

# 한국의 전원개발계획

김 영 창

(한전 전력경제연구소실 부장)

## 1. 서 론

전원개발계획은 막대한 투자비, 발전소 건설공기의 장기성, 수십년에 달하는 수명기간, 수요성장 및 미래 경제상황의 불확실성 그리고 제반 기술적, 경제적, 환경적 제약으로 인해 그 결정이 쉽지 않은 문제이다.

한국의 전원개발계획의 지난 날을 살펴보면, 60년대에는 만성적인 전력부족 해소를 위한 공급설비의 증설에 최대역점을 두었으며, 70년대에는 두차례의 석유파동의 영향으로 탈유정책 및 전원다변화정책을 추진하였고, 80년대에는 지속적인 탈유정책의 추진과 원자력, 유연탄발전소를 주축으로 한 전원다변화정책을 지속적으로 추진하였다. 우리나라에서 발전에 이용될 수 있는 부존자원이라고는 수력과 무연탄이 있으나, 수력은 거의 개발이 완료되어 있는 상황이고 무연탄은 개발의 경제성이 없어진 자원으로서 정책적 배려에 의해 이용되고 있는 실정이다. 발전에 이용되는 부존자원이 거의 없는 우리나라로서는 특정 발전원에 의존하는 설비구성으로는 경제환경변화에 취약할 수 밖에 없게 된다. 따라서 우리나라는 이에 대처하기 위해서 전원다변화 정책을 추진해왔고, 기술적으로는 발전설비제조 및 건설의 국산화를 추진함으로써 에너지기술 자립정책을 추진하여 왔다.

설비규모의 측면에서 보면 우리나라의 발전설비용량은 1961년의 367MW에서 1990년의 21,026MW로,

발전량은 1,773GWH에서 107,620GWH에 이르는 규모로 성장했다. 1990년 수요예측결과에 의하면 2010년에는 최대수요가 56,444MW로 예측되어 앞으로 많은 전원설비의 투자가 요구되고 있는데 앞으로의 전원개발계획은 수요성장의 불확실성 대처문제, 최적전원구성 및 투자효율성 제고를 위한 적정 예비력문제와 더불어, 화석연료의 이용에 따른 환경문제, 원자력발전소에 대한 국민적 합의(Public Acceptance)도출문제, 전원입지안, 열병합 발전의 증대 등에 효과적으로 대처할 수 있어야 한다.

전원개발계획은 단독으로 결정되는 것이 아니라 국가경제운용정책 및 에너지 정책과 더불어 전력회사의 요금정책, 부하관리, 재무계획, 전원입지, 송전계통계획 등과 연계되어 결정되어야 한다. 기존의 전원개발계획은 주어진 수요예측안을 이용하여 수요를 기준신뢰도 범위내에서 최소비용으로 만족시킬 수 있도록 전원설비투자를 결정하는 것이었으나 향후로는 부하관리정책을 포함한 수급계획(supply-demand planning)의 수립기법, 미래 수요와 연료가격 등 경제요인의 불확실성 및 환경규제 등의 요인을 감안한 전략계획기법(strategic planning) 그리고 재무계획 등 관련계획 업무를 포함하는 종합계획 모형(corporate planning model)의 구축에 대한 방안을 강구해야 할 것이다.

## 2. 전원개발계획의 개요

전원개발계획의 대상이 되는 발전설비로서는 원자

력, 유연탄, 무연탄, 유전소, LNG, gas-turbine, 수력 그리고 양수발전소 등을 들 수 있는데, 이들의 건설비, 운전비는 각각 다르고, 운전특성상에서도 차이가 있다. 유연탄발전소 및 원자력발전소는 건설비가 비싼 대신 운전비(연료비)가 싸고 급격히 발전출력을 변화시킬 수 없는 반면, gas turbine 발전소 등의 경우는 건설비가 싼 대신 운전비가 비싸고 발전출력의 조정이 용이하다. 한편, 전력이란 저장이 용이하지 않고 수요의 발생과 동시에 공급이 이루어져야 하는 특성이 있다. 또한, 전력수요는 일정하게 유지되는 것이 아니어서 하루에도 최대, 최소부하 사이에는 많은 변동이 있다. 전원 설비 및 전력수요의 특성을 고려해 볼 때, 유연탄 및 원자력발전소는 발전출력의 변화가 거의 없도록 유지하고, gas turbine 및 양수발전소는 시시각각 변동하는 부하를 담당하도록 하는 것이 투자비 및 운전비의 측면에서 경제적임을 알 수 있다. 미래에 예상되는 수요를 충족시키기 위한 발전설비의 건설계획을 세울 때는 수요예측의 불확실성, 발전설비의 불시고장, 보수정지 등을 감안하여 예상되는 최대수요보다 더 많은 설비를 가지도록 해야 하는데 최대수요를 초과하여 보유하고 있는 발전설비의 용량을 예비력이라고 한다. 다시 말하면 예비력은 전력공급의 신뢰성(공급신뢰도)을 반영하고 있는 것이라 할 수 있다.

