오염물질 허가배출기준을 분석하였다.

결과 및 토의: 환경오염시설법에서 제시하는 기준은 기존 대기환경보전법 기준보다 수치상으로 높은 값을 갖지만, 배출영향분석을 통해 허가기준을 부여하므로 단순 기준만으로 평가하기엔 한계점이 있다. 배출영향분석을 통해 비교한 결과 22개 사업장 중 황산화물과 질소산화물은 10개 사업장에서 약 22%, 먼지는 8개 사업장에서 10% 강화된 허가기준을 부여받은 것으로 조사되었다.

결론: 주변 입지현황에 대한 오염도를 평가하여 허가기준을 부여하므로 기존 대기환경보전법상의 기준보다는 환경오염시설법에 따른 배출영향분석 방법이 보다 엄격하게 관리 가능한 수단으로 적용 가능성을 확인하였다.

Keywords : 석탄화력발전소, 배출영향분석, 환경오염시설법, 대기환경보전법, 탄소중립

1. 서론

최근 기후변화의 가속화로 '2050 탄소중립'이 글로벌 패러다임으로 떠오르고 있다. 2016년에 발효된 파리협정과 2019년 미국 뉴욕에서 열린 UN 기후행동 정상회의에서 121개 국가가 2050 탄소중립 목표 기후동맹에 가입하는 등 온실가스로 인한 지구 온도 상승을 억제하기 위하여 전 세계적으로 많은 노력을 하고 있다. 이러한 움직임에 맞춰 2021년 서울에서 개최된 P4G 서울 녹색미래 정상회의에서는 재생에너지 발전 비중을 확대하며, 탈석탄의 내용이 담긴 P4G 서울선언문을 채택하여 기후변화에 대응하고자 하였다.¹⁾

석탄화력발전소는 발전 과정에서 기후변화의 주범 물질인 이산화탄소뿐만 아니라 미세먼지, 질소산화물, 황산화물 등 다양한 오염물질을 배출한다. 따라서 석탄화력발전 사용의 증가는 기후변화를 가중시키고 국민 건강을 위협하는 요인이 된다.²⁾ 국내 발전설비 중 62%가 화력발전 시설이며, 그 중에서도 54%가 석탄을 연료로 사용하는 시설이기 때문에 석탄화력발전 시설의 관리에 대한 중요성이 점차 강화되고 있다.³⁾

국외의 경우 천연가스 대비 석탄의 가격이 상승하고 있고 EU 석탄발전에 대한 규제가 강화되고 있기 때문에 석탄발전의 비중은 점점 하락하고 있다.⁴⁾ 프랑스, 독일, 영국의 전원 중 석탄화력발전의 비중은 2000년 각각 5.7%, 52.8%, 32.4%에서 2015년 2.2%, 43.3%, 22.8%로 하락하였다.⁵⁾ 또한, 미국 역시 '미국 에너지계획(America First Energy Plan)'을 통해 50조 달러 규모의 셰일석유와 셰일가스를 본격적으로 개발한다고 밝히고 있어 석탄화력발전소는 강화된 환경규제에 직면하여 대규모 환경투자 또는 폐쇄 중 하나를 선택해야만 할 것으로 예측된다.⁶⁾

국내 석탄화력발전과 관련된 환경정책은 주로 대기오염물질 정책을 기반으로 형성되어 있다. 1960~80년대에 공해방지법, 환경보전법 등의 직접규제가 도입되었고, 1990년대에 환경보전법이 6개 법률로 세분화되면서 대기, 수질 오염물질에 대한 배출 부과금제도 등 경제적 유인책이 적용되었다. 대기오염물질에 대해서는 농도, 총량, 연료를 적용하여 규제하고 있으며, 2012년에는 기후변화에 대응하기 위해 배출권거래제가 도입되었다.⁴⁾

Fig. 1. Current status of power generation facilities in Korea(L : Power source, R : Fuel among thermal power plants).

위의 직접규제와 관련하여 기존의 매체별로 관리되던 6개 법령의 10개의 허가·승인·신고를 사업장 단위로 하나의 허가·승인으로 통합하고, 최적가용기술(Best Available Techniques, BAT)에 근거한 관리를 할 수 있도록 2017년 환경오염시설의 통합 환경 관리에 관한 법률(이하 환경오염시설법)이 시행되었다.⁴⁾ 기존 오염물질 저감을 위한 예방 측면보다 사후관리 측면으로 관리해오던 매체법에서 배출시설을 중심으로 사업장에서 발생 가능한 오염물질을 효과적으로 저감할 수 있도록 하며 환경기술의 발전을 촉진하고 국민의 건강과 환경을 보호하는 것이 목적이다. 배출시설 허가·승인 절차는 기존 매체법과 큰 차이는 없지만 다른 점이 있다면 전문기관의 기술검토, 현장 검증 및 배출영향분석을 통해 사업지 맞춤형으로 허가를 진행한다는 것이다. 환경오염시설법 제5조와 동법 제6조에 따라 배출시설 설치 시 오염물질이 주변 환경에 미치는 영향을 평가하는 배출영향분석을 의무화하고, 제8조에 따라 그 결과를 반영하여 허가·승인 기준 설정 및 허가 여부를 결정한다. 환경오염시설법에서 환경부 장관은 허가·승인 기준을 설정할 때 환경정책기본법에 따른 환경기준, 지역 환경기준 및 지역 목표, 주변 환경의 오염현황 및 수계 이용 현황들을 고려하여 허가·승인 기준을 설정하도록 하고 있다.⁷⁾

이에 본 연구에서는 석탄화력발전소의 통합허가 사례를 살펴봄으로써 석탄화력발전 시설에서 배출되는 대기오염물질이 기존 대기환경보전법에서 환경오염시설법으로의 전환 후 배출 수준에 대하여 배출영향분석을 통해 주변 환경에 미치는 영향을 확인해보았으며, 이를 통해 장기적으로 석탄화력발전소에서 배출되는 대기오염물질 관리 가능성을 살펴보고자 한다.

