

화력발전소의 CO₂ 배출량 및 배출비용 함수산정과 5모선 전력계통 적용사례

(Estimation of CO₂ Emission and Emission Cost Function of Thermal Power Plants and
Application to 5-Bus Sample Power System)

이상중*

(Sang-Joong Lee)

요 약

1997년 교토 기후협약이 체결되었고, 세계는 지금 지구온난화 문제로 CO₂ 전쟁을 치르고 있다. 우리나라도 2013년부터 기후협약 규제가 거의 확실시 되고 있다. 화석연료의 연소로 대부분의 전력을 생산하는 발전산업은 우리나라 CO₂ 대기배출량의 20[%] 이상을 차지하고 있다. 발전소의 화석연료의 소모와 이에 따른 CO₂ 대기배출 규제는 갈수록 엄격해 질 전망이다. 전력생산단계에 크게 영향을 끼칠 것이다. 본 논문은 화력발전소의 입출력 특성계수를 이용하여 발전출력에 대한 CO₂ 대기배출비용 함수를 유도하는 방법과 이를 전력계통의 운용에 반영하는 방안을 제시한다. 모형계통의 시뮬레이션을 통하여 CO₂ 배출량과 CO₂ 대기배출비용을 감안한 전력계통 최적운전 연산 사례를 도시하였다.

Abstract

The global warming due to greenhouse gases is now the hottest issue all over the world. The world has been under CO₂ war since the Kyoto Protocol was opened for signature on December 11, 1997 in Kyoto, Japan. The Kyoto Protocol now covers more than 164 countries globally as of July 2006. Countries that ratify this protocol commit to reduce their CO₂ emissions, or engage in emissions trading. Korea is also expected to obey the Protocol starting in 2013, which will give a serious shock especially to the electric power industry. The power plants burning the fossil fuel produce more than 20 percent of national total CO₂ emission. This paper presents the calculation of the amount and cost of CO₂ emission w.r.t. generator MW output and its application to power system operation. The CO₂ emission function is derived using the input-output coefficients of the thermal power plants. The optimal power system operation considering CO₂ emission and its cost is demonstrated on a five-bus sample power system.

Key Words : CO₂ Emission, Input-Output Coefficients, Thermal Power Plant, Power System Operation

* 주저자 : 서울산업대학교 전기공학과 부교수

Tel : 02-970-6411, Fax : 02-978-2754

E-mail : silee@snut.ac.kr

접수일자 : 2007년 5월 8일

1차심사 : 2007년 6월 4일

심사완료 : 2007년 7월 31일

1. 서 론

2007년 5월, 유엔 산하 ‘정부간 기후변화 위원회’(IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change)[1]는 ‘기후변화 완화’(Mitigation of Climate Change)라는 제목의 3차 보고서를 채택하였다. 이 보고서는 앞으로 기후변화 완화를 위한 추가적인 노력이 없다면 전 세계 온실가스 대기배출량이 오는 2030년까지 2000년 대비 25~90% 증가할 것이라고 경고하고 있다[2].

1997년 교토 기후협약이 체결되었고, 이산화탄소 대기배출량 세계 10위인 우리나라도 2013년부터는 온실가스 의무 감축에 나서야 할 전망이다. 탄소 배출권 거래시장이 커지고 있으며 이미 유럽 지역에서는 ton당 십 유로 이상의 비싼 가격에 CO₂ 배출권이 거래되고 있다. 기업들은 생산체제의 대대적인 변화를 서둘러 이에 대비하지 않으면 안된다.

화석연료의 연소로 대부분의 전력을 생산하는 발전산업은 우리나라 CO₂ 배출량의 20[%] 이상을 차지하고 있다. 발전소의 화석연료의 소모와 이에 따른 CO₂ 대기배출 규제는 갈수록 엄격해질 전망이다. 전력생산단가에 크게 영향을 끼칠 것이다.

