

Assessment of the CO₂ Emission Considering the Generator Maintenance Scheduling

전 동 훈* · 박 정 제** · 오 태 곤*** · 조 경 희*** · 최 재 석† · 백 응 기§

(Dong-Hoon Jeon · Jeong-Je Park · Tae-Gon Oh · Kyeong-Hee Cho · Jae-Seok Choi · Ung-Ki Baek)

Abstract - The CO₂ emission can be decreased due to freedom of generator maintenance scheduling(GMS). This paper proposes assessment of CO₂ emission considering generator maintenance scheduling(GMS) and evaluates effect of the GMS on CO₂ emission. And also, this paper assesses the CO₂ emission and the probabilistic production cost simulation of nuclear and thermal power generators considering operation of hydro and pumped generator. The minimum reliability criterion level satisfied production cost minimization function model is used in this paper. The practicality and effectiveness of the proposed approach are demonstrated by simulation studies for a real size power system in Korea in 2010.

Key Words : CO₂ emission, Generator maintenance scheduling, Hydro and pumped generator, Probabilistic production cost

1. 서 론

최근 환경의식의 성장과 온실가스 감축목표에 관한 교토의정서 비준 증가의 영향으로 인하여 전력산업에서도 CO₂ 배출 추정이 중요한 쟁점으로 부상하고 있다.

발전기보수유지계획은 발전시스템의 운용과 계획에 있어서 경제성과 신뢰성 모두에 영향을 미치는 중요한 계획문제이다. 발전기보수유지계획은 지금까지 일반적으로 예비율이나 위험률(RISK)을 평균화 내지 극대화하는 것을 목적함수로 삼는 방법이 주로 사용되어져 왔다. 그러나 근래 전력산업의 자유경쟁체제 환경 하에서 발전회사는 신뢰도를 극대화하는 모형보다 적정신뢰도기준을 만족하면서 발전비용을 최소화 하는 모형 또는 이윤극대화 모형을 더욱 선호하게 되었다. 그런데 발전비용 최소화 모형을 사용할 경우에는 수많은 확률론적인 발전비용 산정이 필요하고 발전기의 사고확률 및 다양한 운영방식을 고려해야 하므로 신뢰도 극대화 방법보다 상대적으로 매우 어렵고 복잡한 모형을 요구하게 된다.

본 논문은 신뢰도기준을 의미하는 기준공급예비율을 유지하면서 확률론적인 발전비용을 최소화 하는 방법을 사용하여 수력 발전기와 양수 발전기(P-G)를 고려한 발전기보수유지계획을 수립하였으며 더불어 CO₂배출 추정방법을 제시한다. 본 연구에서 제안한 방법을 우리나라 계통규모에 적용

한 사례연구를 통하여 제안하는 방법의 유효성을 검증하였다. 나아가 특정 발전회사가 직접 지정한 발전기보수유지계획의 제한을 받지 않은데 기인한 CO₂배출량의 변화도 살펴 보았다.

2. 발전기보수유지계획의 정식화

2.1 목적 함수

2.1.1 확률론적 발전비용 F의 최소화

확률론적인 발전비용을 최소화 하는 목적함수는 식(1)과 같이 정식화 된다. 이때 확률론적인 발전에너지 즉, 발전전력량(E_{in})은 식(2)처럼 정식화 된다.

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } F\{E_m, \Phi_i(u_m)\} \\ & = \sum_{n=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} \{A_i E_m + B_i T \Phi_i(u_m)\} \text{ [원]} \end{aligned} \quad (1)$$

단, A_i : 발전비용함수의 1차 계수 [원/MWh]

B_i : 발전비용함수의 상수 [원/hour]

E_{in} : n 시간대에서 i 번째 발전기의 확률론적 발전량 [MWh]

Φ_m : n 시간대의 i 번째 발전기까지 투입될 때의 유효부하 지속곡선

T : 각 시간대의 간격시간 [hours]

$$E_m = (1 - q_i) T \int_{u_{i-1}}^{u_i} \Phi_{i-1,n}(x) dx \text{ [MWh]} \quad (2)$$

단, i : 발전기의 투입순서

* 정 회 원 : 한국전력공사 전력연구원 선임연구원

** 정 회 원 : 경상대 공대 전기공학과 박사과정

*** 준 회 원 : 경상대 공대 전기공학과 석사과정

§ 정 회 원 : 한국서부발전(주)

† 교신저자, 시니어회원 : 경상대 전기공학과 정교수 · 공박

E-mail : jschoi@gnu.ac.kr

접수일자 : 2010년 5월 11일

최종완료 : 2010년 7월 27일

n : 발전기보수유지 시간대의 수
 u_i : $C_1+C_2+\dots+C_i$ [MW]
 C_i : i 번째 발전기의 용량
 $u_0 = 0$
 q_i : i 번째 발전기의 사고확률

그림 1은 본 연구에서 사용한 계통 모형을 보인 것이다. 여기서, $L(L_{Pn})$ 은 n 번째 시간대에서의 최대부하인 L_{Pn} 의 부하지속함수(Φ_{0n})이다.