2. 국내 석탄화력발전 시설 현황

국내의 산업화와 인구 증가로 인한 전기에너지 및 열에너지 생산을 위해 발전시설을 통해 에너지를 생산하고 있다. 2020년 기준으로 우리나라의 총 발전량은 550,485,720 MWh이며 그 중 화력발전이 약 63%를 차지하고 있다. 화력발전 중 고체연료를 사용하는 시설은 57%이고 그 중에서도 유연탄을 사용하는 시설이 약 99%를 차지한다.⁸⁾

국내의 일반적인 화력발전소는 1기당 500 MW 내외의 단일 시설이 여러 개가 특정 지역에 모여서 중·대형급 화력발전소를 이루고 있다. 대용량 화력발전소 운영 시 냉각수의 확보가 중요한 운영 요소이기 때문에 대부분의 화력발전소는 수도권, 충청권 서부지역과 남부지역 해안가에 집중되어 있다. 냉매로 해수를 사용하고, 사용한 해수의 일부는 배연탈황에 재사용할 수 있다. 또한, 해수가 배출가스 내의 이산화황을 흡수하여 탈황과정에 사용되는 석회석, 나트륨계 또는 칼슘계 약품을 추가로 투입하지 않게 되어 이에 따른 경제성이 제고된다.

고체연료 사용시설의 일반적인 공정은 연료투입, 1차 연소, 2차 연소, 방지시설, 굴뚝 순으로 구성되어 있다. 1차 연소는 혼소, 열병합발전 또는 복합발전을 통해 에너지 회수율을 향상시키고, 2차 연소에서 저NOx 버너를 사용하여 질소산화물을 저감시킨다. 방지시설로는 입자상 오염물질의 저감을 위해 전기집진기를 주로 사용하고, 탈질설비는 선택적 촉매 환원(Selective Catalytic Reduction, SCR)과 선택적 비촉매 환원(Selective Non-Catalytic Reduction, SNCR)이 적용되며 탈황설비는 배연탈황(Flue Gas Desulfurization, FGD) 시스템을 주로 사용한다.^{9,10)}

2.1. 통합허가 대상 석탄화력발전 시설 현황

환경오염시설법의 발전 업종은 한국산업분류(10차)에 따른 분류에 의거하여, 전기업(351) 중 화력 발전업(35113), 기타 발전업(35119) 및 증기, 냉온수 및 공기조절 공급업(353)으로 구분된다. 그 중 통합허가 대상은 환경오염시설법 제6조에 의거하여 대기오염물질 중 먼지, 질소산화물, 황산화물 발생량의 합계가 20톤/년 이상 또는 물환경보전법 제2조 제4호의 폐수를 일일 700 m³/d 이상 배출하는 사업장이 해당된다.

국내의 발전, 증기업종 사업장 중 2021년 12월까지 통합허가가 완료된 사업장은 162개소이다. 이 중 석탄을 연료로 사용하는 22개 사업장 현황을 **Table 1**에 나타내었다.

환경오염시설법에 따르면 해당 오염 물질에 대해 주변환경과 수용체에 미치는 영향을 고려하여 배출영향분석을 통해 허가배출기준을 설정하고, 이 결과를 바탕으로 모니터링 주기 및 필요에 따른 허가 조건을 부여하거나 추가적으로 필요한 방지시설을 설치해야 한다. 석탄화력발전 시설은 ‘대기업무

Table 1. Current status of solid fuel-using facilities subject to the Environmental Pollution Facility Act.

Business establishment	Fuel	Fuel usage(ton/day)	Capacity of discharge facility	Steam, heat production
A	Coal	4,308.26	519 MW x 2	Electric 144,960 MWh/day
		4,295.95	519 MW x 2	
		9,282.96	1,070 MW x 2	
B	Coal	6,706	800 MW x 2	Electric 5,080 MWh/day
		7,274	870 MW x 2	
		8,461	870 MW x 2	
C	Coal	4,747	500 MW x 2	Electric 35,040,000 MW
D	Coal	1,324.8	350 ton/hr x 2	Electric 1,161.6 MWh/day, Steam 16,800 ton/year
E	Coal	6,576.9	511 MW x 2	Electric 49,280.18 MWh/day
F	Coal	1,524.96	400 ton/hr	Electric 6,237.6 MWh/day, Steam 34,800 ton/day
		933.98	250 ton/hr	
G	Coal	5,196.79	1,796 ton/hr, 560 MW X 4	Electric 3,240 MWh/day
		4,995.26	1,720 ton/hr, 500 MW X4	
H	Coal	186.8	1,690 ton/hr	Electric 6,481.3 MWh/day
		439.6	3,145 ton/hr	
I	Coal	2,381.33	217 MW X 2	Electric 10,542.96 MWh/day
J	Coal	921	330 ton/hr	Electric 1,416 MWh/day, Steam 7,920 ton/day
K	Coal	731.976	250 ton/hr	Electric 155 MWh/day Steam 1,015 ton/day
		756.5	250 ton/hr	
L	Coal	326.4	120 ton/hr	Electric 456 MWh/day, Steam 2,880 ton/day
M	Coal	590.4	250 ton/hr X 2	Electric 6,338.4 MWh/day Steam 31,200 ton/day
		1,134.96	400 ton/hr	
N	Coal	9,416	1,019 MW x 2	Electric 2,038 MW
O	Coal	5,252	550 MW	Electric 5,200.5 MWh
		4,632	500 MW x 3	
		4,483	500 MW x 2	
P	Coal	520.8	225 ton/day x 2	Electric 2,052 MWh Steam 14,400 ton/day
		410.4	225 ton/day	
Q	Coal	11,232	1,050 MW x 2	Electric 50,400 MWh, Steam 135,984 ton/day
R	Coal	5,702.74	595 MW	Electric 28,797.6 MWh/day
S	Coal	9,726.504	1,040 MW x 2	Electric 2,080 MWh
T	Coal	9,401	3,060 ton/hr	Electric 1,018 MWh
U	Coal	11,094	1,040 MW	Electric 49,920 MWh
V	Coal	196.39	354.591 MW	Electric 668.6 MWh/day
		159.25	334.9 MW	

인허가 가이드라인'에 황산화물, 질소산화물 등 총 33종의 대기오염물질이 발생 가능하다고 명시되어 있으며 이 중 환경오염시설법에 따라 배출영향분석을 수행하여 허가배출기준을 설정하는 물질은 24종이다.¹¹⁾

발전시설의 주요 배출시설로는 열병합발전시설과 보일러가 있으며, SO₂, CO, NO₂, Pb, 벤젠, TSP, Zn, NH₃, CS₂, Cr, Hg, Cu, H₂S, 디클로로메탄, TCE, As, Ni, Cd, Br, F, HCN, HCl, 페놀, 포름알데히드가 배출되며, 이를 저감하기 위해 SCR, SNCR, EP, 배연탈황장치, 저NO_x 버너 등의 방지시설을 주로 사용하며, 이 시설들은 환경오염시설법에 따라 허가관리 대상 시설에 포함된다.

