

# DSM 프로그램의 비용효과 분석

## A Benefit-Cost Analysis on the DSM Programs

吳 漢 進\* · 金 發 鎬\*\* · 朴 宗 培\*\*\*

(Young-Jin Oh · Balho H. Kim · Jong-Bae Park)

**Abstract** - Demand Side Management (DSM) activities have been designed to encourage customers to modify their patterns of electricity consumption including the timing and level of electricity demand. The role of DSM has been more and more important in the point of social energy utilization on the limited resources. The objectives of DSM are generally related to load reductions and generation cost savings. This paper presents an approach to B/C analysis to evaluate the impact of DSM programs especially on the strategic conservation and the load management programs. The proposed approach embedding the existing B/C analyses is applicable to the new electricity market. Case studies show the E/C ratio and the avoided cost due to the impact of DSM programs.

**Key Words** : 전력수요관리(DSM), 비용효과분석, DSM 프로그램, 수요감소방법론

### 1. 서 론

경제성장과 더불어 청정의 고급 에너지원인 전력에 대한 수요는 급격히 늘어나고 있는 반면, 이러한 수요를 공급하기 위한 전통적인 발전자원의 건설은 입지 확보의 어려움, 대규모 설비투자비의 소요, 환경 문제의 대두 등에 의하여 현재 많은 어려움을 겪고 있는 것이 사실이다. 따라서, 사회적 비용을 최소화하도록 전력을 공급하기 위해서는 공급측 자원과 더불어 수요측 자원(전력수요)의 적극적 관리가 사회적으로 더욱 강조되고 있고, 우리 나라도 1980년 이래 수요관리를 적극적으로 추진하여 왔다. 국가 전체적인 에너지 이용 효율향상, 에너지 사용 절약을 통한 전월설비 투자 규모 축소와 전력공급비용을 절감하기 위한 전력수요관리 프로그램은 1980년 중반부터 추진되고 있지만, 주로 요금제도에 기초한 부하관리 사업에 집중되어 있었다. 이러한 한계점을 극복하고 에너지 공급사에게 수요관리의 적극적인 추진을 도모하기 위하여 정부는 1995년에 에너지 이용합리화법을 제정하여 에너지 공급사로 하여금 의무적으로 수요관리를 추진하게 하였다. 그러나, 이러한 현재의 수요관리 추진 메커니즘은 과거 미국에서 추진 하던 통합자원계획 및 현재의 체제와는 달리 현실적으로 문제점을 가지고 있다.

미국에서 과거 추진하던 통합자원계획은 근본적으로 사회적 비용의 최소화의 관점에서 공급측 자원과 수요측 자원을 동일한 자원으로 취급하고, 수요관리 추진 성과 또한 계량화 실적

자료를 뒷받침하여 향후 투자 결정을 위하여 지속적으로 피드-백 되고 있다. 반면에, 우리 나라는 수요관리의 추진 의무조항만을 명시하고 있으므로 진정한 의미에서 공급측 자원과 수요측 자원을 동일하게 취급할 근거도 없고, 전력회사의 의무도 없는 실정이다. 이는 전력회사의 수요관리 사업에 대한 추진을 소극적으로 만드는 근본적인 원인으로 작용하고 있으며, 전력회사로 하여금 자신의 판매 수입금의 감소를 가져올 수 있는 대부분의 효율향상 프로그램의 추진에 대하여 소극적인 반응을 보이게 하였다. 또한, 현재의 수요관리 추진 체계 아래에서는 전력회사가 추진한 혹은 추진하려고 하는 수요관리 프로그램에 대한 성과 계량에 대한 의무가 명시적으로 표기되어 있지 않으며, 현재 일부 성과계량이 이루어지고 있지만, 일부 프로그램을 제외하고는 객관적인 자료를 제공하고 있지 못하고 있는 실정이다.

따라서, 본 논문에서는 현재 한국전력공사가 중심으로 추진하고 있는 수요관리 프로그램들에 대하여 성과계량 및 비용효과 분석을 할 수 있는 도구를 개발하고, 이를 활용하여 비용효과분석을 통해 새로운 경쟁시장에서의 전력수요관리(DSM) 프로그램의 추진의 효용성을 실증하고자 한다.

### 2. 국내 DSM 자원의 비용효과 분석 방법론

DSM 자원에 대한 비용효과 분석을 통한 경제성 평가는 DSM 프로그램 심사(Screening)의 중요한 단계로, 비용효과적인 DSM 프로그램 또는 프로그램이 조합된 DSM 자원대안을 선정하는 기준이 된다. DSM 자원에 대한 일반적인 평가과정은 DSM 기술이나 프로그램을 조사하여 이러한 기술이나 프로그램들을 공급측 자원대안으로 사용할 수 있도록 비용효과 분석을 통한 기본적인 심사과정을 거치게 된다.

