

# 電力事業에 있어서의 「피크」 負荷價格制 分析模型에 관한 考察

安 柄 勳\*

## <內 容>

- |              |                            |
|--------------|----------------------------|
| I. 序 論       | III. 첨예부하요금제도를 도입한 전력부문 모형 |
| II. 첨예부하요금제도 | IV. 結 論                    |

## <抄 錄>

本稿에서는 電力事業에 있어서의 最適發電모드와 價格(電力料金率)問題를 同時에 分析할 수 있는 基本模型設定과 그 解法에 관한 檢討를 하고자 한다. 特히 限界生産費用에 입각한 첨예부하가격제(Peak-load Pricing)下에서의 負荷回線(Load Duration Curve)의 변화에 따른 기존 설비가동순서(Dispatching Rule)의 조작필요성과 첨예부하요금對 기저부하요금間의 適正格差의 交叉彈力度개념에 입각한 決定의 必要性을 檢討할 수 있는 형태를 취하도록 하였고, 지금까지 개발된 他첨예부하전력요금제분석 모형과는 달리 現價환산 費用最小化 또는 生産者利益 및 消費者 便益의 合(경제잉여가치: Economic Surplus)의 극대화의 경우에서 한걸음 더 앞장서 市場均衡理論에 立脚한 ‘補完計劃法(Complementarity Program)’ 또는 ‘均衡點理論(Fixed-Point Theory)’의 태두리안에서 문제해결을 시도하였다. 價格變數가 內生變數로 導入되기 때문에 最高價格制 또는 收益率規制 등의 檢討도 가능하도록 되어 있으나, 韓國의 現行體制下에서는 해당사항이 아니기에 具體的 언급을 省略하였다.

國家에너지問題解決의 主要과제 중의 하나인 電力負荷계수(Load Factor)의 向上에 直結되는 첨예부하요금제도의 成果는 適切한 축전기술의 향상과 이와 並행한 適切한 첨예對기저부하요금比率의 決定에 달려 있다. 앞으로의 이 方向으로의 연구는 부분별로 확대시켜 나아가겠으며, 本稿에서는 이를 위한 전제조건으로서 基本模型設定을 시도하였다.

\* 韓夏科學院

## I. 序 論

最近의 에너지問題의 심각성은 再論의 餘地가 없다. 特히 우리나라와 같이 에너지부존자원이 빈약한 국가로서는 에너지問題가 國家經濟成長의 절대적 제약요소로서 등장하게 되었다.

다수의 정책입안자 및 사제연구자들의 에너지政策에 대한 結論을 추려 보면, 첫째, 자원의고등을 통한 원유의 안정공급체제의 확립, 둘째, 에너지절약형 산업구조로의 전환, 셋째, 발전의 원천적 저효율의 극복을 위한 熱併合發電의 推進, 넷째, 위기시의 탄력성제고를 위한 分散的綜合에너지體系(Decentralized Total Energy System) 및 마지막으로 電力負荷의 관리의 向上을 들 수 있겠다. 물론 그 외에도 다수의 정책적 제안이 있을 수 있겠으나 우리나라에너지體系에 눈에 띄일 만한 영향을 줄 수 있는 代案들은 대부분 위의 다섯가지 案에 포함된다. 그중에서 본고에서 특히 관심을 두는 것은 다섯째의 電力負荷管理의 向上이다.

電力負荷管理의 필요성은 타에너지와 달리 電力의 경우 대규모의 저장에 곤란하다는 點에서 초래된다. 즉 발전설비는 변화하는 수요를 특히 첨예수요를 기준으로 확장되므로 첨예수요對기저부하間의 괴리가 심하면 심할수록 발전설비의 확장규모가 커지며, 동시에 이들 설비의 가동율은 저하되어 국가자원최적배분의 입장에서 바람직하지 못한 결과를 초래한다.

따라서 첨예부하와 기저부하간의 평균화를 바탕으로 하는 부하관리를 통하여 電力부하율(Load Factor : 평균부하/첨예부하)을 높임으로서

- 1) 原子力, 石炭발전등의 보다 효율이 높은 기존발전설비로 거의 전량 공급이 가능케 되어 값싼 전력을 생산할 수 있으며,
- 2) 첨예부하의 감소에 따라 발전설비 투자필요액이 감소되며
- 3) 電力事業體는 가동율향상을 통해 채산성이 호전될 수 있는 등의 제반 유리한 조건들을 실현시킬 수 있다.

다행히도 우리나라 전체의 부하율을 보면(표 [1] 참조) 외국들보다 높은 수준에 있으나, 이는 보다 우수한 부하관리의 결과라기 보다는 대만과 더불어 産業用 電力소비점유율이 높은 데 기인하는 것으로 보이며, 아직도 첨예부하가 평균 부하보다 약 43% 높은 실정이어서 개선의 여지가 많다고 하겠다.

일반적으로 부하율개선 方案으로는 피-크時 제한송전, 경부하시 전력

으로 揚水를 했다가 피크時 낙차발전을 하는 揚水發電 및 첨예부하시  
기저부하보다 높은 요금을 부과하는 첨예부하요금제도등을 들 수 있겠다.

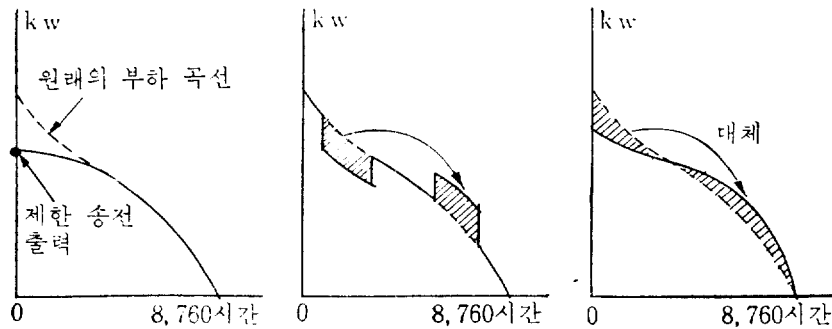
표 [1] 主要國別 負荷率

국가	년도	1972	73	74	75	76	77	78
한	국	64.3	66.2	65.8	67.6	69.1	72.5	70.3
미	국	62.4	62.0	61.2	61.4	62.6	61.4	—
영	국	55.7	58.0	57.5	58.3	57.9	55.7	55.7
서	독	65.0	66.5	67.5	63.5	66.5	67.4	—
대	만	72.7	72.1	67.9	69.4	71.1	70.4	69.8
일	본	64.5	61.9	60.4	59.9	57.4	59.0	—

註 : KDI보고서[1]에서 引用

이들 세가지 방법의 負荷平準化현상을 연간부하누적곡선(Load Duration Curve)을 이용하여 표시하면 그림[1]과 같다.