2.2. 석탄화력발전 시설에 대한 국내 관련 규정

기존 대기환경보전법 인허가는 대기환경보전법의 제23조에 따라 배출시설에 대한 배출허용기준을 부여하였다. 이는 연료, 배출시설, 설치시기가 동일하다면 지역구분, 주변 환경의 오염상황, 배출규모(1종부터 5종의 구분)가 반영되지 않고 모두 동일한 농도를 규제수준으로 적용받는다. 반면, 환경오염시설법 제6조에 따라 통합 허가를 받기 위해서는 사업지에 대한 환경오염평가인 배출영향분석을 통해 수용체

에 미치는 영향을 최소화하는 허가기준을 부여받는다.^{7), 12)} 배출영향분석은 사업장의 입지 현황(지형 및 기상정보)과 개별 배출구 정보, 배출가스 유량(연간 배출량)이 고려되어 추가오염도를 산정한다. 또한, 사업장 주변의 기존오염현황을 종합적으로 고려한 총오염도를 환경기준과 비교하여 주변환경에 미치는 영향도에 따라 허가배출기준이 설정된다. 이로 인해 사업장의 시설별 맞춤형 허가배출기준 설정이 가능하고, 사업장 주변 인근 수용체에 미치는 영향도 최소화할 수 있다.

이와 더불어 배출시설과 방지시설의 설계, 설치, 운영 및 관리에서 오염물질등의 배출을 가장 효과적으로 줄이고, 기술적·경제적으로 적용 가능한 최적가용기법(Best Available Techniques, BAT)은 환경오염시설법 제24조 제1항에 따라 업종별로 마련하고 있다. 기법 마련 시 오염물질등의 발생량 및 배출량 저감효과, 오염물질 등의 원천적 감소를 통한 사전 예방적 오염관리 가능 여부 등을 고려한다.

기 마련된 '전기 및 증기 생산시설의 통합오염방지 및 관리를 위한 최적가용기법 기준서'(이하 기준서)에는 석탄연료의 특성에 따른 최적가용기법(Best Available Techniques, BAT)을 일반적 환경성능, 대기오염물질의 배출과 에너지 효율성

Table 2. Comparison between EU BAT and domestic BAT.

BAT No.	EU BAT	BAT No.	KOREA BAT	%
18	Integrated combustion process ensuring high boiler efficiency and including primary techniques for NOx reduction (e.g. air staging, fuel staging, low-NOx burners (LNB) and/or flue-gas recirculation)	15	Integrated combustion process ensuring high boiler efficiency and including primary techniques for NOx reduction (e.g. air staging, fuel staging, low-NOx burners (LNB) and/or flue-gas recirculation)	95
19	Dry bottom ash handling	b	Combustion optimisation	86
	NOx, NO ₂ , CO		NOx, NH ₃ , CO	
a	Combustion optimisation	a	Combustion optimisation	95
b	Combination of other primary techniques for NOx reduction(e.g. air staging, fuel staging, flue-gas recirculation, low-NOxburners(LNB))	b	Combination of other primary techniques for NOx reduction(e.g. air staging, fuel staging, flue-gas recirculation, low-NOx burners(LNB))	95
20	c Selective non-catalytic reduction (SNCR)	16	c Combined techniques for NOx and SOx reduction	14
d	Selective catalytic reduction (SCR)		-	
e	Combined techniques for NOX and SOX reduction		-	
	SOx, HCl, HF			
a	Boiler sorbent injection(in-furnace or in-bed)	a	Fuel choice	100
b	Duct sorbent injection (DSI)	b	Boiler sorbent injection(in-furnace or in-bed)	18
c	Spray dry absorber (SDA)	c	Duct sorbent injection (DSI)	5
d	Circulating fluidised bed(CFB) dry scrubber	d	Spray dry absorber (SDA)	-
e	Wet scrubbing	e	Wet flue-gas desulphurisation(wet FGD)	64
21	f Wet flue-gas desulphurisation(wet FGD)	f	Combined techniques for NOX and SOX reduction	32
g	Seawater FGD	g	Wet scrubbing	18
h	Combined techniques for NOX and SOX reduction	h	Replacement or removal of the gas-gas heater located downstream of the wet FGD	36
i	Replacement or removal of the gas-gas heater located downstream of the wet FGD		-	
j	Fuel choice		-	

Table 2. Comparison between EU BAT and domestic BAT. (Continued)

BAT No.	EU BAT	BAT No.	KOREA BAT	%
Dust and particulate-bound metal emissions to air				
22	a Electrostatic precipitator (ESP)	a Cyclone		32
	b Bag filter	b Electrostatic precipitator (ESP)		91
	c Boiler sorbent injection(in-furnaceorin-bed)	c Bag filter		23
	d Dry or semi-dry FGD system	d Boiler sorbent injection (in-furnaceorin-bed)		18
	e Wet flue-gas desulphurisation (wet FGD)	e Dry or semi-dry FGD system		14
		f Wet flue-gas desulphurisation (wet FGD)		68
Mercury emissions to air				
	Co-benefit from techniques primarily used to reduce emissions of other pollutants	Co-benefit from techniques primarily used to reduce emissions of other pollutants		
	a Electrostatic precipitator (ESP)	a Bag filter		9
	b Bag filter	b Electrostatic precipitator (ESP)		91
	c Dry or semi-dry FGD system	c Selective catalytic reduction(SCR)		82
	d Wet flue-gas desulphurisation (wetFGD)	d Dry or semi-dry FGD system, Wet flue-gas desulphurisation (wet FGD)		68
23	e Selective catalytic reduction (SCR)	-		
	Specific techniques to reduce mercury emissions	Specific techniques to reduce mercury emissions		
	f Carbon sorbent (e.g. activated carbon or halogenated activated carbon) injection in the flue-gas	e Fuel pretreatment		36
	g Use of halogenated additives in the fuel or injected in the furnace	f Carbon sorbent (e.g. activated carbon or halogenated activated carbon) injection in the flue-gas		5
	h Fuel pretreatment	g Use of halogenated additives in the fuel or injected in the furnace		5
	i Fuel choice	h Fuel choice		14

등 5개로 분류하여 제시되어 있고 이를 **Table 2**에 정리하였다.¹³⁾ 또한, 통합허가제도를 시행하고 있는 유럽의 최적가용기법(Best Available Techniques, BAT)인 'EU BAT'도 같이 정리하여 비교하였고,¹⁴⁾ 국내 사업장에서 적용하고 있는 기법들을 파악하고자 적용율을 조사하였다.