DSM 자원에 대한 설계에 있어서 가장 먼저 수행해야 하

\* 學 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 助 教 授 · 工 博

\*\*\* 正 會 員 : 建 國 大 學 電 氣 工 學 科 助 教 授 · 工 博

接 受 日 子 : 2003 年 2 月 18 日

最 終 完 了 : 2003 年 7 月 7 日

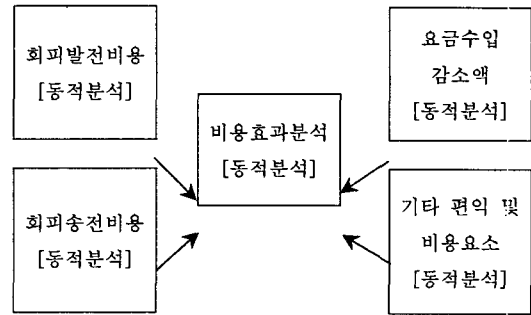
는 일은 DSM 자원 대안들을 조사하고 선택하는 일이다. 수요측자원은 공급측자원과 달리 자원대안이 매우 다양하고, 각각의 특성이 다르기 때문에 대개의 경우 프로그램 단위로 통합적으로 다룰 수 있는 형태의 자원으로 구성해야 하므로, 일반적으로 수요관리 자원 계획을 수립하기 위해서는 가능한 수요관리 대안을 조사하고 개략적으로 심사하여 보다 상세한 평가를 위한 대안을 선정하고, 개별 수요관리 대안이 총 전력수요 및 특정 시점의 전력수요에 미치는 영향 등을 포함한 단위 부하 영향력을 추정하며, 수용가가 수요관리 대안을 값싸게 채택할 수 있도록 하는 실행 프로그램을 개발하게 된다. 또한, 전력회사의 계획 유무에 따른 수요관리 대안의 시장보급률을 추정하고, 통합자원계획에서 경제성 있는 수요관리 자원을 판별하기 위한 수요관리 대안에 대한 비용/편익 분석 작업을 수행한다

부하관리 프로그램 가운데에서 대표적인 「자율절전 요금제도」를 선택하고, 효율향상 프로그램은 「고효율 조명기기 보급 프로그램」을 선택하여 이들을 대상으로 비용효과를 분석하였다. 원칙적으로 이러한 자원들의 비용효과를 정확하게 분석하기 위해서는 다음과 같은 과정을 반복적으로 거쳐야 한다. 다섯 번째 단계에서 현재 DSM 대안의 경제성 평가방법으로 널리 사용되는 "California Test"라 불리는 방법을 적용한다. 캘리포니아 테스트는 참여자 테스트(Participant), 전력회사 비용 테스트(Utility Cost Test), 수용가 영향도 테스트(Rate Impact Measure Test), 총자원 비용 테스트(Total Resource Cost Test), 사회적 테스트(Societal test) 등 서로 다른 다섯 개의 관점에서 수요관리 프로그램을 분석한다. 본문에서 필요한 각 수요관리 자원의 편익 및 비용요소는 캘리포니아 테스트의 적용 방안에 따라서 달라진다.

- 첫째, 비용효과 분석 대상 기간 동안, 수요관리 자원의 연도별 보급 확산 물량을 예측한다.
- 둘째, 각 수요관리 자원의 특성에 따라 연도별 절약 잠재량(첨두부하 및 에너지) 및 절약 패턴을 추정한다.
- 셋째, 특정 수요관리 자원을 고려하였을 때와 고려하지 않았을 때의 장기 전원개발계획을 수립하여, 이로부터 회피발전비용을 추정한다.
- 넷째, 특정 수요관리 자원을 고려하였을 때와 고려하지 않았을 때의 중단기 송배전계통계획을 수립하여, 이로부터 회피송배전비용을 추정한다.
- 다섯째, 각 수요관리 자원의 실시에 따른 편익 및 비용 요소에 대한 정량화를 실시한다.
- 여섯째, 각 수요관리 자원의 실시에 대한 비용효과 지표를 계산하여, 추진 여부를 결정하거나, 다시 첫째 단계로 회귀한다.

특정 수요관리 자원의 비용효과를 추정하기 위해서는 많은 자료와 분석 모델이 필요하다. 특히, 상기 비용 및 편익 요소들을 추정하는 데 있어 가장 복잡한 요소로는 회피비용과 요금수입 감소액을 들 수 있다. 요금수입 감소액을 추정하기 위해서는 DSManager, LMSTM 등과 같은 시간대별 부하분석 모델이 필요하다. 또한, 회피비용을 계산하기 위해서는 장기 전원개발계획 모형 및 중단기 송배전계통계획의 모형이 필요로 하며, 현재 많이 보급되어 있는 비용효과 분석 모델

(DSManager 등)에서는 회피비용 등과 같은 자료를 입력으로 받게 되어있다. 이는 외부에서 회피비용을 오프-라인으로 계산하는 것을 전제로 하고 있다. 따라서, 현재로서는 회피비용을 그 복잡성 때문에 대리발전기법이나 한계발전기법을 통상적으로 사용하고 있는 실정이다.