발전소의 CO₂ 가스 배출량에 영향을 주는 요소로는 사용연료 및 연소율, 열싸이클의 종류, 설비의 열효율 등이 있으며 발전소의 입출력 특성곡선은 이들 요소를 모두 반영하고 있다[3]. 본 논문은 발전소의 성능시험 결과 얻어지는 입출력 특성계수를 이용하여 화력발전소의 발전출력에 따른 순시 CO₂ 대기배출비용을 계산하는 방법과, 이를 전력계통의 최적운전에 적용하는 방안을 제시한다. 모형계통의 시뮬레이션을 통하여 CO₂ 배출량과 CO₂ 대기배출비용을 감안한 전력계통 최적운전 연산 사례를 도시하였다.

2. 발전소의 입출력 특성곡선을 이용한 CO₂ 대기배출량 연산

2.1 발전소의 입출력 특성곡선

발전소는 성능시험(performance test)을 통하여 식 (1)의 2차 계수 a, 1차 계수 b 및 상수 c의 세 입출력 특성계수를 구한다.

$$y(P) = aP^2 + bP + c \quad (1)$$

그림 1은 식 (1)을 그래프로 나타낸 것으로서 입출력 특성곡선(input-output curve)이라 부른다[4]. 입출력 특성곡선의 x 축은 발전출력 P[MW], y축은 열입력량 y(P)[Gcal/hour]이다.

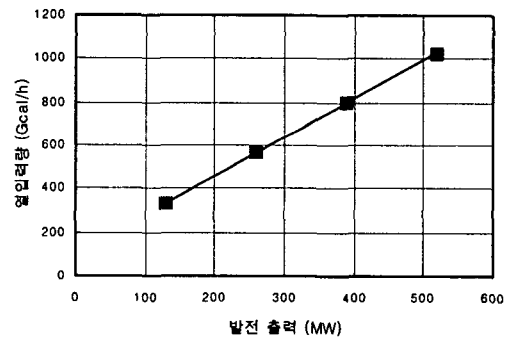


그림 1. 입출력 특성곡선
Fig. 1. Input-output curve

연료소모량[ton/h], 연료의 발열량[kcal/kg], 연소율[0~1.0]과 열입력[Gcal/hour] 사이에는 다음과 같은 관계가 있다.

$$\text{열입력} = \text{연료소모량} \times \text{발열량} \times \text{연소율} \quad (2)$$

2.2 연료별 탄소배출계수

화석연료별로 탄소함유량이 상이하므로 연료별 탄소배출계수[Carbon content factor, kgC/GJ]를 결정하여야 한다. 표 1은 IPCC가 추천한 연료별 탄소배출 계수이다[1, 5].

표 1. 연료별 탄소배출 계수
Table 1. Carbon content factors

연료구분		탄소배출계수 kgC/GJ(tonC/Gcal)
액체 화석 연료	원유	20.00
	천연액화가스	17.20
	경유	20.20
	중유	21.10
고체 화석 연료	무연탄	26.80
	원료탄	25.80(0.1075)
	연료탄	25.80(0.1075)
기체화석연료	LNG	15.30(0.064)

2.3. 탄소와 CO₂의 질량비

식 (1)의 열입력 y(P)[Gcal/hour]에 표 1의 연료별 탄소배출계수를 곱하면 탄소(carbon) 배출량이 구해진다. 연소를 통해 탄소가 산화될 때 산소(O₂)와 결합하여 질량이 증가하므로, CO₂와 탄소간의 질량비 44/12를 탄소배출량에 곱하면 CO₂ 대기배출량을 구할 수 있다[1, 5].

2.4. MW 출력 대비 CO₂ 배출량 함수

예1 : 성능시험 결과 유연탄을 연료로 사용하는 K 발전소의 입출력 특성계수가 a=0.0004, b=2.0, c=104로 각각 주어졌다면, K 발전소의 열 입력함수 y(P)는 식 (1)로부터 아래와 같이 표시된다.

$$y(P) = 0.0004P^2 + 2.0P + 104 \quad (3)$$

여기에 표 1의 유연탄의 탄소배출계수 0.1075 [tonC/Gcal]와 CO₂-탄소간의 질량비 44/12를 곱하면 아래와 같은 K 발전소의 CO₂ 대기배출량 산출 공식을 얻을 수 있다.

