

CO2 배출량 제약과 배출권거래제를 고려한 설비계획 방법론 개발에 관한 연구

論 文
56-3-6

A Study on a Generation and Transmission Planning Considering CO2 Emission Constraint and Emission Trading

金 洋 逸* · 鄭 求 亨** · 韓 錫 萬*** · 金 發 鎬†
(Kim, Yangil · Chung, Koohyung · Han, Seokman · Kim, Balho)

Abstract - WASP which is used to plan generation expansion has disadvantages that can't manage environmental factors and regional supply-demand planning. But with the effectuation of the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) and Kyoto Protocol, it is expected that reducing greenhouse gases affects power system in its long-term generation expansion planning. Therefore national countermeasures is needed.

This paper formulates a mathematical model considering CO2 emission constraints and Emission Trading that will be enforced. This model is based on the MEFISSET (Model for Economic Feasibility of Interstate Electrical Ties) which was made by Korea Energy Economics Institute and Hong-ik university and manages generation expansion planning. And this mathematical model is verified by studying a case system.

Key Words : Generation Expansion Planning, WASP, MEFISSET, CO2 emission constraints, Emission Trading

1. 서 론

2. 본 론

온실 가스의 배출증가로 기상변이가 발생하자 이를 방지하기 위해 유엔은 1992년과 1997년 각각 기후변화협약 및 교토의정서를 채택하였다. 특히 교토의정서는 참여국들의 실질적인 감축 이행을 위해 6가지의 온실가스를 1990년 대비 평균 5.2% 감축하는 것을 목표로 하고 있다. 유엔 기후변화협약 당시 우리나라는 개발도상국으로 분류되어 현재 당장 감축의무는 없지만 CO2 배출량이 세계 9위이며 OECD 국가로서 서구 선진국에서 자발적인 감축에 대해 압력이 증가하고 있다.

만약 CO2를 비롯한 온실가스 감축 이행 시 전력분야에 미치는 영향을 매우 클 것으로 예상되며 특히 전원개발계획 시 환경문제를 고려한 계획이 필요하다.

본 논문에서는 먼저 본 연구의 필요성 및 지금까지의 연구 동향을 살펴본 후 우리나라의 전원개발계획용 공식모형인 WASP 전산모형에 대해 살펴보고 본 논문에서 제안한 설비 계획 방법론의 근간이 되는 MEFISSET 모형의 개념과 특징에 대해 알아본다. 그리고 설비계획 시 CO2 배출량 제약과 배출권거래를 고려하여 이를 반영할 수 있는 수리적 모형을 제안하고 사례 연구를 통해 제안된 모형의 결과를 살펴보고자 한다.

2.1 연구의 필요성

한국은 2003년 기준으로 전 세계 CO2 배출량의 1.8%를 차지하여 세계 10위의 CO2 배출국이다. 그리고 표 1에서 보이는 바와 같이 1990년에서 2003년까지의 CO2 배출량 증가율을 보면 Annex I 국가의 18배, OECD 국가의 5배 가량의 증가율을 보였다. 특히 에너지 전환 부분의 CO2 배출량은 2004년 전체 배출량의 33.7%를 차지하였으며 90년 이후 증가율은 11.4%로 다른 분야에 비해 빠른 속도로 증가하였다. 이는 석탄화력의 증가가 그 원인이다.

표 1 우리나라와 선진국간의 CO2 배출량 추이

Table 1 Change of CO2 emission of Korea and advanced countries (단위:MW, %)

구분	1990	1995	2000	2001	2002	2003	90-03
							증가율
Annex I 국가	13,576	13,138	13,747	13,742	13,799	14,066	0.3
OECD	11,036	11,529	12,485	12,473	12,548	12,794	1.1
한국	226	362	428	441	439	448	5.4

* 正 會 員 : 弘 益 大 學 電 氣 情 報 制 御 工 學 科 碩 士 課 程

** 正 會 員 : 弘 益 大 學 電 氣 情 報 制 御 工 學 科 博 士 課 程

*** 正 會 員 : 弘 益 大 學 電 氣 情 報 制 御 工 學 科 博 士 課 程

† 교신저자, 正會員 : 弘益大學 電氣情報制御工學科 副教授 · 工博

E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr

接受日字 : 2007年 1月 4日

最終完了 : 2007年 2月 5日

온실가스 감축의무는 해당 국가들의 경제 및 산업 활동에 직·간접적 영향을 미치게 될 것으로 예상되며 많은 사회적 비용을 초래할 것으로 보인다. 따라서 교토의정서에서는 감축의무 대상국들의 유연성을 부여하기 위해 배출권거래(Emission Trading), 공동이행(Joint Implementation), 청정개발체제(Clean Development Mechanism)를 도입하기로 하였다.[2] 선진국들이 온실가스 감축의무를 자국 내에서만 모두 이행하기에는 한계가 있다. 따라서 위와 같은 유연성체제를 통한 감축분의 이전 등을 통해 의무이행을 효율적으로 수행할 수 있다.

현재 우리나라는 전원개발계획 시 WASP(Wien Automatic System Planning Package) 전산모형을 이용한다. WASP 모형은 동적계획법(Dynamic Programming, DP)을 이용하여 주어진 경제적, 기술적 제약조건 아래에서 최적 전원개발계획을 도출하는 모형이다.[3] 이 때 도출되는 결과는 연도별 증설되는 발전기의 정수의 대수이다. 하지만 이 모형은 기후변화협약 대응 시 고려해야하는 온실가스 감축에 대한 제약조건을 직접 처리할 수 없으며 도출된 결과를 수정·보완함으로써 가능하다. 그리고 연구대상 시스템을 1-nod로 처리하여 지역별 수급정책을 반영하지 못한다. 따라서 향후 기후변화협약에 따른 온실가스 감축 의무 이행에 대한 대응과 지역별 수급정책을 반영할 수 있는 모형이 필요하다.

2.2 기존의 연구

1993년에는 전원개발계획을 수립하는 데 있어 비용 및 지구온실화 가스(이산화탄소), 원자력설비의 위험도 등의 속성을 고려한 다목적 의사결정기법을 적용한 연구가 수행되었다.[4] 이러한 분석을 위하여 제안된 다목적 함수의 최적화 기법으로는 기존의 동적계획법과는 상이하고, 다목적 함수의 풀이에 용이한 우선 순위 동적계획법을 채택하였으며, 현재 전원개발계획 수립에 활용되고 있는 WASP 전산모형을 적용하여 다목적 전원개발계획 방법을 구현하였다. 그리고 배출권거래제와 관련하여 한국남부발전(주)과 에너지관리공단은 기후변화협약에 의한 온실가스 감축 의무와 배출권거래제가 우리나라의 전력분문에 미치는 영향에 대해 연구를 수행한 바 있다.[5], [6], [7] 또한 국외에서 R. Ramanathan과 S.M. Shahidepour에 의해 배출량 제약을 고려한 경제급전과 배출권거래제에 관한 연구 및 송·발전 유지보수 계획에 관한 연구가 수행된 바 있다.[8],[9]

기존의 전원개발계획에 관한 연구들은 여러 가지 제약조건들을 처리할 수 있는 모형에 대해 제안을 하였으며 이 제약들 중의 하나로 온실가스 배출량 제약만을 고려하였다. 또한 배출권거래제에 관한 연구들은 배출권거래의 시행 및 배출권거래를 고려한 송·발전 유지보수 계획에 관한 연구만이 수행되었다. 하지만 온실가스 배출량 제약과 배출권거래는 각각 하나의 고려대상이 아니라 교토의정서에서 보여주는 것처럼 서로 유기적인 관계에 놓여있다. 왜냐하면 온실가스 감축의무 이행 시 배출권거래를 통해 감축해야만 하는 온실가스의 양을 줄일 수 있기 때문이다. 온실가스 감축의무량이 줄어드는 것은 발전사업자에게 더 효율적인 감축의무이행을 제공할 뿐만 아니라 설비변화에도 영향을 미칠 수가 있다.