그림(2-1) 이상적인 비용효과 분석 메커니즘 및 필요 모형  
Fig. (2-1) Ideal B/C analysis mechanism and model

그림(2-1)에 특정 수요관리 자원의 편익 및 비용요소를 정확하게 고려할 수 있는 이상적인 방법론을 제시하였다. 선진외국의 경우, 이와 같은 이상적인 모형 전부를 구축하고 있거나 혹은 일부분 구축하여 체계적인 수요관리 자원에 대한 비용효과 분석을 실시하고 있지만, 현재 우리나라의 경우는 현실적으로 그렇지 못한 한계점을 가지고 있다. 현재 우리나라에서는 비용효과 분석 시에 필수적인 동적분석을 실시하지 않고 연금액 등의 기법을 적용하여, 정적분석을 실시하고 있는 실정이다. 또한, 경제성분석의 가장 핵심요소인 회피발전비용의 산정도 대리발전기법이나 혹은 한계발전기법을 적용하여, 실제로 어떤 수요관리 자원이 장기간 동안에 가져오는 편익을 정확하게 산정하지 못하고 있는 실정이다

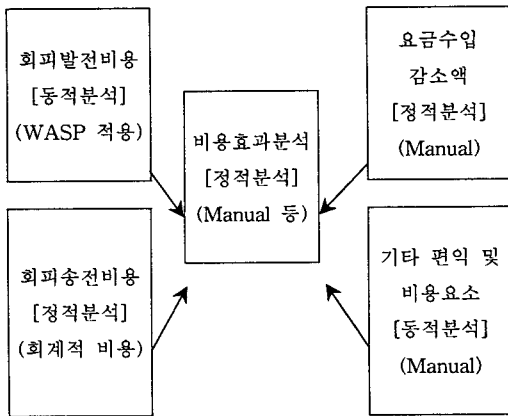
본 논문에서는 이러한 비용효과 분석에서 가장 핵심이 되는 회피발전비용의 계산기법 개발 및 수요관리 자원의 경제성 분석에의 적용에 주안점을 두었다. 이러한 회피발전비용을 계산하기 위하여 본 논문에서 적용한 방법론은 아래와 같이 요약된다.

- 장기 전력수급계획 모형(WASP)의 적용
- 수요관리 자원의 특성별 수요감소(MW, MWh) 방법론 개발 및 적용
- 동적인 차원에서 회피발전비용의 계산
- 순편익 및 B/C 계산 (Utility Cost Test 적용)

위에서 제시한 순편익 및 B/C 계산은 California Test 방법 중에서 Utility Cost Test를 적용한다. Utility Cost Test는 수요관리 프로그램을 수행하는데 드는 전력회사의 총비용에서의 변화를 측정하는 것으로, 참여자의 비용을 고려하지 않고 전력회사의 비용측면만을 고려한 DSM 프로그램 테스트이다. 이 테스트에서는 DSM에 따른 전력회사 소요수입의 차이(즉, 회피비용에서 추가발생비용을 뺀 값)만을 심사기준으로 삼으며, 따라서 DSM 프로그램이 이 테스트를 통과하려면, DSM 프로그램이 포함될 경우의 총 소요수입이 DSM 프로그램이 없는

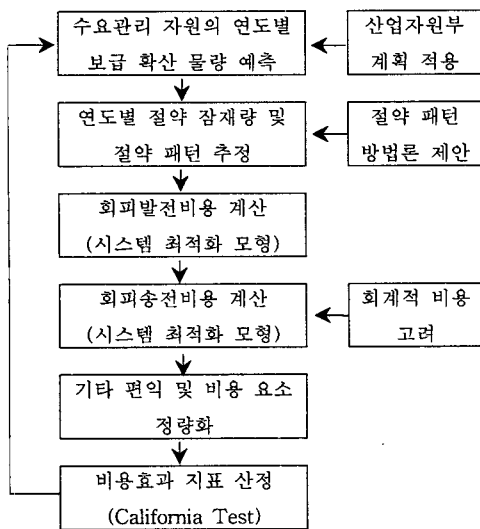
경우보다 작아야 한다. 여러 테스트 중 Utility Cost Test를 적용한 주요 이유는 전력회사가 구입할 수 있는 가장 낮은 비용의 “자원”(수요관리)을 확인할 수 있기 때문이다.

아래 그림(2-2)는 본 논문에서 적용한 비용효과 분석 메커니즘을 나타내는 것이다. 기존의 연구와의 가장 큰 차이점은 기본적으로 동적 분석에 기초하고 있으며, WASP를 적용하여 보다 정확한 회피발전비용의 계산에 있다. 향후, 수요관리 자원에 대하여 보다 정확한 비용효과를 분석하기 위하여 회피송배전비용 산정을 위한 모형 개발 및 도입, 요금수입 감소액의 평가를 위한 모형(LMSTM 등)의 개발 및 도입이 필요하며, 이 분야는 지속적인 연구가 필요할 것으로 판단된다.



그림(2-2) 제안하는 비용효과 분석 메커니즘  
Fig. (2-2) Proposed B/C analysis mechanism

특정 수요관리 자원에 대하여 이러한 비용효과 분석을 실시하기 위하여 본 논문에서는 아래의 그림과 같은 절차 및 가정을 활용하였다.