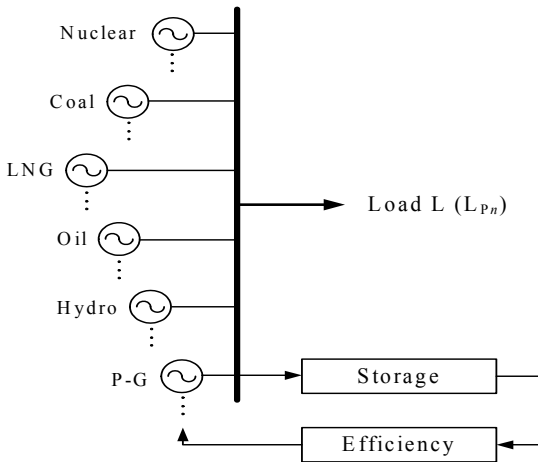


그림 1 제안된 방법에서 사용한 계통 모형
 Fig. 1 A system model for the proposed method

2.2 제약조건

2.2.1 신뢰도 지수 제약조건

각 시간대별 공급예비율(SRR_n)이 주어진 신뢰도 기준공급예비율(SRR_n^*)을 만족 하여야 한다. 이를 정식화 하면 식 (3)과 같다.

$$SRR_n = (IC - MCAP_n - PD_n) \times 100 / PD_n \geq SRR_n^* \quad (3)$$

단, IC : 발전기의 총 설비용량 [MW]
 $MCAP_n$: n 번째 시간대의 보수용량 [MW]
 PD_n : n 번째 시간대의 최대부하 [MW]
 SRR_n^* : n 시간대의 신뢰도 기준공급예비율[%]

2.2.2 시종단 경계조건

초기에는 보수한 발전기가 없어야하고 마지막 시간대까지는 모든 발전기가 보수를 완료해야 하므로 각 발전기의 보수상태를 나타내는 상태벡터 X 의 시종단 경계조건은 다음과 같이 된다.

$$X(1) = \mathbf{0}$$

$$X(N+1) = [MD_1, MD_2, MD_3, \dots, MD_{NG}]^T \quad (4)$$

단, $\mathbf{0}$: 영벡터
 MD_i : i 번째 발전기의 보수기간
 X : 발전기보수유지 상태변수
 N : 총 보수시간대의 수

2.2.3 보수가능기간의 경계조건

각 발전기는 보수 가능 시간대내에서 보수를 실시하여야 한다. 이 제약조건을 정식화 하면 식 (5)와 같다.

$$U_i(n) = \begin{cases} 0 & n < MS_i \text{ or } n > MF_i + MD_i \\ 1 & MS_i \leq n \leq MF_i + MD_i \end{cases} \quad (5)$$

MS_i : i 번째 발전기의 최초보수가능 경우 중 보수시작 시간대
 MF_i : i 번째 발전기의 최후보수가능 경우 중 보수시작 시간대
 $U_i(n)$: n 시간대에 있어서 i 발전기의 발전기보수 유무를 의미하는 제어변수

2.2.4 동일 발전소 내의 보수 발전기의 대수 제약조건

동일 발전소내의 발전기가 다수 존재할 경우에 보수기술자수 등의 제약으로 말미암아 발전기를 동시에 보수할 수 없으므로 다음과 같은 제약 조건식을 이룬다.

$$\sum_{i \in P_k} U_i(n) \leq NMG_k \quad (6)$$

단, P_k : k 번째 발전소의 발전기들의 집합
 NMG_k : k 번째 발전소의 동일시간대에 있어서의 최대보수가능 발전기의 수

2.2.5 보수장비의 제약조건

동일 시간대에서 보수 할 수 있는 발전기수는 식 (7)처럼 정식화할 수 있는 보수장비의 수에 의하여도 제약을 받는다.

$$\sum_{i=1}^{NG} U_i(n) \cdot M_{ki} \leq MA_k(n) \quad (7)$$

k : 보수장비 종류번호 ($k=1,2,\dots,K$)
 l : i 번째 발전기에 대한 l 번째 보수시간대 번호
 $MA_k(n)$: n 시간대동안 사용가능한 k 번째 보수장비량
 M_{kli} : i 번째 발전기가 l 번째 보수시간대에서 필요로 하는 k 번째 보수장비량

3. 수력과 양수 발전기의 운전모형

3.1 수력발전기 운전모형

수력발전기의 운전은 첨두부하삭감이라고 일컬어지는 n 번째 보수유지기간에서의 부하지속곡선의 첨두부분을 해당하

는 발전량만큼 삭감함으로써 운전모의가 가능하다. 여기서, 수력발전기의 발전량은 수력발전기용량 및 발전량의 제약조건을 따라야 한다. n 번째 보수유지시간대에서의 수력발전기의 발전량은 식(8)과 같이 n 번째 보수시간대에서 주어진 수력발전기의 용량과 설비이용률을 사용하여 계산할 수 있다.