$$\begin{aligned} & \text{K 발전소의 CO}_2 \text{ 대기배출량} \\ &= \text{열 입력} \times \text{IPCC 탄소배출계수} \times 44/12 \\ &= (0.0004P^2 + 2.0P + 104) \times 0.1075 \times 44/12 \\ &= 0.000157P^2 + 0.7882P + 40.98 \quad (4) \end{aligned}$$

예를 들어 500[MW] 출력에 대한 K 발전소의 CO₂ 대기배출량은

$$\begin{aligned} & 0.000157(500)^2 + 0.7882(500) + 40.98 \\ &= 474.3[\text{ton CO}_2/\text{hour}] \quad (5) \end{aligned}$$

가 된다.

예2 : LNG를 연소하는 J 발전소의 입출력 특성계수가 a=0.0002, b=1.5, c=40.2로 주어졌다면, J 발전소의 열 입력함수 y(P)는 식 (1)로부터 아래와 같이 표시된다.

$$y(P) = 0.0002P^2 + 1.5P + 40.2 \quad (6)$$

표 1의 LNG의 IPCC 탄소배출계수 0.064[ton C/Gcal]와 CO₂-탄소간의 질량비 44/12를 곱하면 아래와 같은 J 발전소의 CO₂ 대기배출량 산출 공식을 얻을 수 있다.

$$\begin{aligned} & \text{J 발전소의 CO}_2 \text{ 대기배출량} \\ &= (0.0002P^2 + 1.5P + 40.2) \times 0.064 \times 44/12 \\ &= 0.000047P^2 + 0.3519P + 9.43 \quad (7) \end{aligned}$$

발전출력이 200[MW]라면 J 발전소의 CO₂ 대기배출량은

$$\begin{aligned} &= 0.000047(200)^2 + 0.3519(200) + 9.43 \\ &= 81.69[\text{ton CO}_2/\text{hour}] \quad (8) \end{aligned}$$

가 된다[6].

3. 발전소 MW 출력 대비 CO₂ 대기배출비용 연산

CO₂ 대기배출에 따른 비용계산은 여러 복잡한 경

우가 존재할 수 있다. 본 논문에서는 편의상 ton-CO₂ 당 일정한 비용을 지불한다고 가정한다. 이 경우, 발전소의 총 CO₂ 배출량에 ton당 대기배출 비용[\$/ton-CO₂]을 곱하면 간단하게 MW 출력 대비 시간당 CO₂ 대기배출비용 함수를 얻을 수 있다.

예1 : CO₂의 ton당 배출비용이 \$14라면

$$\begin{aligned} & K \text{ 발전소의 CO}_2 \text{ 대기배출비용} \\ &= \text{CO}_2 \text{ 배출량[ton/hour]} * \text{ton당 배출비용} \\ &= (0.000157P^2 + 0.7882P + 40.98) * 14 \\ &= 0.00219P^2 + 11.03P + 573.72 \end{aligned} \quad (9)$$

가 된다. 발전출력이 500[MW]라면 시간당 CO₂ 대기배출비용은

$$\begin{aligned} & 0.00219(500)^2 + 11.03(500) + 573.72 \\ &= 6,636[\$/\text{hour}] \end{aligned} \quad (10)$$

가 된다.

예2 : CO₂의 ton당 배출비용이 \$14라면

$$\begin{aligned} & J \text{ 발전소의 CO}_2 \text{ 대기배출비용} \\ &= \text{CO}_2 \text{ 배출량[ton/hour]} * \text{ton당 배출비용} \\ &= (0.000047P^2 + 0.3519P + 9.43) * 14 \\ &= 0.00066P^2 + 4.926P + 132.0 \end{aligned} \quad (11)$$

가 된다. 발전출력이 200[MW]이라면 시간당 CO₂ 대기배출비용은

$$\begin{aligned} &= 0.00066(200)^2 + 4.926(200) + 132.0 \\ &= 1,143.6[\$/\text{hour}] \end{aligned} \quad (12)$$

가 된다.

4. CO₂ 배출량 및 배출비용을 고려한 전력계통 연산사례

4.1. Minimum fuel cost operation (등중분 연료비에 근거한 고전적 ELD)

아래 식은 등중분 연료비 원리에 근거한 고전적 발전연료비 최적화 문제이다. 목적함수는 연료비 함수가 되고 제약조건은 수급방정식이 된다.