그림(2-3) 본 논문에서 적용한 비용효과 분석 흐름도  
Fig. (2-3) B/C analysis flowchart

### 3. 수요감소 방법론

수요관리 자원의 수요감소 프로그램을 수행하기 위해서는 우선, 연도별·분기별 부하지속곡선 값(5차 다항식), 최대부하, 최저부하, 에너지, 분기별 최대부하비율 등을 입력으로 받아야 한다. 다음으로 각 연도별, 분기별 부하지속곡선(정규화된 5차 다항식 함수)의 y축 값에 연도별 분기별 최대수요를 곱하여 y축 값을 MW 단위로 변환한다. 이 때, 5차 다항식 함수의 2190개 배열 값을 메모리에 기억하여 둔다. 본 논문에서 적용한 수요감소 프로그램에서는 아래에서 설명하는 반복법을 이용하여 기존 수요를 감소시켰다. 다음으로 감소된 부하지속곡선에서 2190의 배열 값을 크기 순서대로 재배열하고, 수요 감소된 부하지속곡선으로부터 Curve-Fitting을 실행하여, 대상 기간 동안의 5차 다항식 함수를 생성하여 새로운 부하지속곡선을 생성하였다.

반복법을 이용한 수요감소법은 기본적으로 다음과 같은 기본 가정을 적용하였다. 어떠한 형태의 자원이든지 부하지속곡선에서 부하가 큰 쪽에서 많은 양의 부하감소를 실행하고, 부하가 작은 쪽으로 갈수록 점점 부하감소량을 줄인다는 것이다. 이 기본 가정은 거의 대부분의 경우에, 실제 현상과 유사하므로 큰 오차가 없을 것으로 판단된다. 이러한 기본 가정 아래에서, 본 논문에서는 등비 수열 및 반복법에 기초한 부하감소 방법론을 이용하였다. 예를 들어, 어떤 수요관리 자원이 연중 운전(즉, 모든 분기에서 2190시간 동안 운전)을 하고, 대상 자원의 첨두부하억제량, 분기별 운전 시간, 이용률 등이 주어졌다고 가정하자. 그러면, 우선 대상 수요관리 자원의 분기별 에너지 절감량은 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$E_{SPEC} [GWh] = \frac{2190[h] \cdot C_{MW}[MW] \cdot CF}{1000} \quad (3-1)$$

여기서,

- $E_{SPEC}$  : 대상 자원의 분기별 지정된 에너지 [GWh]
- $C_{MW}$  : 대상 자원의 첨두부하 억제량 [MW]
- $CF$  : 대상 자원의 이용률

다음으로, 대상 자원인 수요관리 프로그램의 분기별 운전 시간(dt)을 기준으로 이 시간에 가장 가까운 점(n)의 위치를 2190개의 배열 가운데서 결정한다. n 점의 위치를 기준으로 배열 0 부터 n 배열까지 수요를 다음과 같은 방법론으로 부하를 감소시켰다. 여기서, 부하감소계수 r은 1에 거의 가까운 값이지만 항상 1보다는 작은 값이어야 한다.

$$D(k) = C_{MW} \cdot r^k \quad k=0, \dots, n \quad (3-2)$$

여기서,

- $D(k)$  : k번째 배열의 수요감소량 [MW]
- $r$  : 부하감소계수 ( $r \approx 1, r < 1$ )

이렇게 수요감소된 배열로부터 부하감소 에너지량을 다음과 같은 사다리꼴 공식으로부터 구할 수 있다.

$$E_{CAL} [GWh] = \sum_{k=1}^n \frac{1}{2} [D(k-1)+D(k)] \quad (3-3)$$

여기서,

$E_{CAL}$  : 계산된 에너지 감소량 [GWh]

다음으로 감소된 에너지량과 지정된 에너지량 사이의 차이를 계산한다. 만약 그 차이가 주어진 오차 한계내에 있으면, 2190개의 배열을 크기 순서대로 재배치한다. 이후, 각 연도별/분기별 최대부하의 크기로 나눈 다음, Curve-Fitting을 수행하면, 원하는 정규화된 5차다항식 값을 구할 수 있다. 그러나, 만약 감소된 에너지량이 지정된 에너지량보다 적으면, 부하감소계수 값을 다음과 같이 조정한다. 여기서  $\Delta r$  값은 거의 0에 가까운 값이지만, 항상 0보다는 큰 값이어야 한다.