전원개발계획이란 10-20년에 걸친 미래에 예상되는 수요에 대비하여 적정 공급신뢰도 범위내에서 전력을 공급하기 위하여, 발전설비의 특성을 고려하여 가장 경제적인 발전원별 투입시기 및 투입용량을 결정하는 것이다. 여기서 가장 경제적이라고 하는 것은 매년도별 발전설비건설을 위한 투자비 및 발전설비의 운용에 따른 운전비의 현가(미래의 가치를 현재의 가치로 환산한 것: 현재의 100원이 1년뒤의 100원과 그 가치를 같을 수 없음을 반영한 것임) 합을 최소로 함을 의미한다. 이 전원개발계획의 현실적 어려움은 미래수요 및 경제상황의 불확실성과 발전소 건설공기의 장기성에 있다. 전원개발계획은 수요예측의 변화에 따라 매년 조정되나, 유연탄발전소나 원자력발전소의 경우 그 건설기간이 7-10년 정도가 소요되기 때문에 한번 건설이 착공되면 건설계획은 변경할 수 없게 된다. 따라서 이 사이의 예측하지 못한 수요의 변동이나 발전연료가격 등 경제여건이 변하면 전원구성(plant mix)의 경직화를 초래하

기도 하기 때문이다.

전원개발계획문제를 최적계획안을 도출하는 방법론의 측면으로 보면, 공급신뢰도를 충족해야 한다는 제약조건하에서 매년도 투자비 및 운전비의 현재가치의 합을 최소화해야 할 목적함수로 둔 최적화문제로 볼 수 있다. 이 때 결정되어야 할 독립변수는 매년도 전원설비별 투입용량이 된다. 발전설비는 한번 건설되면 20-30년간 운전되고, 한 해의 설비구성은 그 이후의 설비구성에 영향을 미치지 때문에 한 연도의 설비구성을 최적으로 구성한다고 해서 전체 계획기간에 있어서도 최적이라고는 할 수 없다. 따라서 전원개발계획 문제는 연도간의 설비구성이 상호관련되는 동태적인 특성을 갖는다.

전원개발계획은 전력회사의 전반적 경영계획과 밀접한 관계가 있는데, 특히 요금제도, 부하관리정책, 재무계획, 전원입지, 송전계획 등과 관련되어 있다(그림 1). 부하관리정책은 수요에 반영되어 설비구성 및 투자계획에 영향을 미치고, 발전설비투자계획에 따라 전원입지계획 및 송전계획이 작성되고, 여기에 소요되는 자본의 확보를 검토하기 위해 재무계획 및 요금정책이 수립된다. 전원개발계획 당시 검토되는 재무계획은 주로 투자재원조달능력 및 연도별 자금계획이 평활하게 되는가에 중점을 둔다. 요금제도는 수요예측에 바탕을 두어 결정되나 이것은 다시 전력사용량 및 이용형태를 변화시키는 Closed-Loop 구조를 갖는다. 전원개발계획은 송전계통계획과 서로 연계하여 동시에 수립되어야 하지만 통상 송전계통을 1모션시스템으로 묶으므로써(전원과 부하

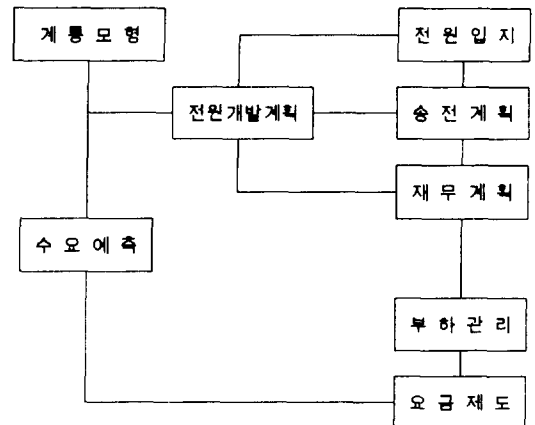


그림 1. 전원 개발계획 관련도.

### 3. 수요예측

전력수요예측은 판매전력량(KWH)과 최대전력(KW)의 예측을 근간으로 하고 있으며, 판매전력량을 먼저 예측한 다음 송배전손실을, 소내소비율, 부하관리 효과 등 전반요인을 감안하여 초대전력을 예측하고 있다. 판매전력량 예측은 전력사용 용도별로 주택용, 상업용, 산업용 등 3개부분으로 대분류하고 이를 다시 세분하여 각 부문별로 예측하는 방법을 사용하고 있다. 이 과정은 GNP, 산업별 부가가치, 물가지수, 가전기기보급률 및 상수도, 전철의 건설 계획 등 경제전망과 산업구조의 변화전망, 인구 변동추세 및 전력요금 전망 등의 제반여건 등을 분석 검토하여 회귀분석 및 원단위 분석 등의 다양한 예측 기법을 활용하여 부문별 수요를 예측하고 이에 의하여 판매전력량을 예측한다.

연간 총판매량이 결정되면 계절지수를 5개년 이동평균법으로 산출하여 8월의 부문별 판매량을 구하고 과거 실적분석을 바탕으로 한 근무일 판매단의 시간별 부하곡선을 구한다. 여기에 송배전 손실율과 소내소비율을 감안하여 발전단 시간별 부하곡선을 구하고, 다시 기상요인을 고려하여 최대부하발생일 부하곡선을 보정하여 경영효율제고 목적의 부하관리에 의한 최대부하억제효과를 반영하여 최종적인 연최대 부하를 산출하게 된다.

전원개발계획에서는 이렇게 예측된 최대부하, 전력판매량과 더불어 부하곡선형태를 추정하여 연도별, 분기별 부하지속곡선을 생성하고 이를 입력자료로 이용하여 적정공급신뢰도의 범위내에서 수요를 충족시킬 수 있는 최소비용의 전원개발계획안을 도출한다.