2.3 WASP 전산모형

2.3.1 WASP 전산모형의 특징

WASP 모형은 주어진 경제적, 기술적 제약조건 하에서 최적 전원개발계획을 도출하는 모형으로 1977년에 IAEA를 통하여 도입되어 현재 우리나라의 장기전원개발계획 수립에 활용되고 있는 공식모형이다.

WASP는 총 7개의 모듈로 구성되었으며 각 모듈의 기능은 다음과 같다.

- 모듈1(Load System Description) : 대상기간 동안의 발전시스템에 대한 분기별 최대부하와 5차 다항식으로 표시된 부하지속곡선에 따라 부하특성을 처리한다.
- 모듈2(Fixed System Description) : 기존 발전시스템과 이미 확정된 신설계획이나 폐지계획에 대한 정보를 처리한다.
- 모듈3(Variable System Description) : 발전시스템에 신규 후보발전소로 고려될 발전소들에 대한 정보를 처리한다.
- 모듈4(Configuration Generator) : Fixed 시스템과 함께 부하를 만족시키면서 제약조건에 맞는 매년 가능한 신규 후보발전소 조합을 구성한다.
- 모듈5(Merge and Simulate) : '모듈4'에서 주어진 모든 후보안의 계통신뢰도와 운영비를 확률적 시뮬레이션을 이용하여 계산하고 발전소 투입 순서를 계산한 후 전에 계산된 모든 후보안의 결과를 보관한다.
- 모듈6(Dynamic Programming Optimization) : 주어진 건설비와 경제변수, 신뢰도 기준에 따라 계산된 운영비 등을 기초로 해서 최적 발전소 건설계획을 결정한다.
- 모듈7(Report Writer Code) : 확정된 계획과 최적 혹은 최적에 가까운 전원개발계획에 대하여 부분적 혹은 총괄적으로 요약된 보고서 형태로 작성한다.

2.3.2 WASP 전산모형의 장·단점

WASP 전산모형은 검토대상 기간 전체에 대한 최적화 문제로써 동적계획법을 이용하여 연도별 신규 발전설비를 구한다. 그러나 수급계획 환경 변화에 따라 다양한 제약조건을 반영하기 어렵다. 예를 들어 현재 WASP-IV는 환경문제 분석이 가능하나 본 연구에서 제안한 배출권거래 제약조건은 반영할 수 없다. 또한 연구대상 시스템을 단일모션으로 고려하여 각 발전소의 입지 분석이 불가능하다.

그러나 본 연구에서 이용한 MEFISSET 모형은 발전설비와 송전설비를 동시에 최적화하는 것이 가능하여 지역별 수급정책의 신호를 제공할 수 있다. 또한 환경 문제에 대해 직접적으로 반영할 수 있으며 배출권거래 또한 반영할 수 있다.

2.4 MEFISSET 모형

2.4.1 MEFISSET 모형의 개념

본 연구에서는 CO2 배출량 제약과 배출권거래를 고려한 전원개발계획 모형 작성을 위해 MEFISSET 모형을 이용하였다. MEFISSET 모형은 러시아의 ESI에서 제안한 OIRES

수리모형을 한국에너지경제연구원과 홍익대학교에 의해 수정되어 프로그램으로 구현되었으며 현재까지 동북아 지역의 전력계통 연계계획 연구에 많이 활용되었다. MEFISSET 모형은 다음과 같은 사항을 고려하여 최적화 문제를 구성한다. [10]

○연중 최대부하가 발생하는 계절 및 일일 최대부하가 발생하는 시간대의 비동시성(non-coincidence) 즉, 연구 대상 지역 간 부하패턴의 차이(load diversity)를 고려해야 한다. 이를 위해, 연계계통 내 모든 지역의 계절별 근무일 및 비근무일 24시간 각각에 대한 부하를 적용한다.

○부하수요를 충족시키기 위해서는 신규 발전설비를 증설하거나 인접 지역의 잉여용량을 이용하기 위한 연계선로를 건설할 수 있다. 이 때, 각각의 대안에 대한 경제성 평가를 수행하기 위해서는 비용 관점에서 이를 비교할 수 있어야 한다. 이를 위해, 각 발전설비 및 연계선로 증설용량을 모형의 결정변수로 반영한다.

○발전설비 및 연계선로와 관련된 비용을 비교하기 위해서는 해당 대안의 투자비용뿐만 아니라 운영비용 또한 고려해야 한다. 따라서 시간대별 발전출력과 계통 간 용동전력량 또한 모형 내에서 결정될 수 있어야 한다.

○미래의 부하성장을 고려한 장기 전원계획모형으로써, 목표연도의 필요 발전용량과 송전용량 및 관련 비용을 비교할 수 있도록 해야 한다.

이를 바탕으로, 계산의 단순화를 기하기 위해 MEFISSET 모형은 목표연도까지의 연도별 신규 설비증설의 최적화를 수행하는 대신 특정 목표연도에서의 최적 설비수준을 도출하는 정적 선형계획모형(static linear programming model)으로 정식화된다. 따라서 MEFISSET 모형을 이용한 전원개발계획 모형은 현재 우리나라에서 이용하는 WASP 모형과는 달리 특정년도에 필요한 설비용량이 도출되며 연구 대상 계통을 단일 모선으로 고려하지 않고 송전선로 연계된 계통으로 고려하여 향후 지역별 전원개발계획을 도출할 수 있으며 목적함수 및 제약조건의 수정 및 보완이 용이한 장점이 있다.