<그림 1> 負荷率改善方法



가. 제한송전

나. 양수발전

다. 첨예부하가격제

제한송전은 가장 간단한 方法이겠으나 소비자보호입장에서 부적당한 방

법으로서 非常時이외에는 政策代案으로서는 고려하지 않는 것이 좋다. 揚水발전은 이미 세계적으로 부하율제고의 方法으로서 각광을 받고 있으며 문제점은 立地選定과 過多확장계획의 가능성에 있다 하겠다. 揚水발전소가 國內에 이미 1基 가동되고 있으나 앞으로 정부계획안대로 증설가동되면, 국가전체로서의 부하율제고에 큰 역할을 담당할 것이 틀림없다. 첨단 부하요금제도는 限界費用價格理論에 근거한 것으로서 첨예부하수요를 충족하기 위해 경제성이 불량한 발전설비를 가동해야 하고, 새로운 설비확장을 해야 하는 데에서 초래되는 추가비용(기저부하수요對比)을 첨예부하수요자에게 부과시켜야 한다는 것이다. 本稿의 부하관리측면에서의 이 제도의 특성은 첨예부하요금과 기저부하요금과의 격차에서 오는 양자간의 대체가능성이다. 즉 첨예부하수요와 기저부하수요간의 교차탄력성이 존재하면 이들 가격간의 적정比率을 設定하므로써 부하율제고의 효과를 올릴 수 있을 것이다. 다음 장에서 현재 한국의 경우에 대한 검토가 있겠지만, 앞으로 에너지저장기술의 발달과 더불어 이들 수요간의 대체탄력도가 증가하게 될 것이며, 이에 따라 첨예부하가격제도의 부하관리향상상의 기여도 또한 대폭 증대될 것이다. 이 경우 이 제도는 대규모의 초기투자가 필요한 揚水發電보다 유리한 정책代案이 될 수도 있겠다.

## II. 첨예부하요금제도(Peak-load Pricing)

### 1. 개 요

첨예부하요금제도는 이미 오래 전부터 유럽의 몇몇 국가에서 실시되어 오던 것으로서 특히 불란서의 電力公社(EDF)의 料金制度는 他的의 귀감이 되고 있다. 이 料金制度는 根本的으로 限界費用에 입각한 요금설정이 資源最適配分の 논리와 一致되는 것이며, 또 이 制度가 곧 電力事業自體뿐만 아니라 外部經濟(電力事業에 對한)인 社會 전반의 요구에도 만족된다는 經濟的論理에 입각한 것이다. 즉, 피크 부하시간대를 포함한 1日 24時間 中에 발생하는 증분생산비용(Incremental Production Costs)의 시간별 격차를 파악하여, 이를 最高負荷時間帶, 中負荷時間帶 및 輕負荷時間帶 등으로 분류하여 증분생산비용에 근거한 差等料金を 設定하자는 것이다. 이렇게 함으로써 各各의 時間帶에 필요한 수요를 만족시키기 위해 발생하는 생산비용을 價格에 반영시킬 수 있고, 그 결과 피크수요는 감소될 것이고, 設備投資費用도 감소되며, 에너지 消費節約이 가능하며, 보다 효율적

인 發電設備의 가동으로 연료원가부담이 경감될 수 있는 장점이 있는 것으로 알려져 있다.

이러한 장점은 언제나 가능한 것은 아니며, 특히 아래와 같은 경우에 그 導入이 正當化될 수 있다.

즉,

- 1) 첨예부하시간대와 기저부하시간대에 있어서의 發電費用에 큰 차이가 있을 경우,
- 2) 電力消費者들이 첨단부하요금과 기저부하요금간의 차이에 민감하여 (교차탄력도거널) 負荷패턴에 變化가 가능한 경우,
- 3) 궁극적으로 첨단부하요금제에서 발생하는 이익이 부수적으로 필요한 신규 「메터링시스템 (Metering System)」에 필요한 경비를 충당시킬 수 있는 경우등이다.

## 2. 韓國의 첨예부하요금제

우리나라 電力料金구조의 상세한 설명은 생략하고, 첨예부하요금제와 관련시켜 살피기로 한다. 韓國에서는 1977년 12월 1일자로 産業用電力에 대하여 첨예부하요금제를 실시하고 있다. 그 당시 最大계약전력 500kw이상 産業用수용가 약 1,400個業體에 대해 적용하였으나, 이들의 年平均負荷는 全系統負荷의 約 50%를 占하고 있었다. 勿論 500kw이하의 수용가는(時差制관절예적) 單一電力量料金を 적용하고 있다. 現在 輕負荷帶와 最高負荷帶間의 KWH料金差는 約 1:3로, 輕負荷帶와 中負荷帶는 약 1:2로 定하였고, 이례에 使用한 負荷帶區分은 표(2)와 같이 계절에 따라 時間帶를 나누었다. 물론 이 區分은 産業用단을 기준으로 한 것이 아니기 때문에 초저녁에 나타나는 「피크」는 주로 家庭·商業用에 起因한다고 볼 수 있겠다. 이런 점에서 볼 때에 앞으로 「메터링」 문제와 관련하여 家庭·商業用에까지 첨예부하요금제를 확대실시하는 방안에 대한 지체없는 검토가 이루어져야 할 것이다. 이런 측면에서도 본논문의 모형의 유용도를 평가할 수 있겠다.

1977년의 첨예부하요금제실시 후 이에 대한 效果分析을 위하여 韓電은 1976년 1월 28일과 1979년 1월 24일 兩日에 있어서의 부하변동관계를 살펴보았다. 이를 KW기준으로 平準化(Normalization)한 결과 최대부하시간대(19시~22시)에서 6.6%로 감소, 경부하시간대(22시~06시)에서 3%의 증가, 중부하시간대(07시~18시)에서 0.3%증가의 효과를 산정할 수 있었다. 물론 이러한 負荷의 변화가 요금 이외의 요소에도 작용을 받았겠으나 주

표 [2]

부하시간대區分

	여 립	겨 울
경부하대(심야)	22:00~06:00	22:00~06:00
중부하대(주간)	06:00~19:00	06:00~18:00
최대부하대(초저녁)	19:00~22:00	18:00~22:00

準化과정을 통하여 그 효과를 감소시켰다고 볼 수 있겠다. 또한 1월외의 타계절에는 다른 형태의 부하변화를 생각할 수 있겠으나, 계절에 따른 부하변동은 전력요금보다 기후와 그때의 경제상황에 더 크게 좌우되므로, 첨예부하요금제 실시에 따른 부하변동은 1월의 경우나 큰 차이가 없을 것으로 사료된다. 이러한 상황하에서 보면 「피크」를 6.6%가량 줄일 수 있었다는 것은 개략적으로 보아 약 40만kw짜리 발전소 1기를 절약할 수 있었다는 의미와도 상통된다. 이 효과는 총수요규모가 증대함에 따라 거의 비례적으로 증대한다고 볼 수 있다.

그러나 韓國의 첨예부하요금제도의 문제점은 여러 가지 측면에서 생각할 수 있겠다.

첫째, 全系統의 電力피크는 産業體보다도(産業體는 주간의 中부하시간대와 야간의 경부하시간대의 區分에는 決定的역할을 하지만)家庭·商業用에서 더욱 두드러지게 나타나기 때문에 系統피크를 조절하는 의미에서의 첨예부하요금제로서는 家庭·商業用까지 그 適用이 확대 되어야 하는데 現實은 그러하지 못하다.