국내 기술과 외국 기술의 큰 차이가 없는 것으로 조사되었고, 각 기법들은 하나 또는 두 개 이상 결합하여 적용되었다. 국내 사업장에서 가장 많이 적용하고 있는 최적가용기법(Best Available Techniques, BAT)은 연료 및 공기 다단화, 저 NOx 버너, 재연소기술, 완전연소, 연료선택, 습식배연탈황, 전기집진시설, 선택적 촉매 환원 기법이 주로 적용된 것으로 나타났다.

최대배출기준은 최적가용기법(Best Available Techniques, BAT)을 고려하였을 때 발생가능한 오염물질 배출 수준(농도)을 고려하여 설정하며 이 중 법적 규제로 활용가능한 시설, 업종 및 물질은 환경오염시설법 시행규칙 [별표 15]에 제시되어 있다. 환경오염시설법 시행규칙 [별표 15]에 제시된 시설, 업종, 물질은 우선 적용하나 그 외는 대기환경보전법 시행규칙 [별표 8] 제2호에 따른 배출허용기준을 최대배출기준으로 한다. 또한, 나목에 따라 SO₂, NO₂, TSP, 연간

10톤 이상 배출되는 단일한 특정대기유해물질의 경우 별도의 기준을 적용한다. **Table 3**는 환경오염시설법 시행규칙 [별표 15]에 제시된 고체연료 사용시설의 최대배출기준과 대기환경보전법 시행규칙 [별표 8]에 따른 배출허용기준을 나타내었다.

황산화물과 질소산화물의 경우 대기환경보전법은 발전시설을 100 MW 이상과 미만으로, 설치년도를 1996년 6월 30일 이전, 1997년 7월 1일부터 2014년 12월 31일까지, 2015년 1월 1일 이후의 시설로 분류하고 있다. 환경오염시설법은 전기 생산시설을 황산화물은 100 MW 이상의 시설에 대해서만 설치년도를 1996년 6월 30일 이전, 1997년 7월 1일부터 2014년 12월 31일까지로 구분하며, 질소산화물은 시설용량을 구분하지 않고 모든 고체연료 사용시설에 대한 기준을 제시하고 있다.

먼지의 경우 대기환경보전법은 발전시설을 100 MW 이상과 미만으로, 설치년도를 2001년 6월 30일 이전, 2001년 7월 1일부터 2014년 12월 31일까지, 2015년 1월 1일 이후의 시설로 분류하고 있다. 환경오염시설법은 전기 생산시설을 100 MW 이상과 미만으로, 설치년도를 100 MW 이상인 경우엔 2001년 6월 30일까지, 2001년 7월 1일부터 2014년 12월 31일

Table 3. Clean Air Conservation Act and Act On The Integrated Control Of Pollutant-discharging Facilities Regulations for Solid Fuel-Using Facilities.

Standard oxygen concentration 6%						
Pollutants	Law	Facility	Facility details	Facility capacity	Installation year	Emission standards
SO ₂	Clean air conservation act	Power production facility	Solid fuel use facilities(Including liquid fuel mixing facilities)	100 MW ≤	~1996.6.30.	60
					~2014.12.31	50
					2015.1.1.~	25
				< 100 MW	~1996.6.30.	90
					~2014.12.31	60
					2015.1.1.~	35
NO ₂	Act on the integrated control of pollutant-discharging facilities	Electricity production facility	Solid fuel use facilities(Steam turbine)	100 MW ≤	~1996.6.30.	100
					1996.7.1.~2014.12.31	80
					~1996.6.30.	70
				100 MW ≤	1996.7.1.~	50
					2015.1.1.~	15
					~1996.6.30.	90
TSP	Clean air conservation act	Power production facility	Solid fuel use facilities	< 100 MW	1996.7.1.~	60
					2015.1.1.~	30
					~1996.6.30.	140
	Act on the integrated control of pollutant-discharging facilities	Electricity production facility	Solid fuel use facilities(Steam turbine)	-	~2014.12.31	70
					~2001.6.30	12
					2001.7.1.~	10
TSP	Clean air conservation act	Power production facility	Solid fuel use facilities(Including liquid fuel mixing facilities)	100 MW ≤	2015.1.1.~	5
					~2001.6.30	20
					2001.7.1.~	15
	Act on the integrated control of pollutant-discharging facilities	Electricity production facility	Solid fuel use facilities(Steam turbine)	100 MW ≤	2015.1.1.~	10
					~2001.6.30	18
					2001.7.1.~2014.12.31	15
TSP	Act on the integrated control of pollutant-discharging facilities	Electricity production facility	Solid fuel use facilities(Steam turbine)	< 100 MW	~2001.6.30	33

까지로 구분하고 100 MW 미만인 경우엔 2001년 6월 30일 이전 시설에 대해서만 구분하고 있다.

두 가지 기준을 비교했을 때 환경오염시설법에 제시된 최대배출기준은 대기환경보전법에 따른 배출허용기준에 비해 높은 값을 가진다. 이는 각각의 규제수준이 제시된 시기가 구분되기 때문인데 대기환경보전법은 2019년~2020년 배출허용기준을 강화한 반면, 환경오염시설법 시행규칙 [별표 15] 내 1호는 2016년에 만들어졌기 때문이다. 따라서 환경오염시설법에서 제시하는 최대배출기준이 높으면 배출영향분석에서 추가 오염도가 높아지기 때문에 총오염도가 높아지고, 허가배출기준 결정 시 한계배출기준을 적용받을 가능성이 커지게 된다. 반면, 총오염도가 주변 수용체에 미치는 영향이 환경기준 이하일 경우 허가배출기준 자체는 완화되는 양면성을 갖기 때문에 사업장 입지에 따른 맞춤형 허가배출기준 설정이 가능하다.¹⁵⁾ 따라서 환경오염시설법에 따른 최대배출기준

이 수치상으로 높은 값을 가지지만, 배출영향분석을 통해 허가기준을 부여하므로 Table 2와 같이 단순 기준만으로 평가하기엔 한계점이 따른다.

