

배출권 거래제를 고려한 전원개발계획에 관한 연구

A Study on the Power Expansion Planning Model Considering the Emission Trading

안 중 환* · 김 발 호†
(Jung-hwan Ahn · Balho H. Kim)

Abstract - Korean government has been preparing the introduction of Emission Trading as part of the framework convention on Climate Change as a relief of negative downstream effect over electricity industry. This paper develops a mathematical model amenable to analyzing the economic impact of introduced emission trading system on the national generation expansion planning. The developed model was also employed with a case study to verify its applicability.

Key Words : Generation expansion planning, Emission trading, WASP, Probabilistic simulation, Linear programming, Dynamic programming, GATE-PRO

1. 서 론

현재 전력산업은 대내외적으로 다양한 환경적 변화에 직면하고 있다. 그 중의 하나로 우리나라는 기후변화협약 대응책의 일환으로 온실가스 배출권 거래제의 도입을 추진하고 있다. 정부는 「저탄소 녹색성장 기본법」을 근거로 계획대로 오는 2015년부터 도입을 계획하고 있는 상황에서 전력 산업계는 이 제도의 도입이 국내 전력 산업에 과다한 경제적 부담을 초래할 것이라는 이유를 들어 강력히 반대하고 있다[1].

배출권거래제 도입을 둘러싸고 많은 논란이 빚어지고 있는 이유는 온실가스 배출권거래제도 자체가 실제로 이 제도 참여 대상의 온실가스 배출 감축 비용을 줄여주는 데 기여할 수 있을 것인가에 대한 의견이 일치되지 않고 있고, 배출권거래제도의 도입으로 인한 파급 영향의 정도가 대단히 불투명하다는 점 때문이다. 이러한 문제를 불식시키기 위해서는 배출권거래제도의 본격적인 시행에 앞서 동 제도가 국내 전력산업에 가져올 파급영향을 배출권제도의 주요 요소별로 면밀히 분석할 필요가 있다[1].

이러한 상황에서 본 논문은 배출권거래제의 도입으로 인한 파급영향을 분석함에 있어 장기 전원개발계획 측면에서 접근하고자 한다. 장기 전원개발계획은 전력산업의 투자계획 중 가장 큰 비중을 차지하는 부분으로 그 결과는 전원입지확보, 재무계획, 연료수급계획, 요금제도 등과 같은 전력산업 전반에 걸친 주요계획에 많은 영향을 미친다. 배출권거래제를 고려한 장기 전원개발계획의 결과는 전력산업의 파급영향을 간접적으로 예상할 수 있는 근거자료가 될 수 있을 것이다.

현재 우리나라의 장기 전원개발계획 수립에 활용되고 있는 전산모형인 WASP는 모형이 가지고 있는 구조적 특징으로 인해 배출권거래제를 적절히 고려하지 못하고 있으며, 현재까지 개발된 배출권거래제를 반영한 기타 주요 전원개발계획 모형들도 정태적인 모형에 지나지 않았다[2]. 따라서 본 논문에서는 배출권거래제를 고려한 연도별 전원개발계획 전산모형을 개발하였으며, 개발된 전산모형으로 배출권거래제의 도입으로 인한 장기 전원개발계획의 영향을 분석함으로써 모형의 실용성을 검증하였다.

2. 전원개발계획 관점에서 본 배출권 거래제

2.1 배출권 거래제의 개념

배출권 거래제는 배출금부과제도에 시장메커니즘을 적용하여 배출의 자발적인 억제와 환경오염방지기술의 개발을 촉진하기 위한 제도이다. 배출권 거래제도는 오염물질 배출자가 배출 감소를 위하여 기술 개발을 하든지 생산을 감축시키든지 간에 배출량을 일정 기준 이하로 감소키는 부분에 대해서는 권리를 인정한다는 개념에서 출발하고 있다. 반대로 오염물질 배출자가 배출권을 시장으로부터 구입하여 종전과 같이 배출량을 늘릴 수도 있다. 이점은 배출권 거래제도의 가장 큰 특징으로 목표관리제와 가장 크게 구별되는 부분이다.

목표관리제는 매년 업체별로 총량을 규제받는 방식으로 부여받은 할당량을 초과 배출하는 의무대상업체에 대해 과태료를 부과하게 된다. 이에 반해, 배출권거래제는 업체가 초과 배출한 온실가스에 대해 유연성을 제공한다. 이는 배출권 거래를 통해 가능한데 배출권 거래시장으로부터 배출권을 구입하여 부여받은 할당량을 초과하여 배출할 권리를 얻게 된다.

예를 들어, 대표적인 온실가스 고배출업체인 화력발전회사의 경우 전력 성수기에는 전력을 많이 생산하여야 하는데 배출권 한도로 인하여 전력수요를 충족시키기 어려울 수 있

* 정 회 원 : 홍익대 전기정보제어공학과 박사과정

† 교신저자, 정회원 : 홍익대 전기정보제어공학과 교수

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

접수일자 : 2012년 3월 13일

최종완료 : 2012년 6월 18일

다. 따라서 화력발전회사는 배출권거래를 통해서 이러한 문제를 해결하게 되는데, 성수기에 배출권을 보유한 기업으로부터 배출권을 사거나 빌려서 더 많이 발전할 수 있다[3].

2.2 배출권 거래제의 전원개발계획 영향 요소

온실가스 배출권거래제 도입에 따른 전력시장의 변화는 크게 두 가지 요소에 의해 영향을 받는다. 첫 번째는 정부가 전력산업계에 요구하는 배출량 감축률이고, 두 번째는 배출권 거래시장으로부터 구입하게 되는 배출권의 가격이다. 본 논문에서는 두 가지의 요소가 전원개발계획에 미치는 영향 분석해 봄으로써 주요 요소로 선택하게 된 근거를 설명하고자 한다.

2.2.1 배출권 가격

온실가스 배출권 거래제가 도입되면 발전회사는 온실가스 배출을 줄이기 위해 단기적으로 발전소의 운영 측면에서 변화를 줄 것이다. 온실가스를 많이 배출하는 발전연료에서 적게 배출하는 발전연료로 전환하는 방법이다. 즉, 저가의 고배출 석탄발전량을 고가의 저배출 LNG발전량으로 전환하는 방안이다. 이처럼 석탄 발전을 LNG 발전으로 전환하는 방안의 경우 온실가스 배출량을 감축할 수 있는 잠재량은 막대하겠지만, 일반적으로 LNG는 석탄에 비하여 연료단가가 비싸기 때문에 연료전환을 통한 온실가스 감축 가능여부는 배출권 시장에서 거래되는 배출권 가격에 의해 좌우될 것이다. 즉, 배출권가격이 충분히 높을 경우 배출량이 많은 석탄 발전기 대비 배출량이 적은 LNG 발전기의 경제성이 향상되므로 연료의 전환이 가능하게 된다[3].