### 4. 공급신뢰도

공급신뢰도라 함은 정전이나 부하차단 등의 공급지장없이 수용가에게 전력을 공급할 수 있는 신뢰성의 정도라고 할 수 있는데, 이는 발전기의 고장정지, 보수계획에 의한 정지, 수요예측의 불확실성에 기인한다. 전원개발계획에 이어 공급신뢰도는, 예측된 수요를 초과하여 보유하는 설비를 지칭하는 예비력을 얼마로 할 것인가라는 문제와 직결된다. 전원개발계획에서의 공급신뢰도는 중요한 의미를 갖는

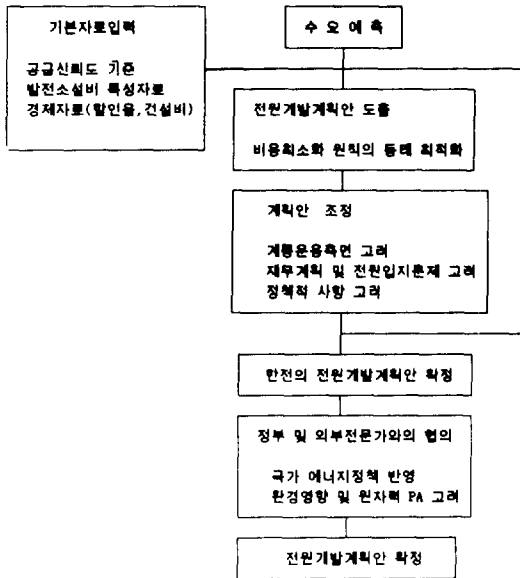


그림 2. 전원 개발계획 수립과정

만이 존재하는 계통으로 두어) 송전계통계획과는 무관하게 처리하고 있다. 이 이유는 송전계통계획 수립시 송전계통을 충분히 안정하게 구성되도록 하며, 송전설비의 건설공기는 전원개발계획에서의 건설공기보다 훨씬 짧기 때문이다. 또한 현실적인 측면에서는 전원계획과 송전계통계획을 동시에 처리한다는 것은, 변수의 방대함 및 그 계층구조로 인하여 어떠한 수리계획기법을 적용하더라도 계산시간 및 컴퓨터의 기억용량의 한계로 인해 거의 불가능하다.

현행 우리나라의 전원개발계획 업무는 그림 2와 같이 부하관리효과를 감안한 장기 수요예측안으로부터, WASP 등의 전산모형을 이용하여 비용최소화에 의한 전원개발 계획안을 도출하고, 계통운영특성 고려, 재무적 평가, 전원입지문제 고려 등을 통하여 이를 수정보완하는 한전안을 구성한 다음, 정부의 에너지정책, 환경영향 등을 반영하여 정부가 확정하는 절차를 밟고 있다.

본 고에서는 전원개발계획에 관련된 과제로서 수요예측, 공급신뢰도, 최적 전원구성문제(Optimal Plant Mix) 그리고 환경규제 및 원자력발전에 대한 국민적 합의문제 등에 대하여 고찰하고 향후의 과제가 될 부하관리정책을 포함한 전원개발계획 문제 및 전략계획기법에 대해 살펴보기로 한다.

데, 그 이유는 과도하게 높은 공급신뢰도를 유지하게 되면 예비력이 많아져서 투자비용의 증가로 인한 재무구조의 악화 및 전력요금의 상승을 초래하고, 반면 낮은 공급신뢰도에서는 국가경제활동의 지장 및 수용가의 불편이 증대하기 때문이다. 공급신뢰도의 평가척도로서 널리 사용되는 것은 전체설비용량과 최대부하와의 상대적인 크기를 표시하는 예비율과 발전기의 고장정지 및 부하의 분포와 같은 확률적 요인을 고려하는 공급지장시간의 기대치(LOLP : Loss of Load Probability ; 공급지장확률이라는 용어도 사용되고 있지만 확률이 아님) 그리고 공급지장 발생으로 인한 손실을 비용으로 표시하는 공급지장비용 등이 있다.

최적화 문제로서의 전원개발계획문제에서 LOLP와 같은 공급신뢰도는 매년의 신뢰도가 주어진 범위내에 들어야 한다는 제약조건으로 작용하게 된다. 그러나 공급지장비용은 설비부족으로 인한 공급지장상황을 비용으로 환산한 것으로 최적화의 목적함수에 포함된다.

여기에서는 예비력을 결정하는 방법에 대해서 % 예비율법과 LOLP법을 중심으로 설명한다.

#### 4.1 %예비율법

예비력이란 수요예측의 불확실성이나 각 발전기의 뜻하지 않은 기술적 고장으로 인하여 어느 특정기간 중에 나타날 최대수요를 충족시키지 못하는 경우가 발생하지 않도록 하기 위해 최대수요를 초과하여 보유하고 있는 설비를 지칭한다. 예비율은 이와 같은 예비력의 정도를 나타내는 지수로서 다음 식과 같이 최대수요에 대한 예비력의 비율로서 정의한다.

$$\text{예비율}(\%) = \frac{\text{설비용량} - \text{최대수요}}{\text{최대수요}} \times 100$$

예비율 개념은 확률적 신뢰도지수가 개발되기 전에는 전원개발계획에서 널리 이용되는 신뢰도 지수였으며, 아직도 빈번히 전원개발계획에 있어 하나의 신뢰도 자료로서 사용되고 있다. 그러나 %예비율개념에 의하면 계통규모 및 구성요소의 크기, 대수, 고장정지율, 보수정지 등을 고려하지 못하기 때문에 그 사용 및 해석에 주의를 요한다.

#### 4.2 공급지장시간의 기대치(LOLP)

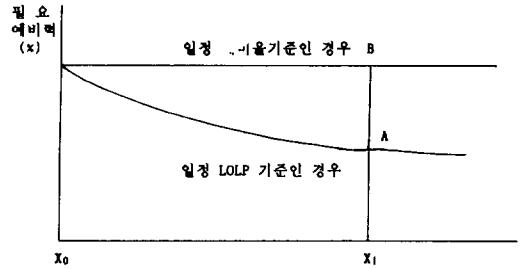


그림 3. 일정 예비율법과 일정 LOLP법의 비교

LOLP란 어느 전력계통의 발생된 부하를 충족시키지 못할 시간을 확률적 기대치로 표시한 것이다. 이 기준은 전원설비구성, 발전기 용량, 발전기 고장정지율, 부하의 형태 등을 반영하는 것으로 예비율보다 진전된 형태의 신뢰도지수라고 할 수 있다. 통상, 계통규모가 커질수록 같은 LOLP기준이라면 예비율이 낮아지게 된다. 이것은 그림 3에 표시되어 있는데 최대부하가  $X_0$ 인 전력회사에서 미래 최대부하가  $X_1$ 인 때의 필요예비력(%)은 LOLP 기준에서는 예비율기준에서보다 B-A만큼의 예비율이 작게 나타난다. 이것은 계통규모가 확장될수록 작은 예비율로서도 기준 LOLP를 충족시킬 수 있기 때문이다.

LOLP의 해석에 있어서 유의해야 할 것은 LOLP는 실제의 공급지장시간을 의미하는 것이 아니라 공급지장이 예상되어 긴급대책을 취해야 할 모든 시간의 기대치를 의미한다는 점이다. 긴급대책에 포함되는 것으로는 순동예비력 축소, 소내소비전력절감, 사전홍보, 전압강하, 비상대책 수립 등을 들 수 있다.

만족스러운 신뢰도의 수준 또는 상응하는 신뢰도 지수를 선택하기 위해서는 타당성 검토가 필요하다. 여기서 중요한 사실은, LOLP 계산은 미래 계통운전 상황에 대한 엄밀한 예측이라기 보다는 오히려 수용가 비용과 전력공급의 신뢰도 상호간의 적절한 균형점을 찾기 위한 효율적인 도구라는 것이다. 신뢰도 지수를 무엇으로 할 것인가는 타당성 검토가 필요하지만, 모든 전원개발계획안들의 비교는 같은 신뢰도 지수를 사용해야 한다.

### 5. 최적전원구성(Optimal Plant Mix)

최적전원구성이란 전통적 의미에 있어서는 전력수

요를 충족시킴에 있어 전력설비투자에 관련된 총비용(연도별 투자비 및 운전비의 현가 합)이 최소가 되는 설비구성을 뜻한다. 따라서 계통의 규모, 최대 수요, 수요의 형태, 설비구성의 특성에 따라 연도별 최적설비구성은 달라지게 된다. 또한 한 연도의 설비구성은 그 뒤의 설비구성에 영향을 미치게 되므로 한 연도만의 최적설비구성은 10-30년의 계획기간 전체에 있어서도 최적이라고는 할 수 없다. 즉, 전원개발계획은 계획기간 전체를 대상으로 비용최소화를 위한 매년의 설비구성을 결정해야 하는 동태적 문제인 것이다.

### 5.1 Screening Curve 법

발전원가는 투자에 관련된 고정비 원가와 운전비용에 관련된 변동비 원가로 나누어지고, 특정 발전원의 발전원가(원/KWH)는 이용율에 따라 그 값이 변하게 된다. 따라서 그림 4와 같이 발전원별로 경제적인 이용을 범위가 결정되므로 그 사이의 부하를 가장 경제적인 전원설비로 충당시키도록 전원구성을 하는 것을 Screening Curve법이라고 한다.

Screening Curve법에 의한 전원구성은 각 전원설비의 구성비율(%)의 어느 정도로 되는 것이 경제적인가에 대한 개략적 해답을 주기는 하나, 전원설비의 투입시기 및 용량에 대한 정보를 제공하지 못하

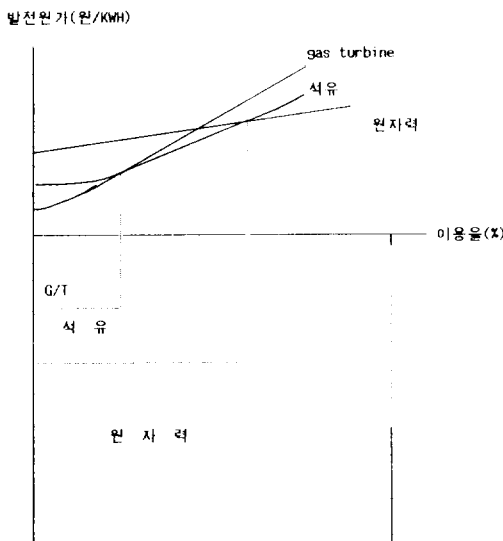


그림 4. 발전원가에 의한 최적설비구성(screening curve법)

고 공급신뢰도를 반영하지 못하며, 더욱이 설비의 고장정지 등 확률적 요인을 반영하지 못하기 때문에 전원개발계획을 도출해 내지는 못한다. 또한 한 연도만을 대상으로한 최적설비구성은 최소한 10년 이상의 계획기간에 있어서 최적이라고 말할 수는 없다. 이러한 이유로 이 방법은 전원개발계획에 직접 적용되지는 않는다.

### 5.2 동태적 문제로서의 최적전원구성

최적화 문제로서의 전원개발계획문제는 미래에 발생할 수요를 일정 신뢰도기준 이내로 충족시키면서, 계획기간 동안의 매년도 투자비 및 운전비의 현가 합을 최소로 하는 연도별, 발전원별 투입용량을 결정하는 문제이다. 이것은 주어진 연도의 설비구성을 최적화하는 정태적인 문제가 아니라 계획기간 전체를 고려한 때의 각 연도별 설비구성을 결정하는 동태적인 문제이다. 이 문제의 목적함수는 계획기간 동안의 투자비 및 운전비의 현가의 합이고, 제약조건으로는 연도별 건설가능한 설비의 범위 및 신뢰도 기준이며, 결정해야 할 것은 발전원별 투입용량 및 시기이다. 따라서 최소비용 원칙의 최적전원구성 문제는 다음 식으로 표현될 수 있다.

$$\text{목적 함수} : \sum_n^T (\sum_i^M J_n^i U_n^i + G_n(X_n^1, \dots, X_n^N)) + S(U_1, \dots, U_T)$$

$$\text{제약조건} : P_n^l \leq \sum X_n^i \leq P_n^u$$

$$LOLP_n(X_n) \leq C_n$$

$$X_n = X_{n-1} + U_n$$

$$U_n \geq 0$$

여기서,  $i$  : 발전소 형식번호

$M, N$  : 총 후보발전형식 수, 총 발전형식 수

$n$  : 연도

$T$  : 계획기간

$X_n^i$  :  $n$ 연도  $i$ 형식의 발전소

$J_n^i$  :  $n$ 연도  $i$ 형식 발전소 건설비의 현가(원/KW)

$U_n^i$  :  $n$ 연도  $i$ 형식 발전소의 투입용량(KW)

$G_n$  :  $n$ 연도  $X_n$ 설비로서의 발전비용의 현가

S : 잔존가치

$P_n^L, P_n^U$  : n연도 설비용량의 하한 및 상한.

$C_n$  : n연도 LOLP 기준

전원개발계획문제의 주요 입력 변수로는 예측된 수요, 건설단가, 연료비, 할인율, 물가상승률 등 경제적 변수와 발전설비의 용량, 고장정지율, 보수일수, 운전유지비, 발전소 열소비율 등 기술적 변수 및 신뢰도기준(LOLP)이 있다. 전원개발계획 문제의 결과는 후보 발전설비의 투입시기 및 용량의 결정으로 표시되는데, 통상 침투부하를 담당할 발전소로는 그 이용율이 낮은 관제로 운전비용이 비싼 대신 건설비가 싼 발전기로 결정되고, 기저부하를 담당할 발전소로는 원자력, 유연탄발전소 같이 건설비가 비싸더라도 운전비용이 낮은 발전소로 결정된다.

전원개발계획 문제는 위의 식에서 보는 바와 같이 동태적 문제로서 매년도별 후보설비의 조합을 감안하면 대규모 최적화 문제의 성격을 지닌다. 또한 같은 설비로서도 운용하기에 따라 다른 운전비용을 낼 수 있으므로 목적함수의 매년도 운전비용은 주어진 설비  $X_n$ 을 가장 적절히 운용한 때의 운전비용이어야 한다. 따라서 매년도 운전비용의 평가를 위해서는 부하의 변동형태 및 발전소의 고장정지를 감안한 운전물레이션이 필요하게 도니다. 이것은 전원개발계획 문제를 더욱 대형화시키는 요인이 된다.

전원개발계획의 해를 도출하는 수리계획기법으로는 선형계획법, 동적계획법, 최적제어이론, Generalized Benders' Decomposition 법(GB 분할 기법) 등이 이용되는데, 선형계획법은 그 목적함수 및 변수의 선형성으로 인해 전원개발계획에는 부적합하여 최근 그 사용은 거의 없는 실정이고, 동적계획법, 최적제어이론, GB분할 기법은 각각 전원개발계획의 대표적 전산모형인 WASP, MNI, EGEAS에서 각각 적용되고 있다.

## 6. 운전 시뮬레이션

전원개발계획과 발전계획, 연료수급계획 등 전력회사의 장단기 계획에는 설비운용에 따른 운전비의 평가가 필수적이다. 과거 어느 기간에 대한 운전비는 실제로 전력계통을 운영한결과에 따른 실적운전비로써 알 수 있지만, 미래 어느기간에 대한 운전비

의 평가는 그 기간에 예상되는 수요에 대해 그 기간에 운전될 발전설비로서 가장 경제적으로 운용한 때의 운전비를 계산함으로써 이루어지며, 여기에는 미래상황에 대한 발전설비의 경제적 운용의 모의(시물레이션)가 필요하다. 어느 기간에 대한 운전시물레이션은, 이것은 장기계획에 이용되는지 또는 단기계획에 이용되는지에 따라 그 모의의 정도가 다르다. 발전계획이나 연료수급계획과 같은 단기계획에서의 운전비평가를 위해서는 시간대별 부하자료를 이용하여 보수계획 및 발전기 기동정지계획 등을 고려한 보다 상세한 운전 시물레이션이 필요하나 전원개발계획과 같은 장기계획에서의 운전비 평가에는 주단위의 발전기 기동정지계획은 고려하지 않고 보수계획도 간이화된 것을 이용하며 부하자료 또한 시간대별 부하자료가 아닌 부하지속곡선(부하를 크기순으로 재배열 한 때의 곡선)을 주로 이용하게 된다. 이 이유는 투자비와 운전비를 최소화하는 전원개발계획안을 찾기 위해서는 동적계획법과 같은 수리계획기법을 이용하더라도 수 천개 이상의 연도별 운전시물레이션이 필요하여 단기계획에서와 같이 상세한 시물레이션의 적용은 그 계산시간으로 말미암아 불가능하고, 간이화된 운전시물레이션으로서도 오차가 그리 크지않기 때문이다.

어느 연도의 주어진 설비로서 계통 운용할 때 운전비는 각 발전기의 발전량을 산출함으로써 계산된다. 부하지속곡선을 이용한 각 발전기의 발전량의 계산은 아래에 설명할 등가부하지속곡선(Equivalent Load Duration Curve)의 개념을 이용하는데, 이것은 타 발전기의 고장정지를 고려하여 자신이 담당해야 할 등가적 부하를 계산하여 이용하는 것이다. 여기에는 경제적 투입순위라고 하는 것이 결정되어야 하는데, 이것은 연료비가 싼 발전기일수록 발전량이 많은 것이 유리하므로 연료비의 순(economic merit

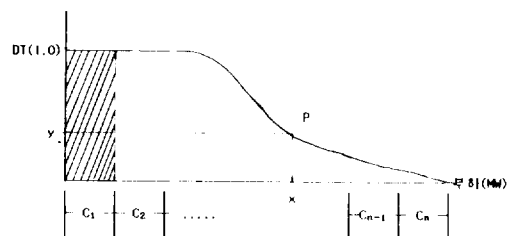


그림 5. 등가부하지속\*곡선

order)으로 기저부하에서부터 첨두부하순으로 담당하게 되면 경제적 계통운용이 된다.

그림 5와 같이 부하지속곡선을 전도시켜 x축에 MW를 y축에 시간을 두고 x축에 각 발전기의 투입 순위에 따라 배치시켜 보자. 부하지속곡선상의 한 점(P)의 의미는 부하가 x보다 클 시간이 y라는 것이고, 만일 시간축을 전체시간으로 나누어 p.u.로 표시하게 되면 부하가 x보다 클 확률이 y라는 뜻이 된다.

발전기 1에 요구되는 발전량(D<sub>1</sub>)은 그림 5의 빗금 친 부분이 된다.

$$D_1 = DT \int_0^C L_1(x) dx$$

그러나 발전기 1은 고장정지율(q<sub>1</sub>)의 고장발생확률을 가지고 있으므로 발전기 1의 발전량 기대치(E<sub>1</sub>)는 아래와 같이 표현된다.

$$E_1 = (1 - q_1) D_1$$

이제 발전기 2가 담당할 등가부하는 발전기 1의 고장정지를 고려하면 다음으로 주어진다.

$$L_2(x) = (1 - q_1) L_1(x) + q_1 L_1(x - C_1)$$

이것은 부하지속곡선과 발전기 1의 고장정지확률 밀도함수를 상승적분(Convolution)한 것으로, 그 의미는 발전기 2가 담당할 부하는 1 - q<sub>1</sub>의 확률로서(발전기 1이 운전중일 확률) 원래의 부하를 담당하고, q<sub>1</sub>의 확률(발전기 1이 고장정지중일 확률)로서 발전기 1 영역의 부하를 담당함을 의미한다. 따라서 발전기 2의 발전량 기대치는 다음과 같다.

$$E_2 = (1 - q_2) DT \int_{C_1}^{C_1 + C_2} L_2(x) dx$$

일반적으로 투입순위가 i+1인 발전기의 등가부하지속곡선과 발전량 기대치는 다음으로 주어진다.

$$L_{i+1}(x) = (1 - q_i) L_i(x) + q_i L_i(x - C_i)$$

$$E_{i+1} = (1 - q_{i+1}) DT \int_{C_1 + \dots + C_i}^{C_1 + \dots + C_{i+1}} L_{i+1}(x) dx$$

또한 이 과정에서 LOLP도 계산되는데 이는 모든 발전기의 고정정지를 고려한 등가부하지속곡선에서

x축의 전체설비용량에 대응하는 y축의 값이다. 다시 말해서 고장정지를 고려한 때 전체발전설비로서 부하를 담당하지 못할 확률인 것이다. 실제의 운전시물레이션에서는 1년을 여러분기로 나누어서 시물레이션하며 수력 및 양수를 고려하기 위한 기법과 보수계획의 처리, 발전기의 부하추중부분 처리, 순동예비력의 처리 등이 고려되어 있다. 운전비계산에 있어서 발전기의 확률적 고장정지를 고려하기 위한 상승적분(convoluton)에 소요되는 시간이 크기 때문에 이를 줄이기 위한 기법으로 Cumulant법 등이 고안되어 적용되고 있다.

## 7. 환경규제 및 원자력 PA

화력발전은 공해물질을 배출하여 환경의 악화를 유발하나 과거의 전원개발계획은 환경에 대한 정책적 배려가 큰 문제로 제기되지는 않았다. 그러나 점차 환경에 대한 관심이 고조되고 있고, 환경오염에 대한 규제가 심화될 것이어서 이는 결국 전원개발계획 수립에 적지 않은 영향을 미치게 될 것이다. 원자력발전소는 투자비가 크나 연료확보의 안정성, 연료비의 저렴성, 무공해 발전 등의 이점이 있어 기저부하공급용 발전원으로 유리하나, 만약의 사고로 인한 방사능 오염에 대한 지역주민 및 국민의 반감도 무시할 수 없는 요인이 되어 원자력발전에 대한 국민적 합의의 형성문제는 전원다변화정책으로서의 원자력전설추진의 중요한 관건으로 대두되고 있다. 이러한 문제를 전원개발계획에서 다루기 위해서는 현행 최소비용원칙의 전원개발계획에 있어 공해물질방지를 위한 설비비용을 추가해야 하고, 원전의 PA 문제는 사회적 선호도의 도출을 위한 방법이 강구되어야 할 것이다.

### 7.1 발전으로 인한 환경문제

발전으로 인하여 발생하는 대표적인 공해물질은 황산화물(SO<sub>x</sub>), 질소산화물(NO<sub>x</sub>), 분진 등이 있고, 이 외에도 화석연료의 대량소비가 원인이 되어 산성비, 온실효과(greenhouse effect) 등이 문제가 된다. 황산화물과 질소산화물은 연료속의 유황성분 및 질소성분이 연소과정에서 공기중의 산소와 결합하여 생성되는데 이들은 인체 및 생태계에 피해를

입히고 산성비 생성에도 주요원인이 된다. 또한 화석연료의 연소과정에서는 발생하는 이산화탄소에 의해 지구의 온난화 현상이 발생하여 문제가 되고 있다. 화석연료를 사용한 발전설비에서 발생하는 공해 물질을 방지하기 대표적인 방법으로서 분진의 경우 전기집진장치(ESP: Electrostatic Precipitator) 및 baghouse filter에 의한 처리기술이 있고, SO<sub>2</sub>의 처리기술로는 coal cleaning법, 연소조절법, 배기가스 탈황장치(Flue Gas Desulfurization)이 사용되고 있으며, NO<sub>x</sub>의 처리 기술로는 연소조절방법과 Selective Non-Catalytic Reduction 법을 이용하고 있다. 이 밖에도 SO<sub>2</sub>와 NO<sub>x</sub>를 동시에 제어하는 기술도 개발되고 있다.

원자력 발전에 의한 방사성폐기물은 방사성 물질의 농도 및 폐기물 표면에서의 방사선량에 따라 저준위, 중준위, 고준위 폐기물로 분류된다. 원자력발전소에서 발생하는 대부분의 핵폐기물은 중, 저준위 폐기물이고 고준위폐기물은 사용후 핵연료 등을 들 수 있다. 또한, 원자력발전소는 그 수명이 다한 경우 폐로를 해야하는데 대표적인 폐로방식은 밀폐관리방식, 차폐격리방식, 해체철거방식의 3가지 방식이 검토되어 왔다. 그러나 현재까지 개발이 완료된 기술은 없는데 현재 가장 안전도가 높은 방식인 해체철거를 전제로 연구가 진행되고 있다.

## 7.2 원자력발전의 PA 문제

기저설비로서의 원자력발전의 경제성에 비추어 향후 전원개발계획에 있어 원전에 대한 국민적합의 형성 문제는 중요한 문제의 하나로 부각될 것이다. 원자력발전소와 같은 대규모 발전원의 공급은 전력수급상의 특성, 공공재적 성격, 그리고 외부효과의 존재를 감안할 때, 시장에서의 가격기능을 보완하는 조세, 보조금 정책과 함께 사회적 선호를 도출하는 방안의 강구를 필요로 한다. 원전의 안전성에 관한 홍보증대 정도로는 PA 대책에 한계가 있고, 따라서 원전의 국민적 합의 형성을 위해서는 가상적 가치평가기법과 같은 주민의식 조사를 통한 비용/편익 분석 기법을 활용하는 방안과 재정학 분야에서 연구되어 온 사회적 선호도도출기법을 원전의 PA 문제에 활용하는 방안이 강구되어야 할 것이다.

## 8. 수요 및 공급의 통합계획(Supply-Demand Planning)

현행 우리나라의 전원개발계획에서는 부하관리의 효과를 수요예측에 반영함으로써 부분적으로는 수요관리정책을 반영한다고 할 수는 있으나, 전원개발계획에서 수요관리정책을 전원개발정책과 함께 고려하지는 않고 있다. 수요 및 공급의 통합계획은 부하관리의 효과를 반영한 수요예측과 적정신뢰도 기준하에서 전력수요를 최소비용으로 만족시킬 수 있는 전원설비투자계획 및 부하관리정책을 동시에 고려한 전원개발계획을 수립하는 것이다. 즉, 이 방법은 전력 및 타에너지(석유)를 함께 사용하는 장치의 보급과 함께 동계의 중부하시점에는 전력의 사용을 억제하도록 하는 요금정책이라든지, 휴일의 전력사용을 권장하는 전력요금정책이나 하계 피크시 전력수요를 제한하는 전력요금정책 등 수요측면의 정책과 전원설비투자계획을 동시에 검토하고자 하는 것이다.

이 문제는 일견 단순해보이지만 실질적으로 문제를 다룰 때에는 문제규모의 방대함으로 인한 어려움이 있다. 또한 이 문제는 여러가지의 scenario를 고려해야 할 필요가 있다. 이것은 경제적 요소, 신기술의 가능성, 주요 입력인자의 값 등 확률적 요소로서는 표현되지 않는 여러가지의 불확실성에 기인한다. 따라서 여러가지의 가능한 scenario를 대상으로 전원개발계획 수립을 위한 최적화기법이 적용되어야 하고, 그 결과는 경영진의 정책입안에 활용되어야 한다.

## 9. 전략계획기법

전원개발계획의 환경은 지난날보다 훨씬 더 복잡해져 있는데 이는 수요, 연료비 등의 불확실성과 더불어 전원입지확보의 어려움, 환경규제 등이 그 원인이다. 따라서 전원개발계획의 의사결정은 어떠한 방법을 이용하더라도 이러한 것을 반영해야 한다. 즉, 전원개발계획은 최소비용원칙의 설비투자계획안만으로는 그 역할이 부족하게 되어, 다양한 전원개발전략에 따른 의사결정지표를 이용하여 Trade-off를 행함으로써 전원개발정책을 결정해야 한다. 전략계획이란 유일한 전원개발계획안을 제공하고자 하는



것이 아니라 각종 전략의 설정과 함께 불확실한 외생요인을 분석하여 전원개발계획의 의사결정을 하는 과정(Process)을 의미한다. 이를 위해서는 제반문제를 체계적으로 이용할 수 있도록 수요예측, 재무계획, 운전비 계산, 설비투자계획도출 등을 포함한 시스템이 구성되어야 한다. 이 시스템의 구성은 각 부분의 핵심개념은 포함하되 전략계획의 개념에 맞게 상당히 단순화시킨 모형을 주로 사용한다. 아울러 전략개념 단계의 결과와 운영계획 개념상의 결과는 서로 연계 비교분석되나, 전략계획의 주목적은 수식화된 결론 도출보다는 장단기 전원개발전략선택과 그에 따른 성취도의 비교평가가 주목적이라 할 수 있다.

## 10. 결 언

1988년 기준으로 보면 우리나라의 1인당 전력소비는 1,771KWH로서 미국 10,750KWH, 영국 4,813KWH, 대만 3,483KWH 등과 비교해 볼 때 경제구조 및 규모, 생활양식, 기후 등을 감안하더라도 상대적으로 낮은 수준이어서 우리나라의 전력수요 잠재력은 매우 크다고 할 수 있다. 전력사업은 막대한 자본이 소용되고 국가경제에 미치는 영향이 매우 크기 때문에 전원설비의 투자를 결정짓는 전원개발계획은 전력사업의 중요한 과제이다.

전원개발계획의 환경은 점차 환경규제, 전원입지 확보의 어려움, 원자력 PA 문제, 미래 수요 및 경제환경의 불확실성 등으로 인하여 더욱 복잡하고 어려운 문제가 되고 있다. 따라서 투자의 효율성 제고 측면에서 과거에는 고려하지 않았던 제반문제에 적절히 대처할 수 있는 전원개발계획의 수립이 요망된다

다 할 것이다. 따라서 앞으로의 전원개발계획의 과제로서는 수요측면의 정책을 설비투자정책과 동시에 고려하는 방안이 대한 연구가 필요하고 더 나아가서는 환경문제, 입지문제, 미래 수요 및 경제상황의 불확실성을 고려하여 경영진의 전원개발정책 방향 설정에 도움이 될 수 있는 전략계획기법(Strategic Planning)의 연구가 이루어져야 할 것이다. 또한 원자력발전의 국민적 합의를 형성하는 문제에 관하여 원자력 안전성의 PR에서 나아가 사회적 선호도의 도출기법 등을 적용해야 할 것이다. 그리고 기존의 수요예측 기법과 건설비, 할인율과 같은 경제적 변수의 결정, 최소비용원칙의 전원개발계획 수립 기법, 운전비 및 공급신뢰도의 평가 기법 등도 계속 연구, 보완해 나가야 할 것이다.

## 참 고 문 헌

- [1] 한전 전력경제연구소, WASP 모형의 개선에 관한 연구, 1985
- [2] 한전 전력경제연구소, 전원개발계획 설명자료, 1990
- [3] 에너지 경제연구원, 전원투자정책 연구, 1990
- [4] IAEA, Expansion Planning for Electrical Generation System, 1984
- [5] Harry G. Stoll, Least-Cost Electric Utility Planning, 1989
- [6] B. Montfort and P. Lenderer, Generation Planning at Electricite de France-A Sharper Focus for the Coming Decade-, 1985
- [7] R. T. Jenkins and D. S. Joy, Wie Automatic System Planning Package(WASP), 1974
- [8] TVA, Methodology: Evaluation of Power Supply Options, 1987