3. 통합허가를 위한 배출영향분석

3.1. 배출영향분석방법 프로그램

국내 석탄 화력발전시설에서 배출되는 대기오염물질이 기존 대기환경보전법에서 환경오염시설법으로의 전환 후 배출수준이 주변 환경에 미치는 영향을 확인하고자 환경오염시설법의 배출영향분석 방법을 적용하여 결과를 도출하였다. 통합허가에서는 배출영향분석을 통해 허가배출기준이 설정되므로 모델링 결과의 불확실성을 줄이고자 허가기관에서 평가방법, 모델링 프로그램과 프로그램 수행에 필요한 기상, 기존오염도 자료를 제공하고 있다.¹⁶⁾ 배출영향분석은 통합환경허가

시스템(<https://ieps.nier.go.kr>)의 대기 배출영향분석 프로그램 ver5.1을 다운받아 사용하였다.

배출영향분석 프로그램은 AERMOD 기반으로 제작되었다. 이 모델은 식(1)을 확산의 기본 방정식으로 사용하는, 풍하측에서 농도가 정규 분포에 따라 확산되는 정상상태의 가우시안 플룸 모델이다.¹⁷⁾

$$C(x, y, z, H) = \frac{Q}{2\pi U \sigma_y \sigma_z} \exp - \frac{1}{2} \left(\frac{y}{\sigma_y} \right)^2 \times \left[\exp - \frac{1}{2} \left(\frac{z-H}{\sigma_z} \right)^2 + \exp - \frac{1}{2} \left(\frac{z+H}{\sigma_z} \right)^2 \right] \quad (1)$$

여기서 C는 배출원에서 배출된 오염물질의 농도 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$), Q는 오염물질의 배출률 (g/sec), U는 배출원에서 x축 방향의 평균 풍속 (m/sec), x는 풍하 방향의 좌표 (m), y는 x축에

직각인 좌표 (m), z는 지면으로부터 연직 방향의 높이 (m), H는 배출원의 유효 높이 (m), σ_y 는 수평연기확산계수 (m), σ_z 는 수직연기확산계수 (m)이다. 연기 내에서 소멸되거나 생성되지 않는 x축 확산은 바람에 의한 이류 이동이 지배적이기 때문에 오염물질의 주 이동 방향은 x축이고, 분산 변수는 x의 함수로 가정한다.

3.2. 배출영향분석을 위한 지형자료 구축

모델링 수행을 위한 지형정보는 국토교통부 국토정보플랫폼에서 사업장 부지경계로부터 20 km 이내의 지역을 포함하는 직사각형의 영역에 해당하는 1:25,000의 수치지도를 DXF 파일로 수집하여 지형정보를 확보하였다. Auto CAD (2021, Autodesk)를 이용하여 하나의 지도를 병합하고 등고선으로 해당 사업장의 표고를 확인하여 내부 입력자료로 사용한다.

Fig. 2. PEC results according to the maximum emission

3.3. 배출영향분석 프로그램 입력

배출영향분석 프로그램은 사업장 정보, 대상 지역, 기존 오염도, 기상정보, 환경의 질 목표수준, 배출원정보 순으로 입력하여 모델링을 수행하게 된다. 사업장 정보에는 사업장 명칭, 사업자 번호 등의 기본적인 정보를 입력하고, 대상 지역에는 사업장의 지형도 파일과 부지경계 파일로 수용점 자료를 생성한 후 사용한다. 기존오염도는 국가 대기질 측정망에서 측정된 최근 3년(2017~2020년) 평균치 자료를 사용하였고, 국가 측정망에서 측정하지 않는 물질에 대해서는 0.0의 값을 기존 오염도로 설정하였다. 사업장에서 배출되는 대기오염물질들이 주변 환경에 미치는 영향을 평가하므로 사업장 부지 경계 내에 존재하는 배출구 정보를 입력하여 분석하였다. 해당 굴뚝의 높이, 굴뚝 내경, 배출온도, 배출속도, 배가스 유속의 정보를 사용하여 추가오염도를 구하였다. 사업장의 운영으로 인해 배출되는 오염물질이 대기에 확산된 추가오염도와 기존오염도를 고려하여 산정한 총오염도는 연간평균치, 24시간 평균치, 8시간 평균치 및 1시간 평균치 중 환경정책기본법 시행령 [별표 1]에 있는 환경기준 또는 환경오염시설법 시행규칙 [별표 7]에 따른 환경의 질 목표수준이 설정되어 있는 평균치를 각각 산정하며, 대상지역과 기상, 오염물질 배출 정보를 고려하였다.⁷⁾ 굴뚝의 위도, 경도는 십진법으로 입력하여 사용하였고, 분석 결과에 영향을 미치는 요소 중 하나인 기상정보 사용시 활용되므로 소수점 넷째 자리까지 입력하여 분석하였다. 기상자료는 종관기상관측(Automated Synoptic Observing System, ASOS) 94개 권역과 상층기상관측 8개소의 측정 자료 중 최근 1년간의 시간 자료를 제공하며 사업장은 입력한 위·경도 자료에 기반하여 가장 근접한 기상대의 자료를 사용하였다. 배출영향분석에서 평가 기준은 사업장이 위치한 환경정책기본법의 환경기준을 우선으로 하며 해당 지역의 지역

조례가 있을 경우 이를 고려하였다. 이 외에 환경오염시설법 시행규칙 [별표 7]에 따른 별도로 평가기준이 마련된 환경의 질 목표수준을 적용하였다.

3.4. 배출영향분석 결과

환경오염시설법 시행규칙 제6조 제4항에 의한 배출영향분석은 지역 환경기준에 대해 사업장에서 배출되는 물질에 대한 오염도를 평가한다. 기존 대기환경보전법 인허가에서 받았던 기준과 환경오염시설법에서 정의하는 최대배출기준의 주변 환경에 미치는 영향에 대한 차이를 보고자 배출영향분석을 수행하여 총오염도 결과를 Fig. 2에 나타내었다.