$$HDENG_n = C_{HYDn} \times CF_{HYDn} \quad (8)$$

단, $HDENG_n$: 수력발전기의 발전량[MWh]
 C_{HYDn} : 수력발전기 용량 [MW]
 CF_{HYDn} : n 시간대의 수력발전기의 설비이용률

3.2 양수발전기 운전모형

3.2.1 발전 운전모형(Generation mode)

수력발전과 유사하게 양수발전의 운전도 n 번째 보수유지시간대에서의 부하지속곡선의 침투부분을 해당하는 발전량만큼 삭감함으로써 운전모의를 할 수 있다. 그리고 또한 양수발전기의 발전량은 양수발전기용량 및 발전량의 제약 조건하에 있다. n 번째 보수유지시간대에서의 양수발전기의 발전량은 식(9)와 같이 n 번째 보수시간대에서 주어진 양수발전기의 용량과 설비이용률을 사용하여 계산할 수 있다.

$$PGENG_n = C_{PGn} \times CF_{PGn} \quad (9)$$

단, $PGENG_n$: 양수발전기 발전량 [MWh]
 C_{PGn} : 양수발전기의 용량 [MW]
 CF_{PGn} : n 시간대의 양수발전기의 설비이용률

3.2.2 양수 운전모형(Pumping mode)

양수발전기는 양수를 하기 위한 에너지(펌핑에너지)가 필요하다. n 번째 보수유지시간대에서 펌핑에너지는 식(10)과 같이 앞서 계산한 양수발전기의 발전량 및 주어진 효율을 이용하여 계산할 수 있다. n 번째 보수유지시간대에서의 양수의 운전은 해당시간대의 부하지속곡선의 기저부하를 해당하는 양수에너지만큼 증가시킴으로써 양수운전을 모의할 수 있다.

$$PPENG_n = PGENG_n / \eta_{PG} \quad (10)$$

단, $PPENG_n$: 펌핑에너지 [MWh]
 η_{PG} : 양수발전기의 효율 [pu]

그림 2는 본 연구에서 사용한 발전기보수유지계획에서의 수력과 양수발전기의 운전을 보인 것이다.

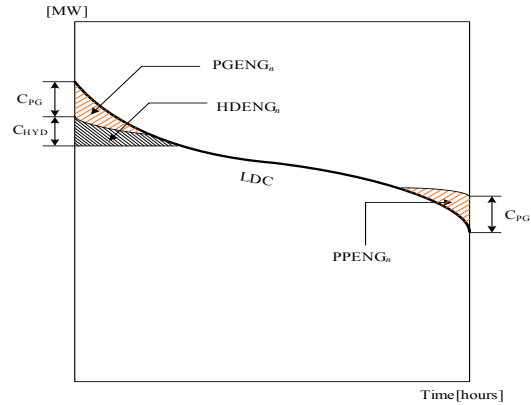


그림 2 양수와 수력발전기에 의해 수정된 부하지속곡선
 Fig. 2 Modified load duration curve by hydro and pumped generators

4. 원자력, 화력발전기의 운전모형

4.1 Cumulant법에 의한 확률론적인 발전비용의 해석

발전기보수유지계획은 수많은 확률론적인 발전비용계산을 요구한다. 그러므로 적합한 정확도를 요구하면서 신속한 발전비용 산정방법이 매우 중요하다. 1980년대 초에 개발된 cumulant방법은 매우 신속한 확률론적인 발전비용 산정방법으로서 본 연구에서는 이를 이용하였다[7]. 본 방법은 앞서의 유효부하지속곡선과 발전기의 사고확률분포함수의 상승적분 대신에 부하 모집단의 4차까지의 cumulant계수와 발전기 사고용량 확률분포 모집단의 4차까지의 cumulant를 한번의 계산만을 수행한 후 이들을 선형적으로 결합하여 테일러급수(Taylor series)와 유사한 Gram-Charlier expansion계수를 계산함으로써 임의의 발전기의 부하담당지점을 추정하고 이로부터 각 발전기의 확률론적 발전량을 산정하는 방법이다. 그림 3은 본 방법의 흐름도를 보인 것이다.

