論 文
41～9～5

短期 電力需給計劃에서의 負荷管理 效果 分析硏究

The Analysis of Load Management Effect in Shor-Term Generation Expansion Planning

金 俊 鉉*·鄭 道 泳**
(Joon-Hyun Kim · Do-Young Chung)

Abstract - With regard to price elasticity and cross elasticity of electricity , optimal generation expansion planning method including load management effect is suggested. In addition, optimal peak time price can be determined simultaneously, and we adopt peak time tariff as load management strategy. Instead of using hourly marginal demand curves where we can get customer surplus, we used chronological load curve with constraints to preserve social welfare. This method is proved useful in short-term generation expansion planning.

Key Words : Load Management(負荷管理), Short-Term Generation Expansion Planning(短期電源開發計劃), Price Elasticity(가격탄력성), Cross Elasticity(교차탄력성), Social Welfare(사회이익)

1. 序 論

負荷管理는 전력계통운영에 있어 경제성과 신뢰도 향상을 위한 새로운 수단으로 활발한 연구와 實際適用이 이루어지고 있는 분야이다.

기존의 電力系統 연구에서는 電力負荷를 주어지는 것으로 취급하여 電力系統의 운용측면에서는 常數로 취급하여 왔다. 그러나, 電力料金과 부하와의 상관관계가 규명됨에 따라 부하를 제어하여 경제성이나, 신뢰성을 개선하려는 시도가 이루어져서 요금제도 등을 통한 負荷管理 연구가 활발하게 진행되고 있다.

負荷管理의 연구는 크게 두 가지 방향으로 추진되고 있는데, 첫째는 負荷管理方法에 관한 분야로서 기기를 이용한 負荷管理와 요금제도를 통한 電力負荷의 형태변화를 연구하는 분야이고 [2, 5, 7～8], 다른 하나는 負荷管理의 방법에 필수적으로 적용되는 電力料金과 電力負荷의 상관 관계를

*正 會 員 : 漢陽大 工大 電氣工學科 敎授
**正 會 員 : 韓國電力公社 電力經濟硏究室 · 先任硏究員
接 受 日 字 : 1992年 4月 28日
1 次 修 正 : 1992年 8月 19日

분석하고 요금정책의 방향을 결정하는 분야이다 [3~4, 6, 9]. 지금까지의 이 부문의 연구는 厚生經濟學的 관점에서 시간대별 한계비용을 구하는 방향으로 추진되어 왔으나, 미래의 매 시간의 한계비용을 계산해내는 데는 상당한 어려움이 있고, 투자비용까지 고려할 경우 장기 한계비용을 구하는 문제가 되기 때문에 기본적인 이론연구에 집중되었으며, 단지 미국의 경우 주어진 부하관리 방법에 대한 효과를 분석하는 방법이 개발되어 있는 실정이다[1].

본 연구는 後者에 해당하는 것으로 重負荷時間帶의 적정요금을 결정하여 설비투자를 포함한 전력회사의 投資效率을 극대화하고자 하는 것이다. 投資效率의 기준으로는 社會利益의 극대화를 상정하였으나, 需用家의 需要曲線을 평가하기 어려우므로 重負荷時間帶의 電力料金에 따라 需用家의 전력사용 형태가 변화할 때, 電力料金을 최소한의 需用家 효용으로 취하여 이를 목적함수로 최적해를 구하였다. 需用家 효용을 최소로 취함에 따른 사회이익으로 부터의 왜곡을 최소화하기 위하여 부하변화에 제약을 주었다.

이와같은 방법을 모델계통에 적용하여 負荷管理를 감안한 단기전력수급계획 수립에 활용할 수 있음을 확인하였다.

2. 負荷管理와 電源開發計劃

負荷管理의 가장 큰 목적 중의 하나는 전원설비에 대한 투자를 연기 또는 축소함으로써 경제적 효과를 얻고자 하는 것이다. 이것은 전원개발계획과 관련되는 것으로 負荷管理가 전원개발 계획의 대안이 되는 것이다. 그러나, 장기 전원개발계획의 수립에 負荷管理의 효과를 미리 반영하여 계획을 수립하는 것은 몇가지 이유에서 바람직하다고는 할 수 없다. 첫째 이유는, 長期電源開發計劃樹立에 必然的으로 포함되는 미래 상황의 불확실성이다. 그 중에서도 전력수요의 변화는 負荷管理를 위한 電力料金의 변화에 대하여 각 사용時間帶別로 다르게 변화하는 데, 이를 10년 이상의 장기간에 대하여 정확히 파악한다는 것은 불가능한 일이기 때문이다. 두번째 이유는, 負荷管理의 효과의 可變性을 들 수 있다. 電力需給對策으로서의 負荷管理는 발전소 건설에 의한 需給對處에 비하여 상당한 가변성을 내포하고 있다. 이는 공급자 측의 의도대로 결정되는 발전소 건설과는 달리 需用家의 選好度에 따라 동일한 負荷管理政策에 대한 需用家의 반응이 달라질 수 있기 때문이다.