발전회사가 연료전환 여부를 결정할 때에는 발전원별 전력시장에서의 이윤과 배출권시장을 통한 기회비용(opportunity cost)을 동시에 고려한 상대적 수익성에 따라 결정할 것이다. 이를 달리 표현하면

$$\text{○ 배출규제시 석탄발전 편익:} \\ (\text{전력시장가격} - \text{석탄발전원가}) - \text{배출권가격} * \text{석탄발전배출계수}$$

$$\text{○ 배출규제시 LNG발전 편익:} \\ (\text{전력시장가격} - \text{LNG발전원가}) - \text{배출권가격} * \text{LNG발전배출계수}$$

전력시장에서 연료전환비용은 배출비용을 감안한 전원별 편익이 같아지는 지점이 연료전환을 초래하는 배출권가격이 되는 것이다.

$$(\text{전력시장가격} - \text{석탄발전원가}) - \text{배출권가격} * \text{석탄발전배출계수} \\ =$$

$$(\text{전력시장가격} - \text{LNG발전원가}) - \text{배출권가격} * \text{LNG발전배출계수}$$

$$\rightarrow \text{석탄발전원가} + \text{배출권가격} * \text{석탄발전배출계수} \\ = \text{LNG발전원가} + \text{배출권가격} * \text{LNG발전배출계수}$$

따라서 석탄 발전을 LNG 발전으로 전환하여 탄소를 감축할 것인지 아니면 석탄 연료를 계속 사용할 것인지를 결정할 때는 비용을 기준으로 하여 연료전환을 초래하는 배출권 가

격을 계산할 수 있다. 다시 말해, 연료전환을 통한 온실가스 감축비용이 두 발전원의 배출권비용 차액보다 작은 경우 연료전환이 발생한다고 볼 수 있다[3].

$$\text{감축비용 (LNG발전원가} - \text{석탄발전원가)}$$

=

$$\text{배출권 구입비용 차액}$$

$$(\text{배출권가격} * \text{석탄발전배출계수} - \text{배출권가격} * \text{LNG발전배출계수})$$

발전산업의 경우 메이저 발전회사는 포트폴리오 사업자로서 이미 석탄발전소 및 LNG발전소를 모두 구비하고 있기 때문에, 배출권거래제 도입 초기에는 보일러를 교체하는 대신에 전원별 연료비용 및 연료 간 효율성을 고려하여 전원별 이용율을 조절하게 될 것이다. 그러나 배출권 가격이 지속적으로 높은 수준으로 유지될 것으로 예상된다면 단기적인 감축수단에서 그치지 않고 장기적인 방안이 고려해야 할 것이다[3].

발전회사의 온실가스 배출을 감축하기 위한 장기적인 감축방안은 고배출 발전설비에서 저배출 발전설비의 교체, 신재생 전원의 확대 등 새로운 투자가 요구되는 것이다. 원자력발전이 온실가스 배출저감을 위한 주요 대안으로 고려될 수 있으나, 원전건설과 관련되어 가장 큰 장애요인으로 대두되고 있는 일반인의 낮은 수용도로 인한 입지확보의 어려움이나 원전의 안전성 등의 이유 때문에 원자력발전에 대한 투자는 제한적일 수밖에 없다.[4]

천연가스의 가격인하, 가스터빈의 기술진보를 통한 에너지 고효율화, 일정수준 이상의 탄소배출권 가격이 선행된다면 LNG 발전원에 대한 투자는 온실가스 배출저감 대안으로 기대될 수 있다. LNG 발전원은 이 뿐만 아니라 전통적으로 석탄 발전소의 70%수준의 건설비, 출력조절의 용이성(부하추종성), 발주 후 2년 내 가동이 가능하다는 점(짧은 건설공기), 지속적인 용량증가가 가능하다는 점(표준화, 모듈화)과 같이 전력계통 운영 측면에 있어 많은 장점을 보유하고 있다.

2.2.2 배출권 감축률

배출권거래제를 구성하는 다양한 요소 가운데 가장 핵심이 되는 요소는 배출량 감축률이다. 「저탄소 녹색성장 기본법」 제46조는 온실가스 배출허용총량을 설정하고 배출권을 거래하는 총량제한 배출권거래제의 도입을 규정하고 있다. 따라서 이 제도의 출발은 총량 감축 목표를 정하는 것이다.

전력산업에 대한 총량제한 배출권 거래제와 같은 규제조치는 배출 감축을 위한 비용을 초래함으로써 피규제자인 발전사업자의 발전비용 증가요인으로 작용한다. 물론 에너지 효율 제고를 위한 설비투자는 에너지 소비 저감을 가져옴으로써 오히려 에너지 비용 감소 요인이 될 수도 있다. 이것은 규제에 의한 온실가스 배출 감축량이 많지 않은 경우 충분히 발생할 수 있다. 그러나 온실가스 배출 감축 필요량이 충분히 많을 경우에는 감축비용이 대체로 발전사업자의 경쟁력에 영향을 미치는 수준까지 이를 것이다. 즉, 총량제한 배출권거래제 도입은 전력산업 전체의 비용상승을 초래할 것이다[3].

온실가스 배출 감축의무가 부여되기 위해서는 기준 배출량이 설정되어야 한다. 기준 배출량이란 참여자의 온실가스 감축목표 설정시 기준이 되는 온실가스 배출량을 의미한다. 일반적으로 기준 배출량은 기준 연도 및 BAU 배출량을 기준으로 설정되는데 아직까지 공식적으로 정해지지 않았기 때문에 본 논문에서는 발전부문에서의 기준 배출량을 임의적으로 설정하여 연구를 진행하였다.

3. 전원개발계획 모형에의 배출권 거래제 적용

전원개발계획이란 건설비, 연료비, 운전특성, 건설기간 등 여러 가지 특성이 서로 다른 발전원이 연도별로 어떻게 투입되어야 미래의 수요성장에 따른 전력수요를 만족시키는가를 결정하는 발전소 건설계획이다. 이러한 전원개발계획의 수립 목적은 예측된 전력수요에 대하여 주어진 공급신뢰도를 유지할 수 있는 가장 경제적인 공급력을 연도별로 확보하는 데 있다.