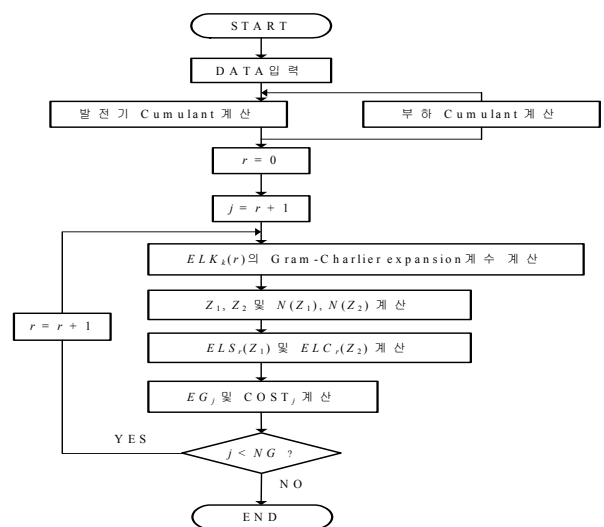


그림 3 Cumulant법에 의한 확률론적 발전비용 산정 흐름도
 Fig. 3 Flow chart of the probabilistic production cost by the cumulant method

5. CO₂배출의 추정

각 발전기는 발전출력과 소모한 연료량 사이에 상관성을 가지게 된다. 이들의 과거 실적데이터로부터 단위전력당 CO₂배출량 즉, CO₂배출계수를 추정할 수 있다. 이와 같이 과거 실적으로부터 추정된 CO₂배출계수를 사용하여 발전기 보수유지계획을 고려한 발전계통의 총 CO₂배출량을 식(11)과 같이 추정할 수 있다. 또한 임의의 발전회사의 CO₂배출량을 식(12)처럼 추정할 수 있다. 참고로 부록에 우리나라 2008년도 발전계통의 발전기별 CO₂배출계수를 보인다.

$$TCO_2 = \sum_{n=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} \xi_i E_{i,n} \quad [\text{Ton/year}] \quad (11)$$

단, ξ_i : i 번째 발전기의 CO₂ 배출 계수[Ton/MWh]

$$TCO_{2j} = \sum_{n=1}^{NT} \sum_{i \in B_j} \xi_i E_{i,n} \quad [\text{Ton/year}] \quad (12)$$

단, B_j : j 번째 발전회사의 발전기 집합

6. 전체적인 흐름도

본 논문에서 제안하는 발전기보수유지계획을 고려한 CO₂ 배출 추정의 산정순서는 다음과 같다.

- 단계1. 주어진 부하변동곡선으로부터 부하지속곡선을 구함
- 단계2. 침두부하사감을 이용한 양수발전기의 결정론적 모의실험
- 단계3. 펌핑에너지만큼 기저부하를 증가시키면서 양수발전기의 결정론적 모의실험
- 단계4. 침두부하를 삭감하면서 수력발전기 결정론적 모의실험
- 단계5. 원자력 발전기의 확률론적 발전 모의실험
- 단계6. 화력 발전기의 확률론적 발전 모의실험
- 단계7. 총 발전량과 CO₂ 배출량 계산

그림 4는 이를 흐름도로 보인 것이다.

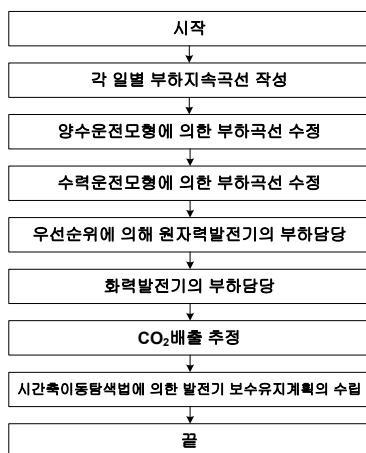


그림 4 제안된 방법의 전체적인 흐름도
Fig. 4 Flow chart of the proposed method

7. 사례연구

7.1 입력자료

본 사례연구에서는 2010년도 우리나라 발전계통 규모와 유사한 모델계통을 적용하였다. 그림 5는 2010년도시간별 최대부하변동곡선의 패턴이다. 2010년도 최대부하는 62,852MW로 예상되며 총 수요에너지는 445,743.057864GWh로 추정된다. 본 논문에서는 참고문헌[10]의 사례연구에서 사용했던 입력자료와 동일한 자료를 사용하였다. 더불어 전술한 바와 같은 부록에 나타난 우리나라 발전계통의 발전기별 CO₂배출계수를 이용하기로 하였으며 참고로 이를 발전기유형에 따라 간략히 보이면 표 1과 같다.

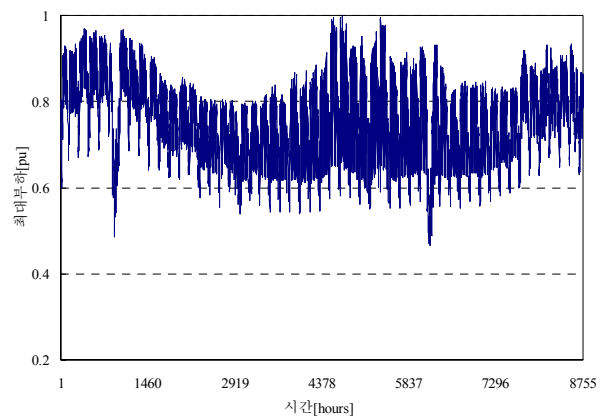


그림 5 2010년도 시간별최대부하변동곡선
Fig. 5 Hourly peak load variation curve in 2010 year

표 1 입력 자료의 발전기 유형에 따른 CO₂배출계수(ξ_i)의 범위

Table 1 Typical range of coefficients of the CO₂ emission according to generator types input data