3. 中短期 電力需給 對策으로서의 負荷管理

長期電源開發計劃이 필연적으로 내포하고 있는 계획오차를 조절하기 위해서는 일반적으로 건설공기가 짧은 개스터빈 발전소 등으로 조절하게 된다. 이러한 경우 負荷管理는 電力料金변화에 대한 需用家의 반응은 1~2년 정도면 충분히 효과를 발휘할 수 있고, 蓄熱式 機器 등의 전력저장 설비보급 상황을 감안하여 조정할 여유가 있으므로 발전소 건설에 대응할 수 있는 유효한 수단이 될 수 있다. 즉, 전력수급대책으로서의 負荷管理는 기본적인 長期電源開發計劃이 수립된 후, 3~5년 정도의 中期 電力需給對策의 수단으로 활용하는 것이 바람직하다고 생각된다.

4. 負荷管理의 經濟的 效果 分析

4.1 電力料金과 電力需要

負荷管理에 있어서 가장 중요한 요소는 電力料金이다. 자유시장경제에서는 전력도 하나의 상품으로서 가격과 수요는 밀접한 관계를 갖게된다. 일반적으로 상품의 가격은 供給의 限界費用과 需要의 限界効用이 서로 만나는 점에서 형성되지만, 이 경우의 가격점은 임의의 시각에서 한개가 존재하고 다른 時間帶에서는 需用家의 효용이 변화하는 관계로 다른 가격점을 형성하게 된다. 따라서, 전력수요를 價格彈力性으로 추정하기 위해서는 각 時間帶에서의 전력수요곡선을 파악해야 하는 어려움이 있다.

또한 電力料金은 電力會社로서는 기업으로서의 유일한 수입원으로서, 기업의 모든 지출을 회수해야 하는 요구조건을 갖는다. 즉, 전력사업에 있어서의 電力料金은 부하조절을 포함하여 최적투자를 통한 공익성과 기업의 재정상태를 보장하는 기업성을 동시에 만족시켜야 하는 條件을 만족시켜야 하는 양면성을 갖게된다.

4.2 經濟性 評價 모델

4.2.1 目的函數의 개요

電力會社는, 공기업으로서 전력부문에서의 국민경제에 대한 최대 이익을 보장하여야 한다. 본 연구에서는 이와같은 목적을 위하여 社會利益(Social Welfare)의 극대화를 목적함수로 취하였다.

전력부문에서의 社會利益은 다음과 같이 정의할

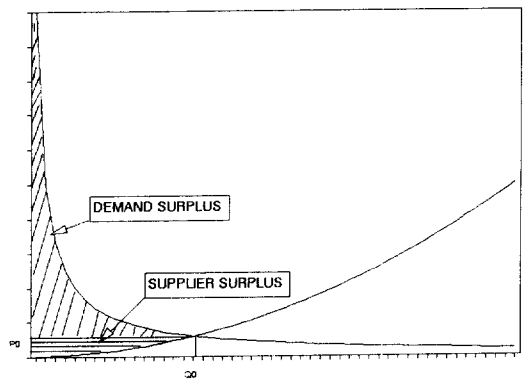


그림 1 한계효용과 비용곡선
Fig. 1 Marginal benefit & cost curve

수 있다. 전력부문에는 전력공급자와 전력 사용자의 두 부문이 있다. 자유경쟁시장에서는 자기의 이익 극대화를 위하여 경제활동을 한다는 가정하에서, 전력공급자는 전력을 공급함으로써 이익을 얻을 수 있고, 전력사용자는 전력을 사용함으로써 이익을 얻을 수 있다. 이 두 부분의 이익의 합이 社會利益이 된다. 이것을 식으로 나타내면 다음 식(1)과 같다.

$$SW = SSW + DSW \tag{1}$$

SW : 사회이익
SSW : 전력공급자의 이익
DSW : 전력사용자의 이익

수용가의 효용과 공급자의 효용을 그림 1에 나타내었다.