2.4.2 MEFISSET 모형의 정식화

MEFISSET 모형은 특정 목표연도에서의 최적 발전용량 및 국가 간 송전용량을 산출하는 모형으로, 다음의 식에서 보여주고 있는 바와 같이 연계지역 전체의 발전설비 운전비용과 신규 발전설비 투자비용 및 송전선로 투자비용 지출을 최소화하는 해를 도출한다.

$$\text{Min} \quad \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I \sum_{y=1}^Y \sum_{t_y=1}^{48} c_{ij} \tau_{i,t_y} x_{ij,t_y} + \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I K_{ij} (r_j + b_{ij}) X_{ij} \quad (1)$$

$$+ \sum_{j=1}^J \sum_{j'=2}^J K_{jj'} (r_j + b_{jj'}) X_{jj'}$$

- i : 발전설비의 전원유형
- j : 연계된 전력계통의 노드 수
- y : 계절
- f : 발전회사

- t_y : 해당 계절(y) 내 근무일 및 비근무일의 시간대
- r_j : j 노드의 투자 보수율
- b_{ij} : j 노드, i 전원유형 발전설비의 연간 고정비용
- τ_{i,t_y} : 해당 계절(y) 내 근무일수 및 비근무일수
- C_{ij} : j 노드, i 전원유형 설비의 운전비(\$/kWh)
- K_{ij} : j 노드, i 전원유형 설비의 건설비(\$/kW)
- $K_{jj'}$: j 노드와 j' 노드 간 송전선로의 건설비(\$/kW)
- $b_{jj'}$: j 노드와 j' 노드 간의 송전선로의 고정비용
- x_{ij,t_y} : j 노드, i 전원유형 발전설비의 t_y 시간대의 운전용량(kWh)
- X_{ij} : 목표연도에서의 j 노드, i 전원 유형의 신규 증설용량(kW)
- $X_{jj'}$: j 노드와 j' 노드 간의 신규 증설용량(kW)

MEFISSET 모형의 제약조건은 다음에 오는 사항들을 고려한다.

$$a_{ijy}^{uar} \cdot X_{ij} + \sum_{i=2}^I X_{ij} - \sum_{\substack{j'=1 \\ j \neq j}}^J x_{jj't_y} + \sum_{\substack{j'=1 \\ j \neq j}}^J x_{j't_y} (1 - \pi_{j'j}) \geq P_{jt_y} + R_{jt_y} \quad (2)$$

$j = 1, \dots, J; t_y \in T_y^{\max}; y \in Y^{\max}$

$$\sum_{i=1}^I x_{ij,t_y} - \sum_{\substack{j'=1 \\ j \neq j}}^J x_{jj't_y} + \sum_{\substack{j'=1 \\ j \neq j}}^J x_{j't_y} (1 - \pi_{j'j}) \geq P_{jt_y} + x_{2jt_y}^{char} \quad (3)$$

$j = 1, \dots, J; t_y = 1, \dots, 48; y = 1, \dots, Y$

$$N_{ij}^0 \leq X_{ij} \leq N_{ij}^M, \quad i = 1, \dots, I; j = 1, \dots, J \quad (4)$$

$$\Pi_{jj'}^0 \leq X_{jj'} \leq \Pi_{jj'}^M, \quad j = 1, \dots, J; j' = 2, \dots, J; j' > j \quad (5)$$

$$-X_{jj'} \leq x_{jj't_y} \leq X_{jj'}, \quad (6)$$

$j = 1, \dots, J; j' = 1, \dots, J; j' \neq j; t_y = 1, \dots, 48$

$$a_{ijy}^m \cdot X_{ij} \leq x_{ij,t_y} \leq a_{ijy} \cdot X_{ij}, \quad (7)$$

$j = 1, \dots, J; j = 1, \dots, J; t_y = 1, \dots, 48; y = 1, \dots, Y$

$$0 \leq x_{2jt_y}^{char} \leq a_{2jy} \cdot X_{2j}, \quad (8)$$

$j = 1, \dots, J; t_y = 1, \dots, 48; y = 1, \dots, Y$

$$\sum_{t_y=1}^{48} \tau_{i,t_y} x_{ij,t_y} \leq h_{1jy} \cdot X_{ij}, \quad (9)$$

$j = 1, \dots, J; y = 1, \dots, Y$

$$\sum_{t_y=1}^{24} x_{2jt_y} - \eta_j^{PSP} \cdot \sum_{t_y=1}^{24} x_{2jt_y}^{char} \leq 0, \quad (10)$$

$$\sum_{t_y=25}^{48} x_{2jt_y} - \eta_j^{PSP} \cdot \sum_{t_y=25}^{48} x_{2jt_y}^{char} \leq 0, \quad (11)$$

$j = 1, \dots, J; y = 1, \dots, Y$

$$\sum_{t_y=1}^{24} x_{2jt_y} \leq h_{2j} \cdot X_{2j}, \quad (12)$$

$$\sum_{t_y=25}^{48} x_{2jt_y} \leq h_{2j} \cdot X_{2j}, \quad (13)$$

$j=1, \dots, J; y=1, \dots, Y$

- T_y^{max} : 연간 최대부하의 발생 시점
- Y^{max} : 최대 부하 발생 계절
- P_{jt_y} : j 노드의 t_y 시간대의 부하량
- R_{jt_y} : j 노드의 t_y 시간대의 예비력
- π_{jj} : j 와 j' 간 송전손실
- x_{ijt_y} : t_y 시간대 j 노드의 i 전원의 발전량
- X_{ij} : 목표연도에서의 j 노드, i 전원의 발전설비용량
- α_{ijy}^{uar} : y 계절, j 노드의 이용 가능한 수력발전설비용량 지수
- $x_{2jt_y}^{char}$: t_y 시간대 j 노드의 양수발전의 설비용량
- $x_{jjt_y}, x_{j't_y}$: 최대 부하 발생 시간대의 j 와 j' 간 유통 전력량
- N_{ij}^o : 기준연도의 j 노드에 건설된 i 전원 발전설비용량
- N_{ij}^M : 목표연도의 발전설비용량 상한
- Π_{jj}^o : 기준연도의 j 와 j' 간 건설된 연계선로 용량
- Π_{jj}^M : 목표연도의 연계선로용량 상한
- α_{ijy}^m : y 계절, j 노드, i 전원의 발전설비 이용가능 계수
- h_{1jy} : y 계절, j 노드의 수력 발전설비용량의 최대 이용가능 시간
- $x_{2jt_y}^{char}$: t_y 시간대 j 노드의 양수발전의 설비용량
- η_j^{PSPP} : j 노드에 위치한 양수 발전설비의 발전 효율
- h_{2j} : j 노드 양수 발전설비의 최대 이용가능 시간

(2)식은 안정적인 계통운전을 수행하기 위해서는 연중 최대 부하가 발생하는 시점에서의 총 공급용량이 예비력을 포함한 최대 부하수요량보다 커야 한다는 제약조건을 정식화한 것으로, 각 노드별로 수력 발전설비용량에 화력 발전설비용량을 합한 다음 최대 부하 시 다른 노드로 송출되는 유통 전력량을 차감하고 다른 노드로부터 유입되는 송전손실이 감안된 유통전력량을 합한 총 공급전력량이 최대 부하수요에 필요 예비력을 합한 값보다 커야 한다는 것을 의미한다. 이는 각 노드별로 설정된다.

전력계통은 매 순간 수급균형이 이루어져야 하는 특성을 갖는다. 식 (3)은 이러한 수급균형 제약조건을 나타내는 것으로서, 각 노드별, 계절별, 시간대별 발전량에 해당 노드에서 다른 노드로 송출되는 유통전력량을 차감하고, 다른 노드에서 유입되는 유통전력량을 합한 값이 해당 노드의 계절별 시간대별 부하에 양수발전을 위해 필요한 설비용량을 합한 값과 같거나 커야 한다는 것을 의미하며 각 노드별, 계절별, 시간대별로 주어진다.