환경오염시설법에서 제시하는 배출영향분석을 통해 허가 기준이 강화된 경우는 황산화물의 경우 10개 사업장이 해당되었고, 그 중 3개 사업장이 환경기준의 2.5배를 초과하였다. 질소산화물은 13개 사업장이 환경기준을 초과하였으며 그 중 5개 사업장이 환경기준의 2.5배를 초과한 것으로 조사되었다.

먼지의 경우 총오염도가 모두 환경기준 이하로 나타났다. 먼지의 총오염도가 환경오염시설법 기준과 대기환경보전법 기준이 상이하게 적용되는 사업장 중 8개 사업장(Plant. A, F, G, H, I, M, N, O)의 경우는 총오염도 결과의 차이가 나타나지 않았다. 이는 환경오염시설법에 제시된 시설에 한하여 적용하고, 사업장 단위로 총오염도를 평가하며 사업장 내 기준이 동일하게 적용되는 시설들이 많기 때문에 총오염도 결과의 차이가 확연히 나타나지 않은 것으로 판단된다. 또한, 발전업종 허가 시에는 먼지의 환경기준을 총먼지(TSP) 기준으로 평가했고, '20년 이후부터는 미세먼지(PM-10) 기준으로 평가하므로 재허가 또는 변경허가(시설의 변경 또는 증설할 경우 등) 시 먼지 기준이 강화될 수 있을 것으로 판단된다.

Fig. 3. Setting of permissible discharge standard.

4. 통합허가에서의 허가배출기준 설정 및 허가배출기준 분석

허가배출기준은 환경오염시설법 시행규칙 [별표 6]에 따라 설정하며 환경오염시설법 시행규칙 [별표 15]에 따른 최대배출기준 이하의 범위에서 다음의 경우를 만족하는 경우 그 기준안을 허가배출기준으로 설정한다. 허가배출기준의 설정 방법은 Fig. 3에 나타내었다.⁷⁾

허가배출기준 설정 시 최대배출기준 이하의 범위에서 설정을 한 후에 주변 환경이 미치는 영향을 배출영향분석을 통해 평가한다. 허가배출기준(안)의 농도 수준으로 오염물질을 배출하였을 때 추가 오염도의 연간 평균치가 환경기준 중 연간 평균치(이하 장기 환경기준)의 3% 이하이면 허가배출기준(안)을 허가배출기준으로 설정한다. 이와는 달리 추가 오염도의 연간 평균치가 장기 환경기준의 3%를 초과하면 추가 오염도의 24시간, 8시간, 1시간 평균치가 환경기준 중 장기 환경기준에서 24시간, 8시간, 1시간 평균치(이하 단기 환경기준)를 뺀 값 이하이거나 총오염도의 24시간, 8시간, 1시간 평균치가 단기 환경기준 이하 이면서 총 오염도의 연간 평균치가 장기 환경기준 이하인 기준을 허가배출기준으로 설정한다.

배출영향분석 결과 주변 환경영향이 나타나는 범위, 즉 총오염도 결과가 환경기준을 초과하게되면 한계배출기준 범위 내에서 허가배출기준을 설정한다. 발전시설의 한계배출기준은 환경부고시 제2020-119호에 따라 설정한다. 2021년까지는 최대배출기준에서 황산화물은 80%, 질소산화물은 85%, 먼지는 40%, 그 외의 물질은 70% 수준의 기준을 설정했지만, 2022년 1월 1일 이후에는 최대배출기준에서 70%의 수준을 모든 항목에 적용한다. 또한, 총오염도 결과가 환경기준의 2.5배를 초과하는 경우 한계배출기준의 70%의 기준으로 허가배출기준이 설정된다. 한계배출기준 고시에서는 특정 시설에 대해 강화되는 비율이 달리 설정되어있는데, 이는 업종별 특화된 맞춤형 기준으로 볼 수 있다.

특히, 입지에 대한 조건이 우선시되기 때문에 대기관리권역법에 따른 총량관리사업장의 배출총량이 할당된 오염물질과 지역조례의 해당 시설에서의 오염물질, 대기환경보전법의 예외인정허용기준, 환경영향평가협의기준 등은 배출영향분석결과와 달리 허가배출기준을 설정할 수 있다. 추가적으로 현재 환경부에서는 환경오염시설법 최대배출기준을 적용하여 배출영향분석을 수행했을 때 도출된 허가배출기준(안)보다 대기환경보전법 기준이 엄격하다면 대기환경보전법 기준을 허가기준을 부여하여 더 엄격하게 관리하고 있다.⁷⁾

Fig. 4는 최대배출기준 대비 허가배출기준을 백분율로 환산하여 나타낸 그래프이다. 황산화물의 경우 최대배출기준에 비해 평균 약 60~80%, 질소산화물은 약 65~85% 수준의 강화된 허가배출기준이 부여되었고, 먼지는 80~90% 수준의 강화된 허가배출기준을 부여받았다. 이는 기존 대기환경보전법에서 환경오염시설법으로의 전환으로 나타난 결과이다. As, Ni은 모든 사업장에서 강화된 허가배출기준을 부여받았으며, 30~50% 강화되었다. Cd의 경우 10~70% 강화된 기준을 부여받았다. 환경오염시설법에서의 허가배출기준 설정시 대기환경보전법의 기준을 최대배출기준으로 설정하여 배출영향분석을 수행하였을 때 총 오염도가 환경기준의 2.5배를 초과하여 한계배출기준 고시에 따라 더욱 엄격한 허가배출기준을 부여받았다. 이는 기존에 오염되어있던 중금속 농도가 높았을 뿐만 아니라, 발전시설에서 유연탄이 연소되면서 중금속물질들이 배출되기 때문에 이들 물질을 관리함에 있어 효과적이라 판단 할 수 있다.¹⁸⁾

고체연료 화력발전시설은 최근 탄소중립과 미세먼지에 관련된 환경문제가 되고 있어 더욱 강화된 관리가 필요하다. 산업통상자원부의 제9차 전력수급기본계획에 따르면, 석탄발전은 감축하고, 안정적 전력공급을 위해 액화천연가스(Liquefied Natural Gas, LNG)발전으로 보완하는 방안을 추진하고 있다. 2021년 12월 기준으로 국내 석탄발전시설 중 30년 이상 운영된 노후화된 석탄화력발전설비 10기를 폐쇄

Fig. 4. Reinforced permit emission standards compared to the maximum discharge standard.