그런데, 전력사용자의 이익은 전력을 사용함으로써 얻은 총가치에서 전력사용을 위해 지불한 비용을 공제한 차이 만큼이 된다. 또한, 전력공급자의 이익은 전력을 판매하여 얻은 收益에서 전력을 생산, 판매하기 위한 비용을 공제한 값이 되며, 이들 둘을 합하면 바로 사회의 이익이 된다. 이것을 식으로 나타내면 다음 식(2), (3)과 같이 된다.

$$SSW = ET - EC \tag{2}$$

$$DSW = EB - ET \tag{3}$$

단,
ET : 전력요금
EC : 전력회사의 비용
EB : 전력사용자의 전력사용의 가치

따라서, 電力會社가 국민 경제 측면에서 택하여야 하는 정책은

$$\begin{aligned} \mathrm{MAX}(SW) &= \mathrm{MAX}(SSW + DSW) \\ &= \mathrm{MAX}\{(ET - EC) + (EB - ET)\} \\ &= \mathrm{MAX}(EB - EC) \end{aligned} \tag{4}$$

으로 표시될 수 있다. 그런데, 전력사용자가 얻는 EB는 효용곡선을 적분하여 얻을 수 있으나, 실제로 그 함수값은 경험적인 것이므로 정량적으로 추정하기는 매우 어렵다. 그러나, 전력사용자는 손해가 되는 전력사용은 하지 않을 것이므로 전력사용으로 얻는 효용은 최소한 電力料金보다는 작지 않다. 따라서,

$$EB = ET \tag{5}$$

라고 가정할 수 있게 되며, 식(1)의 社會利益은

$$SW = ET - EC \tag{6}$$

로 쓸 수 있으며, 식(4)의 문제는

$$\mathrm{MAX}(ET - EC) \tag{7}$$

로 나타낼 수 있다.

그런데, 電力料金 수입 ET는 電力料金 단가와 전력수요가 결정되면

$$ET = \sum_i \sum_k \mathrm{Load}_k \times P_k \tag{8}$$

Load_k : k時間帶의 전력수요
P_k : k時間帶의 전력요금

로 나타낼 수 있으며, 발전비용 EC는 전력수요에 따라 일정하게 결정될 수 있다. 즉, 전력 수요를 담당하기 위해 소요되는 최적 투자비와 운전비의 합으로 결정된다. 이 관계를 식으로 나타내면 다음 식(9)와 같다.

$$EC = \mathrm{MIN} \sum_i F(\boldsymbol{X}_i, \boldsymbol{U}_i) \tag{9}$$

$$\boldsymbol{X}_i + 1 = \boldsymbol{X}_i + \boldsymbol{U}_i$$

$$EUE_i \leq \mathrm{ref}$$

$F(\boldsymbol{X}_i, \boldsymbol{U}_i)$: 基準年度로 現價化된 i연도의 발전비용 함수
$\boldsymbol{X}_i$: i연도의 전원별 용량
$\boldsymbol{U}_i$: i연도의 전원별 투입용량
EUE_i : i연도의 공급지장전력

그런데, 전력수요가 電力料金에 따라 결정된다고 가정하면 이 문제는 식(7~9)를 이용하여 다음 식(10)과 같이 정식화 될 수 있다.

$$\begin{aligned} \mathrm{MAX}(SW) &= \mathrm{MAX}(SSW + DSW) \\ &= \mathrm{MAX}(ET - EC) \end{aligned} \tag{10}$$

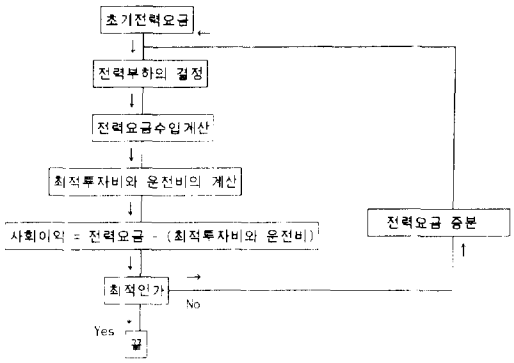


그림 2 모델의 흐름도
Fig. 2 Flow Chart of Model

$$ET=\sum\sum \mathrm{Load}_k \times P_k$$
$$EC=\mathrm{MIN}\sum F(\boldsymbol{X}_i,\ \boldsymbol{U}_i)$$

그러나, 본래 厚生經濟學的 측면에서는 社會利益이 극대화되도록 하는 조건 즉, 한계발전비용과 한계효용이 같아지는 Paretto Optimal점을 찾는 문제가 되겠지만, 실제적인 한계효용함수의 도출이 불가능한 상황에서 차선책으로 적용될 수 있는 전력회사의 수익 극대화를 적용하였으므로 엄밀한 의미의 사회이익 극대화는 차이가 있다. 비교적 Paretto Optimal점으로부터의 왜곡이 적도록 부하변화에 다음과 같이 제약조건이 추가하였다.

1. 첨두부하시간대의 최대부하가 평균전력보다 낮아져서는 안된다.
2. 변화되어 새로 생성된 최대부하가 원래의 최대부하보다 크게 되는 경우는 排除한다.

문제의 흐름을 나타내면 그림 2와 같다.

4.3 발전비용

발전을 위한 비용은 해당 電力負荷에 대한 최적 전원구성에 소요되는 투자비용과 이에 따른 최적 運轉費用으로 구성된다. 각 비용은 경제성 평가를 위하여 현재 시점의 가치로 환산하여 비교한다.