	ξ_i 의 범위[Ton/MWh]
원자력	0
석탄	0.80~1.05
LNG	0.59~0.76
석유	0.36~0.49

7.2 사례연구 결과

표 2에 나타나 있는 것처럼 세 가지 사례에 대해 모의실험을 하여보았다. 본 사례연구에서 SRR*은 사례 I과같이 발전기보수유지계획을 수립할 경우에 본 계통이 갖게 되는 공급예비율과 동일한 값인 5.93[%]을 사용하였다.

각각의 사례에 대해 추정된 CO₂ 배출량과 확률론적인 발전비용을 표 3에 보인다. 본 결과에서 발전기의 보수가능시간제약조건을 보다 자유롭게 한 사례 II와 사례 III 모두에 있어서 총 CO₂배출량과 총 발전비용은 감소된다는 것을 본 사례연구를 통해 확인할 수 있다. 나아가 각 발전회사의 발

전기보수유지계획을 자유롭게 한 사례 III의 경우보다 모든 발전회사의 발전기보수유지계획을 자유롭게 허용한 사례 II의 경우가 발전비용 및 CO₂배출이 더욱 감소됨을 알 수 있다. 이는 본 연구에서 제안하는 방법을 이용하여 보수가능시간대의 자유도가 증가함에 따라 발전비의 절감량이 보다 큰 방향으로 보수유지계획수립안을 잘 탐색한데서 비롯된 것이라고 사료된다.

표 2 세 가지 사례연구의 정의

Table 2 Definition of three cases

	정의
사례 I	발전회사에서 전문가의 보수유지계획수립에 따라 미리 지정한 발전기보수유지계획으로 한 경우
사례 II	모든 발전회사들의 발전기의 보수가능시간대 제약조건을 자유롭게 한 경우
사례 III	특정한 임의의 발전회사만의 발전기의 보수가능시간대 제약조건을 자유롭게 한 경우

표 3 세 경우의 CO₂ 배출량[kTon/year]과 확률론적인 발전비용[10⁹won]의 추정

Table 3 Assessment of the CO₂ emissions and probabilistic production cost in three cases

	사례 I (Base)		사례 II			사례 III		
	CO ₂ 배출량 [kTon/year]	발전비용 [10 ⁹ won]	CO ₂ 배출량 [kTon/year] (A)	발전비용 [10 ⁹ won] (B)	(B/A) [10 ⁹ won/Ton]	CO ₂ 배출량 [kTon/year] (A)	발전비용 [10 ⁹ won] (B)	(B/A) [10 ⁹ won/Ton]
A 회사	36,935	2,874	36,785	2,838	0.77	36,944	2,871	0.78
B 회사	46,860	3,073	46,656	3,032	0.65	46,767	3,053	0.65
C 회사	14,927	1,525	14,932	1,525	1.02	14,925	1,524	1.02
D 회사	41,498	3,843	41,248	3,764	0.91	41,406	3,810	0.92
E 회사	39,690	1,700	39,706	1,703	0.43	39,694	1,697	0.43
F 회사	40,253	2,987	40,248	2,968	0.74	40,241	2,976	0.74
G 회사	0.0	468	0.0	468	∞	0.0	467	∞
합계	220,163	16,470	219,575	16,298	0.74	219,977	16,398	0.74

한편, 발전회사별 CO₂배출량당 발전비용의 비율을 살펴 보았다. 표 3에서는 이를 ζ라고 표시하였다. 이 비율(ζ)의 값이 높다는 것은 CO₂배출계수가 작거나 발전비용이 높다는 의미이다. 그러나 이는 몇 가지 이유에서 비롯된다고 볼 수 있다. 첫째로 CO₂배출계수가 매우 작고 발전단가가 상대적으로 값싼 기저부하담당용 발전기로서 높은 설비이용률에서 기인하는 경우(즉, 원자력발전기를 보유한 발전회사의 경우)로써 G회사의 경우), 둘째는 상대적으로 높은 부하담당용 발전기로서 낮은 설비이용률이지만 매우 비싼 발전단가를 가지면서 CO₂배출계수는 상대적으로 낮은 발전기를 보유한 경우(즉, LNG발전기등을 상대적으로 많이 보유한 회사의 경우)로써 C회사의 경우) 등이라고 사료된다. 반대로 이 비

의 값이 낮은 발전회사는 CO₂배출계수는 크지만 발전단가가 낮아서 전체적으로 총 발전비용이 낮은 발전기들을 상대적으로 많이 보유한 회사(여기서는 E회사)라고 추정된다. 따라서 본 비율(ζ)이 크다는 것은 탄소배출량에 대한 비용지불의 상대적 가치로써 녹색성장에 대한 기여도를 의미한다고 할 수 있다. 그러므로 이를 녹색성장에 대한 각 발전회사의 기여도의 척도중 하나로 사용할 수 있을 것으로 기대되며 차후 전원개발계획시 이를 참조하여 녹색성장의 측면에서 가능한 이를 높게 하여 미래지향적인 전원구성비를 작성할 수 있으리라 사료된다.