$$r = r - \Delta r \quad (\Delta r \approx 0, 0 < \Delta r) \quad (3-4)$$

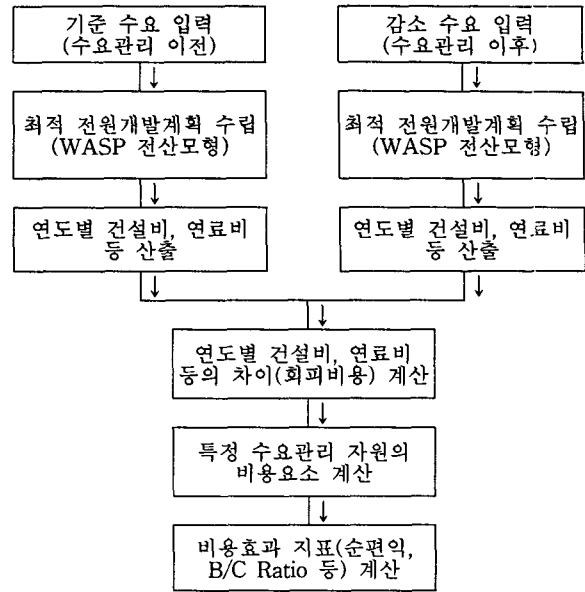
역으로, 만약 감소된 에너지량이 지정된 에너지량보다 크면, 부하감소계수 값을 다음과 같이 조정한다. 아래에서 감소시키는 값인  $\Delta r$ 은 위에서 감소시키는 값보다는 반드시 작아야 된다. 이러한 내용을 고려하여 프로그램을 구성하였으므로, 감소된 에너지와 계산된 에너지의 차이는 거의 없다.

$$r = r + \Delta r \quad (\Delta r \approx 0, 0 < \Delta r) \quad (3-5)$$

여기서, 수요관리 프로그램을 대상으로 수요감소를 실행할 경우, 각 수요관리 프로그램의 특성에 따라 부하감소계수의 값이 변화하여야 한다. 가장 이상적인 방법론은 부하감소계수를 가능한 한 1에 가까운 값으로 하고,  $\Delta r$  값을 거의 0에 가까운 값으로 하면 된다. 그러나 이러한 경우, 계산 시간이 엄청나게 소요되므로 본 논문에서는 수많은 사례 연구를 수행한 다음 그 값을 현실적으로 결정하였다. 기본적인 원리는 효율향상 수요관리 프로그램의 경우, 부하감소계수 값이 침두부하 억제 수요관리 프로그램의 부하감소계수 값보다 작게 하였다. 즉, 어떤 수요관리 프로그램의 이용률이 높아지고, 어떤 자원의 분기별 운전시간이 길어질수록 부하감소값의 계수를 증가하였다.

#### 4. 사례 연구

본 논문에서는 두 가지 수요관리 자원으로 자율절전 부하관리 프로그램, 고효율 조명기기 보급 프로그램을 선택하여 비용효과를 분석하였다. 보다 정확한 비용효과를 계산하기 위하여 최적전원개발계획 모형 가운데 하나인 WASP 모형을 활용하였다. 첫째는 상기 두 가지 수요관리 이전의 기준 수요를 대상으로 최적 수급계획안을 수립하여 연도별 건설비, 운전비 등과 같은 비용 요소를 계산한다. 둘째, 특정 수요관리 자원에 해당하는 수요(침두부하 및 에너지)만큼을 공제한 다음, 동일한 방법으로 최적 전력수급계획안을 수립하고 관련 연도별 건설비 및 운전비 등과 같은 비용 요소를 계산한다. 셋째, 두 최적계획안에서의 비용 차이를 계산하여 특정 수요관리 자원의 회피발전비용으로 결정한다.



그림(4-1) 회피비용 및 비용효과 계산 절차

Fig. (4-1) Avoided cost and B/C calculation

#### 4.1 입력자료

본 논문에서 고려하고 있는 두 가지 수요관리를 고려하기 이전을 기준 사례로 가정하였다. 이러한 기준 사례에서 가정하고 있는 주요 입력 자료들은 아래와 같고, 이들은 현재 우리나라에서 공식적으로 적용하고 있는 자료들이다.

- 전원개발계획 기간 : 1999년 ~ 2028년
- 발전설비 확장 가능 기간 : 1999년 ~ 2015년  
(2016년 이후는 소위 End Effect를 고려하기 위한 기간으로서, 수요는 2015년과 동일하게 취급하였음.)
- 할인률(실질할인률) : 8.0%
- 신뢰도 기준(LOLP) : 0.5[일/년]
- 화폐의 기준 연도 : 1999년 (불변가격 기준)

두 가지 대상 수요관리 프로그램의 연도별 침두부하 억제량(MW)은 정부의 공식적인 자료를 그대로 사용하였고, 각 수요관리 프로그램의 연도별 에너지 절감량은 다음 식과 같다.

- 자율절전 프로그램
  - 조정량\*동시부하율(75%) = 피크 절감량
  - 운전시간 = 3주 \* 5일 \*2HOUR = 30 HOURS
  - 에너지절감량 = (피크절감량/동시부하율)\*운전시간
- 고효율 조명기기 보급 프로그램
  - 피크절감량 = 보급갯수\*피크절감량\*동시부하율(53.5%)
  - 에너지절감량 = 피크절감량\*운전시간(3417시간)

기준 설비는 1999년말 우리나라의 발전설비를 기준으로 설정되었으며, 최적전원개발계획을 수립하기 위해서는 이러한 기준설비들의 기술적 및 경제적 입력자료의 작성, 각 발전설비들의 폐지 계획, 각 발전설비 가운데 건설이 확정된 계획 등

을 고려하여 작성하여야 한다. 본 논문에서 고려 대상으로 설정한 후보 발전설비들은 다음의 다섯 종류로 한정하였다.

- LNG 복합화력설비 : 450MW
- 석유발전설비 : 500MW
- 석탄발전설비(I) : 500MW
- 석탄발전설비(II) : 800MW
- 원자력(PWR) : 1,400MW

이러한 후보발전설비들의 주요 기술적 경제적 입력자료는 아래의 표와 같이 사용하였고, 이는 1999년 장기전력수급계획에 사용된 자료를 기준으로 작성된 값들이다.

표 (4-1) 후보발전설비의 주요 입력자료

Table(4-1) Input data of alternative generator

설비 종류	건설비 (천원/kW)	고정 운전유지비 (천원/kW-월)	연료비 (원/kWh)	경제적 수명 (년)	소내 소비율 (%)
LNG 복합 (450MW)	572	2.89	33.3	30	5.0
석유 (500MW)	896	2.88	26.4	30	5.0
석탄 (500MW)	1,047	4.12	4.12	30	5.0
석탄 (800MW)	1,022	3.33	3.33	30	5.0
원자력 PWR (1,400MW)	1,498	4.39	4.39	40	5.0

위에 제시한 입력자료와 3절에서 설명한 수요감소 방법론을 적용하여 각각의 비용요소를 계산한다.

#### 4.2 자유절전 프로그램 사례

부하관리의 대표적인 프로그램인 자율절전이 발전설비 확장 계획에 미치는 영향 정도와 연차별 자율절전 프로그램의 총 계획기간 동안의 편익을 계산하였다. 이러한 자율절전 프로그램의 편익을 계산하기 위하여, 연도별 최대부하 감소량은 정부의 안을 채택하였으며 연도별 에너지 절감량은 앞에서 언급한대로 지정하였다. 이 프로그램 또한, 매년 지속적으로 증가하며 2015년의 경우에는 최대전력을 470MW, 연간 에너지를 16GVh를 감소시킴을 알 수 있다. 또한, 본 사례는 하계첨두 부하 시에만 시행되는 프로그램이므로, 1년의 4개의 분기 가운데 3/4분기의 수요만 30시간 동안에 감소시킨다는 가정을 적용하였다. 이 사례에서는 수요관리가 고려된 상황에서의 최적 전원개발계획을 수행하기 위해서는 수요가 감소된 상태에서의 연도별로 정규화된 5차다항식을 생성하여야 하며, 앞에서 언급한 수요 감소 방법론을 적용하였다.

자율절전 프로그램을 고려하였을 때의 최적해와 기준사례의 최적해를 비교한 결과는 아래 표에서 나타난 바와 같이 자율절전 프로그램을 강력하게 추진하여도 설비의 축소는 가져오지 않고, 오히려 50MW의 추가 설비의 건설이 필요한 것으로 나타났다. 이는 아주 흥미로운 결과로서 기준의 부하관리의 추진이 생각과는 달리 설비의 축소 측면에서는 강한 인센티브를 제공하지 못하는 것으로 판단된다. 즉, 자율절전 프로그램

을 고려하였을 때, 2015년까지의 설비 건설 변화는 기준계획과 비교하여 2007년에 LNG 450MW 복합화력설비 1대를 석유 500MW 1대로 대체되는 결과를 도출하였다. 이는 부하율이 좋아짐에 따라 LNG 복합화력보다 이용률이 약간 높은 석유화력 설비로 대체하는 것이 전체 비용의 측면에서 이익이기 때문이다. 2007년 이외의 연도에서는 기준사례와 동일한 최적해가 도출되었다.

표 (4-2) 기준사례와 자율절전 프로그램 고려시 최적 설비 건설계획안

Table(4-2) Optimal construction plan with the voluntary power saving program

연도	LNG 복합 화력	석유	석탄 500MW	석탄 800MW	원자력 (PWR)	양수	합계 (MW)	
2007 년	기준 사례	2 (900)	3 (1,500)	2 (1,000)	-	-	8 (2,300)	5,700
	자율 절전 프로그램 고려시	1 (450)	4 (2,000)	2 (1,000)	-	-	8 (2,300)	5,750

수요관리를 실시함으로써 발생하는 여러 가지 장점은 앞에서 언급한 발전설비 건설의 축소 이외에 비록 발전설비의 축소는 가져오지 않지만, 매년도의 연료비 감소, 신뢰도 수준의 향상 등의 편익을 추가적으로 가져온다.

자율절전 부하관리 프로그램에 대한 사례연구를 종합하여, 발전단 회피발전비용을 계산하면 아래의 표와 같다.

표 (4-3) 자율절전 프로그램의 발전단 회피발전비용

Table(4-3) Avoided generation cost of the voluntary power saving program

비용	수요관리 비고려시	수요관리 고려시
운전비(백만원)	86,514,055	86,399,792
건설비(백만원)	13,027,558	13,130,533
잔존가치(백만원)	1,498,544	1,503,608
전력회사의 소요 비용(백만원)	98,043,080	98,026,728
전력회사의 총비용 절감액(백만원)		16,352
자율절전 프로그램의 감소전력량(kWh)		96×10 <sup>6</sup>
발전단 회피발전비용 (원/kWh)		170.33

다음으로 상기 자율절전 부하관리의 실시 비용을 계산하여야 한다. 이러한 비용은 현재 우리나라의 공식적인 전력수급 계획에서 사용된 수치를 여과없이 사용하였다. 송배전설비 회피비용은 339,051백만원이고, 환경비용은 1990년 가치로 10\$/CO<sub>2</sub>-Ton을 적용하여 자율절전 프로그램의 보급에 따른 절감량의 편익을 계산한다. 자율절전 부하관리 프로그램의 경제성 분석 결과는 아래와 같이 요약된다.

표 (4-4) 자율절전 부하관리 프로그램의 경제성분석 결과  
Table(4-4) Analysis of the voluntary power saving program

총비용		203,502백만원	참고
총편익	총편익 I	355,597백만원	회피CO2환경비용, 회피송배전설비비용 포함 - 회피발전에너지비용 : 114,263백만원 - 회피발전설비 비용 : -97,926백만원 - 회피송배전설비비용 : 339,051백만원 - 회피 CO2 환경비용 : 209백만원
	총편익 II	355,388백만원	회피CO2환경비용 미포함
	총편익 III	16,337백만원	회피CO2환경비용, 회피송배전설비비용 미포함
순편익	순편익 I	152,095백만원	순편익 = 총편익 - 총비용
	순편익 II	151,886백만원	
	순편익 III	-187,165백만원	
B/C	B/C I	1.75	B/C = 총편익/총비용
	B/C II	1.75	
	B/C III	0.08	

위의 결과는 송배전손실량 절감 관련 편익, 신뢰도 기준향상 관련 편익 등의 요소들을 고려하지 않은 상황이므로 순편익 및 B/C 비율은 상당히 증가할 것으로 판단된다.

4.3 고효율 조명기기 보급 프로그램 사례

고효율 조명기기 도입 프로그램이 발전설비 확장계획에 미치는 영향 정도와 이러한 연차별 고효율 조명기기 도입 프로그램을 적용하는 총 계획기간 동안의 편익을 계산하였다. 고효율 조명기기 프로그램의 편익을 계산하기 위하여, 연도별 최대부하 감소량은 정부의 안을 채택하였으며 연도별 에너지 절감량은 앞에서 언급한대로 지정하였다. 제 5차 장기전력수급계획을 토대로 하면 매년 지속적으로 증가하며 2015년의 경우에는 최대전력을 430MW, 연간 에너지를 1,469GWh를 감소시킬 수 있다. 이는 2015년을 기준으로 하였을 때, 절감 에너지는 당해연도 총에너지의 약 0.4%에 해당하는 수준이다. 또한, 4개 분기별로 확률적 운전비 계산을 실시하였으므로, 각 분기별 에너지절감 시간을 854시간으로 지정하였으며, 부하의 감소는 첨두부하부터 감소시킨다는 가정을 적용하였다. 이 사례에서도 수요관리가 고려된 상황에서의 최적 전원개발계획을 수행하기 위해서는 수요가 감소된 상태에서의 연도별로 정규화된 5차다항식을 생성하여야 하며, 앞에서 언급한 수요감소 방법론을 적용하였다.

고효율 조명기기 프로그램을 고려하였을 때의 최적해와 기준 사례의 최적해를 비교한 결과는 아래 표에서 나타난 바와 같이 설비 건설 변화는 기준 계획에서 필요한 LNG 450MW 복합화력설비 2대를 유전소 500MW 1대로 대체하여 총 400MW의 설비증설을 억제할 수 있다. 2007년과 2008년 이외의 연도에서는 기준사례와 동일한 최적해가 도출되었다.

표 (4-5) 기준사례와 고효율조명기기 프로그램 고려시 최적 설비 건설계획안  
Table(4-5) Optimal construction plan with high-efficiency lighting apparatus

연도		LNG 복합화력	석유	석탄 500MW	석탄 800MW	원자력 (PWR)	양수	합계 (MW)
2007년	기준 사례	2 (900)	3 (1,500)	2 (1,000)	-	-	8 (2,300)	5,700
	고효율조명기기프로그램고려시	1 (450)	4 (2,000)	2 (1,000)	-	-	8 (2,300)	5,750
2008년	기준 사례	3 (1,350)	3 (1,500)	2 (1,000)	2 (1,600)	-	8 (2,300)	7,750
	고효율조명기기프로그램고려시	1 (450)	4 (2,000)	2 (1,000)	2 (1,600)	-	8 (2,300)	7,350

고효율 조명기기 보급 프로그램에 대한 사례연구를 종합하여, 발전단 회피발전비용을 계산하면 아래의 표와 같다. 총 편익은 5,266억원 정도로 나타났다.

표 (4-6) 고효율 조명 프로그램의 발전단 회피발전비용  
Table(4-6) Avoided generation cost of the high-efficiency lighting apparatus program

비용	수요관리 비고려시	수요관리 고려시
운전비(백만원)	86,514,055	86,010,619
건설비(백만원)	13,027,558	13,001,768
잔존가치(백만원)	1,498,544	1,495,916
전력회사의 소요 비용(백만원)	98,043,069	97,516,471
전력회사의 총비용 절감액(백만원)	526,568	
고효율조명기기 프로그램의 감소전력량(kWh)	10,348×10 <sup>6</sup>	
발전단 회피발전비용 (원/kWh)	50.9	

다음으로 상기 자율절전 부하관리의 실시 비용을 계산하여야 한다. 이러한 비용은 현재 우리나라의 공식적인 전력수급 계획에서 사용된 수치를 여과없이 사용하였다. 송배전설비 회피비용은 325,482백만원이고, 환경비용은 1990년 가치로 10\$/CO<sub>2</sub>-Ton을 적용하여 고효율조명기기 프로그램의 보급에 따른 절감량의 편익을 계산한다. 결론적으로 고효율 조명기기 보급 프로그램의 경제성분석 결과는 아래와 같이 요약된다.

표 (4-7) 고효율조명기기 경제성 분석 결과  
Table(4-7) Analysis of the high-efficiency lighting apparatus program

비용	293,007백만원	참고
편익	편익 I 874,526백만원	회피CO2환경비용, 회피송배전설비비용 포함 - 회피발전에너지비용 : 503,436 백만원 - 회피발전설비 비용 : 23,132 백만원 - 회피송배전설비비용 : 325,482 백만원 - 회피 CO2 환경비용 : 22,476 백만원
	편익 II 852,050백만원	회피CO2환경비용 미포함
	편익 III 526,568백만원	회피CO2환경비용, 회피송배전설비비용 미포함
순편익	순편익 I 581,519백만원	순편익 = 총편익 - 총비용
	순편익 II 559,043백만원	
	순편익 III 233,561백만원	
B/C	B/C I 2.98	B/C = 총편익/총비용
	B/C II 2.91	
	B/C III 1.80	

5. 결 론

본 논문에서는 기존의 다양한 비용효과 분석 방법론을 바탕으로 새로운 수요감소 방법론을 제안하였고, 자율절전 프로그램과 고효율 조명기기 프로그램에 적용하여, 발전회피비용과 총 비용 및 편익을 산정하였다. 향후에는 적어도 성과계량, 비용효과 분석, 데이터베이스의 구축과 이를 시행할 독립적인 기관이나 중립적인 기관의 설립에 관한 연구가 필요하며 이는 영국이나 미국의 모형에서 우리의 나아갈 방향을 찾을 수 있을 것이다. 한편, 전력산업 구조개편 이후의 수요관리 관련 제원은 기존과는 달리 최종소비자가 공익적 부담금의 형태로 전기요금에 포함될 것이므로 제원의 투명한 사용, 성과계량의 객관성 확보, 비용효과 분석의 정확성 등이 반드시 뒷받침되어야 할 것으로 판단된다.

감사의 글

이 논문은 산업자원부에서 시행한 전력산업 인프라구축지원사업으로 수행된 논문입니다.

참 고 문 헌

[1] 한국전력공사, 전력산업 구조개편과 수요관리 제도 연구, 1999. 11.  
[2] 김발호, 박종배, 구조개편에 대응한 수요예측 및 수요관리 방향연구(제5차 장기전원개발계획 정책연구과제),

1999. 6.

[3] 김광인, 박종배, 박영문, 권영한, 이광호, "전원개발계획 최적화 모형에 기초한 DSM 자원의 회피발전비용 계산", 에너지 공학, Vol. 7, No. 1, 1998년 3월, pp. 131-137  
[4] 산업자원부 전력산업과, 제5차 장기전력수급계획(1999~2015년), 2000. 1.  
[5] 산업자원부, DSM 잠재량 평가와 모니터링을 위한 기법 개발 및 활용 방안 연구, 1998. 10.  
[6] IEA, Public Policy Implications of Mechanisms for Promoting Energy Efficiency and Load Management in Changing Electricity Business, Research Report No. 2, Task VI of the International Energy Agency Demand-Side Management Programme, Feb. 1999.  
[7] OFFER, Energy Efficiency: New Standards of Performance Consultation Paper, 1998. 1.  
[8] California Public Utilities Commission, Protocols and Procedures for the Verification of Costs, Benefits, and Shareholder Earnings from Demand Side Management Programs, January 1995

저 자 소 개



오 영 진 (吳 漢 進)

1978년 10월 7일생. 2002년 홍익대 공대 전자전기공학부 졸업. 2002년 3월~ 현재 동 대학원 전기정보 제어공학과 석사과정  
E-mail : ga2110404@wow1.hongik.ac.kr



김 발 호 (金 發 鎬)

1962년 7월 11일생. 1984년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1992년 U. of Texas at Austin 공업경제 졸업(석사). 1996년 동 대학원 전력경제 졸업(박사). 현재 홍익대학교 공과대학 전자전기공학부 조교수  
Tel : 02-320-1462

E-mail : bhkim@hongik.ac.kr



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(공학박). 현재 건국대학교 전기공학과 조교수.  
Tel : 02-450-3483

E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr