전력시장에 적용 가능한 새로운 전원개발계획문제 모델링

論 文
53A-9-7

Modeling New Generation Expansion Planning Problems for Applications in Competitive Electric Power Industries

金 眞 鎬* · 朴 宗 培† · 朴 俊 灝**
(Jin-Ho Kim · Jong-Bae Park · Jun-Ho Park)

Abstract - The demise of the native franchise markets and the emergence of competitive markets in electricity generation service is substantially altering the way that operation and planning activity is conducted and is making it increasingly difficult for market participants such as generation firms to prospect the future electricity markets. Traditional generation expansion planning (GEP) problems which centrally determine the least-cost capacity addition plan that meets forecasted demand within pre-specified reliability criteria over a planning horizon (typically 10 to 20 years) is becoming no more valid in competitive market environments. Therefore, it requires to develop a new methodology for generation investments, which is applicable to the changed electric industry business environments and is able to address the post-privatization situation where individual generation firms seek to maximize their return on generation investments against uncertain market revenues. This paper formulates a new generation expansion planning problem and solve it in a market-oriented manner.

Key Words : Generation Expansion Planing (GEP), Competitive Electricity Markets, Profit Maximization

1. 서 론

현재 우리나라의 전력산업은 발전부문을 독점기업인 한전에서 분리하고, 이를 6개의 회사로 분할하여 서로 경쟁적으로 전력을 판매하도록 하는 발전경쟁시장(CBP, Cost-Based Generation Pool)이 도입되어 운영되고 있다. 이를 바탕으로 우리나라의 전력산업은, 발전과 송전 및 배전 그리고 판매부문을 수직 통합적인 하나의 전력회사가 관할하던 독점적 시장 환경에서, 전력산업 부문별 기능분할과 효율향상을 위해 다수의 회사가 참여하는 경쟁적 시장 환경으로 변화하고 있다. 이에 따라, 과거 독점기업이었던 한전이 중앙 집중적으로 수행해오던 전력시스템의 운용 및 계획 문제에 근본적인 변화가 발생하게 되었다. 그 대표적인 예로, 전력시스템에 존재하는 다양한 의사결정 문제의 정식화에 커다란 변화가 발생하였는데, 과거 독점시장에서는 대부분의 전력시스템 운영 및 계획 문제들은 전체 시스템의 비용최소화를 목적함수로 하여 하나의 독점회사가 그 문제의 해를 구한 반면, 다수의 회사가 참여하는 경쟁시장에서는 이러한 기존의 문제들을 개별 회사가 자신의 이익을 최대화하는 문제로 재구성하여 그 해를 구하게 되었다.

* 正 會 員 : 釜山大學校 電氣工學科 助敎授 · 工博
† 교신저자, 正會員 : 建國大學校 電氣工學科 助敎授 · 工博
E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr
** 正 會 員 : 釜山大學校 電氣工學科 敎授 · 工博
接受日字 : 2004年 4月 27日
最終完了 : 2004年 7月 2日

이러한 새로운 전력산업 환경에 따라, 기존의 전원개발계획(GEP, Generation Expansion Planning) 문제의 경우에도 본질적인 변화가 요구되고 있다. 과거 독점시장에서 수행되어오던 전원개발계획 문제는 주어진 기간에 대하여 (대개의 경우, 10년에서 20년) 최소의 비용으로 미래의 전력수요를 만족하도록 신규 발전소 투자계획을 수립하는 것이라고 정의할 수 [1-3]. 이러한 전원개발계획은 비용을 최소로 하면서 전력시스템의 신뢰도를 일정수준으로 유지할 수 있는 신규발전소 건설계획을 그 해로 산출하였으며, 신규발전소 건설에 필요한 자금은 전기요금이나 정부의 지원과 같은 공공적 재원을 통해 확보되었다. 지금까지 이러한 문제의 해를 구하기 위한 여러 방법들이 제시되었는데, 그 가운데 대표적으로 합리적 의사결정을 위해 수학적 모델을 사용하는 다양한 OR (operations research) 기법이 제안되어 왔다 [4-6]. 그러나 변화된 전력산업 환경에서 기존의 비용최소화 전원개발계획은 그 수정이 불가피하게 되었다. 유전알고리즘을 이용하여 전력시장의 전원개발계획 문제에 존재하는 발전회사와 시장운영자 사이의 상호작용을 보인 연구가 제시된 바 있다 [7]. 또한, 2001년 이러한 환경변화를 반영하여 전원개발계획 문제에 대한 새로운 분석을 시도한 연구가 있었으나 [8], 이는 전원개발계획 문제의 의사결정 주체가 불명확하고, 이와 동시에, 동적 의사결정과 같은 전원개발계획의 가장 기본적이고 본질적인 문제를 다루지 못한 문제점을 보인 바 있다. 따라서 본 논문에서는 전원개발계획 문제의 본질적인 특성을 간과하지 않으면서, 변화하는 전력산업 환경에 적용 가능한 전원개발계획 문제를 새롭게 정식화하였으며, 그 해를 구하는 새로운 프레임워크를 제안하였다.

2. 기존의 전원개발계획 문제

과거 수직통합 전력회사에서 수행하던 전원개발계획은 전력계통의 신뢰도 및 안전도 제약조건을 만족하면서 최소의 비용으로 미래의 예측 부하를 만족하기 위해 신규 발전소를 건설하는 문제로 정의할 수 있다. 여기서, 미래의 부하와 향후 건설 가능한 발전설비에 대한 예측 작업이 선행되었고, 사전에 지정된 적절한 수준의 설비예비력을 만족하도록 신규 발전설비 투입을 결정하게 되었다. 또한, 신규 발전설비의 발전형식을 결정할 때에는, 신규 발전소의 투입으로 최적 전원구성 및 발전연료의 다양성이 유지되는지를 고려하였다 [5,6].

이러한 기존의 전원개발계획문제에서는 대부분 발전설비의 총 운전비용과 신규발전소와 관련된 자본비용의 합을 목적함수로 두었으며 이를 최소화하는 문제로 정식화하였다. 기존의 전원개발계획 문제를 풀기 위해, EGEAS (Electric generation expansion analysis system)나 WASP (Wien automatic system planning package) 등과 같은 소프트웨어 모델들이 사용되었으나[9-10], 신규발전소의 발전형태를 결정할 때에는 국내 연료공급선 확보 문제나 국내 연료산업 보호 등에 대한 고려를 통해 최종 의사결정이 영향을 받게 되었다.

수학적으로 보면, 기존의 비용최소화 전원개발계획문제는 전원개발계획 기간 내에 주어진 제약조건을 만족하면서 목적함수를 최소화하는 신규발전소 건설에 대한 최적해를 찾는 문제와 동일하다고 할 수 있다. 이러한 비용최소화 전원개발계획문제는 이산변수에 대한 동적 최적화 문제로 정의되며 제약조건이 매우 가혹한 비선형 문제로 분류된다[6]. 따라서 이러한 문제의 특성상, 해를 구하기 위해서는, 전체 해 공간에 대한 탐색을 통해서만 온전한 최적해를 구할 수 있다고 인식되어져 왔다. 이에 따라, 실제 전원개발계획 문제에서는, 신규발전소 후보로 가능한 해에 대해, 가능한 모든 조합을 구성하고 이들 각각에 대해 최적해로서의 적합성을 검토하게 되었다[9,10].

그러나 시장체제의 도입으로 인하여 전력산업은 새로운 환경으로 변화하게 되었으며, 이에 따라, 기존의 전원개발계획 문제에도 근본적인 수정이 불가피하게 되었다. 즉, 발전부문의 수평적 분할 및 발전회사 간 경쟁으로 개별 발전회사는 자사의 이익 최대화라는 대명제 하에 모든 의사결정을 하게 되었는데, 전원개발계획 문제의 경우에도, 신규발전소 건설에 대한 의사결정은 수직 통합적인 전력회사가 아니라 개별 발전회사가 수행하게 되었으며, 과거와 같이 시스템 전체의 비용최소화 개념보다는 개별 회사의 이익최대화를 실현하기 위한 신규발전소 투자계획을 수립하게 되었다 [7,8].

또한, 전력산업의 구조개편으로 인해 발생한 또 다른 매우 중요한 변화로 지적할 수 있는 것은, 기존의 전원개발계획은 발전소 건설 시 고려해야 하는 재무적 위험이 매우 낮은 수준이었으며, 이러한 재무적 문제들은 정부나 정부투자금융기관과 같은 공공기관의 지원 하에 대부분 해소되었다는 것이다. 또한, 정부의 규제 하에 적정 수준의 투보율을 보장 받음으로써 발전소 투자비용을 장기간에 걸쳐 안정적으로 회수할 수 있었다. 이러한 이유로 기존의 전원개발계획 문제는 매우 긴 기간(대개의 경우, 10년에서 15년 이상)에 대하여 신규발전소 건설을 계획하게 되었다. 그러나 전력산업의 구조개편으로 신규발전소 투자가 원칙적으로 개별 발전회사의 몫으로 돌아가게 되었고, 이에 따라, 개별 발전회사로서는 과거 한전과 같이 재무적 위험을 관리할 수 있는 충분한 장치를 확보하지 못하게 되었다. 또한 향후 전력시장의 불확실성 증가와 이에 따른 투자비용의 원활한 회수 및 이윤창출의 불확실성이 증가함에 따라, 전력시장의 전원개발계획 문제는 그 계획기간이 줄어들게 되었으며, 과거와 같이 10년 또는 20년 이상에 대한 전원개발계획은 개별 발전회사로서는 큰 의미를 갖지 않게 되었다[8]. 따라서 이와 같이 변화된 전력산업 및 전력계통의 특성을 충분히 반영하여 경쟁적 전력시장에 적용 가능한 전원개발계획 문제에 대한 새로운 모델링 방법이 필요하게 되었으며, 이에 따라, 본 논문에서는 이러한 전력산업의 변화를 고려하여 새로운 전력산업 환경에 적용 가능한 전원개발계획 문제에 대한 모델링 방법을 새롭게 제안하고자 한다.

3. 새로운 전원개발계획 게임 모델링

3.1 전원개발계획 게임 기본 가정

본 논문에서는 경쟁적 전력시장에 적용 가능한 전원개발계획 문제를 모델링하고자 하며, 이를 위해 기본적으로 전력시장의 전원개발계획 문제를 게임의 문제로 규정하였다. 전력시장의 전원개발계획 문제의 기본 특성을 살펴보게 되면 과거 독점 체제하의 비용최소화 문제와는 근본적으로 다르다는 것을 알 수 있는데, 우선, 전력시장의 전원개발계획 문제에는 다수의 경기자(즉, 발전회사)가 존재하게 되는 것을 알 수 있는데, 본 논문에서 고려하는 발전회사는 모두 이익을 추구하는 주체로 가정하였다. 따라서 전원개발계획 문제의 각 경기자는 자신의 이익을 최대화하기 위한 의사결정(즉, 신규발전소 투자)을 독립적으로 수행하게 된다. 또한, 전원개발계획 문제에서 개별 발전회사가 최대화하고자 하는 자사의 이익은 자신의 의사결정은 물론 다른 발전회사의 의사결정에 의해서도 영향을 받게 되므로, 개별 발전회사는 이러한 발전회사 사이의 상호작용을 고려하여 신규발전소 투자에 대한 의사결정을 하게 된다. 따라서 전력시장의 전원개발계획 문제는 본질적으로 게임의 문제로 볼 수 있으며, 이에 따라, 본 논문에서는 게임이론을 이용하여 전력시장의 전원개발계획 문제를 전원개발계획 게임(GEP Game, Generation Expansion Planning Game)으로 모델링하였다.

전력시장의 특징을 적절히 반영한 전원개발계획 게임을 모델링하기 위해, 본 논문에서 다루고자 하는 전력시장 및 전원개발계획 문제와 관련하여 다음과 같은 기본적인 가정을 하였다. 본 논문에서 다루고자 하는 전력시장은 단일가격경매(uniform pricing auctions)로 운영되는 에너지시장을 근간으로 하는데, 전력을 사고팔기 위한 거래소로서 유일한 전력 풀이 존재하고 이곳을 통해서만 전력 거래가 이루어진다. 전력가격 및 전력거래량은 매 시간대별 경매에 의해 정해지는데, 각 시간대별로 가장 비싼 전력을 파는 한계발전회사의 공급비용 즉, 한계발전비용으로 각 시간대의 전력가격이 결정된다. 본 연구에서는 쌍방계약에 의한 전력거래는 고려하지 않았는데, 이를 통해 전원개발계획을 수립하는 발전회사의 수입이 경매시장으로 모델링된 에너지시장으로부터의 수입으로

간략화 될 수 있었고, 전원개발계획과 관련된 발전회사의 비용은 신규발전소 건설비용과 기존발전소 및 신규발전소의 운전비용으로 단순화할 수 있다.

3.2 전원개발계획 게임 모델링

먼저, 본 논문에서 사용할 변수와 기호들에 대한 정의들은 다음과 같다.

I : 발전회사 수,

$G(i)$: 발전회사-i가 소유하고 있는 발전기들의 집합,

T : 전원개발계획 게임기간,

F : 발전형식 집합,

$U_{t,i}$: 발전형식별 신규발전소 투자 집합,

$u_{t,i}(\in U_{t,i})$: 발전형식별 신규발전소 투자 물량,

$u_{t,i,k}$: 발전형식-k 발전소의 신규투자 물량,

$x_{t,i}$: 발전형식별 누적 설비용량,

$x_{t,i,k}$: 발전형식-k 발전소의 누적 설비용량,

S_i : 전체 게임기간(T)에 대한 신규발전소 투자 전략 집합,

$s_i(\in S_i)$: 전체 게임기간(T)에 대한 신규발전소 투자 전략,

단, $i\in\{1,2,\cdots,I\}$, $k\in F$, $t\in\{1,\cdots,T\}$.

본 논문에서 다루는 전원개발계획 게임에서는 각 발전회사를 게임의 경기자로 정의하였으며, 각 발전회사는 자사의 이익을 최대화하기 위한 최적의 의사결정을 한다고 하였다. 기존의 독점시장에서는 한전이 전원개발계획의 의사결정을 했던 것과는 달리, 전력시장의 전원개발계획은 각 발전회사가 그 의사결정의 주체이며, 의사결정 과정도 신규발전소 건설에 따른 수익성 검토에 따라 이루어지게 된다. 또한, 본 논문에서 다루는 전원개발계획 게임에서는 게임기간 내에 신규 발전회사의 시장진입이 없다고 가정하였으며, 이에 따라 기존의 발전회사들에 의해서만 전원개발계획 게임이 수행된다고 가정하였다. 이러한 가정은 전력시장, 특히, 발전시장의 특성을 적절히 반영한 것으로, 발전부문의 특성 상 발전회사의 시장진입 및 퇴출이 타 분야에 비해 매우 제한적이며, 이에 따라, 발전부문의 경쟁 도입이 전원개발계획을 수립해야 하는 대상기간 내에 신규 발전회사의 활발한 시장진입을 가져올 것으로 기대하기는 현실적으로 매우 어려운 것으로 보인다. 이러한 사실은 실제 전력시장의 경험을 통해서도 알 수 있으며, 이러한 이유로 발전부문은 과점적 경쟁시장(oligopolistic competition)의 형태로 운영될 것이라고 인식되고 있다 [7]. 물론, 향후 발전기술의 발달 및 발전사업의 환경변화, 그리고 전력산업의 구조적변화 등에 따라 이러한 인식에도 변화가 발생할 수는 있으나, 현재로서는 이러한 문제를 본 연구에 포함시키지는 않았다.

전력시장의 전원개발계획 게임 문제는 각 발전회사가 주어진 게임 기간 동안 다른 발전회사와 경쟁하면서 자사의 이익을 최대화하기 위한 최적의 신규발전소 투자와 관한 전략을 수립하는 것으로, 일반적으로 비협조 게임으로 규정할 수 있다. 전원개발계획 게임에서 각 발전회사가 결정해야 하는 신규발전소 투자와 관련된 전략에는 신규발전소의 발전형식, 건설시기, 건설부지 등이 있다. 전원개발계획 게임의 이러한 전략들은 본질적으로 이산변수의 성질을 띠게 되며, 건설시기와 관련하여서는 동적인 특성을 갖게 된다. 따라서 본 논문에서는 이러한 전원개발계획 게임의 실질적이며 핵심적인 문제를 다루었으며, 특히, 신규 발전소 건설 시기와 관련 동적 특성을 적절히 반영하기 위해, 전원개발계획의 전체 기간 내에 존재하는 각 의사결정 시기 (즉, 각 연도)에서 발전회사의 의사결정들을 하나로 통합하여 이를 백터로 표현하였으며, 이를 전원개발계획 게임의 전략으로 정의하였다. 이를 통해 전원개발계획 문제의 본질적인 특성을 충분히 반영한 게임 모델을 정식화 할 수 있었다. 다음 (그림 1)은 본 논문에서 정의한 전원개발계획 게임의 전략에 대한 백터 표현을 보여주고 있다.

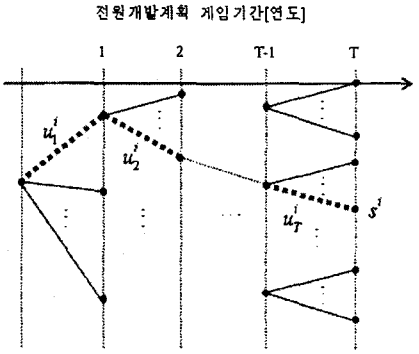

그림 1. 전원개발계획 게임의 전략 정의

Fig. 1 Definition of strategies in GEP game

각 발전회사는 미래 전력시장의 수급 상황과 자사의 경영환경을 기준으로 하여, 신규발전소 후보를 고려하게 된다. 연도-t에서 발전회사-i가 결정한 발전형식-k의 신규발전소 물량을 $u_{t,i,k}$ (이 값은 MW 단위로 표현됨)라고 정의하였으므로, 백터 $u_{t,i}$는 발전회사-i가 연도-t에 건설할 예정인 신규발전소 건설물량을 발전형식별로 나타내는 백터가 된다는 것을 알 수 있다. 전원개발계획 게임문제를 [8]에서 다룬 것처럼 하나의 시점 t 즉, 연도-t에서 고정해서 생각하게 되면, 전원개발계획 게임문제는 다음 연도 즉, 연도-(t+1)에 건설해야 할 최적의 신규발전소 물량 $u_{t,i}$ 을 결정하는 정적 최적화 문제로 규정할 수 있다. 그러나 앞에서 설명한 바와 같이, 전원개발계획 게임문제는 본질적으로 다단계 동적 의사결정 문제이기 때문에, 각 연도에서의 최적 의사결정은 전원개발계획 게임의 전체 계획기간을 검토하여 내려져야 한다. 따라서 각 연도별 전략(즉, 각 연도별 신규발전소 투자물량)들은 전체 계획기간을 커버하는 일련의 백터 전략(vector strategy)으로 정의되어야 한다. 본 논문에서는 전원개발계획의 전체 게임기간을 커버하는 발전회사가-i의 백터 전략 집합을 S_i라고 정의하였고, 이 집합을 구성하는 원소 즉, 개별 백터 전략을 s_i라고 정의하였는데, 이 개별 백터 전략 s_i은 $s_i=[\,u_{1,i},\,u_{2,i},\cdots,\,u_{T,i}]^{tr}$ (단, $u_{t,i}\in U_{t,i}$, tr: transpose of a vector)로 표현되어 T개의 백터로 구성된 슈퍼 백터(super-vector)임을 알 수 있다. 즉, 본 논문의 전원개발계획

게임문제에서 정의된 발전회사-i의 전략 즉, 백터 전략 s_i는 백터의 백터(vector of vector) 형태를 가지며, 전체 게임기간을 커버하는 일련의 전략임을 알 수 있다. 따라서 이러한 백터 전략의 도입을 통해, 전원개발계획 게임문제의 다단계적 동적 특성을 충실히 반영할 수 있으며, 이를 통해 전원개발계획 게임의 본질적인 문제를 적절히 다룰 수 있다.

전원개발계획 게임에서 각 발전회사의 보수는 전원개발계획 게임이 끝난 시점에 각 발전회사가 얻게 되는 이익으로 정의할 수 있으며, 이러한 보수를 고려하여 각 발전회사는 전략적 의사결정을 수행하게 된다. 본 논문에서는 각 발전회사가 결정한 신규발전소 투자에 의해 전력시장으로부터 얻게 되는 기대 이익을 해당 발전회사의 보수라고 정의하였다. 그러나 이러한 전력시장으로부터의 기대 이익은 기본적으로 전력시장의 구조 및 모델과 매우 밀접한 관련이 있기 때문에, 본 논문에서 다루고자 하는 전력시장의 기본 구조와 이러한 시장구조가 신규발전소 투자에 미치는 영향에 대한 논의가 필요하다. 본 논문에서는 전력 푸울로 전력시장을 모델링하였으며, 이러한 전력 푸울을 전력시장의 유일한 전력거래 메커니즘으로 가정한 바 있다. 따라서 신규발전소 투자에 따른 발전회사의 기대 이익을 계산하기 위해서는 전력거래에 대한 전력시장 시뮬레이션이 필요하며, 이를 통해 신규발전소 투자와 관련된 발전회사의 기대수입과 기대비용 및 기대 이익을 계산할 수 있다. 이에 관하여서는 다음 장에서 다루고자 한다. 발전회사-i의 보수함수(payoff function)를 Π_i 라고 하면, 이 함수는 다음과 같이 $u_{t,i}$ 와 $x_{t,i}$ 의 함수로 표현할 수 있음을 알 수 있다.

$$\Pi_i = \sum_{t=1}^{T}\left[f_{t,i}(x_{t,i}) - \{g_{t,i}(u_{t,i}) + h_{t,i}(x_{t,i}) - e_{T,i}(u_{t,i})\}\right] \tag{1}$$

여기서, $f_{t,i}(x_{t,i})$ 는 $x_{t,i}$ 로 정의되는 발전회사-i의 기대수입이고, $g_{t,i}(u_{t,i})$ 는 $u_{t,i}$ 로 정의되는 발전회사-i의 투자(건설) 비용이며, $h_{t,i}(x_{t,i})$ 는 $x_{t,i}$로 정의되는 발전회사-i의 기대운전비용이고, 마지막으로 $e_{T,i}(u_{t,i})$는 $u_{t,i}$ 로 정의되는 발전회사-i의 잔존가치를 나타내며, 모든 값은 현재가치로 할인된 값이다.

마지막으로, 본 논문에서는 내쉬 균형을 전원개발계획 게임의 해로서 정의하였는데, 게임이론에서 내쉬 균형은 비협조 게임의 일반해로서 인정되고 있다[11]. 따라서 본 논문에서도 이러한 내쉬 균형 개념을 적용하여, 전원개발계획 게임의 해를 구하였으며, 이를 통해, 전원개발계획 게임에서 발전회사의 전략적 의사결정의 결과와 영향 및 이에 따른 전력시장의 균형을 분석하였다. 전원개발계획 게임의 내쉬 균형을 s_{Nash}라고 하고, 이를 구성하는 발전회사-i의 전략 즉, 발전회사-i의 내쉬 전략을 $s^i{}_{Nash}$ 라고 하면, $s_{Nash} \equiv [\, s^1{}_{Nash}, s^2{}_{Nash}, \cdots, s^I{}_{Nash}]$ 로 정의되며, 다음과 같은 특징을 가지고 있음을 알 수 있다.

$$\Pi^i(s^i{}_{Nash}, s^{-i}{}_{Nash}) \geq \Pi^i(s^i, s^{-i}{}_{Nash}),\ \forall s^i \in S^i,\ i \in \{1,2,\cdots,I\} \tag{2}$$

여기서,

$$s^{-i}{}_{Nash} = [\, s^1{}_{Nash}, s^2{}_{Nash}, \cdots, s^{i-1}{}_{Nash}, s^{i+1}{}_{Nash}, \cdots, s^I{}_{Nash}].$$

3.3 전원개발계획 게임의 수학적 정식화

3.2절의 모델링 방법에 기초하여, 발전회사-i에게 주어진 전원개발계획 게임을 수학적으로 정식화하면 다음과 같이 표현됨을 알 수 있다.

$$\underset{u_{1,i},\, u_{2,i},\cdots,u_{T,i}}{Max} \left(\sum_{t=1}^{T}\left[f_{t,i}(x_{t,i}) - \{g_{t,i}(u_{t,i}) + h_{t,i}(x_{t,i}) - e_{T,i}(u_{t,i})\}\right] \right), \quad i \in \{1,2,\cdots,I\} \tag{3}$$

$$s.t. \quad u_{t,i} \in U_{t,i} \tag{4}$$

$$x_{t,i} = x_{t-1,i} + u_{t,i}, \quad t \in \{1,2,\cdots,T,\} \tag{5}$$

$$\underline{M_{t,k}} \leq \sum_{i=1}^{I} x_{t,i,k} \leq \overline{M_{t,k}}, \quad t \in \{1,\cdots,T\},\ k \in F \tag{6}$$

$$LOLP_t\left(\sum_{i=1}^{I} x_{t,i}\right) \leq \varepsilon_t, \quad t \in \{1,2,\cdots,T\} \tag{7}$$

$$\underline{R_t} \leq RES_t\left(\sum_{i=1}^{I} x_{t,i}\right) \leq \overline{R_t}, \quad t \in \{1,2,\cdots,T\} \tag{8}$$

여기서, $\underline{M_{t,k}}$, $\overline{M_{t,k}}$ 는 각각 연도-t에 발전형식-k에 대한 최소/최대설비용량 제약이고, $LOLP_t\left(\sum_{i=1}^{I} x_{t,i}\right)$ 는 연도-t의 설비용량으로 정의되는 공급지장확률이며, ε_t은 연도-t에 전력계통에 정의된 LOLP 기준값이고, $RES_t\left(\sum_{i=1}^{I} x^i{}_t\right)$ 는 연도-t의 설비용량으로 정의되는 설비예비력이며, $\underline{R_t}$, $\overline{R_t}$는 각각 연도-t의 최소 및 최대설비예비력 기준값을 의미한다.

식 (3)에서 정의된 목적함수는 전원개발계획 게임에서 발전회사-i가 가지는 보수함수로서, 각 발전회사는 자사의 보수를 최대화하기 위한 최적의 신규발전소 투자전략($u_{t,i}$, $t \in \{1,2,\cdots,T\}$)을 결정하게 된다. (4)에서 (8)까지를 보면, 이러한 신규발전소 투자 의사결정 과정에서 각 발전회사가 고려해야 하는 사항들이 몇 가지 존재하는 것을 알 수 있는데, 이러한 것들은 전원개발계획 게임의 제약조건으로 정식화된다. (4)를 보면, 연도-t에서 발전회사-i의 신규발전소 투자물량($u_{t,i}$) 은 신규발전소 투자 집합($U_{t,i}$) 의 원소로 정의되는 것을 알 수 있는데, 이러한 신규발전소 투자 집합은 각 발전회사가 미래 전력시장의 수급상황 예측 및 자사의 경영환경을 반영하여 결정하게 된다. 이러한 신규발전소 투자에 따라, 설비용량이 해마다 동적으로 증가한다는 것이 (5)에 나타나 있다. 전원개발계획 게임의 제약조건에는 이러한 개별 회사에게 적용되는 제약이외에도, (6)에서 (8)에서 볼 수 있듯이 전체 발전회사가 동시에 고려해야 하는 계통 관련 제약조건이 존재하게 된다. 조건 (6)은 각 발전형식에 부가되는 최소 및 최대설비용량 제약을 의미하며, 조건 (7) 및 (8)은 각각 각 연도마다 계통의 설비용량이 계통의 신뢰도를 위해 규정된 공급지장확률 기준 및 예비력 기준을 만족하도록 신규발전소가 투자되도록 제약하고 있음을 나타내고 있다.

기존의 비용최소화 전원개발계획 문제에서는 (4)로 표현된 신규발전소 투자 물량이 독점적인 전력회사에 의해 결정되었

으나, 전력시장의 전원개발계획 게임에서는 이러한 매우 중요한 변수가 개별 발전회사에 의해 결정되게 되었다. 그러나 개별 발전회사는, 계통의 전체적인 상황을 고려하지 않은 채, 자사의 최적 발전소 투자 물량을 독립적으로 결정할 수 는 없으며, (6)에서 (8)까지 표현된 시스템 제약조건들을 고려하면서 최적해를 구해야 한다. 또한, 개별 발전회사가 고려해야 하는 또 하나의 매우 중요한 문제는, 전력시장의 전원개발계획 문제가 본질적으로 게임의 문제이기 때문에, 자사의 경영환경과 계통의 전반적인 신뢰도 제약조건을 고려해야 함은 물론, 타 발전회사의 의사결정(즉, 신규발전소 투자)이 자사의 이익에 영향을 미쳐 자사의 의사결정에 영향을 미치게 되며, 동시에 자사의 의사결정도 타 발전회사의 의사결정에 영향을 미치게 된다는 상호 작용을 고려하여 전략적인 의사결정(strategic decision-making)을 수행해야 한다는 것이다. 이를 위해, 앞에서 논의한 바와 같이, 본 논문에서는 게임이론을 이용하여 발전회사 간의 상호작용 및 전략적 의사결정을 분석하였다.

3.4 발전회사의 수익 평가

전원개발계획 게임에서 발전회사의 보수 즉, 신규발전소 투자를 통해 전력시장으로부터 얻게 되는 이익을 계산하기 위해서는, (1)에서 보는 바와 같이, 전력시장으로부터의 수입과 건설비용 및 운영비용 그리고 잔존가치를 구하여야 한다. 이 가운데, 발전소 건설비용과 잔존가치는 전력시장에 대한 장기 시뮬레이션 과정 없이 구할 수 있으나, 전력시장으로부터 발전회사가 얻게 되는 수입 및 운전비용은 본질적으로 확률 계산에 의한 기대값 즉, 기대수입과 기대운전비용이며, 이를 계산하기 위해서는 앞에서 언급한 바와 같이 전원개발계획 기간에 대한 전력시장 시뮬레이션이 필요하다. 이를 구체적으로 살펴보면, 발전회사의 기대수입 및 기대운전비용을 계산하기 위해서는 전원개발계획 기간 동안 각 발전회사의 발전량에 대한 예측이 필요함을 알 수 있다.

본 논문에서 전원개발계획 게임기간 동안 발전회사의 발전량 예측에 사용한 방법은 다음과 같다. 본 논문에서는 확률적 시뮬레이션에 기초한 발전비용 계산법을 사용하여 발전회사의 기대수입 및 기대운전비용 계산에 필수적인 발전기별 예상발전량을 산정하였다. 이를 위해, 본래의 계통 수요와 각 발전기의 고장정지확률을 고려한 등가부하곡선을 생성하였으며, 이를 통해 발전기별 예상 발전량을 다음과 같이 확률적인 방법으로 계산할 수 있다. 급전 순서에서 j-번째에 위치한 발전기의 고장정지를 고려한 비가용용량 즉, 고장용량을 나타내는 확률변수 및 확률밀도함수를 각각 Z_j와 $v_j(x)$ 라고 하면, j-번째 발전기까지 투입을 고려한 등가부하를 나타내는 확률변수, Y_j 와 확률밀도함수, $w_j(x)$ 는 다음과 같이 구할 수 있다 [9-10,13].

$$Y_j = Y_0 + Z_1 + Z_2 + \cdots + Z_j$$
$$w_j(x) = w_0(x) \otimes v_1(x) \otimes v_2(x) \otimes \cdots \otimes v_j(x) \quad (9)$$

단, Y_0, $w_0(x)$ 는 각각 발전기가 한 대도 투입되기 이전의 등가부하(즉, 본래 계통부하)를 나타내는 확률변수와 확률밀도함수이며, $\otimes$는 상승적분 연산자를 의미한다.

계통의 부하와 발전기의 고장정지를 나타내는 확률변수들은 모두 독립적이기 때문에, (9)식은 (10)과 같이 반복적인 형태의 식으로 표현됨을 알 수 있으며, 확률변수 Z_j가 이산변수이고, 확률밀도함수 $v_j(x)$의 특징에 따라, 확률변수 $\tilde{Y}_j(=1-Y_j)$의 확률분포함수 $\tilde{W}_j(x)$는 (11)과 같이 얻을 수 있다.

$$w_j(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} w_{j-1}(x-x_j) \cdot v_j(x_j)\, dx_j, \quad j=1,2,\cdots \quad (10)$$

$$\tilde{W}_j(x) = \tilde{W}_{j-1}(x) \cdot (1-q_j) + \tilde{W}_{j-1}(x-C_j) \cdot q_j \quad (11)$$

단, q_j와 C_j는 각각 발전기-j의 고장정지확률 및 최대용량을 의미한다. 확률변수 $\tilde{Y}_j$ 및 확률분포함수 $\tilde{W}_j(x)$는 실제 계통에서 다루는 부하지속곡선을 확률계산에 그대로 적용하기 위해 도입되었기 때문에, $\tilde{W}_j(x)$는 j-번째 발전기까지 투입을 고려한 계통의 등가부하지속곡선으로부터 구할 수 있다 (여기서 사용한 x, x_j는 확률밀도함수를 정의하기 위한 변수로, 앞에서 정의한 변수 $x_{t,i}$, $x_{t,i,k}$ 와는 관련이 없다).

지금까지 전개한 개념들을 통해, 전원개발계획 게임기간 내의 연도-$t(t \in \{1,2,\cdots,T\})$ 에서, 발전기-j의 예상발전량, $ee_{t,j}$, 기대운전비용, ec_j, 그리고 기대수입, er_j, 을 구할 수 있으며, 이 비용들은 모두 앞에서 정의한 변수인 발전설비용량 $x_{t,i}$ 의 함수임을 알 수 있다. 즉, 발전기-j는 계통 투입 순서에 의해 (j-1)번째 발전기까지 투입이 고려된 부하지속곡선 즉, 확률분포함수 $\tilde{W}_{t,j-1}(x)$를 가지게 된다. 이에 따라 해당 부하지속곡선 위에서 발전기-j가 공급해야 하는 에너지가 산정되며, 발전기-j의 고장정지확률 및 부하지속시간을 고려하고, 발전기-j의 운전단가와 평균전력가격을 고려하면, 연도-t에서 발전기-j의 예상발전량, 기대운전비용, 그리고 기대수입은 각각 다음과 같이 구할 수 있다.

$$ee_{t,j} = ee_{t,j}(x_{t,i}) = (1-q_j) \cdot DT \cdot \int_{C(j-1)}^{C(j)} \tilde{W}_{t,j-1}(x)\, dx \quad (12)$$

$$ec_{t,j} = ec_{t,j}(x_{t,i}) = ee_{t,j}(x_{t,i}) \cdot o_{t,j} \quad (13)$$

$$er_{t,j} = er_{t,j}(x_{t,i}) = ee_{t,j}(x_{t,i}) \cdot p_t \quad (14)$$

단, DT 는 부하지속곡선 상의 지속시간으로 부하지속곡선이 일년을 대상으로 할 경우, 이 값은 8,760[h]이다. $C(j) = \sum_{n=1}^{j} C_n$ 을 의미하며, $o_{t,j}$, p_t 는 각각 연도-t의 발전기-j의 운전단가(원/kWh) 및 연도-t의 평균전력가격(원/kWh)을 나타낸다. 현재가로 할인된 연도-t의 발전회사-i의 기대수입, $f_{t,i}(x_{t,i})$ 과 기대운전비용, $h_{t,i}(x_{t,i})$은 다음과 같이 구할 수 있다.

$$f_{t,i}(x_{t,i}) = \sum_{j \in G(i)} \frac{er_{t,j}(x_{t,i})}{(1+d)^{t-1}} = \sum_{j \in G(i)} \left[\frac{ee_{t,j}(x_{t,i}) \cdot p_t}{(1+d)^{t-1}} \right] \quad (15)$$

$$h_{t,i}(x_{t,i}) = \sum_{j \in G(i)} \frac{ec_{t,j}(x_{t,i})}{(1+d)^{t-1}} = \sum_{j \in G(i)} \left[\frac{ee_{t,j}(x_{t,i}) \cdot o_{t,j}}{(1+d)^{t-1}} \right] \quad (16)$$

단, 여기서 d는 연 이자율 (annual interest rate)을 나타낸다.

또한, 신규발전소 건설비용을 건설단가와 현재가 보정을 고려하면 다음과 같이 구할 수 있다.

$$g_{t,i}(u_{t,i}) = \sum_{k \in F} \frac{u_{t,i,k} \cdot c_{t,k}}{(1+d)^{t-1}} \quad (17)$$

단, $c_{t,k}$ 는 연도-t에서 발전형식-k 발전소의 건설단가를 의미한다.

따라서 전원개발계획 게임 동안 발전회사-i가 얻게 되는 기대이익, Π_i, 은 다음과 같이 구할 수 있다.

$$\Pi_i = \sum_{t=1}^{T} [\, f_{t,i}(x_{t,i}) - \{ g_{t,i}(u_{t,i}) + h_{t,i}(x_{t,i}) - e_{T,i}(u_{t,i}) \}]$$

$$= \sum_{t=1}^{T} \Big[\sum_{j \in G(i)} \frac{[ee_{t,j}(x_{t,i}) \cdot p_t]}{(1+d)^{t-1}} - \Big\{ \sum_{k \in F} \frac{u_{t,i,k} \cdot c_{t,k}}{(1+d)^{t-1}} + \sum_{j \in G(i)} \frac{[ee_{t,j}(x_{t,i}) \cdot o_{t,j}]}{(1+d)^{t-1}} - e_{T,i}(u_{t,i}) \Big\} \Big] \quad (18)$$

4. 사례 연구

4.1 샘플시스템

본 논문에서는 IEEE Reliability Test System 데이터[12] 및 우리나라 전력시장운영실적 데이터[14]를 기초로 하여, 본 논문에서 제안된 전원개발계획 게임의 사례연구를 위한 샘플 시스템을 구성하였다. 본 논문의 주요 초점은 전력시장에 적용 가능한 새로운 전원개발계획 게임문제의 정식화 및 기본 프레임워크를 제안하는 것이므로, 방대한 계산시간과 복잡한 프로그래밍을 요구하는 대규모의 실계통 문제에 대한 사례연구는 수행하지 않았으나, 이에 대한 연구는 향후 필요할 것으로 판단된다. 그러나, IEEE RTS 및 실계통 데이터에 기초하여 샘플시스템을 구성하였기 때문에, 전력계통이 가지는 기본적인 특성은 충분히 반영할 수 있었으며, 이를 통해 본 논문에서 제안한 새로운 전원개발계획 문제의 핵심적인 아이디어와 실계통의 적용가능성은 확인할 수 있었다.

사례 연구에서는 전원개발계획 게임기간을 5년으로 하였으며, 발전시장은 두 개의 발전회사가 존재하는 과점시장을 상정하였는데, 샘플시스템을 구성하는 발전회사 및 발전기 데이터는 (표 1)에 있다. 본 논문에서는 확률적 시뮬레이션 계산 편의를 위하여, (그림 2)와 같이 일차선형 단조감소 부하지속곡선을 가정하였으며, (표 2)에서 알 수 있듯이, 피크수요 및 기저수요는 매년 20%씩 증가한다고 가정하였다.

표 1. 발전회사 및 발전기 데이터
Table 1. Data of Generators and Gencos

발전회사	발전기 ID	발전기 크기[MW]	발전형식	FOR	발전단가 [원/kWh]	급전순위
A	1	12	Oil(1)	0.05	38.4	4
	2	20	Oil(2)	0.05	32.4	3
B	3	50	Coal(1)	0.02	20.4	1
	4	76	Coal(2)	0.02	22.8	2

표 2. 연도별 피크 및 기저수요 데이터
Table 2. Forecasted Peak and Base Load

연도	1	2	3	4	5
피크수요[MW]	120	144	173	207	249
기저수요[MW]	60	72	86	104	124

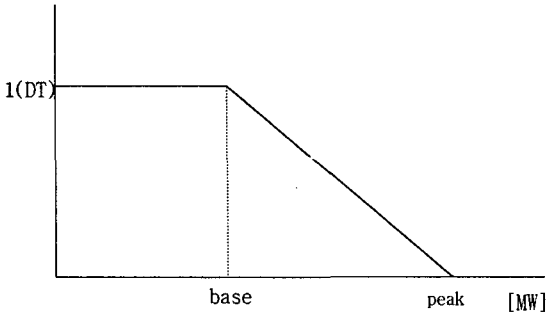

그림 2. 부하지속곡선의 형태
Fig. 2 Load Duration Curve

다음으로 각 발전회사가 고려하는 신규발전소 후보 즉, 집합 $U_{t,i}$ 는 (표 3)에 있다. 본 사례연구에서는 각 발전회사가 최소한 전원개발계획 게임의 첫 2년 이내에 신규발전소 투자가 이루어진다고 가정하였는데, 그 이유는 신규발전소가 전력시장에 진입하여 수익을 내기 위해서는 발전소 건설기간 만큼이 소요되어야 하므로, 이를 감안하면 실제적인 투자는 전체 게임기간인 5년 중 최소한 첫 2년 이내에는 이루어져야 한다고 보았다. Coal 및 Oil 발전소의 건설기간은 각각 2년 및 1년으로 하였다. (표 3)에서 볼 수 있듯이, 발전회사-A는 기존의 설비가 Oil 발전소이며, 신규발전소 후보로는 건설기간이 길고 건설비용이 많이 소요되지만 기저부하를 담당할 수 있는 Coal 발전소를 신규발전소로 고려한다고 가정하였으며, 반대로 발전회사-B의 경우, 기존의 설비가 모두 Coal이므로, 건설기간이 짧고 건설비가 적게 소요되는 Oil 발전소를 신규발전소 후보로 고려한다고 가정하였다. 동시에, 이러한 두 회사의 신규발전소 후보는 발전시장의 전원믹스 제약을 고려한 결과이기도 하다. 전원개발계획 게임기간 내의 각 연도별 평균전력가격(원/kWh)은 전력거래소와 같은 제 3의 기관에 의해 예측된다고 가정하였으며, (표 4)에 주어져 있다. 여기서 평균전력가격이란 발전회사가 생산한 전기를 전력시장(현재, 우리나라의 경우, CBP시장이 이에 해당하며, 향후에는 도매시장이 해당됨)에 팔 때 받게 되는 시장판매가격(또는 정산단가)의 연 평균값을 의미한다. 여기서 한 가지 알 수 있는 것은, 전원개발계획 게임이 본질적으로 전력계통의 장기계획 문제이기 때문에 전원개발계획 게임에서 필요로 하는 전력가격예측은 현물시장에서 발전회사가 최적입찰을 수행하거나 기동정지전략을 수립할 때 이용하는 시간대별 가격예측과 같은 단기예측이 아니라, 연간 혹은 분기별 예측과 같은 장기예측이라는 점이다. (표 4)에 주어진 평균전력가격은 우리나라 2002년도 CBP 시장의 전력거래데이터[14]에 기초하여 기준연도의 전력가격을 가정하였으며, 매년 3% 정도 가격상승이 발생한다고 보았다. 본 사례 연구에서는 연 할인율은 10%로 가정하였다.

마지막으로, 본 사례연구에서는 전력계통의 예비력 기준은 연 20% 이상의 설비예비력을 가져야 한다고 하였으며, LOLP는 기준연도의 LOLP 값 0.0445 이하로 유지해야 하고, 전원 믹스는 매 연도마다 Coal의 점유율이 60% 이하로 떨어지지 않도록 제약하였다.

표 3. 신규발전소후보 데이터
Table 3. Data for Candidate Power Plants

발전회사	연도-1			연도-2		
	용량[MW]	형식	건설단가[원/kW]	용량[MW]	형식	건설단가[원/kW]
A	50	Coal(1)	127,440	50	Coal(1)	127,440
	-	-	-	50	Coal(1)	127,440
B	20	Oil(2)	97,440	20	Oil(2)	97,440
	20	Oil(2)	97,440	-	-	-

표 4. 평균전력가격 예측치
Table 4. Forecasted Average Electricity Price

연도[year]	1	2	3	4	5
평균전력가격[원/kWh]	53.7	55.3	57.0	58.7	60.5

4.2 사례연구 결과 및 분석

사례 연구 결과, 샘플시스템에 대해 수행한 전원개발계획 게임의 해는 다음과 같이 존재함을 알 수 있었다.

$$s^{A}_{Nash} = (u^{*}_{1,A}, u^{*}_{2,A}) = (50C, 50C)$$
$$s^{B}_{Nash} = (u^{*}_{1,B}, u^{*}_{2,B}) = (2\times 20L, 20L)$$

$$s_{Nash} = [s^{A}_{Nash}, s^{B}_{Nash}] = [(u^{*}_{1,A}, u^{*}_{2,A}), (u^{*}_{1,B}, u^{*}_{2,B})] = [(50C, 50C), (2\times 20L, 20L)]$$

즉, 발전회사-A는 1차 연도와 2차 연도에 각각 50[MW] Coal 발전소를 한 대씩 건설하여 전력시장에 투입하는(실제로는 2년의 건설기간이 소요되어 투입됨) 것이 자사의 이익을 최대화하는 해이며, 발전회사-B는 1차 연도에 20[MW] Oil 발전소를 두 대 건설하고 2차 연도에 20[MW] Oil 발전소를 한 대 건설하여 전력시장에 투입하면 최대의 이익을 얻을 수 있게 된다. 이러한 해는 두 발전회사의 전략적 결정을 동시에 고려한 시장의 균형으로, 앞에서 이야기 한 바와 같이 내쉬균형의 개념을 이용하여 해를 구하였다. 이러한, 내쉬 균형에서 발전회사-i의 이익, $\Pi_{i,Nash}$ 은 다음과 같이 계산되었다.

$$\Pi_{A,Nash} = 39,089[\text{백만원}]$$
$$\Pi_{B,Nash} = 58,117[\text{백만원}]$$

신규발전소의 건설기간으로 인한 기간을 고려하면, 두 발전회사의 의사결정 결과로 나타나는 발전시장의 수급상태는 다음 (그림 3)에서 볼 수 있으며, 각 연도에서 예비력, LOLP, 전원믹스는 (표 5)에 정리되어 있다.

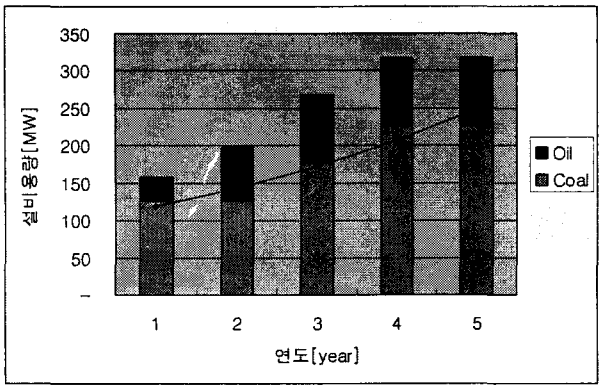

그림 3. 전원개발계획 게임에 의한 전력수급 상태
Fig. 3 Supply/Demand Balance via GEP Game

표 5. 연도별 수급현황
Table 5. Annual Supply/Demand Balance

연도	1 (기준연도)	2	3	4	5
설비용량[MW]	158	198	268	318	318
피크부하[MW]	120	144	173	207	249
설비예비력[%]	32	38	55	53	28
LOLP	0.0445	0.0289	0.0027	0.0024	0.0358
Coal 점유율[%]	80	64	66	71	71

사례연구 결과, 계통의 다양한 신뢰도 제약(예비력, LOLP)이나 전원믹스 제약을 위배하는 해들에 대해서는 비실현 해(infeasible solution)로 간주하여 탐색 공간에서 제외하였는데, 이 경우 특정 발전회사 또는 두 발전회사 모두에게 내쉬균형에서보다 더 많은 이익을 주는 것을 알 수 있었다. 즉, 전력계통의 신뢰도 제약이 없을 경우, 경쟁적 전력시장에서 이익을 추구하는 발전회사들은 더 많은 이익을 얻기 위해 신규발전소 투자를 결정하게 되며, 이로 인해 계통의 신뢰도는 영향을 받을 수 있음을 알 수 있다. 이에 대하여는 향후 보다 세밀한 연구가 필요할 것으로 판단되며, 본 논문은 이러한 계통의 신뢰도 영향에 대한 분석을 자세하게 다루지 못한 한계를 가지고 있다. 또한, 본 논문에서는 각 발전회사의 신규발전소 후보를 현재의 전원구성과 반대인 경우만 상정하여 사례연구를 수행한 한계를 가지고 있으며, 이를 좀 더 일반적인 경우로 확대하여 연구할 필요성이 존재한다. 또한, 신규발전소 후보 선정과 관련하여 각 발전회사의 재무적 위험을 고려하는 것이 필요할 것으로 판단되며, 이를 통해 이익 최대화 및 위험 최소화를 목적함수로 하는 전원개발계획 문제에 대한 연구가 필요할 것으로 보인다.

5. 결 론

본 논문에서는, 새로운 전력산업 환경에서 발전회사가 의사결정의 주체가 되는 전원개발계획 문제에 대한 새로운 정식화 및 기본적인 프레임워크를 제안하였다. 전력계통에 존

재하는 수많은 의사결정 문제들이 과거 독점회사에 의해 중앙 집중적으로 수행되어오던 것과는 달리, 변화하고 있는 전력산업 환경에서는 이러한 문제들에 대한 새로운 모델링 방법 및 해법을 요구하고 있다. 이에 따라, 본 논문에서는 전력시장에 적용 가능한 신규발전소 투자 문제를 새롭게 조명하였으며, 신규발전소 투자에 대한 개별 발전회사의 의사결정 과정 및 발전회사별 상호작용, 그리고 전력계통의 제약조건들을 정식화하였으며 그 해를 구하였다. 샘플시스템에 대한 사례연구를 통해, 이익을 추구하는 발전회사들의 신규발전소 투자결정 문제는 개별 발전회사의 상호작용에 영향을 서로 영향을 줄 뿐 아니라, 전력계통에 내재하는 신뢰도 제약조건에 의해서 서로 영향을 받게 됨을 알 수 있었다. 따라서, 향후 전원개발계획 문제를 구성하는 개별 요소들에 대한 좀 더 심도 있는 연구가 필요할 것으로 판단되며, 이를 통해 발전회사에게는 적절한 투자 인센티브를 제공하면서 동시에 전력계통의 신뢰도를 적절히 유지할 수 있는 합리적인 전원개발계획 방안이 도출되어야 할 것으로 보인다.

감사의 글

이 논문은 산업자원부의 2003년도 전력산업 고급인력 해외연수지원 사업에 의하여 연구되었음.

참 고 문 헌

[1] S. Nakamura, "A review of electric production simulation and capacity expansion planning programs", Energy Research, Vol. 8, 1984, pp. 231-240.

[2] J. A. Bloom, "Long-range generation planning using decomposition and probabilistic simulation", IEEE Trans. on PAS, Vol. 101, No. 4, 1982, pp. 797-802.

[3] Y. M. Park, K. Y. Lee,and L. T. O. Youn, "New analytical approach for long-term generation expansion planning based maximum principle and Gaussian distribution function", IEEE Trans. on PAS, Vol. 104, 1985, pp. 390-397.

[4] A. K. David and R. Zhao, "Integrating expert systems with dynamic programming in generation expansion planning", IEEE Trans. on PWRS, Vol. 4, No. 3, 1989, pp. 1095-1101.

[5] Young-Moon Park, Jong-Ryul Won, Jong-Bae Park, and Dong-Gee Kim, "Generation expansion planning based on an advanced evolutionary programming," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 1, pp. 299-305, February 1999.

[6] Jong-Bae Park, Young-Moon Park, Jong-Ryul Won, and Kwang Y. Lee, "An improved genetic algorithm for generation expansion planning," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 3, pp. 916-922, August 2000.

[7] Jong-Bae Park, Jin-Ho Kim, and Kwang Y. Lee, "Generation expansion planning in a competitive market environmet using a genetic algorithm," Proceedings of IEEE Summer Meetings, July 2002.

[8] Angela S. Chuang, Felix Wu, and Pravin Varaiya, "A game theoretic model for generation expansion planning: problem formulations and numerical comparisons," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 16, No. 4, Nov. 2001.

[9] S. T. Jenkins and D. S. Joy, Wien Automatic System Planning Package (WASP) - An Electric Utility Optimal Generation Expansion Planning Computer Code, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, ORNL-4945, 1974.

[10] Electric Power Research Institute (EPRI), Electric Generation Expansion Analysis System (EGEAS), EPRI EL-2561, Palo Alto, CA, 1982.

[11] Robert Gibbons, Game theory for applied economists, Princeton University Press, 1992.

[12] IEEE Reliability Test Systems-1996, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999.

[13] 박종배, 신중린, 김민수, 전영환, "확률적 운전비계산 모형에 기초한 발전기 수입/순익 평가 방법론 개발", 전기학회논문지(A), 제51권, 제12호, 2002년 12월, pp. 638-646.

[14] 2001년도 전력시장 운영실적, 전기위원회 시장관리과, 2002.

저 자 소 개

김 진 호 (金 眞 鎬)

1995년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1997년 동 대학원 전기공학부 졸업(석사). 2001년 동 대학원 전기공학부 졸업(공박). 현재 부산대학교 조교수.

박 종 배 (朴 宗 培)

1963년 11월 24일생. 1987년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998년 동 대학원 전기공학과 졸업(공박). 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 조교수.

E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr

박 준 호(朴 俊 灝)

1955년 9월 17일생. 1978년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1980년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1987년 동 대학원 전기공학과 졸업(공박). 현재 부산대학교 공과대학 전기공학과 교수.