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } \sum F_i(P_{Gi}) \\ & \text{s.t. } \sum P_{Gi} - P_D - P_{loss} = 0 \end{aligned} \quad (13)$$

최적조건은

$$\frac{dF_i}{dP_{Gi}} \frac{1}{1 - \partial P_{loss} / \partial P_{Gi}} = \lambda \quad (14)$$

가 된다[7].

4.2 Minimum CO₂ emission operation (CO₂ 대기배출량 최소화 운전)

식 (13)의 목적함수를 CO₂ 대기배출량 함수로 치환할 경우, CO₂ 대기배출량을 최소화하는 계통운용이 가능하다.

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } \sum CO_{2,i}^{emiss}(P_{Gi}) \\ & \text{s.t. } \sum P_{Gi} - P_D - P_{loss} = 0 \end{aligned} \quad (15)$$

최적조건은

$$\frac{dCO_{2,i}^{emiss}}{dP_{Gi}} \frac{1}{1 - \partial P_{loss} / \partial P_{Gi}} = \mu \quad (16)$$

가 된다.

4.3 CO₂ 대기배출비용을 감안한 ELD

식 (13)의 목적함수에 CO₂ 대기배출비용을 포함시킬 할 경우 CO₂ 대기배출비용을 포함하는 계통의 경제급전운용이 가능하다.

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } \sum [F_i(P_{Gi}) + CO_{2i}^{cost}(P_{Gi})] \\ & \text{s.t. } \sum P_{Gi} - P_D - P_{loss} = 0 \end{aligned} \quad (17)$$

최적조건은

$$\frac{d(F_i + CO_{2i}^{cost})}{dP_{Gi}} \frac{1}{1 - \partial P_{loss} / \partial P_{Gi}} = \xi \quad (18)$$

가 된다.

단,

F_i : i 번째 발전기의 연료비

CO_{2i}^{emiss} , CO_{2i}^{cost} : CO_2 배출량 및 배출비용 함수

P_{Gi} : i 번째 발전기 출력

P_D , P_{loss} : 총부하 및 계통손실

λ , μ , ξ : Lagrange multipliers

4.4 Simulation

그림 2와 같은 세 대의 발전기 G1(모선1: J 발전소), G2(모선2: K발전소) 및 G3와 부하모선 4, 5로 구성된 5 모선 모형계통[8]을 가정하여 동일한 부하 조건에서 다음의 세 가지 경우에 대하여 simulation 해 보았다.

Case I : Minimum fuel cost operation
(고전적 ELD, CO_2 배출비용 불포함)

Case II : Minimum CO_2 emission operation

Case III : CO_2 배출비용을 감안한 ELD

선로정수를 표 2에, base case 의 모선 data 및 조류계산결과를 표 3에 기술하였다. 발전기 1, 2, 3의 연료비 함수는 아래와 같이 가정하였다.

$$F_1(P_1) = 0.004P_1^2 + 30P_1 + 337 \quad (19)$$

$$F_2(P_2) = 0.0056P_2^2 + 28P_2 + 1,014 \quad (20)$$

$$F_3(P_3) = 0.004P_3^2 + 10P_3 + 270 \quad (21)$$

발전기 1의 CO_2 배출량 및 대기배출비용 함수는 식 (7), (11)을, 발전기 2의 CO_2 배출량 및 대기배출

비용 함수는 식 (4), (9)를 사용한다. 발전기 3은 정 출력($P_G=0.7$ [p.u.]) 운전하는 발전소로서 CO_2 대기배출은 없는 것으로 가정하였다.