둘째, 현재의 요금구조하에 있어서의 各時間帶別 電力量料金の 比率決定에 뚜렷한 理論的背景이 결핍되어 있다(KDI 보고서 [1] 참조). 즉 첨단부하요금제도는 우선 長期限界費用에 근거하여 이를 時間帶別 電力量수요에 부과시켜야 하겠으나, 현행요금제도는 1977년 12월의 요금제도를 그후 유가상승등에 따른 보진책으로서 綜合原價主義에 의해 수정되었기 때문에 限界費用立場에서 벗어날 수밖에 없는 실태이다. 물론 한계비용의 산출은 용이한 작업이 아님은 사실이다.

셋째, 1977년 12월의 경우나 또는 그후의 한계비용관계 연구에서는 특정電力수요량을 外生的으로 가정한 연후에 限異費用을 決定하였으므로, 特定料金別 특히 特定 첨예부하전력량요금 및 기저부하전력량요금간의 격차에서 오는 電力수요패턴의 변화, 즉 부하변화를 역으로 「피드·백」시켜 다시 限界費用을 산출해야 하는 同時性이 결여되어 있는 점이다. 물론 요금격차에 대한 수요자의 민감도가 무시할 만하다 하면, 문제가 없겠으

나, 이 경우에는 첨예부하요금제도導入 그 自體의 의미가 상실되는 경우가 되겠다. 이것 또한 실무적으로는 해결하기 힘든 항목임에 틀림없다. 즉, 同時性을 살려 적정요금격차를 결정하려면, 産業用, 家庭·商業用 또는 全수용가에 있어서의 電力수요의 가격탄력도와, 各時間帶別電力수요간의 대체탄력도 추정이 되어야 하며, 그 중요성에 비해 추정상의 현실적인 어려움이 매우 큰 것이 사실이다. 美國에서도 最近 첨예부하요금제도의 검토가 활발하게 진행되고 있으며, 수용가의 전력요금에 대한 수요 탄력도의 파악이 핵심임을 감안하여, 이를 위한 연구사업이 활발히 추진되고 있다. 심지어는 경부하시간대 사용자에게는 연구비에서 금전적인 보상을 해주어, 이에 따른 부하변동을 측정하는 등 매우 高價의 硏究를 하기도 한다.

넷째, 限界費用을 推定하는 과정에서 발전소를 크게 원자력, 석탄, 유류발전소 등으로 나누어 비용추산을 하는 것이 통례이나, 실은 같은 석탄 발전소들간에도 지역, 기술적 특성등에 의해 발전비용구조가 다른 것이 사실이다. 다시 말하면, 추가전력공급에 의해 야기되는 全系統에 費用증가는 발전양식別(원자력, 석탄, 석유발전소)로 일률적으로 비용추계하여 이용하는 것보다는 발전소별 비용자료를 이용하여 가장 경제성이 있는 것부터 가동시키는 최적계통 운전가정하에 全系統의 한계비용을 구하는 것이 보다 바람직하다 하겠다.

이러한 몇가지 문제점내지는 개선의 여지가 있는 연구접근방식을 보완시킬 수 있는 분석모형을 제시함으로써 필요한 자료의 수집내지는 추정방향을 제시하고 또한 이를 이용하여 첨예부하요금제도의 현황검토 및 앞으로의 향방을 제시하며, 또한 이러한 요금제도하에 있어서의 최적계통운영 방식의 지침을 마련할 수 있으리라 본다.

### Ⅲ. 첨예부하요금제도를 도입한 電力部門模型

電力部門을 分析하기 위한 모형들은 오랜 기간을 거쳐 여러 가지 接近方法을 통해 개발이용되어 왔다. 그러나 대다수의 분석모형들은 이론적 전개를 위한 매우 간단한 형태의 전력사업을 가정한 것들로서 현실적인 감각을 도입한 것들은 능률적인 전산기 출현 이후에나 나타나기 시작했다.

주요한 몇 가지의 과거의 연구를 더듬어 보면, 크게 電力의 需要측과 生産측을 어떻게 다루었는가에 따라 구분하여 볼 수 있다.

需要를 시간대別 特히 피크부하시간대와 기저부하시간대로 나누어 別

個의 商品으로 간주하는 연구는 많이 있었으나 본 연구의 관점에서 보면 이들 需要間의 交叉彈力度개념에 도입되었는가 아닌가에 따라 큰 차이가 있다. 교차탄력도개념을 도입한 대표적 연구는 Bialek and White[2], Boiteux[3] 및 Hirschlifer[4]를 들 수 있겠다. Williamson[5]은 하루 24시간대를 2개 이상의 시간대로 나누어서 생각하였으며, 우리나라의 경우에는 현재 最高부하대, 中부하대 및 輕부하대로 나누어서 피크요금제를 실시하고 있다. 이 경우에는 三者間의 교차탄력도를 살펴보아야 하는 연구방법상의 어려움이 뒤따른다 하겠다.

供給측에 대해서는 Boiteux[3], Panzar[6]의 경우처럼 新古典學派的 連續型生産函數 또는 費用函數로 요약하여 표현하는 경우가 대부분이었고, 線形計劃法(Linear Programming) 등의 출현과 더불어 발전설비단위로 까지 그 분석수준을 넓혀 線型經濟개념에 입각한 活動分析(Activity Analysis) 技法을 도입하는 例가 많아지게 되었다(Kleindorfer[7], Turrey[8], Weners[9]등). 후자의 경우에는 수요측은 대부분 外生的으로 주어진 것으로 보는 소위 最適發方式(Optimal Production Planning)分析에 그치는 경우가 많았다. 이는 이론적 또는 개념적인 제한에서 보다는 可用한 解法上的의 제약에서 유래된 것으로서 最近의 解法上的의 발달과 더불어(Ahn[10] 참조) 活動分析的 供給模型과 電力料金を 決定變數로 포함한 수요모형을 동시에 처리할 수 있는 기틀이 마련됐다 할 수 있겠다. 본 논문이 바로 이점에 착안하여 지금까지의 분석모형들의 확대응용을 시도하게 된 것이다.

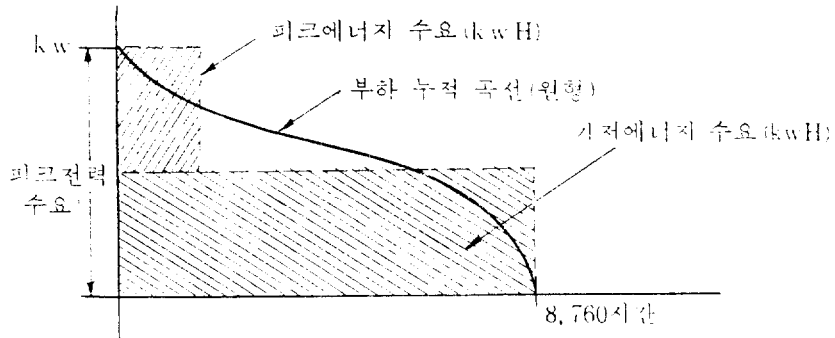
## 1. 模型分析

이제까지의 서술적 검토를 보다 구체화시키기 위하여 定式化過程을 통한 검토를 하기로 하자.