4.3.1 投資費用

投資費用은 발전소를 건설하는데 필요한 제반 비용을 말하지만, 발전소 수명기간보다 짧은 기간에 대하여 평가하면, 고려기간 이후의 殘存價値가 고려기간 내에 발생하는 것으로 취급되어 투자비의 과다계상이 발생하므로, 본 연구에서는 각 전원별 건설비에 고정비율을 적용한 각 연도의 고정비를 투자비로 취급하였다.

즉,

$$INV(i,\ j)=CON(i,\ j)\times FR(j) \tag{11}$$

$INV(i,\ j)=i$연도의 j전원의 고정비용
$CON(i,\ j)=j$전원의 투자비용
$FR(j)$: j전원의 고정비율

그런데, 투자비용 $CON(i,j)$는 해당전원의 건설비 단가에 용량을 곱한 것과 같으므로

$$CON(i,\ j)=UP(j)\times CAP(i,\ j) \tag{12}$$

$UP(j)$: j전원의 용량 당의 건설비 단가[천원/kW]

$CAP(i,\ j)$: i연도에 투입되는 j전원의 용량[MW]

로 표시될 수 있고, 해당 연도의 투자비는 식(11), (12)로 부터

$$INV(i,\ j)=UP(j)\times CAP(i,\ j)\times FR(j) \tag{13}$$

으로 나타낼 수 있다.

4.3.2 運轉費用

負荷管理에 따르는 운전비의 계산에는 많은 시간이 소요되므로 본 연구에서는 다음과 같은 방법으로 運轉費用을 근사화하여 계산하였다.

1년을 봄, 가을, 여름, 겨울의 3계절로 구분하고, 각 계절마다 최대부하일, 重負荷일, 평균부하일, 일요일의 4가지 패턴으로 나누어 12가지의 패턴으로 분류한 후, 각 패턴에 대하여 하루의 運轉費用에 패턴별 날수를 곱하여 年間 運轉費用을 구한다. 이때, 계통의 발전기는 원자력, 석탄화력, 석유, LNG복합의 4개 그룹으로 분류하여 등가화한 4대의 등가발전기에 대하여 고장정지를 감안한 확률적 발전비용을 구한다. 이 방법은 미국 EPRI의 LMSTM(Load Management Strategy Testing Model)에서 사용되어 負荷管理效果 평가에서 가장 문제가 되는 시간대별 부하를 사용한 운전비용 계산을 가능케 하였다.

4.4 電力料金에 따른 効力負荷의 결정

전력사용자가 전력사용으로 느끼는 가치(Willingness to pay)는 다음 식(14)와 같이 나타낼 수 있다[1]. 이 식은 미국의 중산층 이상의 전력사용 行態에 잘 들어맞는다고 한다.

$$V(\boldsymbol{Q})=\sum_i a_i^{(1/\sigma)} q_i^{1-1/\sigma} \tag{14}$$

$\boldsymbol{Q}$: 시간대별 사용전력 벡터(q_i $i=1,\ \cdots,\ 24$)
σ : 전력의 交叉彈力性

전력사용자가 하루 중의 전력사용 가치가 최대가 되도록 전력을 사용한다면 時間帶別 최적전력사용은 식(14)를 최대화하려는 방향으로 되므로 다음 문제의 해로 주어진다.

$$\text{MAX } V(\boldsymbol{Q}) \tag{15}$$

subject to $B \geq \sum p_i q_i$

B : 전력사용에 할당된 총 예산

p_i : i시간의 전력요금 단가

이 문제의 해는

$$f_i = a_i / (\sum a_j (p_i/p_j)^{\sigma}) \tag{16}$$

f_i : 하루 전력 사용량에 대하여 규준화된 i시간의 전력사용량

a_i : i시간의 상대적 전력사용량

p_i : i시간의 전력요금단가

로서 時間帶別로 다른 電力料金에 의한 需用家의 時間帶別 전력수요가 결정된다.

또한, 需用家는 하루 중 전력에 대하여 지불하는 비용의 다과에 따라 전체 전력사용을 변화하려는 경향을 나타낸다. 이는 전력에 대한 價格彈力性으로 설명될 수 있는데 價格彈力性은 일반적으로 식(17)로 표시될 수 있다.

$$\alpha = -(\partial Q/Q)/(\partial P/P) \tag{17}$$

α : 가격 탄력성

Q : 구매량

P : 가격

식(17)을 풀면

$$Q = Q_0 (P/P_0)^{-\alpha} \tag{18}$$

Q : 가격변화 후의 하루 사용 전력량

Q_0 : 가격변화 전의 하루 사용 전력량

P : 가격변화 후의 하루 평균 전력요금

P_0 : 가격변화 전의 전력요금

이 되고, 이를 하루 중 사용하는 전력 에너지에 대하여 생각해보면 하루 중의 평균 電力料金의 변화에 대하여 하루 중 사용하는 전력에너지는 식(18)에 따라 결정된다.