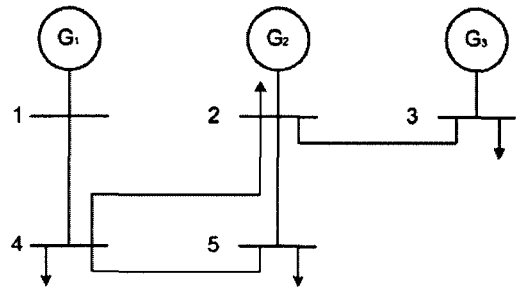


그림 2. 5모선 시스템
Fig. 2. A Five-bus system

표 2. 선로정수
Table 2. Line Parameters((p.u.))

from	to	R	X	Shunt Y
2	3	.030	.103	.050
2	4	.105	.347	.010
2	5	.080	.262	.020
1	4	.106	.403	.010
4	5	.033	.118	.050

표 3. Base-case 모선 data 및 조류계산 결과
Table 3. Base-case bus data and power flow

Bus	PG	PD	QG	QD	V
1	.515	-	-.061	-	.953
2	.688	.468	-.184	.058	.98
3	.7	.860	.569	.200	1.015
4	-	.362	-	.042	.946
5	-	.174	-	.010	.954

simulation 결과, 표 4 에 나타난 바와 같이 동일한 부하조건에서

Case I 은 발전연료비가 최소화 되었고,

Case II 는 CO_2 대기배출량이 최소화 되었으며,

Case III 는 연료비와 CO_2 대기배출비용을 합한 비용이 최소화되었음을 알 수 있다.

표 4. CO₂ 배출량, 배출비용 및 운전비용
Table 4. CO₂ emission and Operating Cost

	Case I	Case II	Case III
Fuel cost (\$/hour)	5,730	6,851	5,835
CO ₂ emission cost (\$/hour)	1,986	1,484	1,744
Fuel+CO ₂ emission cost (\$/hour)	7,717	8,336	7,579
CO ₂ emission (ton-CO ₂ /hour)	141.9	106.0	124.6
P _{G1}	0.078	1.421	0.487
P _{G2}	1.101	0.059	0.712
P _{G3}	0.7	0.7	0.7

5. 결 론

본 논문은

- 발전방식, 열효율, 사용연료, 연소율 등의 정보를 가진 발전소의 입출력 특성계수
- IPCC 연료별 탄소배출 계수
- 탄소-CO₂간의 질량비
- CO₂의 ton당 대기배출비용

등으로부터 화력발전소의 발전출력에 따른 CO₂ 대기배출비용을 계산하는 방법을 제시하였다.

또한, 계산된 CO₂ 대기배출량과 배출비용이 발전 연료비와 더불어 전력계통 최적운용 연산에 응용되는 사례를 모형계통의 simulation 을 통하여 확인하였다.

감사의 글

본 연구를 위한 에너지 관리공단의 연구비 지원에 대하여 깊이 감사드립니다.

References

- (1) IPCC "Intergovernmental Panel on Climate Change" 2001, The Science Basis, Cambridge: Cambridge University Press.
- (2) 조선일보 2007년 5월 5일, A14면.
- (3) 이영철, 정재모, 김현철, "기후변화 협약에 따른 발전부문 대응방안", 한국자원경제학회 춘계공동학술대회 논문집, pp.11-30, 2004. 2.
- (4) R.Bergen, V.Vittal, Power Systems Analysis, 2nd ed. Prentice Hall, pp. 401-403, 2000.
- (5) IPCC Reference Manual 1996.
- (6) 이상중, 임정균, "화력발전소 입출력 특성계수를 이용한 순시 발전출력 대비 CO₂ 대기배출량 계산" 한국조명전기설비학회 논문지, Vol.21, No.5, pp. 120-125. 2007. 6.
- (7) HHapp, "Optimal Power Dispatch-A Comprehensive Survey", IEEE Transaction on PAS, vol.96, No.3, pp. 841-854, 1977.
- (8) 김준현 외, "전력시스템공학", 청문각, pp. 332-333, 1998.

◇ 저자소개 ◇

이상중 (李尙中)

1957년 1월 10일생. 부산공업고등전문학교 전기과 5년 졸업. 성균관대학교 전기공학과 졸업. GE PSEC 수료. 충남대학교대학원(박사). 1995년 한국전력공사 전력연구원 부장. 1996년 한국전력공사 보령화력본부 부장. 1998년~현재 서울산업대학교 전기공학과 부교수.

Tel : (02)970-6411

Fax : (02)978-2754

E-mail : sjlee@snut.ac.kr