먼저 수요측면을 살펴보면, 電力消費는 엄밀히 말하여 KW기준의 電力消費와 KWH기준의 電力量消費로 나누어 생각할 수 있다. 電力消費는 주로 발전·송배전설비에 대한 수요를 의미하며, 電力量소비는 발전연료비를 포함한 운영비에 직접영향을 미치는 것으로서 電力·電力量兩者를 同時に 알아야만 정확한 소비패턴을 알 수가 있다. 이러한 관점에서 흔히 부하누적곡선(Load Duration Curve)의 개념을 이용하며, 이는 日間, 週間, 月間 및 年間부하누적곡선으로 나누어 생각할 수 있다. 모형의 전개를 용이하게 하기 위하여 總量化된 年間부하누적곡선을 고려하기로 한다. 模型에 이 부하곡선을 그대로 함수형태로 도입하여 사용할 수 있겠으나, 흔히

이를 계단형으로 近似化시켜 사용하며, 여기에서는 「파크」와 기저부하로 가르는 2단계 近似곡선을 취하기로 한다. 그림 [2]와 같이 부하누적곡선을 2가지의 수요로 나누어 각각  $D_p$ (=「피크」전력에너지수요) 및  $D_o$ (=「기저」에너지수요)로 표시할 수 있겠다.

그림 [2] 전력부하누적곡선의 近似化과정



피크(첨예)부하電力量料金(원/KWH)을  $P_p$ 라 하고 기저분에 대해서는  $P_o$ 라 하면, 계량경제기법을 통해 수요함수

$$D_p = D_p(P_p, P_o) \text{ 및}$$

$$D_o = D_o(P_p, P_o)$$

를 추정할 수 있겠다. 물론 이 간단한 형태의 수요함수의 추정을 위하여서는 그 자체로서도 상당한 연구 노력이 요구된다.

$$P_p = P_p(D_p, D_o)$$

$$P_o = P_o(D_p, D_o)$$

를 이 둘 수요함수의 逆函數(Inverse Demand Function)라 하자. 흔히 인용되는 후생극대화(Welfare Maximization) 또는 서비스價値(Value-of-Service) 접근방법에 의하면 전력부문모형은 다음과 같이 표시될 수 있다.

$$(1) \quad \underset{D_p, D_o}{\text{maximize}} W = \int_0^{D_p} P_p \cdot dD_p + \int_0^{D_o} P_o \cdot dD_o - C(D_p + D_o) - rKD_p$$

여기서  $C$ 는 단위생산량(KWH)당 발전설비의 운영보수유지비(Operating and Maintenance Cost)를 나타내며  $K$ 는 피크수요충족을 위하여 추가로 필요한 설비의 단위당 설비투자액이며  $r$ 은 자본비용(Cost of Capital)을 나타내고 있다. 이 경우에 최적피크전력량요금  $\bar{P}_p$ 와 최적기저부하요금  $\bar{P}_o$ 는 간단히 구해질 수 있다. 즉, 최적조건을 구해보면

$$\bar{P}_p = C + rK$$

$$\bar{P}_o = C$$

가 얻어지며, 예상했던 대로 기저부하는 평상시비용  $C$ 만을 부과하며, 피크부하수요는 수혜자부담원칙하에서의 추가설비부담분  $K$ 만큼 더 부과되어야 함을 알 수 있다. 그러나 여기에서 나온 결론은 이론적 분석에는 도움이 될 수 있을지 모르나 현실과는 거리가 먼 단순화 가정하에 얻어진 것임을 부인할 수 없다. 즉  $O\&M$ 비용을  $C$ 라고 가정한 것과, 설비투자액을 常數  $K$ 로 가정한 것은 전력설비간의 상이한 비용구조를 반영시키지 못한 경우에 해당된다. 따라서 공급측에 관한 限 최소한 몇가지 주요 발전형식간의 경쟁(비용면의 경쟁) 현상을 도입하여야 할 것이다.

예를 들어 발전설비를 크게 원자력발전( $n$ ), 석탄발전( $c$ ) 및 유류발전( $o$ )으로 나누어서 생각해 보자.  $X=(X_n, X_c, X_o)$ 를 각 발전형식의 기존설비에 의한 단위기간 중의 발전량(KW·h)을 나타내고,  $K=(K_n, K_c, K_o)$ 를 각 발전형식의 신규설비에 의한 단위기간중의 발전량(KWH)이라고 하자. 그리고 발전형식별로  $O\&M$ 비용 및 설비투자비용(年間等價化치킨; annualized)를 推定하여 각각  $C=(C_n, C_c, C_o)$  및  $R=(R_n, R_c, R_o)$ 라고 하자. 또한 각각의 발전모드(mode)가 피크用 또는 基底用으로 가동될 때의 平均的 利用率(Availability factor)을 기준으로 產出係數行列을 구하여  $A_x, A_k, B_x$  및  $B_k$ 로 나타내면, 주어진 피크부하전력량  $D_p$ 와 기저부하전력량  $D_o$ 를 최소비용으로 滿足시키는 供給模型은 다음과 같이 表示될 수 있다.

$$(2) \quad \underset{x, k}{\text{minimize}} \quad Cr \times - (C+R)^t K$$

$$s.t. \quad A_x \times - A_k K \geq D_p$$

$$B_x \times - B_k K \geq D_o$$

$$X \leq \bar{X} \text{ (설비용량제약식)}$$

이 표현은 선형계획모형에 해당하며, 그 解法들도 많이 알려져 있다. 우리의 관심은 解法自體에 있는 것이 아니고, 이러한 정식화과정을 통하여 피크수요 및 기저수요에 수반되는 전력계통의 한계생산비용을 쉽게 찾아 볼 수 있다는 사실에 있다. 즉 선형계획이론에 의하면 제약식  $A_x X + A_k K \geq D_p$ 에 대응되는 쌍대변수(Dual Variable)  $\pi_p$ 와  $B_x X + B_k K \geq D_o$ 에 대응하는 쌍대변수  $\pi_o$ 가 곧 限界生産費用을 나타낸다는 것이다. 간질 피크수요  $D_p$ 나 기저수요  $D_o$ 가 다른 값을 가질 때  $\pi_p$ 와  $\pi_o$ 가 변화될 수 있음을 유의해야 한다. 이점이 전술한 간단한 모형에서 생산비용을  $C$ (常數)로 가정한 경우와 큰 차이가 있는 것이다. 즉 수요가 커짐에 따라 저렴한 발전형식 외에 高價의 발전형식도 가동되어야 할 것이며, 나아가서는 신규설비투자를 통해 좀 더 비싼 발전을 해야 될 것이다. 첨예부하요금제

특히 한계비용에 근거한 요금제에서는 한계비용  $\pi_p$ 와  $\pi_o$ 가 곧 소비자요금에 연결된다. 이런 점을 고려하면 우리가 원하는 전력부문모형은 다음과 같이 요약될 수 있다.