따라서, 重負荷時間帶의 電力料金에 따른 時間帶別 부하의 변동은 식(16), (18)에 따라 결정된다.

5. 事例硏究와 結果 分析

5.1 입력자료

부하형태는 1990년의 실적부하를 사용하였으며, 미래의 전력부하는 1992년부터 1995년까지의 판매전력량 예측치를 사용하였다.

발전설비는 계산을 간단하게 하기 위하여 수력과 양수발전소는 고려하지 않았고, 원자력, 석탄, 중유, LNG의 4가지 발전원만을 고려하였다. 각 발전원은 용량, 건설비용, 운전비용, 고정비율 등이 동일한 것으로 가정하였다. 현재가치화를 위한 할인율은 8%를 적용하였다. 기본 입력 자료는 표 1, 2, 3과 같다.

표 1 기본자료

Table 1 BASIC INPUT DATA

고려기간	할인율	비첨두시간 전력요금	첨두시간
1992-1995	8.0%	62.6원	10시~20시

표 2 연도별 부하자료

Table 2 ANNUAL LOAD DATA (단위 : GWH)

1992	1993	1994	1995
113815	124193	134443	144606

표 3 발전기 자료

Table 3 GENERATING UNIT DATA

발전원	용량 MW	급전 순위	건설단가 [1000원/KW]	운전비용 [원/KWH]	기동비용 [1000원/회]	고장율 [%]	고정비율 [%]
원자력	1000	1	2000.0	5.0	000.0	12.0	15.0
석 탄	900	2	1500.0	15.0	700.0	10.0	15.0
중 유	400	3	1000.0	60.0	500.0	9.8	15.0
LNG	200	4	800.0	100.0	50.0	9,5	14.0

5.2 결과분석

우리나라에서는 전력의 價格彈力性 및 交叉彈力性에 대한 조사분석의 사례가 없으므로 본 연구에서는 價格彈力性이 0인 경우와 0.1인 경우에 대하여 각각 交叉彈力性 0.1, 0.2, 0.3인 경우를 가정하여 부하관리를 하지 않은 경우와 비교하였다.

부하관리를 하지 않은 경우의 전력회사 收支와 최적 단기 전원개발계획은 표4와 같다.

5.2.1 價格彈力性이 0인 경우

價格彈力性이 0인 경우는 전체 사용 전력량의 변화는 없고 단지 첨두부하의 이동만이 발생하는 경우이다. 이 경우 交叉彈力性이 각각 0.1, 0.2, 0.3인 때의 전력회사의 수지와 최적 단기 전원개발계획은 표5와 같다.

중부하시 電力料金은 交叉彈力性이 0.1인 경우 기준요금대비 143.54%, 0.2인 경우 124.63%, 0.3인 경우 115.43%이다. 순수익의 증가는 電力料金 수입의 증가가 주가 되고, 설비투자는 매년 LNG 1기가 축소되는 것을 확인할 수 있다. 交叉彈力性이 클수록 순수익은 작아지는 결과를 보여주고 있는데, 이는 교차 탄력성이 클수록 요금변화에 대하여 민감한 부하변화가 나타나므로 상대적으로 요금수입 증가가 적음에 기인한다.

重負荷時間帶의 적용요금은 交叉彈力性이 클수록 상대적으로 낮아지는 데, 이에 따른 첨두부하의 삭감효과는 어느 경우나 비슷한 양상을 나타내고 있다. 이러한 현상은 交叉彈力性이 커질수록 重負荷時間帶의 적용요금을 인상하면 첨두부하의 삭감효과가 커지고 수입도 증대되지만, 부하곡선의 변화에 대한 제약조건에 저촉되기 때문이다. 즉, 價格彈力性이 0인 경우에는 重負荷時間帶의 電力料金 인상에 따른 전력회사의 순수익은 계속 증대되는데, 이는 공익적인 측면에서 바람직하지 않으므로 제약조건 내에서의 최대 변동 허용폭 까지 부하를 변화시키는 데 따른 것이다.

이러한 특성은 전력회사의 순수익을 구성하는 함수를 분석하여 보면 명확해진다. 즉, 전력회사의 순수익은 전기요금 수입에서 비용을 공제한 것이므로

$$\begin{aligned} SW &= ET - EC \\ &= \sum_i \sum_k \mathrm{Load}_k \times P_k - \mathrm{MIN} \sum_t F(\boldsymbol{X}_t, \boldsymbol{U}_t) \\ &= \sum_i (\sum_{k1} \mathrm{Load}_{ok} \times P_o + \sum_{k2} \mathrm{Load}_{pk} \times P_p) \end{aligned}$$

표 4 원래 부하에 대한 비용 및 최적전원계획(기준 CASE)