하였다. 통합허가 대상 사업장 중 5개소가 해당되며 각각 2기씩 폐쇄하였다. 그 중 2개 사업장에서는 폐쇄된 석탄화력발전시설에 대해 연료를 액화천연가스(Liquefied Natural Gas, LNG) 전환할 계획이다. 또한, 현재 건설중인 2기의 석탄화력발전 설비를 액화천연가스(Liquefied Natural Gas, LNG) 발전시설로 전환하는 등 2050년까지 모든 석탄 발전시설을 폐쇄할 계획이다.¹⁹⁾

액화천연가스(Liquefied Natural Gas, LNG) 발전시설은 질소산화물이 주로 배출되기 때문에 황산화물과 먼지가 감소되는 효과가 뚜렷하다. 하지만, 질소산화물이 과다 배출될 가능성이 높기 때문에 선택적 촉매 환원(Selective Catalytic Reduction, SCR)이나 선택적 비촉매 환원(Selective Non-Catalytic Reduction, SNCR)을 사용하여 질소산화물을 저감해야 한다. 통합허가를 득한 액화천연가스(Liquefied Natural Gas, LNG) 발전 사업장의 경우 질소산화물 저감을 위한 방지시설로 대부분 SCR을 사용하고 있다. 이는 선택적 비촉매 환원(Selective Non-Catalytic Reduction, SNCR)을 사용할 경우 NH₃ slip이 생성되므로 환원제 사용량을 최소화하면서 질소산화물 저감 효율을 향상시키기 위해 선택적 비촉매 환원(Selective Non-Catalytic Reduction, SNCR)보다 선택적 촉매 환원(Selective Catalytic Reduction, SCR)을 사용할 것을 권장하기 때문이다.^{9), 20)} 기존 석탄화력발전시설을 모두 폐쇄하고 방지시설을 추가 설치하는 것보다는 환경오염시설법에 따라 배출영향분석을 실시할 경우 기존 대기환경보전법보다 엄격하게 관리가능하기 때문에 통합허가 대상 시설을 확대하는 것이 보다 효과적이라 판단된다.

4. 결 론

본 연구에서는 석탄화력발전소의 통합허가 사례를 통해 기존 확립적으로 부여되던 대기환경보전법상 기준보다는 환경오염시설법에 따른 배출영향분석 방법이 보다 엄격하게 관리 가능한 수단으로 적용 가능함을 확인하였다.

1) 환경오염시설법과 기존 대기환경보전법과의 차이점은 허가배출기준 설정 시 대기환경보전법은 연료, 배출시설, 설치년도가 동일하면 동일한 규제수준이 적용되는 반면, 환경오염시설법은 최대배출기준 이하의 수준으로 배출영향분석을 수행하여 환경기준을 초과하지 않는 범위 내에서 허가배출기준을 설정한다. 환경오염시설법의 최대배출기준과 기존 대기환경보전법의 배출허용기준을 비교한 결과 일부 시설에 대해 환경오염시설법이 수치상으로 높은 값을 갖지만, 환경오염시설법은 지형, 배출원 정보, 배출량과 기상 상황등을 종합적으로 고려하는 배출영향분석을 통해 허가기준을 부여하고 있고, 두 법의 규제수준이 제시된 시점이 분명하게 차이가 나기 때문에 단순히 농도 기준만으로 평가하기엔 한계점이 있음을 확인하였다.

2) 환경오염시설법의 최대배출기준과 기존 대기환경보전

법의 배출허용기준으로 배출영향분석을 수행하여 총오염도 결과를 비교했을 때 대기환경보전법 기준보다 높게 평가되었다. 이는 환경오염시설법의 기준이 더 높은 값이기 때문에 총오염도가 높게 평가된 것이다. 환경오염시설법의 최대배출기준은 2016년에 제시되어 적용되는 기준이고, 대기환경보전법의 배출허용기준은 2020년부터 적용되는 기준이다. 기준 적용에 대한 시기 차이가 존재하기 때문에 기준의 차이가 나타난 것이라 판단된다. 사업장은 두가지 법률에 대해 적용이 되기 때문에 두 기준 중 엄격한 기준을 적용하고 있다. 따라서 향후에는 환경오염시설법 기준과 대기환경보전법 기준을 개정할 경우 두 법사이의 연관성을 고려하여 기준이 제시된다면 통합허가시 배출 수준에 대해 더 강하게 규제할 수 있을 것이라 판단된다.

3) 배출영향분석 결과를 반영하여 주변 환경영향이 나타나는 정도에 따라 허가배출기준이 설정됨을 확인하였다. 기존 대기환경보전법 대비 황산화물과 질소산화물은 각각 10개 사업장에서 약 22%, 먼지는 8개 사업장에서 10% 강화된 허가기준을 부여받았다. 먼지의 경우 발전업종 허가 시 (2017~2020) 총먼지(TSP)로 평가했고, 2021년 이후부터는 좀 더 강화된 미세먼지(PM-10) 기준으로 평가하므로 사업장에서 재허가를 신청하거나 시설을 변경 또는 증설하여 총오염도를 재산정할 경우 먼지 기준이 강화될 수 있을 것으로 판단된다. 또한, 현재 환경부에서는 최대배출기준을 적용하여 배출영향분석을 수행했을 때 도출된 허가배출기준(안)보다 대기환경보전법 기준이 엄격하다면 대기환경보전법 기준을 허가기준을 부여하여 더 엄격하게 관리하고 있다.

4) 고체연료 화력발전시설은 최근 탄소중립, 미세먼지와 같은 환경문제가 발생하고 있어 더욱 강화된 관리가 필요하다. 오염물질들을 저감하고자 현재 고체연료 사용시설을 감축하고 있으며, 청정연료인 액화천연가스(Liquefied Natural Gas, LNG)를 사용하도록 권장하고 있다. 산업통상자원부는 2020년부터 2034년까지 15년간의 전력수급 전망, 수효관리, 전력설비 계획 등을 담은 에너지 기본계획의 제9차 전력수급기본계획에 따라 석탄발전기를 폐쇄하고 있다. 2021년 12월 기준으로 30년 이상 운영된 노후화된 석탄화력발전 설비 10기를 폐쇄하였다. 통합허가 사업장 중 5개의 사업장이 이에 해당하였으며 그중 2개 사업장은 폐쇄된 석탄화력발전 시설에 대해 연료를 액화천연가스(Liquefied Natural Gas, LNG)로 전환할 계획이다. 또한 현재 건설 중인 2기의 석탄화력발전 설비도 연료를 액화천연가스(Liquefied Natural Gas, LNG)로 전환하는 등 2050년까지 모든 석탄 발전시설을 폐쇄할 계획이므로 황산화물과 먼지는 감소되는 효과는 뚜렷하게 나타날 것으로 기대된다. 또한, 연료가 변경됨으로 환경에 미치는 영향을 파악하기 위해 액화천연가스(Liquefied Natural Gas, LNG) 발전 시설에 대한 통합허가 후 대기오염물질 발생 현황에 대한 연구도 필요할 것으로 판단된다.

Acknowledgement

본 연구는 사업장 통합환경관리 표준화 방안 마련(IV)-배출 영향분석 방법 고도화 마련 연구(과제 번호: NIER-2020-01-02-036)를 기반으로 수행되었습니다. 이에 감사드립니다.

References

1. H-H Choi, H. S. Yoo, Characteristics of the Continuous Measurement and the Fuel Analysis for Emission Calculation of Carbon Dioxide in a Coal Fired Power Plant, The plant journal, 13(1), 44-50(2017).
2. Statistics Korea, <http://www.index.go.kr/>, (2021).
3. KEPCO, <https://home.kepcoco.kr/>, (2021).
4. Ministry of Trade, Industry and Energy, Economic analysis report of environmental regulations on coal thermal power generation(2016).
5. International Energy Agency, 2013, Gas to coal competition in the U.S power sector(2013).
6. T-W. Han, D. S. Lim, S. Y. Park, J. T. Kim, Assessment on the Effect of Environmental Regulations on the Share of Coal in the Power Sector in USA - A Combined Qualitative and Quantitative Approach -, Korea Environmental Policy And Administration Society, 25(2), 199-230(2017).
7. MOE(Ministry of Environment), Act on integrated control of pollutant-discharging facilities(2021).
8. KEPCO <https://home.kepcoco.kr/>(2021).
9. S. J. Shin, J-H. Park, D. G. Lee, D-G. Kim, Understanding and Improvement of Best Available Techniques for Electricity and Steam Production Facility, J. Korean Soc. Environ. Eng, 34(2), 281-293(2018).
10. D-A. Lee, J-G. Yang, B-Y. Park, H-B. Kim, H Ha, S-I. Yang, Emission Characteristics of Solid Fuel Using Facilities, J. Korean Society of Environmental Technology, 18(2), 123-133(2017).
11. MOE(Ministry of Environment), Guidelines for licencing and permitting of air pollutant discharge facilities, 78(2020).
12. MOE(Ministry of Environment), Clean Air Conservation Act(2021).
13. MOE(Ministry of Environment)and NIER(National Institute of Environmental Research), Reference document on best available techniques for Electricity and Steam Production Facility in Korea(2016).
14. EUROPEAN COMMISSION, Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants, 755-768(2017).
15. S. Y. Gong, G. S. Ahn, G. R. Oh, Evaluation and improvement of permissible emission standards for air pollutants discharge facilities under the Act on Integrated Management of Environmental Pollution Facilities, Korea Environment Institute(KEI), 7-48(2019).
16. J. H. Seo, H-J. Hwang, J. B. Khan, S. K. Lee, Y. L. Kim, The Present Status and Improvement of Air Quality Assessment Methodology for Integrated Environmental Permission System, Journal of Korean Society for Atmospheric Environment, 37(3), 523-535(2021).
17. A. A. Abdel-Rahman, On the atmospheric dispersion and Gaussian plume model, In Wsai'08: Proceedings of the 2nd International Conference on Waste Management, Water Pollution, Air Pollution, Indoor Climate, 31-39(2018).
18. Y. H. Song, O. Kim, S. H. Park, J. H. Lee, A Study on the Changes in Heavy Metal Emissions when Using Mixed Fuel in a Thermal Power Plant, J. Environ. Health Sci., 44(1), 63-75(2018).
19. Ministry of Trade, Industry and Energy, 9th Basic Plan for Electricity supply and demand, Announcement No. 2020-741.
20. J-W Kim, A Study on Environmental and Economic Cost Analysis of Coal Thermal Power Plant Comparing to LNG Combined Power Plant, Asia-Pacific Journal of Business, 9(4), 67-87(2018).

Declaration of Competing Interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

Authors and Contribution Statement

Hyeon-jeong Hwang

Natural Environment Research Division, Environmental Resources Research Department, NATIONAL INSTITUTE OF ENVIRONMENTAL RESEARCH, Research Fellow 0000-0002-6651-9126: Conceptualization, Data curation, Data analysis, Methodology, Visualization, Writing - original draft.

Ji Hae Seo

Natural Environment Research Division, Environmental Resources Research Department, NATIONAL INSTITUTE OF ENVIRONMENTAL RESEARCH, Research Fellow 0000-0002-4347-9467 : Writing - review and editing.

JongBeom Khan

Natural Environment Research Division, Environmental Resources Research Department, NATIONAL INSTITUTE OF ENVIRONMENTAL RESEARCH, Research Fellow 0000-0002-1729-0775 : Writing - review and editing.

Sunkyung Lee

Natural Environment Research Division Integrated Environmental Permit Research TF, NATIONAL INSTITUTE OF ENVIRONMENTAL RESEARCH, Research Fellow/ 0000-0003-1904-4209 : Writing - review and editing.

Hyeonsoo Park

Environment Compliance & Audit, Junior Consultant 0000-0001-6910-8165 : Writing - review and editing.

YoungLan Kim

Waste-to-Energy Research Division, Environment Resources
Research Department, NATIONAL INSTITUTE OF
ENVIRONMENTAL RESEARCH, Senior Researcher
0000-0002-5260-9534 : Conceptualization, Data curation, Data
analysis, Methodology, Project administration, Visualization,
Writing - original draft.