$$\begin{array}{l}
 \text{(3) } \left\{ \begin{array}{l}
 \text{공급측} \quad \min C'X + (C-R)'K \\
 \quad \quad \quad x, k \\
 \quad \quad \quad st \quad A_x X + A_k K \geq D_p : \pi_p \\
 \quad \quad \quad \quad \quad B_x X + B_k K \geq D_o : \pi_o \\
 \quad \quad \quad \quad \quad X \leq \bar{X}, \\
 \text{수요측} \quad D_p = D_p(P_p, P_o) \\
 \quad \quad \quad D_o = D_o(P_p, P_o), \\
 \text{균형관계} \quad P_p = \pi_p \\
 \quad \quad \quad P_o = \pi_o
 \end{array} \right.
 \end{array}$$

따라서 이를 單一 모형으로 본다면  $X$ 와  $K$ 외에도  $P_p, P_o, D_p$  및  $D_o$ 모두가 변수로 취급되어야 할 것이다. 좀 기술적인 검토가 될는지 모르겠으나, 이러한 도형을 푸는 데 어떠한 문제점이 있는지, 또 그 해결책이 무엇인지를 알아보기도 한다.

우선 유의해야 할 것은 쌍대변수가 모형내에 나타나기 때문에 이 모형은 선형계획문제가 아니라는 점이다. 그러나 이런 형태의 모형은 앞에서 제시되었던 간단한 모형에서와 같이 후생극대화문제로 변환시킬 수 있지 않을 가 생각하게 된다. 미리 결론의 일부를 제시하면 변환가능성은 수요함수의 특성에 따라 결정되게 된다. 특히 피크수요와 기저수요간의 대체가능여부 및 대체현상의 특성에 따라 결정된다는 것이다. 이를 좀 더 상세히 검토해 보기 위해 모형을 다시 정리하면 아래와 같이 된다. 즉,

$$\begin{array}{l}
 \text{(4) } \quad \min C'X + (C+R)'K \\
 \quad \quad \quad x, K \\
 \quad \quad \quad st \quad A_x X + A_k K - D_p(\pi_p, \pi_o) \geq 0 : \pi_p (\text{쌍대변수}) \\
 \quad \quad \quad \quad \quad B_x X + B_k K - D_o(\pi_p, \pi_o) \geq 0 : \pi_o ( \quad ) \\
 \quad \quad \quad \quad \quad X \leq \bar{X}
 \end{array}$$

첫번째 경우로서, 피크수요와 기저수요간의 대체가능성이 존재하지 않는다고 가정하자, 이때에 수요함수는  $D_p = D_p(P_p)$ ,  $D_o = D_o(P_o)$ 로 간단히 표시될 수 있으며, 이때의 역함수를  $P_p = P_p(D_p)$ ,  $P_o = P_o(D_o)$ 라 하면, 문제 (4)는 아래와 같이 변환시킬 수 있다. 즉,

$$\begin{array}{l}
 \text{(5) } \quad \min_{x, k, D_p, D_o} C'X + (C+R)'K - \int_0^{D_p} P_p(r) dr - \int_0^{D_o} P_o(s) ds \\
 \quad \quad \quad st \quad A_x X + B_k K - D_o \geq 0
 \end{array}$$

$$B_x X + B_k K - D_o \geq 0$$

$$X \leq \bar{X}$$

문제 (4)와 문제 (5)의 동일성은 소위 Kuhn-Tucker 최적조건을 이용하여 쉽게 확인해 볼 수 있다. 문제 (5)는 비선형문제이지만 하나 적분 형태들이 분리가능형(Separable)이기 때문에 쉽게 선형계획문제로 변환시킬 수 있음을 알 수 있다. Bergendahl [11]은 스웨덴의 전력요금제와 장기전원개발계획 및 발전계획을 동시에 분석하는 과정에서 바로 이러한 방법을 이용하였다. 물론 이 방법이 수요를 외생적으로 고정시킨 경우에 비해서는 進一步한 것이라 볼 수 있으나 피크수요와 기저수요간의 대체성을 고려하지 못했다는 점에서 큰 약점이 되고 있음은 Bergendahl 자신도 지적하고 있다.

두번째 경우로서, 피크수요와 기저수요간의 대체성을 도입하여 보자. 이때 피크수요  $D_p$ 는 피크요금  $P_p$ 와 기저부하요금  $P_o$  모두의 함수가 되며, 기저수요  $D_o$  또한 마찬가지이다. 이때에는 불행하게도 (5)의 경우와 같아 수요자편익(Consumer Benefit)을 나타내는 적분이 간단히 표시되지 못한다. 경우에 따라서는 수요자편익개념이 정의조차 되지 못한다. 이는 미적분학의 개념을 빌리면 수요함수(여기서는 역수요함수)의 적분은  $\frac{\partial D_p}{\partial P_o} = \frac{\partial D_o}{\partial P_p}$ 가 만족되는 경우에만 가능하게 되어 있다. 즉, 피크수요의 기저부하요금에 대한 민감도와 기저수요의 피크요금에 대한 민감도가 동일한 경우에는 소비자편익개념이 정의되고

$\oint_{(D_p, D_o)} (P_p(r, s), P_o(r, s)) \cdot (dr, ds)$ 의 선적분(Line Integral) 형태로 표시할 수 있게 되며, 모형(5)에서 두 개의 적분대신에 이 선적분을 사용하여, 최적화 과정을 통해 분석 가능하게 될 것이다. 이러한 형태의 비선형문제를 푸는 방법도 많이 개발되어 있으나, 필자의 아는 범위내에서 이러한 접근방법을 電力事業分析模型에 이용한 예를 찾아보지 못하였다. (Pressman) [12]은 理論的인 分析을 위하여 양자간 민감도의 동일성을 가정하였으나, 가정용 상업용 수요를 포함시키면 이 가정은 成立되지 못하게 되어 있다.) 이는 해법상의 제약보다도 양자간의 가격 민감도가 같아야 한다는 가정이 현실자료에서 찾아보기 힘들기 때문이 아닌가 본다. 피크수요와 기저수요간의 절대 물량면에서의 시장점유율은 일반적으로 매우 큰 차이가 나기 때문에 민감도 또한 매우 상이할 것이다. 이 때문에 현실성있는 검토를 위하여서는  $\frac{\partial D_p}{\partial P_o} = \frac{\partial D_o}{\partial P_p}$ 인 경우, 즉 민감도가 동일하지 않은 경우에 대한 해

범상의 애로를 제거함이 바람직하다 하겠다. 이러한 접근방법은 아직 전력부문에 적용되지 못하였음을 지적하고자 한다.

## 2. 一般模型의 解法上的 考察

우선 피크수요와 기저부하수요간의 상호가격에 대한 민감도가 상이한 경우에는 소비자편익개념이 정의될 수 없기 때문에 일반모형(4)를 일반적인 최적화문제(Optimization)로 변형시킬 수가 없다. 따라서 최적화기법의 다른 방법을 이용해야 하는 어려움이 있게 된다. 그러나 현재까지 좋은 연구결과들이 발표가 된 Complementary Programming(CP)의 개념을 도입시키면 문제(4)를 최적화문제로 변형시키지 않고 처리할 수가 있으며, 특히 문제(4)와 같은 형태에 적합한 Complementarity Program Algorithm이 연구 개발되어 있다. (Ahn[10] 참조)

먼저 간단히 CP에 대해 소개하면, n차원공간에서 주어진 n차원 함수에 있어서 함수의 독립변수와 그 독립변수에 의해 결정되는 함수의 영상(image)이 서로 수직적관계(Orthogonality) 있는 경우를 분석하는 것으로서 수식적으로 표현하면 다음과 같은 관계를 만족시키는 벡터  $Z=(Z_1, \dots, Z_n)$ 를 찾는 것이다. 즉,

$$Z \geq 0, f(z) \geq 0 \text{ 및 } Z'f(z) = 0$$

이러한 형태의 문제는 수리계획법에서 線型計劃法, 二次函數計劃法, 二人零和게임 및 市場均衡等의 問題와 對應관계에 있음을 알 수 있다. (Cottle and Dantzig[ ] 참조) 특히 이 중에서도 市場均衡問題(4)와의 관계를 살펴보기로 하자. 문제(4)의 均衡條件을 검토하여 보며 다음의 最適問題를 알 수 있다. 즉,

$$(6) X'(C - P_p'A_x - P_o'B_x) = 0, \quad X \geq 0, \quad C - P_p'A_x - P_o'B_x \geq 0$$

$$(7) K'(C + R - P_p'A_k - P_p'B_k) = 0, \quad K \geq 0, \quad C + R - P_p'A_k - P_p'B_k \geq 0$$

$$(8) P_p'(A_x X + A_k K - D_p(P_p, p_o)) = 0, \quad P_p \geq 0, \quad A_x X + A_k K - D_p(p, p_o) \geq 0$$

$$(9) P_o'(B_x X + B_k K - D_o(P_p, p_o)) = 0, \quad P_o \geq 0, \quad B_x X + B_k K - D_o(p, P_o) \geq 0$$

즉 균형상태에서는 발전양식별 가동에서 얻어지는 단위생산당 이윤을 나타내는 벡터  $P_p'A_x + P_o'B_x - C$ 는 陽의 數가 될 수 없으며, 총이윤  $(\geq P_p'A_x + P_o'B_x - C)X$ 는 零이 됨을 알 수가 있다. 신규설비에 의한 발전에 대해서도 마찬가지로 해석을 할 수 있으며, 식(8)에서는 피크 수요를 충족시킬 수 있는 발전을 하도록 제약이 가해지며, 만일 피크부하공급이 지나치면, 한계비용에 입각한 피크부하요금  $P_p$ 는 零이 되어야 할 것이나, 현실적으로

특히 수요함수에서  $Pb=0$ 의 경우가 제외되는 경우가 많은 만큼, 수요와 공급이 일치되어 市場이 物量面에서도 均衡을 이룸을 보여주고 있다. 기저부하에 대해서도 식(9)를 이용하여 동일한 說明을 할 수 있겠다.

자세히 검토해보면 식(6)(7)(8) 및 (9)를 통합하여 다음과 같이 CP문제르 변형시킬 수 있음을 알 수 있다. 즉,  $Z=(X, K, Pb, P_o)$ 로 정의하고 함수  $f(\cdot)$ 를

$$f(z) = f(X, K, Pb, P_o) = \begin{cases} C - Pb'A_x - P_o'B_x \\ C + R - Pp'A_k - P_o'B_k \\ A_kX + A_bX + DI(Pp, P_o) \\ E_xX + B_kK - D_o(Pp, P_o) \end{cases}$$

로 정의하면 市場均衡問題(4)는 곧  $Z \geq 0$ ,  $f(z) \geq 0$  및  $Z'f(z) = 0$ 를 만족하는 解를 求하는 문제로 볼 수 있으며, 이 문제는 이미 알려져 있는 解法들을 이용하여 풀 수 있을 것이다. 특히 수요함수  $DI(\cdot)$ 와  $D_o(\cdot)$ 를 線形函數로 近似化시킬 수 있으면, 위 문제는 곧 Linear Complementarity Program(LCP)로 되며, 이에 대한 좋은 解法들이 개발되어 있다. 이들 수요함수들이 非線形인 경우에는 현재 알려져 있는 대부분의 解法들이 問題크기에 큰 制限을 받고 있다. 우리가 여기서 가정했듯이 발전양식을 석탄, 석유, 원자력 등으로만 한정하면 모르겠으나, 實用性있는 모형이 되기 위해서는 발전소별(같은 석탄발전소들도 서로 상이한 비용구조를 갖고 있음을 감안하여)로 細分化하고, 수요측면에서도 피크 및 기저부하로만 분류하지 않고 時間帶를 더욱 細分化(現在 國內에서는 最大負荷時, 中負荷時 및 輕負荷時等 三個로 分類함)하여야 하고, 경우에 따라서는 電壓(voltage)別 分類(특히 送配電事業에 관련시켜)도 필요할 것이다. 결과적으로 實用성이 있는 모형이 되기 위해서는 종래의 LCP解法들로서 다루기 힘든 크기의 문제가 되기 쉽다.

이런 경우에는 수요함수  $Dp(Pp, P_o)$ 와  $D_o(Pp, P_o)$ 를 근사적으로 적분가능한 함수로 대체하여 문제(4)를 최적화문제로 변환시켜 이를 반복적으로 푸는 技法(상세한 설명은 Ahn[10] 또는 Hogan[14] 참조)이 개발되어 있으며 그 실제응용결과가 매우 만족스러운 것으로 報告되어 있다. 특히 이 방법은 문제의 크기에 큰 制限을 받지 않기 때문에 실제문제에 적용함에 있어 매우 유리하다 하겠다.

### 3. 模型의 應用分野

전술한 바와 같이 本稿에서 다른 模型에서는 發電所別, 負荷帶別 또 기

존對 신규설비별 區分이 포함되고, 수요계서는 負荷帶別수요를 상호 대체 가능성을 가정해 처리하였기 때문에 그 응용범위가 매우 넓다고 보겠다. 우선 첨예부하가격제와 더불어 考察하여 보면 이 模型을 利用하여 첨예부하요금률과 一般料金率과의 適正比率에 대한 검토가 가능하다는 것이다. 첨예부하요금제의 장점이 많이 거론되고 있지만 기저부하요금이 월등히 작다 보면, 첨예부하시간대 또는 最大부하시간대가 다른 시간대로 옮겨가는 현상을 초래할 뿐이며, 電力系統負荷조절에 도움이 되지 못할 수가 있게 된다. 따라서 適正比率의 결정에 있어서는 最大負荷時間帶와 他時間帶 수요간의 가격 탄력도(曲線 및 交叉)를 고려하여야 하며, 이의 실시에 따른 수요변화에서 야기되는 발전설비운전의 조정 및 그에 수반되는 한계발전비용의 변화가 고려되어야 하고 한걸음 더 나아가 이 한계비용은 다시 수요자에게 새로운 電力料金率도 반영되는 同時的인 고려가 필요하여, 이는 本稿에서 제시한 형태의 방법을 통해서만 가능한 것으로 사료된다. 물론 한계비용의 변화등이 무시할만 하거나, 수요도 최다부하시간대 및 기저부하시간대의 대체성이 무시할 만한 경우에는 구태여 적용할 필요가 없음을 인정하나, 첨예부하요금제자체가 수요간 대체성 및 설비투자의 가동운항상을 통한 장기한계비용의 절감을 목적으로 하는 만큼, 이 模型의 接近方法을 취하는 것이 合理的이라 하겠다. 따라서 適正차등요금율결정뿐 아니라 첨예부하요금제 실시에서 발생하는 설비투자규모의 변화(실시하지 않는 경우 對比)를 추정하는 데에도 適用될 수 있음을 알 수 있다. 이는 特히 靜態的(Static) 模型에서 한걸음 더 나아가 動態的(Dynamic) 模型을 設定함으로써 더욱 有用한 결과를 얻을 수 있겠다.

또한 에너지저장기술의 발전에 따른 수요간 대체성의 변화를 추정함으로써, 에너지저장기술개발 등의 R&D에 대한 비용편익분석(Cost-Benefit Analysis)을 수행할 수 있을 것이며, 이에 대응하는 適正차등요금율도 결정할 수 있을 것이다.

흔히 公益事業 또는 公共事業料金は 行政的으로 規制되고 있어 한계생산비용 등이 그대로 반영되고 있지 못하는 것이 사실이지만, 이점이 바로 適正차등요금율에 대한 정확한 판단이 결여되는 폐에서도 야기되는 것임을 감안할 때, 行政當局의 適正規制水準의 근거, 또는 上下限을 제시하는 데에도 이 模型의 의미가 있다 하겠다.

이러한 中長期의 要素外에도 발전소單位까지의 상세한 공급측 자료가 포함되면 평균적 기준에서 보는 발전소間 適正가동운전기준이 제시될 수가

있을 것이다. 이 모형에서 사용하는 單位時間개념이 무엇인가에 의해 결정되겠지만, 매시간별 최적운전스케줄(Optimal Dispatching)은 순간순간의 負荷상태에 따라 결정(例: 自動給電시스템等に 依하여)되기 때문에 模型에서의 수요를 계절별 또는 年間개념으로 처리하는 경우에는 Optimal Dispatching 문제는 응용대상에서 제외된다.

#### 4. 模型適用을 위한 準備作業

여기에서 다루어 본 모형은 공급측면은 他연구에서 요구되는 자료와 다른 것이 없겠으나, 수요측면에서 時間帶別수요間 대체관계가 추정되어야 한다는 큰 과제가 있기 때문에 우선적으로 이 문제에 대한 연구가 선행되어야 하겠다.

현실적으로 전력총수요를 가중평균된 단일전력요금을 결정변수로 하는 수요함수의 추정도 아직 불완전한 상태(흔히 GNP나 人口규모등만을 결정변수로 하고 가격은 결정변수로서의 有意性이 발견되지 못하고 있음)임을 고려할 때, 차등가격에 의한 시간대별 수요함수를 추정한다는 것이 무리인 것으로 생각될 수 있겠다. 그러나 우리의 관심의 초점이 시간대별 수요간의 相對的인 率에 있지, 그 절대양에 있는 것이 아님을 감안할 때 오히려 문제의 폭이 줄어들 것으로 보인다. 전력의 총량예측은 주요경제지표 등에 의해 추정하고, 그 총량을 時間帶別 또는 피크 및 기저負荷에 어떻게 분담시키느냐를 결정하는 소위 2단계접근방법을 취할 수 있을 것이다. 따라서 문제의 초점은 시장점유율과 피크부하요금  $P_p$ 와 기저부하요금  $P_o$ 의 比, 즉  $P_p/P_o$  또는  $P_o/P_p$ 의 함수로서 요약되며, 이 경우에 쓰이는 함수형태는 소수의 매개변수(Parameter)로서 결정될 수 있는 경우가 많이 있다. 치자가 현재 추진중인 연구에서는 다음과 같은 방법을 이용하고 있다. 즉 피크부하수요  $D_p$ 와 기저부하수요  $D_o$ 의 市場占有率  $D_p/(D_p + D_o)$ 와  $D_o/(D_p + D_o)$ 를 아래와 같이 표시한다. 즉,

$$(10) \quad \frac{D_p}{D_p + D_o} = f\left(\frac{P_p}{P_o}\right) = \frac{1}{1 + (P_p/P_o)^{\gamma}}$$

$$\frac{D_o}{D_p + D_o} = f\left(\frac{P_o}{P_p}\right) = \frac{1}{1 + \left(\frac{P_o}{P_p}\right)^{\gamma}}$$

이며, 매개변수  $\gamma$ 에 의해 완전히 결정됨을 볼 수 있다.

이러한 점유율함수의 특성을  $\gamma$ 의 값에 따라 그래프로 표시하면 그림(3)과 같다. 즉  $\gamma$ 는 수요가 대체가능성의 크기를 표시하기 때문에  $\gamma$ 가 클수

록 대체성이 증대하여  $P_p/P_o$ 에 민감한 반응을 나타낸다.  $r$ 가 무한히 크면, 즉 피크수요와 기저부하대 수요가 자유로히 대체가능한 경우가 되어  $P_p > P_o$ 인 경우 피크시간대의 수요가 전부 기저시간대로 옮겨지게 되어 새로운 피크帶를 이룰 것이다. 그러나 현실적으로는 에너지이용기상

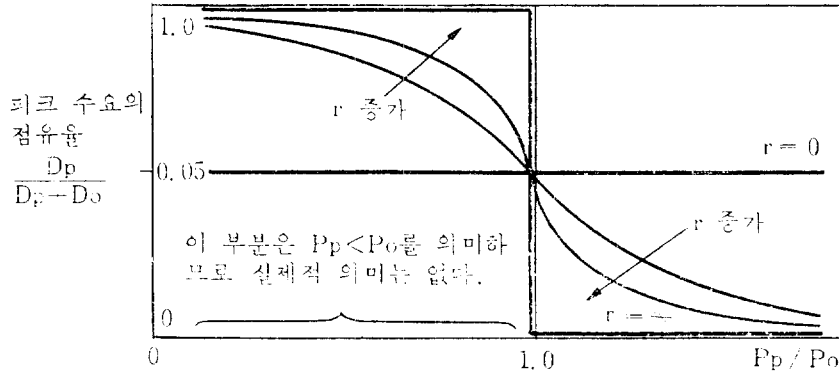


그림 [3] 시장점유율곡선

의 제약, 기업등의 조업상의 특성 때문에  $r$ 는 그렇게 큰 숫자는 아닐 것이다. 위의 점유율함수를 보다 현실성이 있도록 하기 위해서는 아래와 같이 매개변수를 추가시켜야 할 것이다. 즉,

$$\frac{D_p}{D_p + D_o} = \frac{1}{1 + \alpha \left(\frac{P_p}{P_o}\right)^r}$$

$$\frac{D_o}{D_p + D_o} = \frac{1}{1 + \frac{1}{\alpha} \left(\frac{P_o}{P_p}\right)^r}$$

로 되며 여기에서  $\alpha$ 는 차등요금실시전의 단일요금제하에서 관찰된 시간대별수요의 점유율을 표시한다. 즉,  $P_p = P_o$ 이면  $D_p / (D_p + D_o) = 1 / (1 + \alpha)$ 가 되며, 이를 관찰된 단일요금제하의 분담율에 의해  $\alpha$ 를 추정할 수 있겠다.

물론 이러한 수요함수의 구조적특성이 현실성이 결여된 점도 있을 수 있겠으나, 추정상의 단순성 때문에 흔히 적용되며, 과거실적자료를 비교적 잘 설명하여 주고 있는 것으로 알려져 있다. 韓國電力의 資料에 이 方法을 적용하고자 하며, 그 결과는 이 方法의 適用如否를 밝혀 줄 것이다. 실제적용시에는 총량개념보다는 계절별, 주요수용가별로 나누어 세분화작업을 하여야 할 것이다. 時間帶區分이 2개 이상일 경우에는 앞서 제시한 함수를 일반화시켜 다음과 같이 처리한다. 즉,

$$\frac{D_i}{\sum_j D_j} = \frac{a_i p_i^{-r}}{\sum_j a_j p_j^{-r}}, \quad i=1, \dots, n$$

여기에서  $a_i, i=1, \dots, n$ 은 單一요금제 실시下에서는 평균적 분담율자료에 의해 결정되며,  $\gamma$ 는 시간대별수요간 교차탄력도를 표시한다.

이러한 매개변수들 특히  $\gamma$ 는 현재 500kw이상의 산업체(1980년 3월 1일이후 300kw이상)에 적용되고 있는 첨예부하요금제下에서 수집된 자료에 의해 추정될 수 있으며,  $\gamma$ 값은 주요수용가群別, 계절별로 상이한 것이다. 한가지 미흡한 점은 전력계통 피크형성에 가정·상업용수요가 차지하는 비중이 작지 않음에도 불구하고 현재 이에 대한 첨예부하요금제가 적용되고 있지 않아 실적자료에 의한  $\gamma$ 값 추정은 불가능한 형편이다. 외국의 경우에는 이러한 자료의 重要性을 감안하여, 연구비를 충분히 책정하여, 기저부하시간대수요에 대해서는 「샘플」수용가들에게 직접 금전적보상을 하여 이때에 발생하는 수요양상의 변화를 연구하게 하고 있는 경우도 있다. 한국에서도 예산상의 여더움이 있겠으나, 유사한 모의실험에 의한 시간대별수요대체에 관한 기초자료수집이 강구되어야 할 것이다.

## Ⅳ. 結 論

國家經濟에 차지하는 에너지部門의 比重은 크게 증대하였음을 모두가 알고 있다. 또한 에너지部門에서 차지한 電力部門의 比重 또한 막대하여 많은 政策的인 고려와 검토가 신중히 이루어져야 함도 알고 있다. 특히 현재 한국의 發電은 70%가 해외 수입된 원료의 정제품에 의해 이루어짐을 볼 때 전력부문의 合理的이고 안목있는 정책결정은 국민생활 안정의 주장에서 매우 중요하다 하겠다. 흔히 전력부문의 長期계획은 장기적인 수요예측을 電力KW「베이스」와 電力量(KWH)「베이스」로 동시에 실시하여 계획기간 중의 負荷양상의 變化에 대한 고려가 제대로 반영되지 않은 상태에서 이 수요예측분은 최소비용으로 공급한다는 원칙하에서 이루어지고 있다. 그러나 여타 製品들과 마찬가지로 전력(량)수요는 그 料金에 의해 영향을 받으며, 특히 시간대별요금제도는 부하양상을 바꾸어 놓기 때문에 適正料金水準決定은 發電설비가등과 投資問題와 同時的으로 다루어져야 바람직하였다.

이러한 基本的인 立場을 具體化하는 과정에서 有用한 模型의 形態를 提示하였으며, 이 模型을 定式化하는 데 특히 主要과제가 되는 時間帶別수요간 대체성 추정에 관한 개략적인 검토를 하였고, 더불어 이 模型을 처리할 수 있는 解法을 最近의 OR分野의 結果에 근거하여 提示하였다.

이 論文은 性格上 기초적인 사항을 다루었고, 여기의 내용을 韓國의 電

力事業에 실제 적용하기 위해서는 몇가지의 기초연구가 필요함을 지적하였다.

KDI의 時差制 長期限界費用에 依한 電氣料金構造의 研究〔 〕와 더불어 韓國電力事業部門分析에 도움이 될 수 있는 接近方法이 되기를 바란다

## 참 고 문 헌

1. KDI보고서 : 「時差制 長期退界資用에 의한 電氣料金構造」, 1979. 10.
2. Bailey E. E. and L. J. White, "Reversals in Peak and Offpeak Prices," *Bell Journal of Economics*, Vol. 5 1974 pp. 75-92.
3. Boiteux, M., "Peak-Load Pricing," *Journal of Business*, Vol. 33, 1960, pp. 157-179.
4. Hirschlifer, J., "Peak Loads and Efficient Pricing : Comment," *Quarterly Journal of Economics*, Vol. 72, 1958, pp. 451-462
5. Williamson, O. E., "Peak-load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints " *AER* Vol. 56, 1966, pp. 810-827
6. Panzar, J. C., "A Neoclassical Approach to Peak-Load Pricing " *Bell Journal's*, Vol. 7, 1976, pp. 521-530.
7. Crew, M. A., and P. R. Kleindorfer, " Peak-Load Pricing with a Diverse Technology " *Bell Journal of Economics*, Vol. 7., 1976, pp. 207-301.
8. Turvey, R., *Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply*, M. I. T. Press, Cambridge, 1968.
9. Wenders, J. T., and L. D. Taylor, "Experiments in Seasonal-Time-of-Day Pricing of Electricity to Residential Users " *Bell Journal of Economics*, Vol. 7, 1976, pp. 531-552.
10. Ahn, Byong-hun, *Computation of Market Equilibria for Policy Analysis : The PIES Approach*, Garland Publishing Co., New York, New York, 1979.
11. Bergendahl, G., "Nuclear Expansion and Price Differentiation : A Linear Programming Study of the Market for Electricity " in *Energy Policy Studies in the Management Sciences*, North-Holland publishing Co., Amsterdam, The Netherlands, 1978.
12. Pressman, I., "A Mathematical Formulation of the Peak-Load Pricing Problem" *Bell Journal of Economics*, Vol. 1, 1970, pp. 304-326.
13. Cottle and Dantzig, "Complementarity Pivot Theory of Mathematical Programming " *Linear Algebra and Applications*, Vol. 1, 1968.
14. Hogan, W. W., "Project Independence Evaluation System Integrating Mod 1" *Office of Quantitative Methods*, Federal Energy Administration, 1974.