Table 4 COST AND OPTIMAL POWER GENERATION PLAN FOR ORIGINAL LOAD

(단위 : 억원, 基)

연 도	고정비용	운전비용	전기요금 수입	순수익	원자력	석 탄	중 유	LNG
1992	47,320	11,749	71,217	12,149	9	8	5	5
1993	48,664	13,836	71,955	9,455	9	8	5	11
1994	50,232	15,908	72,124	5,983	9	8	5	18
1995	51,800	17,722	71,829	2,307	9	8	5	25
SUM	198,016	59,215	287,125	29,894				

표 5 가격탄력성이 0인 경우(사용 에너지의 변화는 없음)

Table 5 COST AND OPTIMAL POWER GENERATION PLAN FOR THE CASE OF PRICE ELASTICITY 0.0

교차 탄력성	重負荷시 요금 [원/KWH]	고정비용 [억원]	운전비용 [억원]	전기요금 수입 [억원]	순수익 [억원]	연도별 증설댓수		
						1993	1994	1995
0.10	89.86	197,344	58,981	343,360	87,035.45	5	7	7
0.20	78.02	197,120	58,903	318,797	62,773.90	5	6	8
0.30	72.26	197,120	58,899	306,978	50,958.50	5	6	8

$$-\mathrm{MIN}\sum_i F(X_i,\ U_i) \qquad (19)$$

Load_{ok} : 輕負荷 時間帶의 時間帶別 부하
Load_{pk} : 重負荷 時間帶의 時間帶別 부하
P_o : 輕負荷 時間帶의 전력요금 단가
P_p : 重負荷 時間帶의 전력요금 단가

과 같이 되고, 이 식을 重負荷時間帶의 電力料金 P_p에 대하여 편미분하면

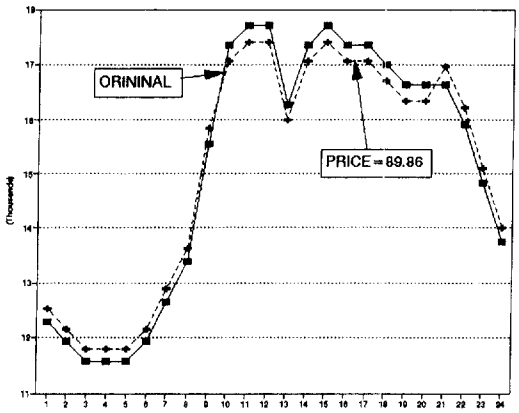


그림 3 가격탄력성 0, 교차탄력성 0.10인 경우 최대부하일의 부하곡선

Fig. 3 LOAD CURVE OF PEAK DAY IN THE CASE OF PRICE ELASTICITY 0, CROSS ELASTICITY 0.10.

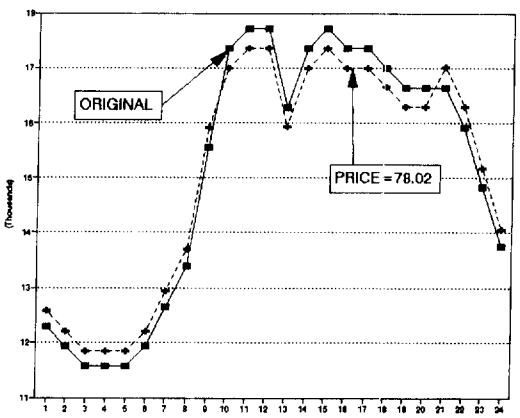


그림 4 가격탄력성 0, 교차탄력성 0.20인 경우 최대부하일의 부하곡선

Fig. 4 LOAD CURVE OF PEAK DAY IN THE CASE OF PRICE ELASTICITY 0, CROSS ELASTICITY 0.20.

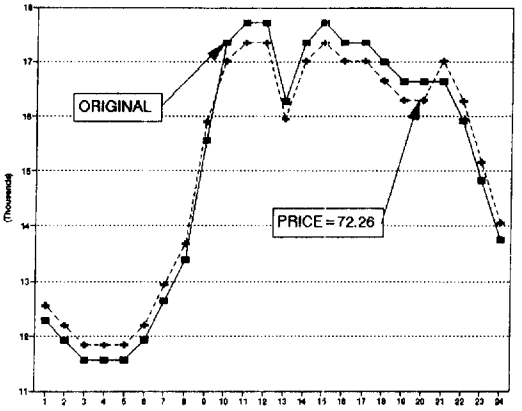


그림 5 가격탄력성 0, 교차탄력성 0.3%인 경우의 최대부하일의 부하곡선

Fig. 5 LOAD CURVE OF Peak DAY IN THE CASE OF PRICE ELASTICITY 0.1, CROSS ELASTICITY 0.10.

$$\partial SW/\partial P_p = \sum_i(\sum_{k1}(\partial \mathrm{Load}_{ok}/\partial P_p)\times P_0 + \sum_{k2}(\mathrm{Load}_{pk}+(\partial \mathrm{Load}_{pk}/\partial P_p)\times P_p) - \mathrm{MIN}\sum_i \partial F(X_i,\ U_i)/\partial P_p \qquad (20)$$

식(20)에서 1항은 P_p의 증가에 따라 증가하는 항이고, 3항은 변화된 첨두부하가 원래의 첨두부하보다 커지지 않는 한 증가하는 항이 되며 2항만 감소하는 항이 된다. 2항의 뒷부분을 Load_{pk}에 대하여 規準化하면

$$(\partial \mathrm{Load}_{pk}/\mathrm{Load}_{pk})/(\partial P_p/P_p) \qquad (21)$$

이 되어 重負荷時間帶의 價格彈力性이 된다. 이 값이 −1보다 아주 작지 않는 한 식(19)는 증가하게 된다. 식(19)가 감소하는 범위는 P_p가 상당히 큰 범위이므로 이 때의 전력부하는 원하는 부하형태에서 벗어나게 된다.

첨두부하의 억제효과는 연중 첨두부하발생일의 일부하곡선을 나타낸 그림 3, 4, 5와 같다.

첨두부하는 교차탄력성이 0.1인 경우 17,723 MW에서 17,417MW로 306MW가 감소되고, 交叉彈力性이 0.2인 경우는 17,350MW으로 373MW감소, 0.3인 경우에는 0.2인 경우와 같다. 이것은 앞에서 설명된 부하의 제약조건에 따른 현상이다.

5.2.2 價格彈力性이 0.1인 경우

價格彈力性이 0.1인 경우는 전체 사용 전력량이 감소하고, 交叉彈力性에 따라 부하의 시간대별 이

표 6 가격탄력성이 0.1인 경우의 수익과 최적 전원개발계획

Table 6 COST AND OPTIMAL POWER GENERATION PLAN FOR THE CASE OF PRICE ELASTICITY 0.1

교차 탄력성 [%]	重負荷시 요금 [원/KWH]	고정비용 [억원]	운전비용 [억원]	전기요금 수입 [억원]	순수익 [억원]	연도별 증설댓수		
						1993	1994	1995
10	99.89	196,000	55,718	355,117	103,399.60	4	5	8
20	99.89	196,000	55,853	353,386	101,533.00	4	5	8

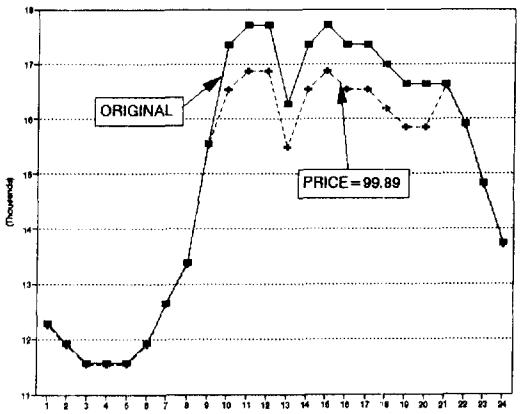


그림 6 강력탄력성 0.1, 교차탄력성 0.10인 경우의 최대부하일의 부하곡선

Fig. 6 LOAD CURVE OF PEAK DAY IN THE CASE OF PRICE ELASTICITY 0.1, CROSS ELASTICITY 0.10.

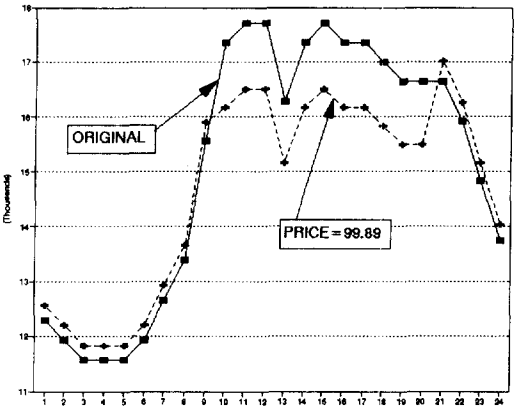


그림 7 가격탄력성 0.1, 교차탄력성 0.20인 경우의 최대부하일의 부하곡선

Fig. 7 LOAD CURVE OF PEAK DAY IN THE CASE OF PRICE ELASTICITY 0.1, CROSS ELASTICITY 0.20.

동도 발생하는 경우이다. 이 경우 交叉彈力性이 각각 0.1, 0.2인 때의 전력회사의 수지와 최적 단기 전원개발계획은 표6과 같다.

중부하시 電力料金은 두 경우 모두 기준요금대비 159.56%인데, 이는 가격탄력성이 0.1인 경우 교차탄력성 0.2이상에서 부하제약에 해당되기 때문이다.

가격탄력성이 0.1인 경우에도 순수익의 증가는 電力料金 수입의 증가가 주를 이루지만, 고정비용 및 운전비용의 감소가 價格彈力性 0인 경우보다 두드러진다. 交叉彈力性이 클수록 순수익은 작아지는 결과를 보여주고 있는 것은 交叉彈力性이 0인 경우와 같다.

부하의 변화는 交叉彈力性이 클수록 첨두부하의 삭감효과는 커짐을 알 수 있다.

첨두부하의 억제효과는 연중 첨두부하발생일의 일부하곡선을 나타낸 그림 6, 7과 같다.

첨두부하는 交叉彈力性이 0.1인 경우 17,723 MW에서 16,873MW로 850MW가 감소되고, 交叉彈力性이 0.2인 경우는 16,495MW으로 1,228MW 감소한다. 0.3이상인 경우에는 부하제약을 만족하는 해가 없다.

설비투자는 가장 투자비가 싼 전원 즉, LNG만이 증설되는 것으로 나타났는 데, 이는 일본 전력중앙연구소 경제연구소의 연구[3]에서의 '負荷管理는 運轉費用이 가장 비싼 발전기와 경쟁한다'는 기본 가정과 일치하는 것은 흥미있는 결과이다.

6. 結 論

본 연구에서는 厚生經濟學的 측면에서의 사회이익 극대화를 통한 부하관리가 포함된 단기전력수급계획 수립기법을 제시하였다. 엄밀한 의미에서의 Paretto Optimal은 매시간의 수용가측 한계효용곡선을 알아야 계산이 가능하므로 실제의 최적조건을 찾아낼 수 없기 때문에 본 연구에서는 중

부하시간대 요금에 의한 부하변화에 제약을 주어 이론적 최적점과의 차이를 최소화하도록 하였다. 결국 부하변동에 제약을 갖는 전력회사의 수익극대화로 구성된 최적화 문제를 모델 계통에 적용하여 다음과 같은 결론을 얻었다.

1) 부하변화에 적절한 제약을 줄 경우, 전력회사의 수익극대화를 목적으로 하는 부하관리 정책은 충분한 공익성을 확보할 수 있다.
2) 價格彈力性이 0인 경우를 볼 때, 전력이 상당히 비탄력적인 상품이라 하더라도 시간대별 교차탄력성이 있다면 重負荷時間帶의 비싼 電力料金 적용은 충분한 부하관리 효과를 보일 수 있다.
3) 價格彈力性이 0.1인 경우를 볼 때, 가격탄력성이 존재할 경우 공익성 확보를 위해서는 부하변화에 따른 국가적 이익에 대한 충분한 사전 검토가 있어야 한다.

앞으로 전력부하의 가격특성이 보다 명확하게 밝혀지면, 본 연구에서 제안된 負荷管理 효과 분석기법을 이용하여 負荷管理와 설비투자 등의 정책결정에 유용하게 사용될 것으로 생각된다.

참 고 문 헌

[1] S.M. Barrager et al, "Load Management Strategy Testing Model," EPRI EA-2396, 1982.

[2] James C. Bonbright et al, "Principles of Public Utility Rates," Public Utilities Report Inc. Arlington, Virginia, 1988.

[3] Hiroshi Asano, Yoichi Kaya, "Dynamic Analysis of Time-of-Use Rates for Electricity : Optimal Pricing and Investment under Welfare Maximization," CREIPI Report EY86004, 1986.

[4] Hiroshi Asano, Yoichi Kaya, "Electric Power System Planning under Time-of-Use Rates," IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 4, No. 3, August 1989.

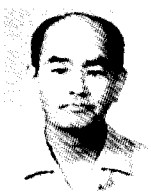
[5] Ralph Turvey, Dennis Anderson, "Electricity Economics," The Johns Hopkins University Press, 1977.

[6] 淺野浩志, "ロードマネジメントその費用便益分析", 電力經濟研究, No. 19, 電力中央研究所經濟研究所, 1985. 7, pp. 19～40.

[7] Mohan Munasinghe, "Energy Pricing and Demand Management," West View Press, 1985

[8] Mohan Munasinghe, Jeremy J. Warford, "Electricity Pricing," The Johns Hopkins University Press, 1982.

[9] 박종진, 정도영, 김준현, "부하관리효과를 고려한 최적전원개발계획 수립에 관한 연구," 전기학회 하계학술대회 논문집, 1990. 7, pp. 96～99.



김준현(金俊鉉)

1928년 7월 4일생. 1954년 한양대 공대 전기공학과 졸업. 1957년 동 대학원 전기공학과 졸업. 현재 한양대 공대 전기공학과 교수. 당학회 평의원.

정도영(鄭道泳)

1957년 10월 21일생. 1980년 한양대 공대 전기공학과 졸업. 1983년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1991년 동 대학원 전기공학과 박사과정수료. 현재 한국전력공사 전력경제연구실 선임연구원.