현재 우리나라에서 전원개발계획 수립에 사용되고 있는 전산모형은 WASP(Wien Automatic System Planning Package)이다. WASP의 목적함수는 전원개발계획기간 동안 예상되는 소요비용을 현재가치로 환산한 총 현재비용이 최소가 되는 것이다. WASP에 배출권거래 메커니즘을 반영하기 위해서는 관련 제약식을 모형에 추가해야 하고 이에 따른 소요비용을 처리할 수 있어야 한다. 그러나 WASP의 운전비 계산 시뮬레이션의 구조적 특징으로 인해 이를 적절히 처리하지 못하는 한계점이 존재한다[5].

따라서 본 논문에서는 우선 수학적 정식화를 통해 전원개발계획에 배출권 거래제를 반영하기 위한 방법론을 제시하고 WASP의 한계점을 극복하기 위해 새로운 기법을 이용한 운전비 최적화 모형을 도입하여 배출권 구입과 관련된 사항을 전원개발모형에 반영할 수 있도록 하였다.

3.1 수학적 정식화

최적화 문제로서의 전원개발계획 문제는 미래의 각 연도에 있어서 발생하는 수요를 일정 신뢰도기준 이내로 만족시키면서, 계획기간 동안의 매년도 투자비 및 운전비의 현재가치의 합을 최소로 하는 연도별, 후보발전기 별 투입용량을 결정하는 문제이다. 이것은 주어진 연도의 설비구성을 결정하는 정태적인 문제가 아니라 계획기간 전체를 대상으로 하여 정해진 목적함수를 최소화하는 각 연도별 설비구성을 결정하는 동태적 문제임을 의미한다. 최소비용 원칙의 최적전원구성 문제는 다음과 같이 정식화할 수 있다.

$$MIN \sum_{t=1}^T (\sum_{i=1}^I G_t(XP_t^i, \dots, XP_t^I) + J_t(u_t^1, \dots, u_t^I)) + ET_t \cdot ETP \quad (1)$$

$$s.t. XP_t^i \leq x_t^i \quad (2)$$

$$\sum_i LOLP_t(x_t^1, \dots, x_t^I) \leq C_t \quad (3)$$

$$\sum_i CO_2(XP_t^1, \dots, XP_t^I) \leq Cap_t + ET_t \quad (4)$$

$$x_t^i = x_{t-1}^i + u_t^i \quad (5)$$

$$u_t^{i, \min} \leq u_t^i \leq u_t^{i, \max} \quad (6)$$

여기서,

- t : 연도
- T : 계획기간
- i : 발전소 형식번호
- I : 총 발전형식의 수
- x_t^i : t년도의 i 형식의 발전설비용량(MW)
- u_t^i : t년도에 투입되는 i 형식의 신규발전설비용량(MW)
- XP_t^i : t년도의 i 형식의 발전설비의 총 발전량(MWh)
- G_t : t년도의 총 운전비용 함수(won)
- J_t : t년도의 소요되는 총 건설비용 함수(won)
- $LOLP_t$: t년도의 공급신뢰도(LOLP)
- C_t : t년도의 공급신뢰도 기준
- $CO_2(x_t^i)$: t년도의 x_t^i 의 설비가 배출한 CO2의 양(ton)
- Cap_t : t년도의 배출권 할당량(ton)
- ET_t : t년도에 배출권 거래시장으로부터 구입한 배출권의 양(ton)
- ETP : 배출권 가격(won/ton)
- $u_t^{i, \min}$: t년도의 i 형식의 최소건설 용량
- $u_t^{i, \max}$: t년도의 i 형식의 최대건설가능 용량

비용최소화 목적함수를 나타내는 식(1)은 연도별 운전비용, 건설비용, 배출권 구입비용으로 구성되어 있다. 운전비용은 형식별 발전설비를 이용하여 생산된 발전량(MWh)에 연료비 단가를 곱하여 계산되고, 건설비용은 t년도에 건설되는 신규 발전설비의 용량(MW)에 건설단가를 곱하여 계산된다. 그리고, 배출권 구입비용은 t년도에 구입한 총 배출권의 양에 배출권 가격을 곱하여 계산된다. 목적함수의 모든 비용은 기준년도로 현재가치화한 값을 사용한다.

식(2)는 t년도의 i 형식의 발전설비의 발전량은 해당 발전설비의 용량 내에서만 발전이 가능하다는 것을 나타낸 제약식이다. 식(3)은 주어진 설비가 년도 t에 있어서 수요를 만족시키면서 신뢰도를 유지할 수 있는가를 판정하기 위한 제약식으로 이 조건식을 만족시키지 못하는 설비조합은 고려대상에서 제외된다.

아래의 식(7)은 목표관리제 도입에 따른 배출총량제약식을 나타낸 것으로 전력계통을 운영하면서 발생하는 배출총량을 정부로부터 할당받은 배출량 이내로 제한하는 것을 의미한다. 이 경우 발전사업자는 배출량을 감축시키는 방법 외에 배출 감축 의무를 이행할 다른 방법은 존재하지 않는다.

$$CO_2(x_t) \leq Cap_t \quad (7)$$

그러나 개발 모형의 정식화에서는 식(4)과 같이 배출권 구입량에 대한 변수를 추가함으로써 발전사업자가 배출량을 감축하는 방식 외에 배출권을 구입하는 방식을 선택할 수 있도록 배출량 감축의무에 유연성을 제공하였다. 또한 배출권을 구입함으로써 발생하는 비용을 목적함수에 추가하여 비용최소화 과정에서 배출권 구입비용을 고려하도록 했다.

식(5)는 설비의 증설과정을 나타내는 식(evolution equation)이며, 식(6)은 연도별 신규 발전설비의 건설가능대수에 상한한 제한을 두어 특정 발전원으로 집중되는 결과를

막고 현실적인 결과값이 도출될 수 있도록 하였다.

이와 같은 제약 조건을 만족시키면서 목적함수를 최소화 하는 u_i^* 을 구하면, 이것이 연도별, 후보 발전설비 건설계획이 되며 비용최소화 전원개발계획을 찾아낸 것이 된다.

전원개발계획을 위해 사용한 수리계획(mathematical programming)모델은 선형계획법(Linear Programming)과 동적계획법(Dynamic Programming)이다. 먼저, 제약식 (6)을 만족하는 연도별 신규 발전설비조합을 생성한뒤 주어진 설비내에서 선형계획법을 통해 운전비와 배출권구입비용가 최소화되는 발전형식별 발전량과 연도별 배출권 구입량을 결정하게 된다. 이 때 선형계획법에서 결정변수로 작용하는 발전형식별 발전량과 연도별 배출권구입량은 배출권 거래제 매커니즘을 반영한 제약식 (4)를 만족해야 한다. 설비조합별 상태비용(운전비,배출권구입비용)이 결정되면 여기에 경로비용(신규 발전설비 증설대수)를 함께 고려하여 동적계획법을 수행하면 최적의 연도별 전원계획안이 결정된다.

3.2 WASP의 구조적 한계점

WASP는 연도별 후보설비의 조합에 따른 운전비용의 계산은 확률적 시뮬레이션(Probablistic Production Simulation)을 이용한다. 확률적 시뮬레이션 과정은 다음과 같다. 부하자료로부터 부하지속곡선(Load Duration Curve)를 작성하고, 발전기 보수계획에 따른 보수율만큼을 공제하여 발전기 투입용량을 결정한다. 이어서 발전기의 경제적 투입순위를 결정하고, 발전기 투입(시뮬레이션)을 시작한다. 발전기의 고장정지율을 반영한 등가부하지속곡선(ELDC)을 작성하고, 이 ELDC 상에 발전기를 투입함으로써 발전계통의 신뢰도(LOLP)를 얻는다. 또 각 발전기 투입위치에 따른 면적을 구하여 여기에 고장확률을 곱하면 각 발전기별 기대 발전량이 구해지고, 다시 연료비 원가를 곱하면 연료비가 계산된다[5][6].

이러한 확률적 시뮬레이션에 의한 운전비 계산은 정밀도가 낮고, 시뮬레이션의 운전비 결과는 확률적 기대치에 불과하므로 운전비최소화 문제의 최적해로 보기에 무리가 있다. 그 이유는 확률적 시뮬레이션의 입력자료로 시간대별 부하(Chronological load)가 아닌 5차 다항식으로 간이화된 부하지속곡선(LDC)을 사용하고 있어 운전비 시뮬레이션 결과의 신뢰성을 저해하기 때문이다. 그리고 시간대별 부하데이터를 부하지속곡선으로 변환하면서 시간정보(Chronological information)을 잃어버리기 때문에 발전기의 물리적 특성(ex. 발전기 증감발출)을 전원개발계획에 반영하지 못하는 단점을 가지고 있다.

그럼에도 불구하고 이 방법을 사용하는 이유는 투자비와 운전비를 최소화하는 전원개발계획안을 찾기 위해서는 동적 계획법과 같은 수리계획 기법을 이용해야 하는데, 이 경우에 수천가지 이상의 연도별 State에 대한 운전시뮬레이션이 필요하여 상세한 시뮬레이션의 이용은 그 계산 시간으로 말미암아 불가능했기 때문이다. 이런 이유로 WASP에서는 운전비 계산의 신뢰성은 다소 떨어지더라도 수렴속도가 빠른 확률적 시뮬레이션을 이용한 것이다.

그러나 확률적 시뮬레이션에 의한 운전비 계산의 가장 큰 단점은 운전비 계산 방식에 있다. 확률적 시뮬레이션에 의한 운전비 계산은 발전기 투입순위를 결정된 뒤 등가부하지

속곡선 위에 경제적인 발전원부터 차곡차곡 쌓아가는 형태이기 때문에 발전량과 직접적인 영향이 없는 배출권 구입비용은 반영하지 못한다.

또한, 부하지속곡선을 사용하기 때문에 발전기의 물리적 제약식(발전기 증감발출) 등을 고려하여 발전량을 산정할 수 없다는 문제가 존재한다. 그리고 전력산업의 환경변화에 따른 제약조건의 추가 및 제거가 상당히 제한적이고 제약조건에 따른 관련비용의 증감을 고려하지 못한다는 한계점을 가지고 있다.

3.3 배출권 거래제를 고려한 전원개발계획 모형의 개발

최근에 컴퓨터 중앙처리장치의 계산속도(computation speed) 향상으로 인해 앞서 설명한 수리계획 기법의 다소 떨어지는 수렴속도 문제가 해결되었다. 따라서 본 논문에서는 과거에는 낮은 수렴속도로 인해 운전비시뮬레이션의 수리계획 기법으로 고려되지 않았던 선형계획법을 도입하고자 한다. 그 중에서도 선형계획법을 기반으로 개발된 최적화 모형 중의 하나인 GATE-PRO를 도입하였고 운전비시뮬레이션의 운전비 최소화 목적에 맞도록 수정하였다.

GATE-PRO(Generation And Transmission Expansion PROgram)는 동북아 전력계통 연계를 위한 구축연구를 목적으로 홍익대학교에서 2005년에 개발한 선형(LP)계획 모형이다. 러시아 ESI에서 개발한 ORIRES 모형을 기반으로 하고 있으며, 발전용량 및 운영비용뿐만 아니라 연계계통간 송전용량에 대해 최적화를 수행하여 지역간 계통연계에 따른 경제성 분석모형으로 사용되고 있다. GATE-PRO는 시간대별 부하데이터(chronological load)를 입력으로 처리가 가능하며 다양한 제약조건의 추가가 비교적 용이하다는 장점이 존재하기 때문에 이 모형을 채택하게 되었다.

WASP의 경우 확률적 시뮬레이션 기법을 이용해 운전비를 계산하기 때문에 LOLP가 함께 산정되었다. 하지만, GATE-PRO는 선형계획법을 기반으로 한 모형으로 LOLP 계산이 불가능하여 WASP와 동일한 방법으로 확률적 시뮬레이션을 통해 LOLP를 계산하는 모듈을 추가하였다. 결과적으로 그림 1의 순서도와 같이 각각을 두 부분으로 분리하

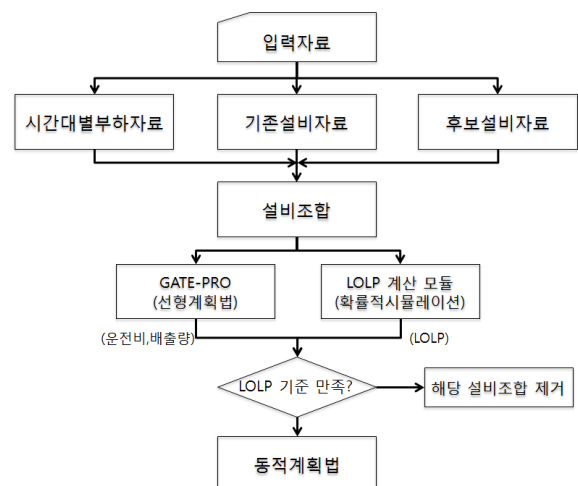


그림 1 개발 전산모형의 알고리즘

Fig. 1 Algorithm of developed computational model

여 운전비 산정은 선형계획법으로, LOLP는 확률적 시뮬레이션 기법으로 계산하는 방식이다. 이 방법을 채택함으로써 개발 모형은 운전비 산정에 환경적 요소 및 물리적 요소들을 고려할 수 있게 되고 근본적으로는 본 논문에서 논의중인 배출권거래제를 전원개발계획에 반영할 수 있게 된다.

개발 전산모형은 대상기간 동안의 시간대별(8760H) 부하자료와 기존발전설비와 후보발전설비에 정보를 입력으로 한다. 입력자료를 바탕으로 시간대별 수급제약조건과 배출총량 제약조건을 만족시키는 매년도(Stage) 신규 후보설비조합(State)을 생성하고 생성된 설비조합의 운전비와 배출량을 GATE-PRO를 통해 도출해낸다. 이 때 설비조합의 공급신뢰도(LOLP)는 LOLP계산 모듈을 통해 계산된다. 그 후에 신뢰도 기준(LOLP기준)을 만족하지 못하는 설비조합은 고려대상에서 제외된다. 마지막으로, 동적계획법을 통해 연도별 최적 발전설비 건설계획이 도출된다.

4. 사례 연구

4.1 시나리오 설정

본 논문의 목적은 개발한 전산모형을 통해 배출권거래제가 도입에 따른 전원개발계획의 영향을 분석하는 것이다. 이를 위해 배출권 거래제 주요 요소별로 배출권 도입 시나리오를 설정하였다. 시나리오 분석에 사용된 주요 요소는 배출권 가격과 배출량 할당량이다. 여기서, 배출권 할당량이란 기준 배출량에 배출량 감축률을 곱한 값으로써 정부로부터 할당받은 배출권의 양을 의미한다.

할당량에 대해서는 크게 두 가지 시나리오로 가정하였다. 하나는 기준 시나리오로 이 시나리오 하에서의 감축이 발전 부문에 지나치게 큰 경제적 부담을 주지 않을 것으로 예상되는 수준의 할당량이다. 물론 발전원별로 연료비 단가, 온실가스 배출계수, 설비 투자비 등 온실가스 배출량 감축과 관련된 특성이 서로 크게 차이가 나기 때문에 이 시나리오 하에서의 감축이 미치는 과급 영향은 발전원 별로 크게 다를 것이다. 그러나 배출권거래제 도입 과급영향이 가장 클 것으로 예상되는 석탄발전원이 경제적 부담을 크게 느끼지 않을 정도의 할당량을 받는다면 발전산업에 미치는 영향 또한 크지 않을 것으로 예상된다.

다른 하나는 기준 시나리오보다 높은 감축율을 설정하여 정부로부터 할당받은 배출권의 양이 적은 상태로 탄소배출계수가 높은 석탄발전원은 발전량에 큰 압박을 받게 될 것이다. 무상으로 배출할 수 있는 배출량이 줄어들기 때문에 석탄발전원에 대한 메리트가 크게 감소될 것이다. 따라서 저배출 발전원으로서의 설비전환이 가능하게 될 경우가 발생하는 데 이것은 배출권 가격에 좌우될 것이다.

배출권 가격 시나리오는 예상가능한 배출권 가격내에서 단계적으로 설정하였다. 배출권 가격이 낮을 경우 연료전환으로 인한 온실가스 감축 비용이 배출권 구입비용보다 높기 때문에 연료전환은 발생하지 않을 것이다. 그러나 배출권 가격이 높아지면 감축비용과 배출권 구입비용간의 차이가 좁아지게 되고 일정 수준이상의 배출권 가격에서 연료전환이 발생할 것이다.

4.2 기본전제

- 모든 발전 설비와 부하는 한 모션(one-node system)에 연결되어 있다.
- 계획기간은 15년이고, 할인율은 7.5 %/년이다.
- 8760H 시간대별 부하 데이터를 사용한다.
- 신규설비는 LNG, 중유, 석탄, 원자력이다.
- 배출권 판매를 통한 수익 향상은 고려하지 않는다.(배출권 구입만을 고려)
- 계획기간 동안 배출권 가격은 고정되어 있다.
- 발전소 건설비는 Over-night Cost로 계산한다.
- 발전원별 CO2 배출계수와 건설비, 경제수명은 표 1과 같다[7].

표 1 발전원별 입력자료

Table 1 Input data of power generation sources

발전형식	LNG	중유	석탄	원자력
배출계수 (t-CO2/MWh)	0.125	0.215	0.425	0.009
건설비 (10 ⁶ won/MW)	784	1254	1134	4840
경제수명	20	30	30	40
F.O.R(%)	4.43	4.65	3.67	9.30

- 연도별 최대수요는 제5차 전원개발기본계획의 기준전력수요 전망치에 신재생에너지 예상치와 집단에너지 예상치를 뺀 값이다[8].

표 2 연도별 최대수요

Table 2 Annual peak demand

Year	Peak Load(MW)
2010	67,075
2011	69,508
2012	70,956
2013	73,773
2014	76,150
2015	78,513
2016	80,995
2017	82,556
2018	85,093
2019	86,809
2020	88,154
2021	89,756
2022	91,373
2023	93,006
2024	94,530

- 모형의 후보발전설비 최소건설대수와 최대건설대수는 표 3과 같다.

표 3 연도별 후보발전설비의 건설가능대수

Table 3 Annual possible construction number of candidate power plant

L: LNG, O: Oil, C: Coal, N: Nuclear

년도	최소건설대수				최대건설가능대수			
	L	O	C	N	L	O	C	N
2010	0	0	0	0	4	1	4	6
2011	0	0	0	1	4	1	4	7
2012	0	0	0	2	4	1	4	8
2013	0	0	0	3	5	1	5	9
2014	0	0	0	4	5	1	5	10
2015	0	0	0	5	5	2	6	11
2016	0	0	0	6	6	2	6	12
2017	0	0	0	7	6	2	7	13
2018	0	0	0	8	6	2	7	14
2019	0	0	0	9	7	2	8	15
2020	0	0	0	10	7	3	8	16
2021	0	0	0	11	7	3	9	17
2022	0	0	0	12	8	3	9	18
2023	0	0	0	13	8	3	10	19
2024	0	0	0	14	8	3	10	19

4.3 모형 검증

배출권 거래제 도입의 영향을 분석하는 사례연구를 시행하기에 앞서 개발 전산모형을 검증하고자 한다. 검증 과정은 두 가지로 구분하였다. 개발 전산모형의 동적계획법 모듈에 대한 검증과 운전비시뮬레이션 모듈에 대한 검증이다. 우선, 동적계획법에 대한 검증을 위해 동일한 설비 조합데이터를 사용하여 개발 전산모형과 WASP의 결과값을 비교하였다.

WASP는 State생성가능개수가 500개 정도로 제한되어 있기 때문에 기본전제에서 설정한 후보발전설비 최소최대건설대수와는 별도로 검증을 위한 후보발전설비 최소최대건설대수를 표 4와 같이 설정하였다.

표 4 WASP의 연도별 후보발전설비의 건설가능 대수

Table 4 Annual possible construction number of candidate power plant for WASP

년도	최소건설대수				최대건설가능대수			
	L	O	C	N	L	O	C	N
2010	0	0	0	0	3	3	3	3
2011	0	0	0	0	3	3	3	3
2012	2	1	1	0	5	4	4	3
2013	2	1	1	1	5	4	4	4
2014	3	1	2	2	6	4	5	5
2015	3	1	2	2	6	4	5	5
2016	4	2	3	4	7	5	6	7
2017	4	2	3	5	7	5	6	8
2018	5	2	4	6	8	5	7	9
2019	5	4	4	7	8	7	7	10
2020	6	3	5	8	9	6	8	11
2021	6	3	5	9	9	6	8	12
2022	7	3	6	10	10	6	9	13
2023	7	3	6	11	10	6	9	14
2024	8	4	7	12	11	7	10	15

표 5는 WASP와 개발 전산모형의 최종해(누적대수)를 나타낸 것이다.

표 5 WASP와 개발 전산모형의 최종해(연도별 누적대수)

Table 5 Final result of WASP and developed model(Annual cumulated number)

년도	WASP				개발 전산모형			
	L	O	C	N	L	O	C	N
2010	0	3	3	3	0	3	3	3
2011	0	3	3	3	0	3	3	3
2012	2	4	4	3	2	4	4	3
2013	2	4	4	4	2	4	4	4
2014	3	4	5	5	3	4	5	5
2015	3	4	5	6	3	4	5	6
2016	4	4	6	7	4	4	6	7
2017	4	4	6	8	4	4	6	8
2018	5	4	6	9	5	4	6	9
2019	5	4	6	10	5	4	6	10
2020	6	4	6	11	6	4	6	11
2021	6	4	6	12	6	4	6	12
2022	7	4	6	13	7	4	6	13
2023	7	4	6	14	7	4	6	14
2024	8	4	7	15	8	4	7	15

표 6은 WASP와 개발 전산모형의 연도별 누적비용을 나타낸 것이다.

표 6 WASP와 개발 전산모형의 최종해(연도별 누적비용)

Table 6 Final result of WASP and developed model(Annual cumulated cost)

년도	WASP(10 ⁹ 원)	MCDM(10 ⁹ 원)
2010	31,270.89	31,270.88
2011	51,220.55	51,220.52
2012	71,892.14	71,892.10
2013	90,311.37	90,311.30
2014	107,415.61	107,415.53
2015	122,715.30	122,715.21
2016	137,093.92	137,093.82
2017	149,410.18	149,410.08
2018	161,021.81	161,021.71
2019	171,433.09	171,432.98
2020	181,030.69	181,030.58
2021	189,708.53	189,708.42
2022	197,682.80	197,682.69
2023	204,866.27	204,866.14
2024	211,431.54	211,431.39

WASP의 결과와 개발 전산모형의 결과가 일치하는 것을 설비투자대수와 누적비용을 통해 알 수 있다. 누적비용에서 약간의 오차가 발생하는 것은 부동산수점 연산을 반복수행하면서 생기는 오차가 누적되어 발생하는 것으로 판단된다.

개발 전산모형의 운전비시뮬레이션 모듈은 선형계획법을 이용한 기법으로 WASP와 비교하는 것은 무의미하다. 따라서 검증이 가능한 상용프로그램 존재하지 않는 운전비시뮬레이션 모듈에 대한 검증을 위해 민감도 분석을 실시하였다. 표 7은 LNG 연료비 단가의 증감에 따른 설비증설대수의 변화를 나타낸 것이다.

표 7 LNG 연료비 증감에 따른 설비대수 비교

Table 7 Comparison of construction number due to change in LNG's fuel cost

년도	LNG기준값				LNG20%□				LNG30%□			
	L	O	C	N	L	O	C	N	L	O	C	N
2010	0	0	1	6	0	0	0	6	0	0	0	6
2011	0	0	3	7	0	0	1	7	0	0	0	7
2012	0	0	3	8	0	0	1	8	0	0	0	8
2013	0	0	4	9	0	0	1	9	1	0	0	9
2014	0	0	4	10	0	0	2	10	4	0	0	10
2015	0	0	5	11	0	0	2	11	6	0	0	11
2016	0	0	5	12	0	0	2	12	7	0	0	12
2017	0	0	5	13	0	0	2	13	7	0	0	13
2018	0	0	5	13	0	0	2	13	7	0	0	13
2019	0	0	5	13	1	0	3	13	8	0	0	13
2020	0	0	5	14	1	0	4	14	8	0	1	14
2021	0	0	6	14	1	0	4	14	8	0	1	14
2022	0	0	6	15	2	0	4	15	8	0	1	15
2023	0	0	7	16	3	0	4	16	8	0	1	16
2024	0	0	7	16	4	0	4	16	8	0	1	16

LNG연료비 단가가 기준값일 때는 LNG보다 비용효과적인 석탄화력과 원자력 발전원에 대한 설비 투자가 많은 것을 확인할 수 있다. 그러나 LNG연료비 단가가 낮아질수록 LNG발전원에 대한 경제성이 발생하면서 석탄발전원에서 LNG로의 설비전환이 발생하는 것을 확인할 수 있다.

4.4 배출권 시나리오 분석

배출권 도입 시나리오는 크게 2가지로 분류하였다. 첫 번째는 배출권 가격 시나리오로써 배출권 거래제를 도입하지 않는 상황, 배출권 거래제가 도입되었다는 가정하에 배출권 가격이 1만원, 3만원, 5만원, 7만원인 경우와 목표관리제가 도입된 상황인 총 6가지의 시나리오에 대해 전원계획을 수행한 것이다. 이때의 배출권 할당량은 80백만톤으로 설정하였다. 두번째 시나리오는 배출량 감축 의무가 강화된 것으로 배출권 할당량을 첫번째 시나리오 할당량의 10%가 감소된 72백만톤으로 설정하였다.

4.4.1 배출권 가격 시나리오

표 8은 배출권 가격에 따른 전원계획의 연간 신규설비 증설대수를 비교한 표이다. 배출권 가격이 3만원 이하인 경우의 결과값은 탄소계약이 없는 경우와 동일한 결과를 보여주었다. 그러나 배출권 가격이 5만원 이상으로 높아지면서 LNG발전원에서 석탄발전원으로 설비전환이 발생하는 것을 확인할 수 있다. 즉, 배출권 가격이 낮을 때는 배출량 감축 비용이 배출권 구입비용보다 높기 때문에 배출권을 구입하는 방식을 선택하고 반대로 배출권 가격이 높을 때는 배출권 구입비용이 감축비용보다 높아 탄소 저배출 발전원으로 설비를 전환하는 방식을 선택하게 되는 것이다. 또한, 배출권 가격이 일정수준 이상으로 높아지면 목표관리제가 도입되었을 경우와 동일한 결과를 보인다.

표 8 배출권 가격 시나리오의 최종해(연도별 누적대수)

Table 8 Final result of emission trading price scenario (annual cumulated number)

년도	(배출계약X)				1만원				3만원			
	L	O	C	N	L	O	C	N	L	O	C	N
2010	0	0	1	6	0	0	0	6	0	0	0	6
2011	0	0	3	7	0	0	0	7	0	0	0	7
2012	0	0	3	8	0	0	0	8	0	0	0	8
2013	0	0	4	9	0	0	1	9	0	0	0	9
2014	0	0	4	10	0	0	1	10	0	0	0	10
2015	0	0	5	11	0	0	1	11	0	0	0	11
2016	0	0	5	12	0	0	1	12	0	0	0	12
2017	0	0	5	13	0	0	1	13	0	0	0	13
2018	0	0	5	13	0	0	1	14	0	0	0	14
2019	0	0	5	13	0	0	1	15	0	0	1	15
2020	0	0	5	14	0	0	2	16	0	0	2	16
2021	0	0	6	14	0	0	3	16	0	0	3	16
2022	0	0	6	15	0	0	4	16	0	0	4	16
2023	0	0	7	16	0	0	6	16	0	0	6	16
2024	0	0	7	16	0	0	7	16	0	0	7	16

년도	5만원				7만원				(목표관리제)			
	L	O	C	N	L	O	C	N	L	O	C	N
2010	0	0	0	6	0	0	0	6	0	0	0	6
2011	0	0	0	7	1	0	0	7	1	0	0	7
2012	0	0	0	8	1	0	0	8	1	0	0	8
2013	0	0	0	9	2	0	0	9	2	0	0	9
2014	0	0	0	10	2	0	0	10	2	0	0	10
2015	0	0	0	11	3	0	0	11	3	0	0	11
2016	0	0	0	12	3	0	0	12	3	0	0	12
2017	0	0	0	13	3	0	0	13	3	0	0	13
2018	0	0	0	14	3	0	0	14	3	0	0	14
2019	1	0	0	15	3	0	0	15	3	0	0	15
2020	2	0	0	16	3	0	0	16	3	0	0	16
2021	3	0	0	17	3	0	0	17	3	0	0	17
2022	3	0	1	17	3	0	0	18	3	0	0	18
2023	3	0	2	17	3	0	0	19	3	0	0	19
2024	4	0	3	17	5	0	0	19	5	0	0	19

표 9는 배출권 가격 시나리오별로 누적비용을 비교한 것이다. 설비전환이 발생하기 전까지의 낮은 배출권 가격(3만원)에서는 증가된 배출권 구입비용만큼 누적비용이 증가됨을 알 수 있다. 그러나 배출권 가격이 높아지면서 누적비용의 증가폭이 감소되는 것을 확인할 수 있는데 그 이유는 배출권을 구입하기보다는 비용효과적인 온실가스 저배출원으로 설비를 전환했기 때문이다.

비용 측면에서 또 한가지 눈여겨 볼 점은 배출권 거래제의 도입으로 인한 비용 상승 효과가 목표관리제의 경우보다는 크지 않다는 점이다. 즉, 배출권 가격이 매우 높을 경우 배출권의 거래가 이루어지지 않게 되어 배출권거래제가 목표관리제처럼 작용하게 되고, 이것은 배출권 거래를 통한 총 감축비용의 저감이라는 배출권 거래제의 도입 목적이 무의미해지는 것을 뜻한다.

표 9 배출권 가격 시나리오의 최종해(연도별 누적비용)
Table 9 Final result of emission trading price scenario(annual cumulated cost)

단위: 십억원

년도	(탄소계약X)	1만원	3만원
2010	42,568	41,728	41,735
2011	56,506	55,773	55,804
2012	69,231	68,590	68,628
2013	81,816	81,280	80,747
2014	92,892	92,463	92,048
2015	103,647	102,858	102,566
2016	113,149	112,537	112,372
2017	121,777	121,322	121,268
2018	129,779	129,482	129,545
2019	137,034	136,881	137,290
2020	143,528	143,685	144,152
2021	148,629	149,010	149,567
2022	153,700	154,140	154,813
2023	158,608	159,122	159,944
2024	163,214	163,811	164,798

년도	5만원	7만원	(목표관리제)
2010	41,742	41,749	41,749
2011	55,835	56,254	56,254
2012	68,667	69,058	69,058
2013	80,819	81,509	81,509
2014	92,162	92,786	92,786
2015	102,730	103,546	103,546
2016	112,594	113,327	113,327
2017	121,537	122,186	122,186
2018	129,868	130,450	130,450
2019	137,549	137,936	137,936
2020	144,372	144,609	144,609
2021	150,455	150,593	150,593
2022	155,501	155,937	155,937
2023	160,419	160,686	160,686
2024	165,188	164,922	164,922

표 10 배출권 가격 시나리오의 최종해(연도별 CO2배출량)
Table 10 Final result of emission trading price scenario (annual CO2 emission)

단위: 1000ton

년도	(탄소계약X)	1만원	3만원
2010	81,356	80,361	80,361
2011	82,395	81,342	81,342
2012	81,497	80,474	80,474
2013	84,256	83,254	82,132
2014	85,180	84,131	82,936
2015	87,049	84,955	83,693
2016	88,180	85,952	84,621
2017	87,505	85,326	84,027
2018	88,722	86,400	85,026
2019	88,352	86,051	86,051
2020	87,266	86,224	86,224
2021	90,308	90,308	90,308
2022	94,413	94,413	94,413
2023	99,665	99,665	99,665
2024	103,613	103,613	103,613

년도	5만원	7만원	(목표관리제)
2010	80,361	80,000	80,000
2011	81,342	80,000	80,000
2012	80,474	80,000	80,000
2013	82,132	80,000	80,000
2014	82,936	80,000	80,000
2015	83,693	80,000	80,000
2016	84,621	80,000	80,000
2017	84,027	80,000	80,000
2018	85,026	80,000	80,000
2019	83,564	80,000	80,000
2020	81,358	80,000	80,000
2021	80,000	80,000	80,000
2022	83,594	80,000	80,000
2023	87,732	80,000	80,000
2024	90,343	80,000	80,000

표 10은 배출권 가격 시나리오별로 CO2 배출량을 비교한 것으로 낮은 배출권 가격에서는 CO2 감축효과가 없는 것을 확인할 수 있다. 그러나 배출권가격이 높아짐에 따라 저배출 발전원으로 설비를 전환함으로써 CO2 배출량이 감소되는 것을 알 수 있다.

4.4.2 배출권 할당량 시나리오

표 11 배출량 할당량 시나리오의 최종해(최종년도 누적대수)

Table 11 Final result of emission trading allowance scenario(cumulated number of Final year)

할당량	80백만톤				72백만톤			
	L	O	C	N	L	O	C	N
(탄소계약X)	0	0	7	16	0	0	7	16
1만원	0	0	7	16	0	0	7	16
3만원	0	0	7	16	0	0	7	16
5만원	4	0	3	17	5	0	0	18
7만원	5	0	0	19	8	0	0	19
(목표관리제)	5	0	0	19	8	0	0	19

표 12 배출량 할당량 시나리오의 최종해(누적비용, CO2 배출량)

Table 12 Final result of emission trading allowance scenario (cumulated cost, CO2 emission)

할당량	80백만톤		72백만톤	
	누적비용 (십억원)	CO2 (1000ton)	누적비용 (십억원)	CO2 (1000ton)
(탄소계약X)	163,214	103,613	163,214	103,613
1만원	163,810	103,613	164,262	103,613
3만원	164,798	103,613	166,595	103,613
5만원	165,188	90,343	166,947	76,405
7만원	164,922	80,000	167,069	72,000
(목표관리제)	164,922	80,000	167,069	72,000

표 11과 표 12를 통해 배출량 할당량 시나리오의 경우 할당량이 적을 때 누적비용이 전체적으로 증가한 것을 알 수

있다. 또한 LNG발전원의 설비증설대수가 증가한 것을 통해 알 수 있듯이 앞서 설명한 배출권 할당량 기준 시나리오보다 설비전환 효과가 더 있는 것을 확인할 수 있다.

사례연구를 통해 알 수 있듯이 일정수준 이하의 배출권 가격에서는 비용만을 증가시킬 뿐 CO2 감축효과는 없었다.

5. 결 론

우리나라는 기후변화협약 대응책의 일환으로 온실가스 배출권거래제의 도입을 고려하고 있다. 우리나라의 온실가스 배출량의 약 24%가 발전소에서 배출되고 있는 실정을 고려한다면 배출권거래제 도입으로 인한 전력산업계에 큰 타격이 있을 것으로 예상된다. 이러한 상황에서 본 논문은 전력산업의 투자계획 중 가장 큰 비중을 차지하는 중장기 전원개발계획에 대한 것으로 배출권거래제 적용 방안과 배출권거래제의 도입으로 인한 영향을 분석하는 것이 주요 연구내용이다.

이를 위해 전원개발계획 모형에 배출권거래제를 반영하기 위한 방법론을 제안하였고 이를 적용하기 위해 새로운 운전비시뮬레이션 기법을 도입하였다. 또한, 배출권거래제의 도입 시 전력산업에 영향을 줄 수 있는 요소를 분석하고 분석된 영향요소별로 시나리오를 설정한 뒤 개발한 전산모형을 통해 시나리오별 설비증설대수 및 누적비용, 온실가스 배출량의 변화를 비교·분석하였다.

개발한 전원개발계획 모형은 입력자료로 시간대별 부하데이터를 사용하고 선형계획법을 이용해 운전비를 산정함으로써 운전비 계산에 있어 신뢰성을 제고하였다. 또한, 배출권거래제 외에 신재생의무할당제(Renewable portfolio standard)와 같은 다양한 전력산업의 환경정책을 비교적 쉽게 모형에 적용하여 모의해볼 수 있고 시간대별 부하데이터를 사용함으로써 얻을 수 있는 장점을 활용하여 발전설비의 물리적 특성을 고려한 전원개발계획 모형으로의 확장성을 제고하였다.

감사의 글

이 논문은 2011년도 교육과학기술부의 재원으로 한국연구재단의 기초연구사업 지원을 받아 수행된 것임 (2010-0022556)

참 고 문 헌

[1] Ki-Ju Han, <A Study of the Industrial Competitiveness of the GHG Emission Trading System in Korea>, KIET, 2010.

[2] Hye-Kyeong Shin, <Study on The Generation Expansion Planning Considering Emission Trading and LOLP>, Hong-ik Univ., 2007

[3] Dong-su Ko, <A Study of the Power industry Advanced Strategy for introduction of Smart-grid & Emission Trading>, KIET, 2009.

[4] Young-Chang Kim, <Muti-Criteria Generation Expansion Planning with Global Environmental Considerations>, Korea advanced institute of science and technology, 1993

[5] Young-Chang Kim, <Principle of the Generation Expansion Planning> . 예경 M&B, 2006

[6] IAEA, "WASP-IV User's Manual", 2001

[7] <제5차 전원개발기본계획>, KPX, 2010.

[8] EPSIS Homepage, <http://www.kpx.or.kr/epsis/>

저 자 소 개



안 중 환 (安重煥)

1984년 4월 1일생, 2010년 홍익대 전자전기공학부 졸업. 2012년 동 대학원 전기정보제어공학과 석사 졸업. 현재 동 대학원 박사과정

Tel : 02-320-95131

Fax : 02-333-9513

E-mail : musasi84@naver.com



김 발 호 (金發鎬)

1962년 7월 12일생. 1984년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1984~1990년 한국전력공사 기술연구본부 전력경제연실 근무. 1992년 Univ. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 졸업(공학박사). 1999년~현재 홍익대학교 전기정보제어공학과 교수

Tel : 02-320-1462

Fax : 02-333-9513

E-mail : bhkim.hongik.ac.kr