식 (4), (5)는 해당 노드의 특성을 감안하여 전원유형별 신규 발전설비와 연계선로의 증설에 제한을 가하는 제약조건을 의미한다.

또한, 매 시간별 노드 간 유통전력량은 건설된 연계선로 용량보다 작아야 하지만 양방향의 전력유통을 고려하여 다음 식(6)과 같은 제약조건이 주어진다. MEFISSET 모형에서는 식 (7)과 같이 각 노드별 전원유형에 따른 발전출력은

설비의 유지·보수 등 다양한 요인을 감안하여 계절별로 제한을 가할 수 있도록 하고 있다. 여기서 α_{ijy}^m 는 y 계절, j 노드, i 전원유형 발전설비의 이용 가능한 최대 운전용량이 설비용량에서 차지하는 비율을 나타낸다.

양수 발전설비의 경우, 다른 유형의 전원과의 운전방식상 차이를 감안하여 식 (8)과 같은 별도의 제약조건이 추가적으로 부과된다.

수력 발전설비에 대해서는 다른 유형의 전원과는 달리 실제 발전량에 제약을 부과한다. 즉, 연간 총 발전량이 건설된 수력 발전설비용량에 대한 최대 공급가능 발전량을 초과하지 않도록 식(9)와 같은 제약을 가하는 것이다.

양수발전의 경우에는 양수/발전 간 일일 균형 제약조건인 식(10)과 식(11)이 설정된다. η_j^{PSPP} 는 양수-발전 과정에서 발생하는 에너지 손실을 의미하는 것으로 j 노드에 위치한 양수 발전설비의 발전효율을 나타낸다.

양수 발전설비에 대해서는 이용 가능한 저수량에 대해서도 제약을 가할 수 있다. 이는 식(12), (13)으로 나타낼 수 있다. h_{2j} 는 양수 발전설비의 저수량을 정의하는 것으로, j 노드 양수 발전설비의 최대 이용가능 시간을 나타낸다.

2.5 MEFISSET 모형을 활용한 설비계획 모형의 방법론

2.5.1 CO2 배출량 제약조건을 고려한 경우

CO2 배출량 제약조건을 고려 할 경우의 목적함수는 MEFISSET 모형의 목적함수와 동일하며 MEFISSET 모형의 제약조건 이외에 다음 조건을 고려한다.

CO2 배출량 제약조건은 시스템 총량 제약, 모선별 배출량 제약 그리고 발전사별 배출량 제약 등 총 세 가지로 주어질 수 있다. 이 때 발전설비용량에 따른 배출량 제약이 아니라 발전설비의 발전량에 따른 배출량 제약이 적용된다. 설비용량으로는 배출되는 CO2의 양을 정확히 산출하기 어렵기 때문이다. 이는 MW와 MWh의 차이로써 즉, 발전용량이 100M인 발전기는 2시간 동안 최대 200MWh를 발전한다. 따라서 발전원에 따른 배출계수는 발전용량에 따라 적용되지 않고 시간대별 발전량에 적용된다.

시스템 총량 제약의 경우에는 시스템에 존재하거나 증설될 모든 발전기들의 배출량에 제약을 둔다. 그리고 모선별 배출량 제약의 경우에는 각 모선에 위치한 발전기들의 배출량에 대해 제약을 두며, 발전사별 배출량 제약의 경우에는 각 발전사가 소유한 발전기들의 배출량에 대해 제약을 둔다. 이는 다음과 같이 표현할 수 있다.

$$\sum_i \sum_j \sum_y \sum_{t_y} x_{ijt_y} \times EF \leq EP_{system} \quad (14)$$

$$\sum_i \sum_y \sum_{t_y} x_{ijt_y} \times EF \leq EP_j \quad (15)$$

$$\sum_i \sum_j \sum_y \sum_{t_y} x_{ijt_y} \times EF \leq EP_f \quad (16)$$

단, f 는 발전회사, EF 는 전원별 CO2 배출계수(tC/MWh), EP_{system} 은 시스템에서 총 배출할 수 있는 CO2(tC), EP_j 는 모선 j 에서 배출 가능한 CO2(tC), EP_f 는 발전회사 f 가 배출할 수 있는 CO2(tC)이다.

2.5.2 CO2 배출량 제약조건 및 배출권거래를 고려한 경우

앞서 언급한 것처럼 배출권거래는 CO2 배출량 저감 시 유연성을 부과한다. 즉, 배출권거래를 통해 구입할 배출권만큼 CO2를 추가로 배출할 수 있다. 따라서 배출권거래는 CO2 배출이 상대적으로 많은 석탄화력이나 중유 및 가스발전을 추가로 발전할 수 있도록 허용하므로 발전원의 하나로 고려되어야 한다.

배출권거래가 발전원의 한 형태로 고려되어지기 때문에 배출권거래에 따른 비용은 '배출권거래량×배출권단가'의 형태로 목적함수에 포함되며 다음과 같이 수정된다.

$$\sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^{I_j} \sum_{y=1}^Y \sum_{t_y=1}^{48} c_{ij} \tau_{ij} x_{ij} + \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^{I_j} K_{ij} (r_j + b_{ij}) X_{ij} + \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^{I_j} K_{ji} (r_j + b_{ji}) X_{ji} + ET \times EC \quad (17)$$

그리고 MEFISSET 모형의 제약조건 이외에 구입한 배출권만큼 추가로 CO2를 배출할 수 있기 때문에 앞에서 설명한 CO2 배출량 제약을 다음과 같이 수정한 제약조건이 추가된다.

$$\sum_i \sum_j \sum_y \sum_{t_y} x_{ijt_y} \times E_i \leq EP_{system} + ET_{system} \quad (18)$$

$$\sum_i \sum_j \sum_y \sum_{t_y} x_{ijt_y} \times EF_i \leq EP_j + ET_j \quad (19)$$

$$\sum_j \sum_y \sum_{t_y} x_{ijt_y} \times EF_i \leq EP_i + ET_i \quad (20)$$

단,
 ET : 배출권거래량(tC)
 EC : 배출권 가격(\$)

2.6 사례연구

본 연구에서는 3모선 계통의 시스템을 이용하여 사례연구를 수행하였다. 먼저 사례 계통의 설비계획을 MEFISSET 모형, CO2배출량 제약조건을 고려한 경우 그리고 CO2 배출량 제약조건 및 배출권거래를 고려한 경우에 대해 작성해 본 후 배출권 가격의 민감도를 분석한다. 단, 이때 CO2 배출량 제약은 시스템 전체의 배출량과 모선별로 대해 제약을 두었으며 배출량은 총 배출량의 약 71% 수준으로 배출 가능하도록 제약을 두었으며 배출권 가격의 민감도는 기준 가격과 기준 가격의 ±50%를 적용하여 전원별 신규 발전용량의 변화와 사례시스템에서의 배출권거래가 허용되는 배출권의 최대 가격을 통해 알아본다.