표 4는 사례 I(Base)과 비교 했을 때의 사례 II와 사례 III의 CO₂배출 절감량과 확률론적인 발전비용을 상대적으로 나타낸 결과이다. 본 결과에 따르면 사례 II에서 C와 E회사의 경우에는 CO₂배출량과 발전비용이 모두 증가를 보이고 있으며, 사례 III에서는 A와 E회사의 발전비용은 절감되나 CO₂배출량은 증가를 보이고 있다. 이는 A회사와 E회사의 경우 발전비용을 최소화 하기 위하여 CO₂배출계수가 크면서 발전단가가 싼 석탄화력 발전기를 더욱 운전한 데서 비롯된다고 사료된다. 그리고 G회사의 경우 보유하고 있는 발전기들이 CO₂배출계수가 0인 원자력 발전기이므로 보수유지계획수립안과 CO₂배출과는 무관하지만 지정한 보수유지계획으로부터 제한받지 않았을 경우에 타 발전회사와 비교하여 상대적으로 극히 미소하나마 발전비용이 절감된다는 것을 알 수 있다. 이는 보유한 발전기들이 대부분 기저부하 담당용으로서 설비이용률이 보수유지계획안과 상관없이 거의 동일하다는 것을 의미한다. 그러나 이와 유사한 발전비의 절감량은 극히 미소하지만 CO₂배출 절감량이 매우 큰 C회사의 경우는 보유한 발전기들이 상대적으로 중간부하내지 첨부하를 담당하는 발전기라고 볼 수 있으며 그러므로 이들의 총 발전비용은 발전기보수유지계획에 매우 민감함을 알 수 있다.

표 4 사례 I과 비교한 사례 II와 사례 III의 CO₂배출 절감량 및 발전비용 절감량

Table 4 Reduction of the CO₂ emission and probabilistic production cost in second and third case compared to the base case

	사례 II			사례 III		
	CO ₂ 배출 절감량 [Ton/year] (ΔA)	발전비용 절감량 [10 ⁹ won] (ΔB)	ΔB/ΔA [10 ⁹ won/Ton]	CO ₂ 배출 절감량 [Ton/year] (ΔA)	발전비용 절감량 [10 ⁹ won] (ΔB)	ΔB/ΔA [10 ⁹ won/Ton]
A회사	150,130	35.583	2.37	-8,631*	3.224	-3.74
B회사	203,433	40.959	2.01	93,156	19.638	2.11
C회사	-5,683*	-0.487*	0.86	1,998	0.404	2.02
D회사	250,418	78.928	3.15	91,639	33.442	3.65
E회사	-15,254*	-2.948*	1.93	-3,866*	2.871	-7.43
F회사	5,419	19.015	35.09	12,118	11.207	9.25
G회사	0	0.141	∞	0	0.141	∞
합계	588,463	171.191	2.91	186,414	70.927	3.80

(*참고 : -는 증가량을 의미함)

한편, 참고로 사례 III에 있어서 F회사(F회사만의 발전기 보수가능시간대를 자유롭게 허용한 경우)의 발전기보수유지계획을 그림 6에 보인다.



그림 6 F회사의 발전기보수가능시간대를 자유롭게 허용한 경우의 F회사의 발전기보수유지계획
Fig. 6 Generator maintenance scheduling of F generation company among all generation companies in the second case

8. 결 론

본 논문은 주어진 신뢰도기준공급예비율을 유지하면서 발전비용을 최소화 하는 방법을 사용하여 수력과 양수 발전을 감안한 발전기보수유지계획의 CO₂배출량 추정방법을 제안하였다. 나아가 발전회사가 직접 지정한 발전기보수유지계획 대신 보수허용 보수가능시간대를 자유롭게 한 경우의 CO₂배출량도 추정하여 보았다. 이로부터 발전기보수유지계획이 달라짐에 따라 CO₂배출 추정치가 어떻게 달라지는가를 정량적으로 분석할 수 있으며, 차후 CO₂배출 제약조건을 감안한 보다 융통성 있는 발전기보수유지계획을 수립할 수 있을 것으로 사료된다. 한편, 본 연구에서의 사례연구를 통하여 탄소배출량에 대한 비용지불의 상대적 가치로써 녹색성장에 대한 기여도를 의미한다고 할 수 있는 CO₂배출량당 발전비용의 비율(ζ)을 제안하고 이를 토대로 각 회사별로 간략히 분석하여 보았다. 차후 이는 녹색성장에 대한 각 발전회사의 기여도의 측도중 하나로 사용할 수 있을 것으로 기대되며 전원개발계획시 이를 참조하여 녹색성장의 측면에서 가능한 이를 높게 하여 미래지향적인 전원구성비를 작성할 경우에 도움을 줄 수 있으리라 기대된다. 본 연구에서는 발전기보수유지계획에서의 CO₂배출량 추정방법을 제안하였으나 차후 이를 제약조건으로 한 경우 및 이를 목적함수로 한 발전기보수유지계획수립을 위한 방법 등을 개발할 예정이다.

감사의 글

본 논문은 한국전력공사 및 한국서부발전의 재원으로 기초전력연구원의 지원을 받아 수행된 연구이며 (KEPRI-09-0004, 09309), 미래형 전력네트워크 신뢰도 연구센터 지원하에 이루어졌음.

참 고 문 헌

[1] Hisham Khatib, "Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry", IEEE Power & Energy Series 44., MPG Books Limited, Bodmin. Cornwall, 2003.

[2] X. Wang, J.R. McDonald, 1994, "Modern Power System Planning", McGraw-Hill Book Company.

[3] 이봉용, 심건보, 1992, "한계보수비용법 및 위험지수 평준화법에 의한 최적 전원보수계획의 비교", KIEE, Vol.41, No.1, pp.9-17.

[4] E.L. Silva, M. Morozowski etc, "Transmission Constrained Maintenance Scheduling of Generating Units: A Stochastic Programming Approach", IEEE Trans. on PS, Vol.10, No.2, pp.695-701, 1995.

[5] M.K.C. Marwali and S.M. Shahidepour, "Integrated Generation and Transmission Maintenance Scheduling with Network Constraints", IEEE Trans. on PS, Vol.13, No.3, pp.1063-1068, 1998.

[6] 최재석, 송길영, 1985, "발전기 보수유지 계획에 관한 연구", 대한전기학회 1985년도 하계학술회의논문집, pp.148-151, 1985년 7월.

[7] 최재석, 도대호, "퍼지 정수계획법을 이용한 발전기보수유지계획수립 수법의 개발", 한국퍼지 및 지능시스템학회 논문지, Vol. 7, No. 5, pp.77-85, 1997.

[8] 박정제, 조경희, 최재석, 백용기, "발전사간 균형을 갖는 발전기보수유지계획 수립에 관한 연구", 대한전기학회 2009년도 전력기술부대회 추계학술대회논문집, pp.61-63, 고려대학교, 2009년도 11월6~7일.

[9] 한국전력공사, "제4차 전력수급기본계획".

[10] Jeongje Park, Jaeseok Choi, Ungki Baek, Junmin Cha and Kwang Y. Lee, "Flexible Maintenance Scheduling of Generation System by Multi-Probabilistic Reliability Criterion in Korea Power System", KIEE, Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol. 5, No. 1, pp. 8~15, March. 2010.

부 록

표 부1 우리나라에서의 발전기별 CO₂배출계수(ζ) (2008년도)

Table A1 The coefficients of CO₂ emission factor of the generators in Korea (2008)

발전기명	CO ₂ 배출계수 (ζ) [Ton/MWh]	발전기명	CO ₂ 배출계수 (ζ) [Ton/MWh]	발전기명	CO ₂ 배출계수 (ζ) [Ton/MWh]
영동1	0.9270713	당진6	0.8335334	신시도(내연)D/P1	0.8811220
영동2	0.8515590	당진7	0.8322378	비안도(내연)D/P1	1.0464633
동해1	0.9530810	당진8	0.8292449	연도(내연)D/P1	0.9168557
동해2	0.9552077	울산1	0.7560846	어청도(내연)D/P1	0.7126046

서천1	0.8007631	울산2	0.7623046	장자도(내연)D/P1	0.7045047
서천2	0.8016498	울산3	0.7441501	개야도(내연)D/P1	0.7092423
호남1	1.0521734	울산4	0.6871938	외연도(내연)D/P1	0.7558036
호남2	1.0466537	울산5	0.6889857	삼시도(내연)D/P1	0.7462747
삼천포1	0.8970949	울산6	0.6870739	승봉도(내연)D/P1	0.6890767
삼천포2	0.9002735	영남1	0.7420765	풍도(내연)D/P1	0.8928644
삼천포3	0.8915117	영남2	0.7604146	가의도(내연)D/P1	1.1482294
삼천포4	0.8839606	여수1	0.7233288	가거도(내연)D/P1	0.7351176
삼천포5	1.0100041	여수2	0.6963759	여자도(내연)D/P1	0.7957670
삼천포6	1.0059658	평택1	0.7019930	추도(내연)D/P1	1.2980895
영흥1	0.8078976	평택2	0.7048309	어의도(내연)D/P1	1.3354441
영흥2	0.8054312	평택3	0.7026194	수우도(내연)D/P1	1.4722435
영흥3	0.8174419	평택4	0.7019794	매물도(내연)D/P1	1.1053934
영흥4	0.8345240	남제주3	0.6540807	문갑도(내연)D/P1	1.0810505
보령1	0.9155129	남제주4	0.6403578	강고도(내연)D/P1	0.8743649
보령2	0.9020596	제주2	0.6998562	고대도(내연)D/P1	0.8141955
보령3	0.9021333	제주3	0.7007098	성남도(내연)D/P1	1.4590332
보령4	0.8992902	서울4	0.5488438	독거도(내연)D/P1	1.9538159
보령5	0.9019422	서울5	0.6124271	구자도(내연)D/P1	1.2271115
보령6	0.8992424	인천1	0.5374802	습도(내연)D/P1	1.4571646
보령7	0.8423400	인천2	0.5323505	송이도(내연)D/P1	0.9870212
보령8	0.6635707	인천3	0.5215818	낙월도(내연)D/P1	0.8809706
태안1	0.8461166	인천4	0.5137534	호도(내연)D/P1	0.9023459
태안2	0.8456770	남제주(도서)1	0.6209665	녹도(내연)D/P1	0.9570992
태안3	0.8469173	울릉도(도서)D/P1	0.0333889	시산도(내연)D/P1	0.8107386
태안4	0.8456084	제주내연1	0.5919442	득량도(내연)D/P1	0.7778859
태안5	0.8408220	흑산도(내연)D/P1	0.6893340	평택C/C1	0.4507979
태안6	0.8406240	추자도(내연)D/P1	0.6701738	일산C/C1	0.4931066
태안7	0.8179377	거문도(내연)D/P1	0.7011765	분당C/C1	0.4703860
태안8	0.8219483	덕적도(내연)D/P1	0.6847100	울산C/C1	0.3985056
하동1	0.8518228	위도(내연)D/P1	0.7308807	서인천C/C1	0.3787970
하동2	0.8534119	조도(내연)D/P1	0.7203340	신인천C/C1	0.3724270
하동3	0.8527588	백령도(내연)D/P1	0.6535296	보령C/C1	0.3921799
하동4	0.8532524	대청도(내연)D/P1	0.7639679	인천C/C1	0.3613318
하동5	0.8529562	소청도(내연)D/P1	0.7592508	부산C/C1	0.3611965
하동6	0.8528216	연평도(내연)D/P1	0.7044810	한림(도서)C/C1	0.7353434
하동7	0.7948839	자월도(내연)D/P1	0.7339919	GS과위안양C/C1	0.4839350
당진1	0.8574394	홍도(내연)D/P1	0.7385430	GS과위부천C/C1	0.4891969
당진2	0.8609689	비양도(내연)D/P1	1.0788612	포스코과위1	0.4735789
당진3	0.8592301	여서도(내연)D/P1	1.0266535	GSEPS부곡C/C1	0.2130004
당진4	0.8603852	가파도(내연)D/P1	0.7233878	울촌G/T1	0.2971383
당진5	0.8372171	덕우도(내연)D/P1	0.8864400	광양C/C1	0.2631892

저 자 소 개



전 동 훈 (田 東 勳)

1966년 12월 11일생. 1991년 홍익대 전기공학과 졸업. 1993년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2001년 충남대 전기공학과 박사과정 수료. 현재 한전 전력연구원 선임연구원

Tel : 042-865-5811

E-mail : dhjeon@kepri.re.kr



박 정 제 (朴 正 濟)

1981년 11월 9일생. 2007년 경상대 전기공학과 졸업. 2007년~현재 동 대학원 전기공학과 박사과정.

Tel : 055-751-5347

E-mail : pakjan@hanmail.net



오 태 곤 (吳 泰 坤)

1984년 1월 5일생. 2010년 경상대 전기공학과 졸업. 2010~현재 동 대학원 전기공학과 석사과정.

Tel : 055-751-5347

E-mail : lglolnl@naver.com



조 경 희 (趙 京 姬)

1987년 10월 9일생. 2010년 경상대 전기공학과 졸업. 2010년~현재 동 대학원 전기공학과 석사과정.

Tel : 055-751-5347

E-mail : kx1004xh@hanmail.net



최 재 석 (崔 在 錫)

1958년 4월 29일생. 1981년 고려대 전기공학과 졸업. 1990년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박). 1991년~현재 경상대 교수

Tel : 055-751-5347

Fax : 055-759-2723

E-mail : jschoi@gnu.ac.kr



백 응 기 (白 雄 基)

1957년 10월 18일생. 1978년 한국전력공사 입사. 현재 한국서부발전 발전처 발전계획팀 전력거래부장

Tel : 02-3456-7825

E-mail : hot2217@westernpower.co.kr