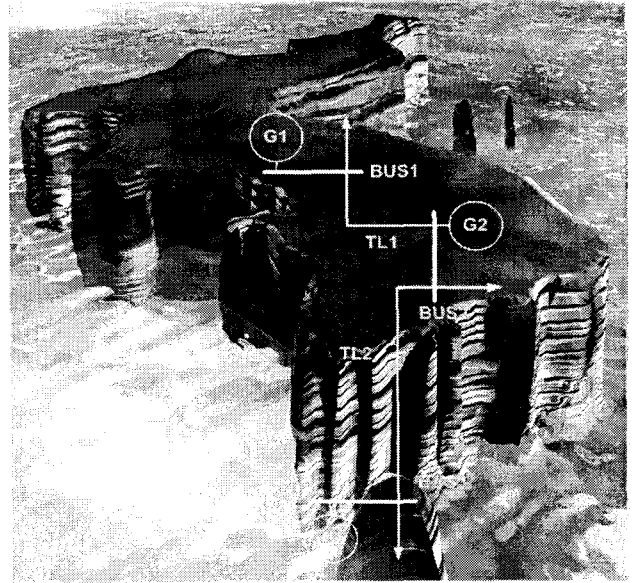


그림 1 3모선 사례계통
 Fig. 1 Case system (3-Bus)

표 2 발전기 데이터 (단위:MW)
 Table 2 Generators data (Unit:MW)

모선	TYPE	현 설비 용량	증설 가능한 최대 용량
BUS1	COAL	0	50,000
	OIL	5,000	50,000
	GAS	5,000	50,000
	NUKE	0	100,000
BUS2	COAL	5,000	50,000
	OIL	5,000	50,000
	GAS	5,000	50,000
	NUKE	10,000	100,000
BUS3	COAL	10,000	50,000
	OIL	0	50,000
	GAS	5,000	50,000
	NUKE	15,000	100,000

표 3 선로 데이터 (단위:MW)
 Table 3 Transmission line data (Unit:MW)

구 분	현 설비 용량	증설 가능한 최대 용량
Transmission Line 1	10,000	40,000
Transmission Line 2	10,000	40,000

표 4 부하 데이터 (단위:GW)
 Table 4 Load Data (Unit:GW)

모 선	BUS1	BUS2	BUS3
최대 부하	55.0	32.0	23.0

표 5 CO2 배출계수 (단위:tC/MWh)
Table 5 CO2 emission coefficient (Unit:tC/MWh)

전 원	Coal	Oil	Gas	Nuke
Life-cycle 미고려	0.278	0.215	0.157	0
Life-cycle 고려	0.357	0.246	0.188	0.0057

앞의 3모선 사례 계통에 각 설비계획을 적용해 보며 단 수력과 양수발전은 제외한다. 표 3은 사례 계통에 설비된 발전기의 용량과 증설 가능한 최대 용량을, 그리고 표 3은 사례 계통에 설비된 송전선로의 용량과 증설 가능한 최대 용량을 나타내며 표 4는 목표연도의 최대 부하, 표 5는 각 발전원별 CO2 배출계수를 나타내며 본 사례에서는 발전소의 건설부터 전기를 생산하는 전 과정을 고려한 즉, 수명기간(life-cycle)을 고려한 CO2 배출계수를 적용하였다.

2.6.1 MEFISSET 모형을 이용한 설비계획

MEFISSET 모형만을 위 사례 시스템에 적용할 때 설비계획의 결과는 다음과 같다.

표 6 발전 설비용량 (단위:MW)
Table 6 Generation facilities capacity (Unit:MW)

모선	TYPE	현 설비용량	신설 용량	총 설비용량
BUS1	COAL	0	13,243	13,243
	OIL	5,000	0	5,000
	GAS	5,000	17,517	22,517
	NUKE	0	0	0
BUS2	COAL	5,000	17,698	22,698
	OIL	5,000	0	5,000
	GAS	5,000	0	5,000
	NUKE	10,000	0	10,000
BUS3	COAL	10,000	14,980	24,980
	OIL	0	0	0
	GAS	5,000	0	5,000
	NUKE	15,000	0	15,000

표 7 송전 설비용량 (단위:MW)
Table 7 Transmission facilities capacity (Unit:MW)

구 분	현 설비용량	신설 용량	총 설비용량
Transmission Line 1	10,000	26,838	36,838
Transmission Line 2	10,000	14,970	24,970

2.6.2 CO2 배출량 총량 제약을 고려한 설비계획(총량 제약의 경우)

MEFISSET 모형을 이용한 설비계획에 CO2 배출량 제약을 고려할 때 설비계획의 결과는 다음과 같다. 단, 여기서 CO2 배출량은 시스템 전체에 대하여 제약을 두었다.

CO2 배출량 제약을 고려할 경우 그렇지 않을 경우와 비교해 보면 CO2 배출량이 많은 석탄발전의 설비용량은 줄었으며 CO2 배출량이 적은 원자력발전의 설비용량이 늘어난 것을 확인할 수 있다. 송전설비의 신설 용량이 줄어든 것은 CO2 배출량이 적은 원자력발전이 부하 밀집 지역인 모선 1에 신설되었기 때문이다. 하지만 건설단가가 비싼 원자력발전이 증설되었기 때문에 총 비용은 MEFISSET 모형을 이용한 설비계획보다 증가하여 USD 1.56873×10¹¹이다.

표 8 발전 설비용량 (단위:MW)
Table 8 Generation facilities capacity (Unit:MW)

모선	TYPE	현 설비용량	신설 용량	총 설비용량
BUS1	COAL	0	8,097	8,097
	OIL	5,000	0	5,000
	GAS	5,000	12,945	17,945
	NUKE	0	14,864	14,864
BUS2	COAL	5,000	12,392	17,392
	OIL	5,000	0	5,000
	GAS	5,000	0	5,000
	NUKE	10,000	0	10,000
BUS3	COAL	10,000	9,510	19,510
	OIL	0	0	0
	GAS	5,000	0	5,000
	NUKE	15,000	0	15,000

표 9 송전 설비용량 (단위:MW)
Table 9 Transmission facilities capacity (Unit:MW)

구 분	현 설비용량	신설 용량	총 설비용량
Transmission Line 1	10,000	16,228	26,228
Transmission Line 2	10,000	9,500	19,500

2.6.3 CO2 배출량 총량 제약과 배출권거래를 고려한 설비계획(총량 제약의 경우)

CO2 배출량 제약과 배출권 거래를 고려한 설비계획의 결과는 다음과 같다. 단, 여기서 CO2 배출량과 배출권거래는 시스템 전체에 대해 제약을 두었으며 배출권의 가격은 USD 12이다.

표 10 발전 설비용량 (단위:MW)
Table 10 Generation facilities capacity (Unit:MW)

모선	TYPE	현 설비용량	신설 용량	총 설비용량
BUS1	COAL	0	13,198	13,198
	OIL	5,000	0	5,000
	GAS	5,000	17,609	22,609
	NUKE	0	0	0
BUS2	COAL	5,000	17,650	22,650
	OIL	5,000	0	5,000
	GAS	5,000	0	5,000
	NUKE	10,000	0	10,000
BUS3	COAL	10,000	14,931	24,931
	OIL	0	0	0
	GAS	5,000	0	5,000
	NUKE	15,000	0	15,000

표 11 송전 설비용량 (단위:MW)
Table 11 Transmission facilities capacity (Unit:MW)

구 분	현 설비용량	신설 용량	총 설비용량
Transmission Line 1	10,000	26,744	36,838
Transmission Line 2	10,000	14,921	24,970

배출권거래는 CO2 배출량을 줄이는데 유연성을 제공하기 때문에 CO2 배출이 많은 석탄발전의 설비용량이 CO2 배출량 제약을 고려할 경우에 비해 증가하였다. 그러나 총 비용은 CO2 배출량 제약을 고려할 경우에 비해 건설비가 비싼 원자력발전의 증설이 발생하지 않아 감소하여 USD 1.54266×10^{11} 이다. 그리고 거래된 배출권의 양은 4.75×10^7 tC이다.

2.6.4 각 설비계획 별 비교(총량 제약의 경우)

그림 2는 각 모형을 적용할 경우 시스템의 각 전원별 총 설비용량의 변화를 나타낸다. 가장 큰 변화를 보이는 전원은 석탄과 원자력으로서 CO2 배출량 제약만이 적용될 경우 석탄발전은 많은 CO2 배출로 인해 설비용량이 줄어들며 원자력발전의 경우는 CO2 배출량이 매우 적기 때문에 설비용량이 증가한다. 하지만 배출권거래가 시행되면 구입한 배출권만큼 CO2를 추가로 배출할 수 있기 때문에 석탄발전의 설비용량은 늘어나며 건설비가 비싼 원자력발전의 설비용량은 줄어든다.

그림 3은 각 모형을 적용할 때 총 비용의 변화를 나타낸다. CO2 배출량 제약만을 적용할 경우 건설비가 비싼 원자력발전의 설비용량이 늘어나기 때문에 총 비용이 상승하며 배출권거래가 일어날 경우에는 상대적으로 건설비가 싼 석탄발전의 설비용량이 늘어나기 때문에 CO2 배출량 제약을 적용할 경우보다 총 비용이 감소한다.

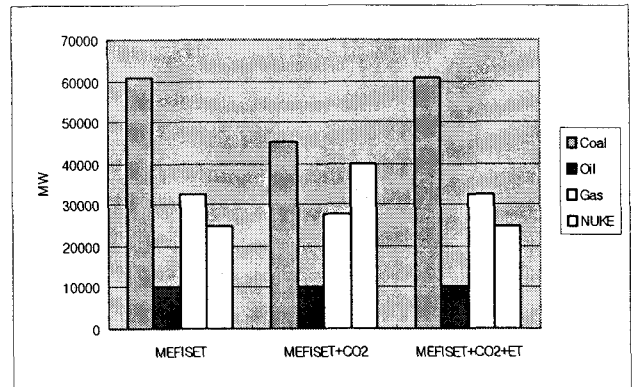


그림 2 각 설비계획별 발전설비
Fig. 2 Generation capacity for each GEP¹⁾ model

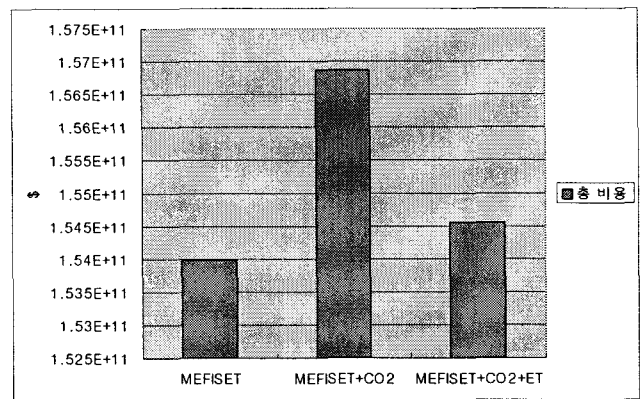


그림 3 각 설비계획별 총 비용 변화
Fig. 3 Total cost for each GEP model

2.6.5 모선별 제약의 경우

CO2 배출량 제약과 배출권거래를 모선별로 제약을 둘 경우에는 각 모선별로 배출 가능한 CO2양을 만족시켜야 하며 배출권거래 역시 각 모선별에서 거래되는 배출권이 나오며 각 설비계획별 결과는 다음 그림과 같다.

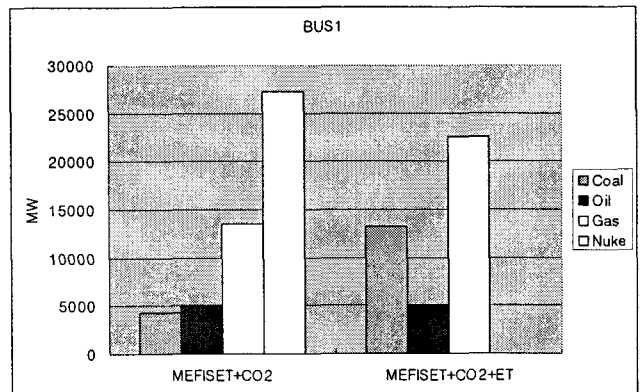


그림 4 모선 1에서의 각 설비계획 모형별 총 설비용량
Fig. 4 Generation capacity for each GEP at Bus-1

1) GEP : Generation Expansion Planning

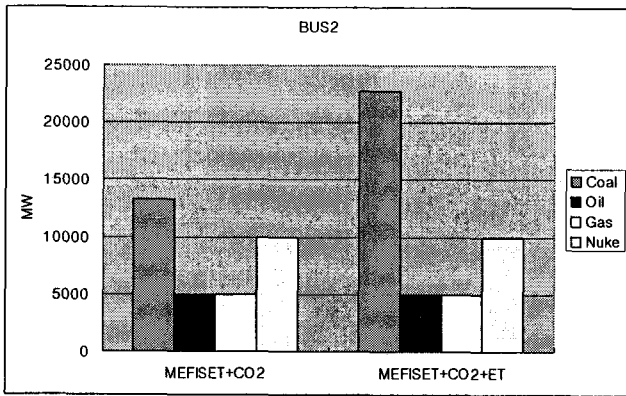


그림 5 모선 2에서의 각 설비계획 모형별 총 설비용량
Fig. 5 Generation capacity for each GEP at Bus-2

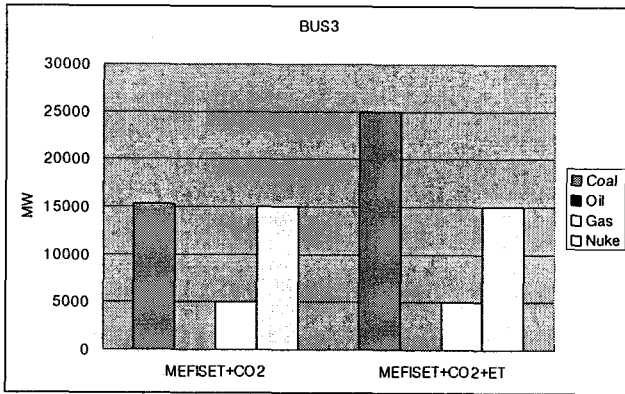


그림 6 모선 3에서의 각 설비계획 모형별 총 설비용량
Fig. 6 Generation capacity for each GEP at Bus-3

MEFISSET 모형을 이용한 설비계획 결과를 이용하여 각 모선별로 CO2 배출량의 10%를 삭감하도록 하는 제약을 설정하였다. 이 경우 총 비용은 USD 1.59447×10^{11} 이며 그리고 배출권거래는 CO2 배출량 제약 시 유연성을 제공하기 때문에 각 지역별로 추가로 CO2를 배출할 수 있으며 총 비용을 감소시키도록 하는 비용 효과적인 결과를 제공한다. 사례계통에서 배출권 가격은 USD 12로 설정하였다. 이 경우 총 비용은 1.54689×10^{11} 이고 설비계획의 결과와 각 지역별 배출권거래의 결과는 위의 표와 같다. 단, 본 사례계통에서 모선 1에서는 배출권거래가 발생하지 않았다. 그 원인은 모선 1의 원자력발전의 용량이 줄어든 대신에 석탄화력과 가스발전의 용량이 증가하였기 때문이다.

위 그래프를 비교하면 CO2 배출량 제약만 있을 경우 보다 배출권거래가 시행될 경우에 CO2 배출이 많은 석탄화력과 가스발전의 설비용량이 늘어나며 CO2 배출이 적은 원자력은 비싼 건설비 단가로 인해 설비용량이 줄어드는 것을 확인할 수 있다. 세 모선 중 모선 1에서의 설비용량 변화율이 가장 큰 이유는 모선 1이 부하 중심지기 때문이다.

2.6.6 배출권 가격 변동에 따른 민감도 분석

2.6.6.1 배출권 가격 변동에 따른 설비용량 변화

CO2 배출량 제약 및 배출권거래를 고려한 설비계획 작성

시 배출권의 가격이 각 전원별 설비용량에 어떠한 영향을 미치는지 알아보기 위해 본 사례 연구에서 적용한 배출권의 가격과 그 가격의 -50% 그리고 +50%를 적용하였다. 단 CO2 배출량 제약 및 배출권거래를 시스템 전체 총량 제약을 두었을 경우에만 산정하였다.

그림 7그림 9는 배출권 가격 변화에 따른 각 전원별 설비용량의 변화를 나타낸다. 가장 큰 변화를 보이는 전원은 석탄화력과 원자력발전이며 특히 배출권 가격이 낮을 때 변화가 높을 때보다 변화가 더 크다. 이는 배출권 가격이 높을 때 비용최소화를 위해 설비용량을 늘리는 것보다 갖춰진 설비를 가지고 다른 전원을 발전하는 것이 비용이 더 저렴하기 때문이다.

그러나 배출권 가격을 일정 가격 이상으로 올리면 석탄발전의 경우에는 설비용량이 줄어들고 원자력발전의 경우엔 설비용량이 늘어난다. 이는 높은 가격의 배출권을 구입하여 석탄화력의 발전량을 늘리는 것보다 원자력발전의 설비용량을 늘리는 것이 더 비용이 작기 때문이다. 즉 배출권의 구입비용과 석탄화력의 운전비용의 합이 원자력발전의 건설비용과 운전비용의 합보다 크기 때문이다.

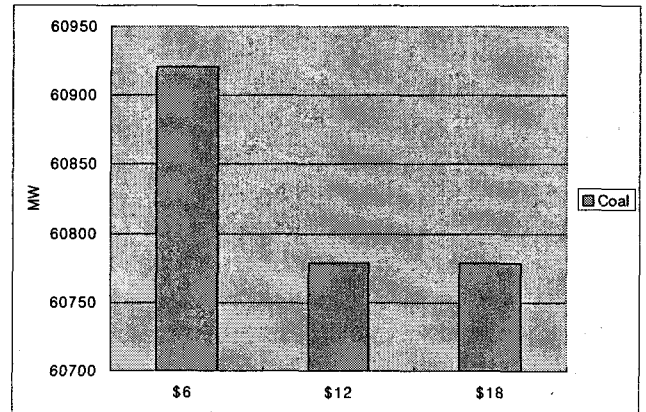


그림 7 배출권 가격에 따른 석탄발전 설비용량 변화
Fig. 7 Change of Coal thermal unit capacity for change of Emission Trading price

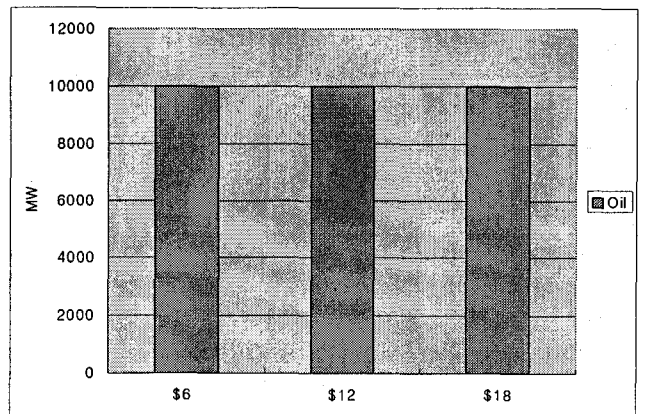


그림 8 배출권 가격에 따른 중유발전 설비용량 변화
Fig. 8 Change of Oil thermal unit capacity for change of Emission Trading price

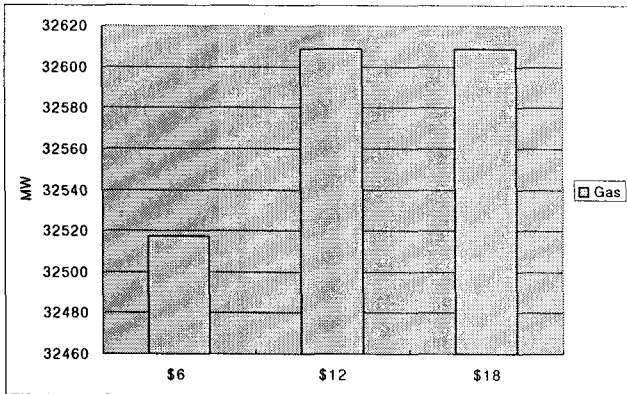


그림 9 배출권 가격에 따른 가스발전 설비용량 변화
 Fig. 9 Change of Gas turbine unit capacity for change of Emission Trading price

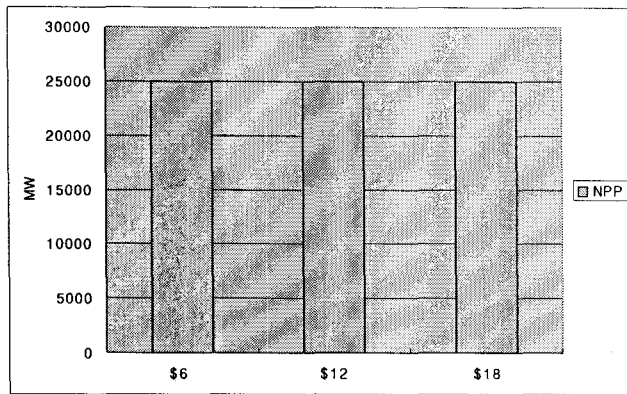


그림 10 배출권 가격에 따른 원자력발전 설비용량 변화
 Fig. 10 Change of Nuclear power plant capacity for change of Emission Trading price

2.6.7 배출권의 상한 가격 추정

배출권의 상한 가격은 배출권거래가 발생하지 않은 직전의 배출권 가격이다. 배출권거래가 발생하지 않을 때의 설비계획은 CO₂ 배출량 제약만 있을 때의 설비계획과 동일하다. 이는 배출권거래가 0 tC가 되어 목적함수 및 CO₂ 배출량 제약이 동일해지기 때문이다.

위 사례 시스템에서 산정된 배출권의 상한 가격은 USD 61.2 이다. 즉 배출권이 이 가격일 때까지 배출권거래가 발생하며 이 가격을 초과할 경우 배출권거래는 발생하지 않으며 이 가격은 배출권이 경제성을 갖는 최대 가격이기도 하다.

3. 결 론

본 연구에서는 향후 우리나라가 기후변화협약에 따라 온실가스 감축의무를 이행할 때 이를 반영할 수 있는 설비계획에 대한 연구를 수행하였으며 이를 사례계통에 적용해보았다. 사례연구에서는 CO₂ 배출량과 배출권거래를 시스템 전체 총량 및 모선별 제약이 주어졌을 때 각 설비계획별 결과를 살펴보았으며 배출권 가격 변동에 대해 각 전원별 설비계획이 어떻게 바뀌는 지에 대해서도 알아보았다.

MEFISET 모형을 이용한 설비계획은 CO₂ 배출량 제약 및 배출권거래를 적용할 경우 시스템 전체에 대한 제약 및 배출권거래뿐만 아니라 모선별, 회사별 제약 및 배출권거래를 적용할 수 있다. 이는 향후 우리나라가 온실가스 감축의무를 이행할 때 국가별 총량규제를 실시할 경우 활용 가능하며 발전회사에게 이에 대한 신호를 제공할 수 있다.

하지만 MEFISET 모형은 동적계획법을 이용하는 WASP 모형과는 달리 선형계획법을 이용하여 연도별 발전설비계획을 도출할 수가 없다. 즉 목표연도의 부하 및 적정 예비력을 만족시키는 설비계획을 도출한다. 목표연도를 1년 단위로 설정하여 연구대상기간 동안의 설비계획을 도출할 수 있으나 이 결과는 최적해라고 단정할 수 없다. 따라서 연도별 설비계획을 도출할 수 있도록 모형의 개선이 필요하다.

참 고 문 헌

- [1] 에너지관리공단, 온실가스 배출권거래제 개요 및 국내 추진 방향, 2003.11
- [2] 산업자원부, “기후변화협약정보(한국어판)”, 2000.10
- [3] 김광인의 6인, “전력경제(전력설비 투자이론)”, KPX, 2003
- [4] 한국전기연구원, “동북아 전력계통 연계를 위한 기반구축 연구(1)”, 산업자원부, 2005.11
- [5] 김영창, “환경문제를 고려한 다목적 전원개발계획에 관한 연구”, 한국과학기술원 경영과학과, 1993
- [6] 한국남부발전(주) 발전처, “전력산업 구조개편에 따른 전력부문 기후변화협약대응 방안 수립”, 2001.7
- [7] 김발호, “배출권거래제가 전력시장에 미치는 영향과 발전회사 활용전략 연구”, 에너지관리공단, 2003
- [8] Ramanathan, “Short-term energy and emission trading analysis-IEEE Transactions on Power System”, Vol. 10, No 2, May 1995
- [9] S.M. Shahidehpour, “Long-term transmission and generation maintenance scheduling with network, fuel and emission constraints-IEEE Power System”, Vol. 14, No 3, August 1999
- [10] 정구형, “동북아 전력계통 연계에 따른 경제성 분석”, Trans. KIEE, Vol. 55A, No. 2, FEB. 2006, pp.76-84
- [11] 김홍근, “동북아 전력계통 연계를 통한 용통전력 도입시 가격상한 수준에 대한 분석”, Trans. KIEE, Vol. 55A, No. 3, MAR. 2006, pp.128-132
- [12] 정구형, “동북아 전력계통 연계로 인한 환경성 분석 및 국내 전원구성에의 영향 평가”, 2005 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp.769-771
- [13] 정구형, “동북아 전력계통 연계를 통한 용통전력 도입시 가격상승 수준에 대한 분석”, 2005 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp.772-774
- [14] 김 옥, “전력수급기본계획이 발전사업에 미치는 영향에 대한 고찰”, 2005 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp.825-827
- [15] 정구형, “환경제약을 고려한 동북아 전력계통 연계의 경제성 평가”, 2005 대한전기학회 하계학술대회 논문집,

pp.837-839

[16] 김양일, "CO2 배출계약 조건과 배출권 거래제를 고려한 OPF" 2006 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp.343-344

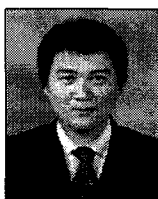
[17] 김발호, "최적조류계산의 이론과 응용", 홍익대학교, 2001

[18] Wood Wollenberg, "Power generation, operation, and control" ,Wiley interscience,1996

감사의 글

본 연구는 교육인적자원부에서 시행하는 BK21(2차) 사업(과제명: 신 에너지원 개발 및 전력시스템 연계기술 연구팀)의 지원에 의해 수행되었습니다.

저 자 소 개



김 양 일 (金 洋 逸)

1979년 1월 16일생. 2005년 홍익대학교 전자전기공학부 졸업. 2005년 동 대학원 전기정보제어공학과 입학(석사). 현재 동 대학원 석사과정

Tel : 02-338-1621

Fax : 02-320-1110

E-mail : yangile@naver.com



정 구 형 (鄭 求 亨)

1974년 9월 20일생. 2001년 홍익대학교 전기전자제어공학과 졸업. 2003년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정

Tel : 02-338-1621

Fax : 02-320-1110

E-mail : gal110412@wow1.hongik.ac.kr



한 식 만 (韓 錫 萬)

1976년 12월 5일생. 2002년 홍익대 전자전기공학부 졸업. 2004년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정

Tel : 02-338-1621

Fax: 02-320-1119

E-mail : hseokman@gmail.com



김 발 호 (金 發 鎬)

1962년 7월 12일생. 1984년 서울대 전기공학과 졸업. 1984~1990년 한국전력공사 기술연구본부 전력경제연구실 근무. 1992년 Univ. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 졸업(공학박사). 1999년~현재 홍익대학교 전자전기제어공학부 부교수

Tel : 02-320-1462

Fax : 02-320-1110

E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr