

# 産業用電力의 피크料金制度와 效果分析

張 榮 植

## 目 次

- I. 序 論
- II. 피크料金制度의 背景
- III. 피크料金制度의 效果分析
- IV. 結論 및 提案

## I. 序 論

韓國電力株式會社(以下 韓電)는 韓國開發研究院(以下 KDI)의 研究結果<sup>1)</sup>를 받아 들여

1977年 12月 1日부터 契約最大電力 500KW 以上の 産業用 電力需用家(以下 産業用乙)<sup>2)</sup> 1,345를 對象으로 「負荷帶別 差等料金制度」 즉, 「피크(peak)料金制度」를 實施하였다. 피크料金制度<sup>3)</sup>(peak load pricing system)는 하루 24時間中 一定時間에만 集中되는 電力負荷(需要)<sup>4)</sup>를分散시키기 위해 本系統電力負荷<sup>5)</sup>가 높은 時間에는 높은 料金を 課하고 負荷가 낮은 深夜에는 낮은 料金を 課하는 “差等料金<sup>6)</sup>”을 適用하여 하루 24時間의 負荷曲線을 平準

筆者：韓國開發研究院 首席研究員

- 1) 張榮植, 『電氣料率改編』, 韓國開發研究院, 1978. [研究總責任者 金滿堤]  
張榮植, 『韓國電力需要 및 價格의 分析』, 韓國開發研究院 研究叢書 17卷, 1976.
- 2) 上水道, 電鐵, 廢水처리장 등은 特殊目的 産業用 最大契約電力 500KW以上이라도 産業用甲으로 規定하여 피크料金制 適用對象에서 제외시키고 있다(韓國電力, 電氣供給規程 參照).
- 3) 피크料金制度는 記述의인 表現으로서 “Peak load pricing system,” “Time-of-day pricing” 또는 “Time-differentiated pricing” 등으로 通用되고 있지만 더 精確한 表現은 限界費用料金(marginal cost pricing) 또는 時差制長期限界費用에 의한 料金制度이다. Cicchetti, et, al, *The Marginal Cost and Pricing of Electricity*, Ballinger Pub., Co., 1977. FEA, *Electric Utility; Rate Design Proposals*, 1977. 2.

National Economic Research Association, *A Framework for Marginal Cost based Time-Differentiated Pricing in the U.S.*, 1977. 2.

J.R. Nelson(ed.), *Marginal Cost Pricing in Practice*, Prentice-Hall, Inc., 1964.

張榮植, 『時差制長期限界費用에 의한 電氣料金構造』, 韓國開發研究院, 1979.

- 4) 負荷(load)는 瞬間時點 (any specified point on a system)에서의 電力(KW 또는 KVA 등 power의 單位)을 뜻한다. 負荷와 需要(demand)는 同義語로는 쓰이지만 需要量(KWH)이 아니기 때문에 일반적으로 專家는 需要라는 用語보다는 負荷를 사용한다.
- 5) 島嶼를 제외하고 送電線이 완전히 連結된 全國電力供給網을 뜻함. [圖 1]과 <表 1> 參照.
- 6) 限界費用原則에 따른 價格差(price differences)는 A.C. Pigou의 價格差別(price discrimination)을 意味하지 않는다. 價格差別은 유사한 또는 같은 商品의 價格差가 限界費用의 差異를 同率로 反映시 않을 때를 뜻한다. 따라서 限界費用의 差를 反映시킨 商品의

화시키는 方向의 負荷管理(load management) 또는 負荷調整(load control)에 그 目的을 두는 料金制度이다. 하루 24時間中 最低負荷와 피크負荷의 差가 적어지면 單位(KWH)當 發電費用이 높은 小型의 피크用發電施設의 稼動時間이 적어지고, 單位當費用이 적게 所要되는 大型의 基底負荷(base load)用發電施設의 利用率이 높아져, 同量의 電力總需要量을 충족시키는데 KWH當 平均費用이 減少되며, 또한 送配電에서 惹起되는 電力損失率<sup>7)</sup>도 줄여 준다. 우리나라처럼 계속 增加하는 總需要를 충족시키기 위해 增設하여야 할 發電 및 送配電施設은 單位當發電費用이 적게 드는 大型의 基底負荷用發電施設의 比重을 크게 하고 單位當 發電費用이 많이 드는 小型의 피크用發電施設의 比重을 적게 하면 單位當 平均發電施設費用(annuitized cost)이 적게 들 뿐 아니라, 送配電部門에서 보더라도 적은 追加送配電施設容量으로 同量의 總需要量을 충족시킬 수 있다.

電力供給施設의 特殊性 때문에 피크負荷에서는 限界費用이 극히 높지만 低負荷에서는 限界費用이 아주 낮다는 사실을 감안하여 限界費用水準에 따라 差等料金を 適用하는 이 피크料金制度는 價格機能에 의해서 負荷를 管理調整하고, 平均供給費用을 낮추며, 나아가서는 限界費用原則에 의하여 國家의 稀少한

資源을 効率的으로 分配하는 데에도 크게 寄與하는 料金制度인 것이다.

우리나라에서는 日沒부터 시작하여 1~3時間동안에 負荷가 集中되어 이 時間帶가 하루 동안의 피크負荷를 이루고 있다. 따라서 피크負荷의 主因이 되고 있는 家庭用 需要에 대해 피크料金制를 실시하는 것이 마땅하나 우리나라 家庭의 電力需要는 필수적인 것에 국한되어 있어 그 性質上 초저녁에 集中되는 것이 불가피하고 平均需要量도 매우 적어<sup>8)</sup> 이에 대하여 피크料金制를 施行한다는 것은 당분간은 바람직하지 못할 뿐 아니라, 그 效果面에서 보더라도 全國의 需用家數가 500萬에 이르러 피크料金制 施行을 위한 時間帶別 計量器(Time-of-Day Meter)의 附着費用, 管理費 등을 勘案하면 그 費用에 비하여 效果가 크지 못할 것이기 때문에 家庭用 需要에 대해서는 피크料金制度를 實施하지 못하였다.

1977年 피크料金制 施行 以前 當時 우리나라 産業用의 電力負荷曲線은 本系統의 電力負荷曲線과는 反對로 相對的으로 本系統의 피크負荷를 分散시켜 주는 役割을 하였다. 즉, 産業用電力負荷曲線은 本系統의 피크負荷時間이 아닌 晝間에 피크負荷를 이루고 本系統의 電力負荷曲線이 피크負荷를 이루는 時間에는 負荷가 낮은 水準이었던 것이다. 그러나 産業用乙이 비록 그 需用家數는 1,300餘戶에 불과하지만 그 需要量이 總電力需要量의 約 68%를 占하고 있고, 年中 本系統의 피크負荷가 發生하는 冬季 19時頃에 産業用乙의 電力需要로 인한 負荷는 本系統負荷의 約 57%를 占하고 있기 때문에 비록 産業用乙이 本系統의 피크負荷에는 責任이 없지만<sup>9)</sup> 本系統의 피크負荷를 容易하게 줄일 수 있는 方法으로 이 產

價格差는 價格差別이 아니다. Joan Robinson, *The Economics of Imperfect Competition*, Macmillan, 1969, pp.179~202.

7) 送配電損失量은 送電端電力量(net generation)과 販賣電力量(power sold)의 差를 뜻하며 피크料金制度 施行前年인 1976年의 送配電損失率은 10.82%이었으나 1978年은 8.43%였다. 損失率低下가 피크料金制度의 效果라고는 할 수 없지만 약간은 寄與했다고 볼 수 있다(여기에 대한 자세한 研究는 하지 못하였다).

8) 피크料金制 編成當時(1977) 月平均 家庭用需要量은 約 55KWH에 불과했다.

業用乙에 피크料金制를 適用하였다. 즉, 비록 本系統의 피크負荷時間帶의 높은 限界費用에 대한 責任이나 深夜의 낮은 限界費用에 대한 主原因은 모두 家庭用에 있지만 마치 그것이 全的으로 産業用乙에 있다는 假定下에 피크料金制度를 編成 施行한 것이다<sup>10)</sup>. 전기요금에 대한 KDI의 研究報告를 기초로 하여 우리나라에서는 日本·美國등 여러 선진국들보다 앞서 피크요금제도를 실시하고 있다.

피크요금제도는 限界費用原則에 의해 稀少 資源을 最適 配分하려는 목적을 갖는 것이다. 本稿는 그 피크요금제도가 지난 2년동안 시행되면서 어떠한 효과를 가져왔는가를 분석하고 그 결과를 情報로 活用하여 앞으로 더 效率의 인 피크料金制度로 改善發展시키는 契機가 되기를 바라는 立場에서 관심있는 學者나 實務者들의 研究에 도움이 될 基礎實驗資料<sup>11)</sup>를 提供하기 위한 것이다.

## II. 피크料金制度의 背景

이미 설명한 것처럼 피크料金制度는 平日의 24時間中 電力負荷가 가장 큰 時間帶를 피크 時間帶로 정하여 비싼 料金を 賦課하고 電力負荷가 매우 낮은 深夜의 時間에서는 燃料費 程度만큼의 저렴한 料金を 策定함으로써 電力量 總需要에는 되도록 變化를 주지 않으면서 本系統의 負荷曲線(load curve)을 水平線으로 접근시키려는 데(즉, 負荷率引上)에 그 目的을 두고 있다. 發電과 送配電施設은 항상 피크負荷에 맞추어야만 원활한 電力供給이 이루어진다. 따라서 그러한 피크負荷에 맞추어 마련된 施設은 深夜의 最低負荷帶(slack or off-peak period)에서는 電力供給施設의 稼働率이 극히 낮아진다<sup>12)</sup>. 우리나라에서는 하루 1~3 時間의 피크帶 電力供給을 위한 限界費用이 급격히 增加한다. 왜냐하면 內燃등 피크用 發電施設은 KWH當 費用이 24時間 상시 稼働되는 基底負荷用發電機(原子力, 大型汽力等)<sup>13)</sup>의 發電費보다 몇배나 더 비싸기 때문이다. 이에 반해서 輕負荷帶에서는 單位發電費用이 아주 싼 基底負荷(base load)用 大型發電施設만을 稼働하기 때문에 限界費用이 아주 낮아진다. 그럼에도 불구하고 그런 짧은 피크負荷帶의 電力供給에 맞추어 막대한 投資가 所要되는 發電과 送配電施設을 하고 그에 따른 運轉費用등을 부담한다는 것은 큰 非效率이 아닐 수 없다. 그 결과는 電力供給當局의 費用은 增加하고 따라서 需用家の 電氣料金 追加引上要因으로 作用하게 된다.

9) 平日의 負荷率은 約 80%가 된다. 負荷率(load factor)=平均負荷/最大負荷, 따라서 負荷率이 100%이면 24時間의 負荷가 水平線이 된다는 뜻이다.

10) 피크料金制度를 세계에서 처음으로 限界費用原則에 의해서 시작한 프랑스의 Electricite De France도 Green Tariff라 해서 1958년부터 産業用 大需用家에 대하여 시작한 후 1978年 5월부터 家庭用에 대해서도 本格的으로 피크料金制를 擴大시켰다. EDF, *La Tarification: De L'Electricite*, 1978 參照.

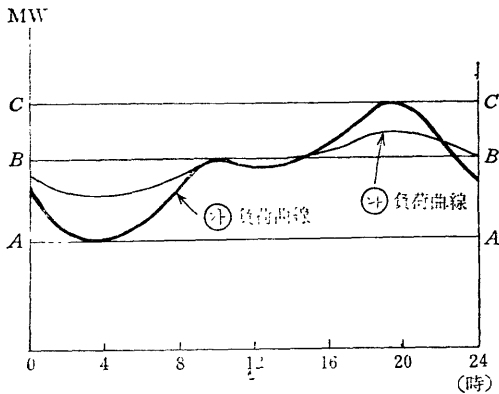
美國에서는 극히 制限된 一部地方에서 實驗段階에 있을 정도이다.

11) 이와 같은 구체적인 負荷調査資料는 美國이나 日本等 先進國에서도 찾아보기 어렵다. 日本電力會社들은 韓電에 많은 問議書信을 보내 우리나라의 피크料金制度의 效果를 알려고 하고 있다.

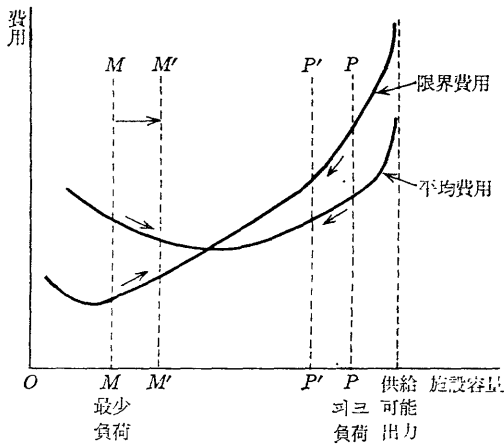
12) 電氣의 貯藏할 수 없는 特性도 있지만 近來 우리나라의 發電施設 稼働率은 平均 50% 内外이다.

13) 우리나라의 水力은 貯水形式이고 降雨量이 적어서 基底負荷用이 아니다.

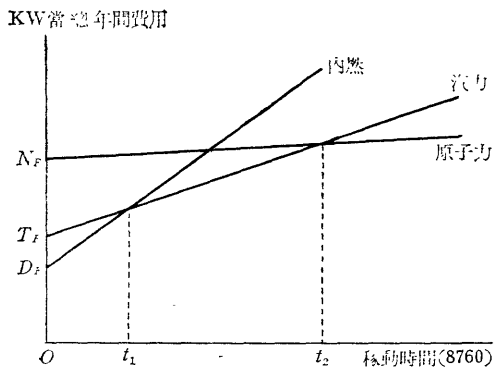
〔圖 1〕 代表的 平日의 負荷曲線(例示)



〔圖 2〕 負荷變動에 의한 限界費用과 平均費用 (例示)



〔圖 3〕 發電機種別 年費用\*比較(例示)



註:  $N_f$ ,  $T_f$ ,  $D_f$ 는 原子力, 汽力, 內燃發電所의 單位當 施設費用을 뜻한다.  
\* annuitized cost

經濟理論으로 볼 때 피크料金制度는 傳統的인 平均費用原則에 의한 料金制度와는 달리 모든 費用이 限界費用에 의해서 결정될 때 資源의 最適分配가 이루어진다는 理論에 바탕을 두고 各 時間帶에 따라 差等이 생기는 限界費用의 水準에 맞추어 정한 것이다.

### 1. 우리나라 피크料金制度의 背景

앞에서 간단히 설명한 것처럼 우리나라의 電力負荷는 [圖 1]처럼 계속 起伏을 이루고 있다. 따라서 負荷가 낮은 深夜에는 [圖 2]의  $\overline{MM}$ 처럼 값싼 料金を 賦課하여  $\overline{M'M}$ 만큼 電氣需要를 유발시키는 반면에 피크帶의 負荷  $\overline{PP}$ 에 대해서는 비싼 料金を 賦課하여  $\overline{P'P}$ 만큼 그 需要를 감소시키도록 誘導한다. 差等料金에 의해 이렇게 유도되면 深夜負荷의 경우에는 限界費用의 上昇에도 불구하고 平均費用이 떨어지며 피크負荷의 경우에는 限界費用과 平均費用이 모두 떨어진다. 즉, 負荷曲線 [圖 1]에서처럼 差等料金에 의해서 ㉑에서 ㉒로 變化될 때 單位當 發電單價가 낮은 基底發電 施設의 利用率이 높아지고 單價가 비싼 피크 用發電의 必要性이 적어져 같은 總發電量의 平均供給費用이 적어지고 送配電損失率도 줄어든다. 負荷曲線의 平準化에 못지 않게 중요한 것은 여러가지 發電施設種別의 最適配合과 適正容量의 發電施設을 유지하는 일이다. [圖 1]의 ㉑와 같은 負荷曲線에 맞추어 發電해야 하는 우리나라로서는 年中負荷가 가장 낮은 容量 A까지는 原子力과 超大型汽力發電施設만으로 供給할 수 있으나 容量 B까지는 大型 汽力發電施設이 追加되어야 하고 容量 B를 넘어선 짧은 時間의 負荷를 충족시키기 위해서

內燃, 水力, 揚水發電施設까지 追加 設置해야 한다. 그와 같은 순서로 稼動시키는 理由는 [圖 3]에서처럼 稼動時間이  $t_2$ 보다 길면 內燃 보다는 原子力이나 汽力發電施設을 이용하여 發電하는 것이 훨씬 經濟的이지만, 稼動時間이  $t_1$ 보다 짧으면 原子力이나 汽力보다는 內燃發電施設을 이용하는 것이 더 有利하기 때문이다. 우리나라의 水力發電은 모두 貯水式(pondage type)이기 때문에 雨期 以外에는 限界費用이 급격히 上昇하는 피크負荷用으로만 이용한다. 이처럼 피크料金制는 負荷의 平準化를 도모하고 經濟성이 적은 피크用發電, 특히 內燃과 揚水發電施設을 最小化함으로써 發電施設의 稼動率을 높이고 供給平均費用을 低下시키는 作用을 限界費用에 의한 料金으로 調整하려는 것이 피크料金制度인 것이다. 實際에 있어 피크帶에 들어서면 限界費用은 갑자기 上昇하는데 이것은 우리나라의 負荷(특히 피크料金制가 實施된 1977. 12. 1以前)가 冬季에는 19~20時 사이의 約 2時間程度만 급격히 높아지기 때문에 이 時間 中에는 發電費用이 아주 비싼 小型內燃發電所에서도 모두 發電해야 되기 때문이다.

## 2. 實施概要 說明

韓國電力은 電氣供給規程을 改定하여 1977年 12月 1일부터 피크料金制度를 契約最大電力 500KW以上 産業用乙 1,345業體에 대해서 施行하기 시작했고, 1979年 1月 現在에는 約 1,642業體에 대하여 實施하고 있다. 1977年 12月の 全需用家 466萬戶中 피크料金制의 對

象이 되는 産業用需用家は 1,345戶에 과불했지만 그 電力消費量은 1,244GWH로 全體需要量 2,061GWH의 約 60%를 占하고 있었다(1979年 1月は 各各 1,384GWH, 2,505GWH로 約 55%이다). 그러므로 피크料金制를 實施하기 위한 設備는 各業體에 대한 時間帶別 電力計量器(time-of-day meter) 裝置에 불과했고, 業體의 數가 적어서 行政管理가 容易하여 커다란 效果를 볼 수 있는 與件이었다.

電力負荷曲線의 平準化로 追加電力供給施設을 最小化시키면서 電力總需要는 충족시키려는 負荷管理(load management)方法中의 하나가 피크料金制度이다. 이와 같이 電力負荷調整을 통해 國家의 稀少한 資源을 節約하고 適正分配를 이루자는 것이다. 곧 電力當局의 強壓的인 行政力이나 電力平均價格引上이 아닌 時間帶別 差等料金賦課라는 價格의 負荷(需要)調節機能을 통해 追加되는 總需要量을 追加供給施設없이 충분히 供給하자는 것이다.

一般産業의 경우에서는 價格機能에 의해서만 需要量을 抑制하고 供給能力의 追加施設없이 需給에 均衡을 이룬다는 것은 매우 信憑性이 없지만 電力需要에서는 限界費用原則을 적용한 피크料金制度에 의해 어느 정도까지 그것이 可能하다. 따라서 이를 위해서는 다음과 같은 몇가지 要件이 필요하다.

첫째, 하루 24時間 연속되는 負荷曲線을 몇 개의 時間帶로 區分한다. 둘째 季節別 負荷曲線을 參考하고, 셋째 平日과 公休日の 負荷曲線을 比較하여 電力供給限界費用에 의거하여 差等料金を 定한다. 이때 需用家の 負荷曲線이 24時間 동안 水平線에 접근한다면 피크料金制 施行前과 後의 總料金は 거의 같은 料金形態를 이룰 것이다. 다시 말하면 平均費用<sup>14)</sup>

14) 여기서의 平均費用이라 함은 投資에 대한 適正報酬率까지를 포함한 經濟分析的 費用이다.

에 의한 料金과 限界費用에 의한 差等料金으로 인하여 需用家の 時間帶別 差等料金에 의한 負荷管理 如何에 따라 總料금이 적어질 수도 커질 수도 있는 것이다. 韓電의 供給施設로 1KWH를 追加 生産하는데 負荷 如何에 따라 電力生産費가 10원이 所要되기도 하고 50원이 所要되기도 한다면 平均費用原則에서는 2KWH料금이 60원이지만 限界費用原則에 의한 피크料金制에서는 같은 使用量이라 하더라도 料金を 電力使用時間帶에 따라 10원과 50원으로 구별해서 계산하기 때문에 극단의 경우 A需用家は 2KWH料금이 20원, B需用家は 100원으로 消費時間에 따라 달라진다.

### 3. 電力供給 限界費用

限界費用은 總費用曲線の 各 供給量에서의 기울기인데 電力에 있어서는 1KWH 追加供給을 위한 追加費用을 限界費用으로 설명하고 있다. 그러나 現實적으로 1KW 容量의 發電設備을 追加增設한다는 것은 不可能한 것으로 現在 우리나라에서 建設中인 原子力발전소는 그 容量이 650~950MW 規模이고 하루 2~3時間 동안 發電하기 위한 피크用 內燃發電所도 100MW의 規模로 建設해야 된다. 現在 既存發電所가 50個이며, 建設中인 發電所만도 20個가 넘는데 그 發電施設의 종류가 原子力發電所, B-C油發電所, 無煙炭混燒發電所, 水力 및 揚水發電所, 그리고 內燃發電所 등으로 각각의 發電機種別로도 大型, 中型, 小型으로 다시 구분된다. 이러한 다양한 發電機種別設備도 總負荷의 高下에 따라서 그 發電順序와

그 稼動率이 달라지는데 더우기 앞으로 建設될 無煙炭全燒, 有煙炭全燒, 그리고 가스터빈發電所 등의 복잡한 組合을 고려할 때 限界費用을 精確하게 계산하기란 매우 복잡하다.

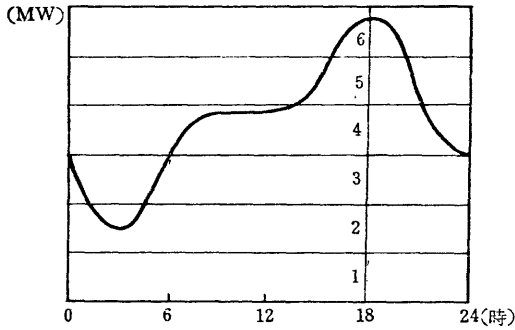
實用피크料金 編成을 위한 限界費用 계산은 이와 같이 복잡한 個個 發電所의 發電量, 發電時間 그리고 稼動率을 總負荷에 맞추어 發電할 때 最少의 發電費用이 所要되도록 發電順位를 정하는 것이 그 첫째 條件이다. 같은 1KWH를 發電하기 위한 燃料費는 1978년에 最少 3.21원(原子力), 最大 23.05원(內燃)까지로 50여개 發電所의 發電原價가 모두 다르기 때문에 送配電費用과 送配電損失 등의 費用까지를 포함한 經濟發電順序(economic order of generation)를 수시로 정하여 最少의 經費로 연속적으로 변화하는 負荷曲線을 충족시켜야 한다<sup>15)</sup>.

限界費用 계산에 의한 發電方法은 當日의 負荷曲線形態가 [圖 4]와 같고 發電所가 6個 있다고 假定하면 6個의 發電所를 [圖 5]와 같이 經濟發電順位를 정하여 深夜에는 3個의 發電所만 稼動하고, 18時에는 6個 發電所 全部를 稼動하게 한다. 가령, 6個 發電所 각각의 單位當 發電原價가 1원, 2원, ……., 6원이라면 피크時間인 18時에는 發電限界費用이 6원이고 새벽 3時에는 2원으로 간주한다<sup>16)</sup>. EDF는 實際적으로 이러한 방식에 따라 發電機種別 發電順序를 정하여 [圖 5]와 같이 限界費用을 算出한다. 엄격하게 말하면 [圖 4]와 [圖 5]의 複合으로 時差制 長期限界費用을 算出하는데 이러한 發電機種의 施設容量이 우리나라의 負荷曲線特性에 적합하게 配合되어 있지 않다면 算出된 限界費用은 實用價値가 없는 것이다. 예를 들면, 原子力이나 大型石

15) Marcel Boiteux, "Marginal Cost Pricing," J.R. Nelson(ed.), *Ibid*, pp.52~55.

16) Marcel Boiteux, *Ibid*, pp. 18~21.

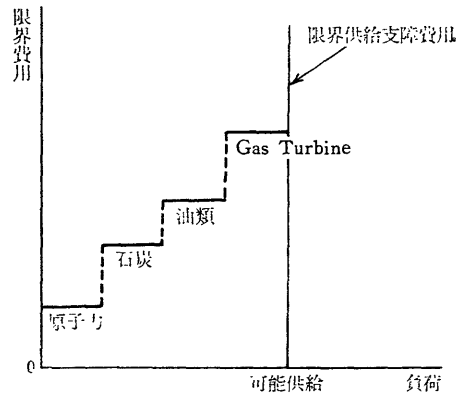
〔圖 4〕 負荷曲線



註: 1, 2, …… 6은 既存 發電所番號

炭, 石油發電은 核燃料 交換이나 補修期間을 제외하고는 年間 8,760時間 내내 完全稼働시켜야만 經濟性이 있는데, [圖 4]와 같은 경우, 負荷를 위해 原子力發電所가 2個 있어도 經濟性 있는 最適配合이 되지 못한다. 더우기 大型 石炭·石油發電所만 存在한다면 最大負荷時와 最低負荷時의 限界費用의 差가 극히 적어 피크料金制에 이 限界費用을 應用한다는 것은 無意味하게 된다. 그러나 負荷曲線은 電力消費의 特性에 의하여 形成되는 것이므로 그 負荷曲線은 반드시 큰 起伏이 있게 마련이다. 따라서 限界費用의 差가 적어 피크料金制度가 無意味하다는 것은 發電機種의 配合이 最適狀態가 아니라는 것이다. 다시 말하면 限界費用의 差가 피크料金別 編成效果를 招來하지 못할 정도로 적다는 것은 發電機種別 配合이 最少經費原則(least cost principle)에 따르지 않아 電力施設의 浪費를 가져온 결과라고 볼 수 있다. 그러므로 이 限界費用 계산은 發電機種 配合與否를 逆으로 檢算하여 電源開

〔圖 5〕 本系統의 發電限界費用(例示)



發計劃에 工獻하기도 한다<sup>17)</sup>. 追加負荷에 맞추어 追加供給施設을 最少費用이 所要되도록 施設을 했더라도 電力需要 및 供給은 불확실한 確率의 變數이기 때문에 確率的으로 항상 需給의 蹉跎이 發生할 수 있다. 이를 충족시키기 위해 막대한 資金을 投資하여 過剩供給 施設을 한다는 것은 投資의 浪費임이 분명하다. 그렇다면 어느 정도의 確率까지 需要를 충족시켜야 할 것인가? 이를 결정하기 위해서 限界供給支障費用의 概念을 [圖 5]에 紹介한 것이다. 만일 需要가 確率的으로 可能供給을 超過할 때는 피크負荷의 頂點에서 供給不能으로 인해 發生한 需用家の 損害 내지 附加價値의 감소를 推算한 費用을 限界供給支障費用으로 정하고 이 限界供給支障費用과 追加施設費用이 均衡點을 이루도록 追加施設量을 결정하는 것이 最少經費原則에 따르는 것이다. 이와 같이 피크料金決定을 위한 時差制 長期限界費用의 計算은 現在 建設中인 20여개의 發電所 및 未來의 豫測한 피크에 맞추어 계획된 追加發電施設을 모두 投入資料를 이용하기 때문에 長期限界費用曲線과 未來 어느 時點(예를 들면 1986年 基準 측, 1981年과 1990年의 中間)에서의 短期限界費用과의 交叉點을

17) 時差制 長期限界費用을 계산하기 위해 프랑스電力公社의 GEFIX프로그램에 1986년까지 韓電發電機種別 內容을 資料로 이용한 결과, 限界費用의 差가 아주 적은 것으로 나타났다. 張榮植, 『時差制長期限界費用에 의한 電氣料金構造』, 韓國開發研究院, 1979 參照.

〈表 1〉 負荷時間帶, 時間數 및 電力量料金

負荷時間帶	夏季 (3~9月)		冬季 (10~2月)		合 計	電力量KWH 料金(比率) <sup>2)</sup>
	時 間	時間數	時 間	時間數		
輕 負 荷	22 : 00~06 : 00	1,712 (33.3)	22 : 00~06 : 00	1,208 (33.3)	2,920 (33.3)	1
重 負 荷 <sup>1)</sup>	06 : 00~19 : 00	2,875 (56.0)	06 : 00~18 : 00	1,896 (52.3)	4,771 (54.5)	2
피크負荷	09 : 00~22 : 00	549 (10.7)	18 : 00~22 : 00	520 (14.3)	1,069 (12.2)	5
合 計		5,136 (100.0) [58.6]		3,624 (100.0) [41.4]	8,760 [100.0]	

註 : 1) 日曜日 피크負荷帶는 平日의 重負荷帶와 같은 水準이므로 重負荷帶로 定했다.

2) 電氣料金は 需用料金과 電力量料金으로 構成된다. 또 이 料金は 契約容量(KW)과 供給電壓의 差異, 그리고 이것의 組合으로 이루어진다. 따라서 여기서는 KDI가 추천하여 韓電이 채택한 負荷時間帶의 比率만을 적었음. 자세한 것은 韓電의 (1)電氣供給規定 및 (2)電氣供給施行細則을 參照.

찾아 그때의 短期限界費用을 이용한다. 즉, 「長期限界費用=短期限界費用」이 되는 점을 찾아내는 것을 先行條件으로 한다 (자세한 計算方法과 결과는 時差制 長期限界費用에 의한 電氣料金構造 參照).

#### 4. 負荷時間帶의 決定

앞에서 이미 설명한 바와 같이 負荷時間帶의 限界費用의 差가 적다면 이에 의한 피크料金制의 負荷時間帶 料金差도 적어질 수 밖에 없기 때문에 差等料金에 의한 피크帶 下向調整의 效果를 거둘 수 없게 된다. 또한 피크負荷와 他負荷時間帶의 限界費用의 差가 크더라도 實際 피크料金編成에 있어선 負荷時間帶의 平均限界費用이 基礎가 되므로 피크負荷時間帶가 길어지면 피크負荷時間帶와 他負荷時間帶와의 料金差가 적어질 수 밖에 없으며, 또 負荷曲線의 피크負荷時間帶가 실

제로 길다 하더라도 피크負荷時間帶를 길게 정하면 需用家에게 큰 불편을 주어 電力會社의 公營獨占企業으로서의 消費者 奉仕라는 原則에 違背될 뿐 아니라 電力外의 要件 때문에 그 時間帶에 負荷를 줄이는 效果가 적게 된다.

負荷曲線은 1年 8,760時間동안 계속 변화하기 때문에 限界費用도 계속 변화한다. 그렇다고 해서 限界費用原則에 忠實하기 위해 복잡한 料金制度를 만들면 간단명료해야 할 電氣料金の 大原則에 어긋날 뿐더러 現實性도 없다. 따라서 피크負荷料金制의 效果的인 施行을 위해선 하루 2~3個의 負荷別 時間帶 즉, 重負荷時間帶와 輕負荷時間帶 그리고 피크負荷時間帶정도로 정하여 料金에 의해서 피크負荷를 抑制하고 輕負荷를 誘導할 수 있도록 合理的으로 결정되어야 한다. 그러기 위해서는 하루의 電力負荷曲線에서 피크負荷와 輕負荷의 形態와 그 決定要因을 정확히 把握하여 時間帶를 결정해야 할 것이다.

1977年 12月 1日부터 시작된 韓國電力의 負荷時間帶는 KDI의 提議에 따라 〈表 1〉과 같이 정하였는데<sup>18)</sup>, 첫째, 먼저 季節을 冬季(10

18) 張榮植, 『電氣料率改編』, 韓國開發研究院, 1978. 2, pp. 82~105 參照. 여기서는 원래 冬季 피크負荷時間帶를 3時間으로 提議했다.

Hans E. Nissel, "Price Signals or Load Management," *Public Utilities Fortnightly*, Vol. 97, No. 2, Jan. 15, 1976, p. 21 參照.



~2月)와 夏季(3~9月)로 구분하고 들쭉, 時間帶를 輕負荷時間帶, 重負荷時間帶, 最大負荷時間帶로 分類하였다.

夏季(3~9月)의 總時間數는 5,136時間(1年全時間의 58.6%), 冬季(10~2月)의 總時間數는 3,624時間(41.4%)에 달한다. 또한 負荷時間을 보면 輕負荷時間帶는 冬季 모두 밤 22時부터 아침 6時까지 8時間이며, 時間數는 夏季 1,712時間, 冬季는 1,208時間으로 總 2,920時間(全體時間數의 33.3%에 해당)이 된다.

重負荷時間帶는 夏季에서는 아침 6時부터 19時까지 13時間, 冬季에서는 아침 6時부터 저녁 18時까지 12時間으로 정하였으며 總時間數는 4,774時間(1年 總時間의 54.5%)으로, 夏季 2,878時間, 冬季 1,896時間이 된다. 피크負荷時間帶는 夏季는 저녁 19時부터 22時까지 3時間, 冬季에는 18時부터 22時까지 4時間으로 정하였는데 각각의 時間數가 夏季는 546時間, 冬季는 520時間으로 總 1,066時間(12.2%)에 해당한다. 負荷時間帶 결정에서 모든 日曜日은 피크負荷時間帶를 重負荷時間帶로 정했다. 그 理由는 日曜日의 피크負荷가 平日의 피크負荷보다는 낮지만 平均負荷보다는 높으며 日曜日의 重負荷帶는 平日의 輕負荷보다 높기 때문에 夏季와 冬季 모두 6時부터 22時까지를 重負荷時間帶로 정하였다<sup>19)</sup>.

피크料金を 賦課해야 할 피크負荷帶는 實際的으로는 하루 2~3時間에 불과하나 系統피크에서는 日沒時間에 따라 약간씩 변화하는 電燈需要 때문에 겨울에는 18~22時까지 4時間 夏季에는 19~22時까지 3時間을 各各 피크負

荷帶로 정하고 있다. 現在 프랑스에서 피크料金時間帶를 아침 7~9時와 저녁 17~19時로 정한 결과, 重負荷帶인 아침 10時와 저녁 20時에 피크 負荷가 發生한다는 점과 時間帶別 電力計量器의 制限條件 때문에 현재와 같은 피크料金時間帶를 정한 것이다.

최근 우리나라에서도 夏季 7,8月에는 晝間에 피크負荷가 發生하려는 趨勢에 있다. 그러나 夏季 負荷는 冬季 負荷보다 아직 낮기 때문에 당분간 이런 現象에 대한 再調整은 그렇게 시급한 問題는 아닌 것으로 본다.

### Ⅲ. 피크料金制度의 效果分析

#### 1. 負荷調査 方法 및 內容

피크料金制 實施(1977年 12月 1日)後, 契約 最大電力 500KW 以上인 産業用大需用家들의 電力負荷 形態의 변화와 피크料金制을 實施한 效果를 分析해 보기 위해 KDI와 韓電은 共同으로 지난 1979年 1月 24日(네째 水曜日)에 總 1,434個業體를 대상으로 時間別 負荷를 調査하였다. 피크料金制 實施 以前인 1976年 1月 28日(네째 水曜日)에 調査하였던 時間別 負荷와 이번에 調査한 業體의 負荷를 各各 비교함으로써 피크料金制 實施 以後의 産業用大需用家들의 負荷變化 形態를 알 수 있고 또한 피크料金制 實施效果도 分析해 볼 수 있다.

<表 2>에서 보듯이 1976年度에는 總調査業體 1,128個業體中 記錄이 精確한 791個業體의 業體를 處理하였으며 1979年度에는 總調査業體 1,434個業體中 1,403個業體의 資料를 處理

19) 프랑스 EDF에서는 日曜日의 24時間 모두를 輕負荷時間帶로 정하고 있는데 그 理由는 우리나라 負荷와는 달리 프랑스에서는 日曜日의 피크負荷가 아주 낮기 때문이다.

〈表 2〉 負荷調査業體數

契約最大 電力別	業體數		資料處理業體		標本 業體
	1976. 1.28	1979. 1.24	1976. 1.28	1979. 1.24	
300KW以上	195	277	181	272	106
500~3,000KW	933	1,157	610	1,131	213
合 計	1,128	1,434	791	1,403	319

하였다. 피크料金制實施 效果分析을 위한 방법으로 1976年度와 1979年度에 모두 調査對象業體였던 需用家를 選定하여 各業體의 1976年 1月 28日의 負荷와 1979年 1月 24日의 負荷를 比較하여 負荷變化 形態와 피크料金制 效果를 分析했다. 1976年과 1979年의 同一한 業體를 一致시키는 방법은 1976年 1月 28日 水曜日(以下 1976年으로 약함)에 調査했던 業體를 基準으로 하여 1979年 1月 24日 水曜日(以下 1979年으로 약함)에 調査한 業體를 需用家名, 契約最大電力, 電壓, 韓電 電力供給 所名 등이 一致하는 業體를 選定하였다<sup>20)</sup>. 〈表 2〉와 〈表 3〉에서처럼 500~3,000KW 需用家是 27個 製造業種別로 213個業體, 3,000KW 以上 需用家是 17個 製造業種別로 106個 業體, 總 319個業體를 一致시킬 수 있었다. 業體를 一致시키는 과정에서 業體名이 一致되었더라도 다음과 같은 業體들은 分析對象에서 제외시켰다.

1) 契約最大電力이 變化한 業體 : 契約最大電力이 3,000KW以上에서 그 以下로 또는 3,000KW以下에서 그 以上으로 契約 最大電力이 變換 業體

2) 自家發電業體<sup>21)</sup> : 業體들중에서 一部 自家

20) 韓電 調査部, 『大動力(501KW以上)需用家 調査』, 1978. 6. 參考했음.

21) 韓電 調査部 統計資料에 의하면 500KW以上の 自家發電設備의 總容量은 1976年末에 516MW, 1978年末에 746MW로 우리나라 總施設容量의 9.7%를 占有하였으며, 1976年 發電量 1,337GWH, 1978年 發電量 1,809 GWH의 각각 5.4%를 차지하였다.

〈表 3〉 標本業體(319個)의 契約最大電力別 製造業種別 業體數

業體數	契約最大電力 3,000KW以上	No.	契約最大電力 500~3,000KW	
			業體數	業體數
9	食 料 品	01	食 品 加 工	12
		02	酒 類	6
1	煙 草	03	製 粉	8
		04	煙 草	2
26	織 維	05	織 維	38
		06	皮 革	2
5	製材, 合板	07	製材, 合板	7
		08	製 紙	13
9	製 紙	09	化 學	12
		10	藥 品	5
3	化 學	11	石 油	2
		12	煉 炭	8
2	石 油	13	고 무	10
		14	플 라 스틱	1
6	고 무	15	肥 料	3
		16	시 멘 트	7
2	플 라 스틱	17	유 리	3
		18	벽 들	5
3	肥 料	19	製鐵, 製鋼	17
		20	알 미 늄	1
6	시 멘 트	21	電氣製品	8
		22	電 子	16
1	유 리	23	金屬機械	13
		24	造 船	1
8	製鐵, 製鋼	25	自 動 車	1
		26	鑛 業	8
9	金屬加工	27	製 氷	4
		合計		213
106				

發電한 業體들이 있는데 이들 중에는 自家發電量을 기록한 業體와 기록하지 않은 業體가 있어 調査의 一貫성이 缺如되어 있다.

3) 調査일에 運休였던 業體

4) 一部 時間 동안 工場이 停電으로 運休였던 業體

以上과 같이 非正常的인 負荷形態를 보였거나 業體名, 契約最大電力 등이 變하거나 분명하지 않은 業體들은 제외시켰다.

〈表 4〉 負荷標本業體 319個의 負荷 및 피크料金에 의한 負荷變化率  
(1979. 1. 24 對 1976. 1. 28)

負荷帶	時間 (i)	1976年 1月28日 (比例水)	1979年 1月24日 (比例水)	X <sub>i</sub> (3) (KW)	(2)-(3)=E <sub>i</sub> (4) (KW)	E <sub>i</sub> /X <sub>i</sub> (5) (%)
		(1) 負荷(KW)	(2) 負荷(KW)			
輕負荷帶	1	590,680	802,961	787,546	15,415	1.957
	2	600,016	834,481	799,994	34,487	4.311
	3	607,139	840,374	809,491	30,883	3.815
	4	595,356	831,438	793,781	37,657	4.744
	5	595,208	832,722	793,583	39,139	4.932
	6	603,046	822,849	804,034	18,815	2.340
重負荷帶	7	603,752	830,860	804,975	25,885	3.216
	8	626,067	855,311	834,727	20,584	2.466
	9	667,197	891,362	889,565	1,797	0.202
	10	647,601	903,502	863,438	40,064	4.640
	11	651,827	896,072	869,073	26,999	3.107
	12	656,719	883,299	875,595	7,704	0.880
	13	653,097	839,911	870,766	-30,855	-3.543
	14	659,547	883,839	879,366	4,473	0.509
	15	666,550	890,513	888,703	1,810	0.204
	16	664,856	883,549	886,444	-2,895	-0.327
	17	661,189	871,401	881,555	-10,154	-1.152
	18	665,955	836,905	887,909	-51,004	-5.744
피크負荷帶	19	662,498	818,302	883,300	-64,998	-7.359
	20	653,537	810,592	871,353	-60,759	-6.973
	21	637,141	793,234	849,492	-56,258	-6.623
	22	631,267	796,701	841,660	-44,959	-5.342
荷輕帶負	23	267,885	831,922	837,151	-5,229	-0.625
	24	604,879	827,891	806,477	21,414	2.655
	合計	15,233,009	20,309,984	20,309,976	15	2.291
	平均	634,709	846,249	846,249	0	0.095

$$\frac{\sum_{i=23}^6 E_i}{\sum_{i=23}^6 X_i} = \frac{192,582.063}{6,432,057} = 3.00\% \quad \frac{\sum_{i=7}^{18} E_i}{\sum_{i=7}^{18} X_i} = \frac{34,409.125}{10,432,115} = 0.33\%$$

$$\frac{\sum_{i=19}^{22} E_i}{\sum_{i=19}^{22} X_i} = \frac{-226,975.750}{3,445,805} = -6.59\%$$

$$X_i = \frac{\sum(4)}{\sum(1)} \times (1)^i \quad \text{단, } i=1, 2, \dots, 24$$

## 2. 効果分析

### 가. 分析方法

1976年 1月28日(水)과 1979年 1月24日(水)에 각각 調査한 負荷調査業體를 서로 一致시켜서, 全業體(319個), 契約最大電力別(契約最大電力 500~3,000KW, 契約最大電力 3,000KW以上), 電壓別(154, 66, 22.9, 22, 13.2, 11.4, 6.6, 3.3KV) 製造業種別(表 3 參照), 그리고 各業種別로 負荷變化形態와 피크料金制 實施效果를 分析하기 위해 다음과 같은 방법을 사용하였다.

分析方法을 설명하기 위해 全業體의 경우인 <表 4>를 예로 들어 설명하기로 한다.

#### <表 說明>

(1)項 : 1976年 1月28日 時間別 負荷(KW)

(2)項 : 1979年 1月24日 時間別 負荷(KW)

(3)項 :  $X(i) = \frac{\sum(2)i}{\sum(1)i} \times (1)i \quad (i = 1, 2, 3, \dots, 24)$

1976年 1月28日의 負荷率이 1979年 1月24日의 時間別 負荷와 같다고 假定하여 1979年 1月24日의 總需要量을 配分한 것이다.

(4)項 : (2) - (3)은 1979年 1月24日의 實際 負荷와 1979年 1月24日의 假定 負荷와의 차이

(5)項 : (4) ÷ (3), 負荷變化量의 增加 또는 減少率

$E(i)(23 \sim 6)$  : 輕負荷時間帶인 23~6時까지의 負荷變化量合計

$E(i)(7 \sim 18)$  : 重負荷時間帶인 7~18時까지의 負荷變化量合計

$E(i)(19 \sim 22)$  : 피크負荷時間帶인 19~22時까지 負荷變化量合計

즉, 1976年 1月28日(水)과 1979年 1月24日(水), 각각의 負荷를 계산하고, 1976年 1月28日(水)의 負荷를 1979年 1月24日(水)의 平均 負荷水準으로 換算하여, 1976年 1月28日의 時間別 負荷를 구하였다. 그 다음 1979年 1月24日의 負荷와 1979年 1月24日의 平均 負荷水準으로 換算한 1976年 1月28日의 負荷( $X(i)$ )와의 차이를 時間別로 계산하여, 變化量을 算出하고, 이 時間別 負荷變化量을 각각 피크負荷時間帶, 重負荷時間帶, 輕負荷時間帶로 分類하여 計算하였다(表 4에서 각각  $E(i)(19 \sim 22)$ ,  $E(i)(7 \sim 18)$ ,  $E(i)(23 \sim 6)$ 에 해당).

### 나. 分析結果

<表 5>는 産業用電力乙에 대하여 實施하였던 피크料金制의 效果를 分析해 보기 위해 作成한 基礎資料이다. 負荷調査는 피크料金制 實施前인 1976年과 實施後인 1979年에 각각 實施하였는데 負荷調査日은 年中 最大負荷가 發生되는 겨울철 勤務日 중 대표적인 하루를 선택하였다. 1976년에는 1月의 네째 水曜日인 28日을 선택하여 産業用電力乙 需用家 607個業體의 負荷를 調査하였으며, 1979年에도 1月의 네째 水曜日인 24日에 1,403個業體의 負荷를 調査하여 그 效果를 比較 分析하였다. <表 5>를 구체적으로 說明하면, (1)項은 每時의 負荷를 表示하기 위한 各時點들이다.

(2)項은 每時點에서의 發電負荷와 負荷率이다. 負荷率은 피크負荷時點인 19時的 3,406 MW를 100으로 한 每時點의 負荷를 비율로 表示한 것이다. 즉, 當日의 總發電量은 64,860 MWH로서 每時間當 平均 2,703MW의 負荷를 보이므로 19時的 피크負荷에 대한 平均負

〈表 5〉 契約最大電力 500KW以上 需用家(産業用電力乙)에 대한 負荷調査結果

1976年 1月 28日 (네째 水曜日)								
(1) 時 點	(2)		(3)		(4) 發電負荷(2)-供給負荷(3)×100 供給負荷(3)	(5) 500KW以上 需用 家負荷		
	發 電 負 荷	供 給 負 荷				負 荷	負 荷 率	
	負 荷 (MW)	負 荷 率 (%)	負 荷 (MW)	負 荷 率 (%)		負 荷 (MW)	負 荷 率 (%)	
1:00	2,164	63.5	2,030	66.2	6.6	940	88.8	
2:00	2,131	62.6	1,967	64.2	8.3	948	89.7	
3:00	2,135	62.7	1,911	62.3	11.7	959	90.7	
4:00	2,165	63.6	1,919	62.6	12.8	942	89.1	
5:00	2,163	63.5	1,972	64.3	9.7	941	89.0	
6:00	2,252	66.1	2,031	66.3	10.9	957	90.5	
7:00	2,418	71.0	2,166	70.7	11.6	958	90.5	
8:00	2,579	75.7	2,280	74.4	13.1	948	89.6	
9:00	2,767	81.3	2,485	81.1	11.3	1,056	99.9	
10:00	2,925	85.9	2,617	85.4	11.8	1,034	97.8	
11:00	2,924	85.8	2,660	86.8	9.9	1,047	98.9	
12:00	2,928	86.0	2,625	85.6	11.5	1,035	97.9	
13:00	2,590	76.0	2,387	77.9	8.5	1,034	97.7	
14:00	2,752	80.8	2,485	81.1	10.7	1,047	99.0	
15:00	2,859	83.9	2,578	84.1	10.9	1,056	99.9	
16:00	2,835	83.2	2,577	84.1	10.0	1,058	100.0	
17:00	2,864	84.1	2,572	83.9	11.4	1,051	99.4	
18:00	3,022	88.7	2,729	89.0	10.7	1,043	98.7	
19:00	3,406	100.0	3,023	98.6	12.7	1,023	96.7	
20:00	3,320	77.5	3,065	100.0	8.3	1,054	99.7	
21:00	3,225	94.7	2,939	95.9	9.7	989	93.5	
22:00	3,127	91.8	2,795	91.2	11.9	986	93.3	
23:00	2,832	83.2	2,531	82.6	11.9	976	92.3	
24:00	2,478	72.8	2,259	73.7	9.7	970	91.7	
合 計	64,860		58,603			24,051		
平 均	2,703	79.4	2,442	79.7	10.7	1,002	94.8	
戶 數	3,958,046						607	

註: 1) (5)項은 1976年 1月28日(水)에 負荷를 조사한 피크料金制 해당업체인 産業用需用家乙 需用家の 電力消費量이다.  
 2) (9)項은 1979年 1月24日(水)에 " " " "  
 3) 1979年 1月24日(水) 저녁 6時부터 7時10分까지 9個業體에 대하여 總 80MW의 制限送電이 있었다. 그러므로 (6)(7)(9)項의 19:00時에 80MW, 20:00時에 13(80MW/6)MW만큼을 합하여 計算하였다. 즉, (6)項에서 實際 發電은 19:00時에 5,020MW, 20:00時에 4,936MW이었으나 制限送電이 없었다고 假定하고 制限需要에 따르는 所內消費 및 供給損失率까지를 합하여 19:00時에 5,110MW, 20:00時에 4,950MW로 修正하였다. 制限送電業體

1979年 1月 24日 (비제 水曜日)

(6)		(7)		(8)	(9)	
發 電 負 荷		供 給 負 荷		$\frac{(6)-(7)}{(7)} \times 100$	500KW以上 需用家 負荷	
負荷(MW)	負荷率(%)	負荷(MW)	負荷率(%)		負荷(MW)	負荷率(%)
3,448	67.5	3,213	69.3	7.3	1,782	86.3
3,389	66.3	3,074	66.3	10.2	1,835	88.9
3,359	65.7	3,029	65.3	10.9	1,871	90.7
3,399	66.5	3,028	65.3	12.3	1,862	90.2
3,456	67.6	3,122	67.3	10.7	1,869	90.5
3,592	70.3	3,255	70.2	10.4	1,872	90.7
3,808	74.5	3,369	72.7	13.0	1,859	90.1
4,099	80.2	3,625	78.2	13.1	1,895	91.8
4,311	84.4	3,912	84.4	10.2	2,021	97.9
4,565	89.3	4,132	89.1	10.5	2,058	99.7
4,501	88.1	4,063	87.6	10.8	2,064	100.0
4,410	86.3	4,001	86.3	10.2	2,002	97.0
3,938	77.1	3,651	78.7	7.9	1,905	92.3
4,188	82.0	3,779	81.5	10.8	2,015	97.6
4,309	84.3	3,890	83.9	10.8	2,035	98.6
4,300	84.1	3,930	84.8	9.4	2,013	97.5
4,366	85.4	3,936	84.9	10.9	2,013	97.5
4,628	90.6	4,195	90.5	10.3	1,933	93.6
5,110	100.0	4,637	100.0	10.2	1,826	88.5
4,950	96.9	4,529	97.7	9.3	1,780	86.2
4,795	93.8	4,363	94.1	9.9	1,793	86.8
4,606	90.1	4,169	89.9	10.5	1,772	85.9
4,335	84.8	3,903	84.2	11.1	1,809	87.7
3,889	76.1	3,522	76.0	10.4	1,804	87.4
99,752		90,327			45,689	
4,156	81.3	3,764	81.2	10.4	1,904	92.2
4,966,159					1,403	

와 制限送電量은 다음과 같다.

쌍용시멘트(제천) 7MW	성신시멘트 3.5MW	동양시멘트 5MW
아세아 " 5 "	한일 " 6 "	포항종합제철 30 "
현대 " 3.5 "	쌍용 " (북평) 5 "	인천제철 15 "

합計 80MW

荷率は 79.4이다.

(3)項의 供給負荷는 (2)項의 發電負荷에서 發電을 위한 電力消費와 그 외의 損失을 제외한 實需要를 충족하기 위한 電力供給이다. 즉 實需要는 58,603MWH로서 20시의 피크負荷 3,065MW에 대해 79.7의 負荷率을 보인것이다.

(4)項은 發電과 供給의 差를 實際供給을 基準으로 하여 계산한 비율이다. 平均 10.7%의 차이가 있음을 보여주고 있다.

(5)項은 1976年 1月28日에 負荷調査한 契約 最大電力 500KW以上 需用家(産業用電力乙) 607個 業體의 時間別 負荷와 負荷率이며 總需要는 24,051MWH, 平均電力은 1,002MW, 그리고 18시의 피크負荷가 1,058MW이다.

(5)項의 電力消費量을 供給하기 위한 發電量은 (4)項의 平均損失率 10.7%와 送配電損失 5%를 합하여 27,829MWH가 된다. 需用家數로는 全國 總需用家 3,958,046戶中 0.02%에 해당하는 607個 業體가 全體의 約 43% 電力을 消費한 것이다.

(6)~(9)項은 1979年 1月24日에 負荷調査를 實施했던 産業用電力乙 해당업체 1,403個 業體의 負荷를 설명하기 위해 1976年 1月28日과 同一하게 作成한 것이다. 1979年 1月24日에 古里原子力發電所가 12時부터 發電을 完全中止함으로써 피크時間인 저녁 6時부터 7時 10分까지 9個 業體에 대하여 80MW를 制限送電하였으므로 그 制限送電量만큼을 (6)(7)(8)(9)項에 합하여 계산하였다<sup>22)</sup>.

(9)項은 (5)項과 같은 形式으로 1979年 1月 24日에 負荷調査한 1,403個 業體의 負荷와 負荷率이다. 즉 1,403個 業體의 總電力需要는

45,689MWH로 平均 1,904MW이기 때문에 當日 11時 피크負荷 2,064MW에 대하여 負荷率 이 92.2%이다. 이 需要量을 供給하기 위한 發電量은 (8)項의 10.4%와 送配電損失率 約 5%를 더하여 約 52,963MWH이다. 이것은 總需用家 4,966,159戶中 0.03%에 해당하는 1,403個 業體가 (6)項의 總發電量 99,752MWH 의 約 53%를 消費한 것이다.

피크料金制 實施로 인해 産業用電力乙의 피크時間이 16時(1976年)에서 11時(1979年)로 移動되었음을 알 수 있고, 1976年 本系統 피크負荷時인 19시에 1976年 産業用乙의 負荷率은 96.7%이었으나 피크料金制 實施後인 1979年에는 約 8.2%가 減少된 88.5%이다. 1976年 本系統 最少負荷時인 2시에는 1976年 負荷率(5項)이 89.7%이었는데 1979年((9)項)의 負荷는 88.9%로 오히려 0.8% 減少하였고, 輕負荷帶 全體를 볼 때에도 별로 변화가 없었다. 그러나 重負荷帶(7時~18時)에서는 피크負荷帶에서 負荷가 低下된 만큼 增加한 것을 볼 수 있다. 그 理由は 피크負荷帶 料金과 輕負荷帶 料金の 비율이 5:1이지만 重負荷帶와 輕負荷帶의 料金比率는 2:1에 불과하기 때문에 이 정도의 料金差異는 深夜에 生産을 增加시킬 만한 價格機能을 발휘하지 못했던 것으로 판단된다. 피크負荷帶 料金は 深夜料金の 5倍, 重負荷帶의 2倍가 되기 때문에 피크負荷帶의 負荷를 輕負荷帶보다는 오히려 重負荷帶로 移動시킨 것으로 설명된다. 生産業體 全體의 平均으로 계산할 때는 中間財인 電氣料금이 生産費用으로서의 占有率이 2~3% 정도에 불과한 데 비해 15% 정도를 占有하는 勞務費와 그 以外の 追加費用 때문에 1:2의 電氣料금으로 인한 晝間生産集中에서 深夜生

22) 制限送電에 대한 구체적인 내용은 <表 5>의 註를 參照하기 바람.

產集中으로의 體制變更은 經濟性이 없는 경우가 많다. 그러므로 초저녁인 피크負荷帶에서의 電力消費가 晝間인 重負荷帶로 많이 移動한 것이다(料金は 5:2). 이와 같은 理由로 피크料金制 實施後 産業用電力乙의 피크負荷는 約 5~6% 가량 低下되었으나 重負荷帶의 負荷는 오히려 약간이나마 높아진 것이다.

本系統 피크時인 19時에 피크料金制가 實施되지 않았다고 假定한다면 1979年 産業用乙 需用家の 19時 實際負荷 1,826MW를 1976年 産業用乙의 19時 負荷率의 水準으로 調整하면 1,943MW가 된다. 즉 117MW만큼 피크料金制에 의한 系統 피크인 19時的 負荷가 變化한 結果인 것이다<sup>23)</sup>. 이 117MW만큼의 需要負荷를 충족시키기 위한 電力量은 送配電損失 5% 所內消費등 實供給量과의 차이 10.2%를 합해 계산하면, 135MW의 發電을 필요로 하고 또 한 韓電이 主張하는 適正豫備率<sup>24)</sup> 20%, 그리고 現發電施設의 可能出力과 施設容量의 差가 約 20%이기 때문에 結果적으로 約 194MW (古里原子力의 施設容量은 587MW)만큼의 發電施設이 피크料金制에 의해 節約된 결과이다. 이 節約은 電氣總需要量을 높은 價格으로 抑制한 것이 아니고 平均概念으로 볼 때 價格變動과 總需要量의 變動 없이 追加施設容量을 節約하고 熱效率을 引上시킨 것을 意味하는 것이다. 바꾸어 말하면 限界費用原則에 따라 三段階의 時差制 料金の 時差別 需要를 감안한 加重平均值와 피크料金 施行前의 平均料금이 같도록 피크料金を 編成했기 때문이다.

23)  $\frac{45,689}{24,051} \times 1,023 - 1,826 = 117(\text{MW})$

張榮植, 『時差制 長期限界費用에 의한 電氣料金構造 (附錄)』, 韓國開發研究院, 1979 參照.

24) 豫備率 =  $\frac{\text{發電可能容量} - \text{一年中最大負荷}}{\text{一年中最大負荷}} \times 100$

$$\sum R_i W_i = R \sum W_i$$

$i=1, 2, 3$  負荷時間帶

$R$  = 電力量料金

$W$  = 需要量

$\bar{R}$  = 피크料金施行前의 平均電力量料金

發電設備 KW當 費用을 平均 600弗로만 계산하더라도 1.15億弗, 그리고 送配電施設費가 發電施設費의 30~40% 所要되므로 約 35%로 계산하면 約 4千萬弗, 그러므로 約 1億6千萬弗以上에 相當하는 電力供給施設費를 節約한 셈이 된다. 그리고 本系統의 平均負荷率이 1976年의 79.4%에서 1979年의 81.3%로 2%「포인트」만큼 平均負荷率이 增加된 것은 發電熱效率을 平均적으로 引上시킨 것이다. 그것은 發電運轉費가 엄청나게 비싼 內燃發電機 대신 大型汽力發電(原子力을 포함한)의 追加施設을 더 많이 稼動시켰기 때문이다. 곧, 需要增加에 대한 發電을 經濟的인 施設로 선택할 수 있었다. 追加되어야 할 送配電施設도 135MW가 節約된 것이다.

#### 1) 全業體

分析對象인 319個業體의 全體負荷合計는 1976年 1月28日이 15,233MW이었고 1979年 1月24日은 20,310MW로서 절대량이 5,077MW만큼 增加되었다. 즉, 年平均 10.06% 增加한 셈이다. 1979年 1月24日의 平均負荷水準으로 바꾸어 계산한 1976年 1月28日의 負荷와 1979年 1月24日의 負荷와를 比較해 보면 피크負荷時間帶 19~22時에는 負荷가 減少되었고, 輕負荷帶인 23~6時까지는 23時를 제외하고는 모두 增加되었다. 구체적으로 살펴보면 本系統 피크時間帶인 19時부터 22時까지의 負荷는 平均 約 6.6%가량 줄어들었고 23時부터 아침 6時까지의 本系統 輕負荷時間帶에서는 負荷가



平均 3%가량 上昇되었음을 알 수 있다. 한편 重負荷時間帶인 7시부터 18시까지의 平均負荷가 0.3% 가량 增加된 결과를 나타내고 있다. 즉, 피크時間帶에서는 적어도 5~7%의 負荷가 每時間 줄어들고 輕負荷에서는 피크負荷時間帶와 接한 23時를 제외하고는 每時間마다 約 2~5%까지의 負荷가 增加되었으며 重負荷時間帶에서는 輕負荷時間帶와 接한 時間들은 負荷가 增加된 반면 피크負荷帶와 接한 重負荷帶의 時間들은 負荷가 減少되었음을 보여준다. 이러한 결과는 피크料金制의 實施對象인 500 KW以上の 需要가 産業用電力으로 이들 需用家들이 作業工程이나 時間을 調整함으로써 얻어진 결과라 하겠다. 그리고 피크料金制 該當 總産業體의 1979年 1月24日의 使用量 46,376 MWH 中 이 分析에 사용한 標本 319個業體의 同年月日 總使用量은 20,310MWH이므로 여기서 우리가 사용한 標本業體의 使用量은 全使用量의 約 43.8%를 占한 것이라는 것을 附言해 둔다.

負荷效果分析의 一例로, 19時의 系統피크時 피크料金該當産業의 負荷는 1,925MW인데 여기에 의한 負荷引上率 -7.36%를 곱하여 算出된 값 즉, 142MW의 節約效果가 있었음을 볼 수 있고, 반면 系統負荷가 最低인 새벽 4時의 負荷는 3,028MW인데 그중 피크料金該當産業의 負荷는 1,893MW, 그리고 그 時間의 標本에 의한 負荷引上은 約 4.74%로 여기서는 約 90MW만큼 負荷가 높아졌음을 알 수 있다.

이 節約된 142MW를 送配電하기 위해서는 236MW 정도의 發電施設이 必要하다<sup>25)</sup>

25) 現韓電에서의 送配電損失은 5%, 發電을 위한 發電所 消費 및 送電端까지의 損失은 10%, 適正豫備率은 20%, 韓電의 發電施設容量과 可能出力差는 20%이다.

## 2) 契約最大電力別

피크料金制의 效果分析을 보다 具體적으로 하기 위해 標本 319個 業體의 最大電力을 500 ~3,000KW와 3,000KW 以上으로 각각 구분하여 피크料金效果를 分析하였다.

먼저 500~3,000KW需用家の 境遇, 1979年 1月24日의 總使用量은 7,606MWH인데 系統 피크負荷에서는 平均 2~3%의 負荷節約效果, 輕負荷帶에서는 約 7%의 負荷增加效果가 나타났고 重負荷에서도 負荷가 상당히 減少했다.

다음 最大契約容量 3,000KW以上 需用家の 境遇, 系統피크時間帶의 負荷는 7~8%의 현저한 負荷節約效果를 가져온 反面 輕負荷에는 3~4%의 負荷增加效果를 가져왔고 重負荷帶는 負荷가 약간 增加하는 傾向을 보이고 있다.

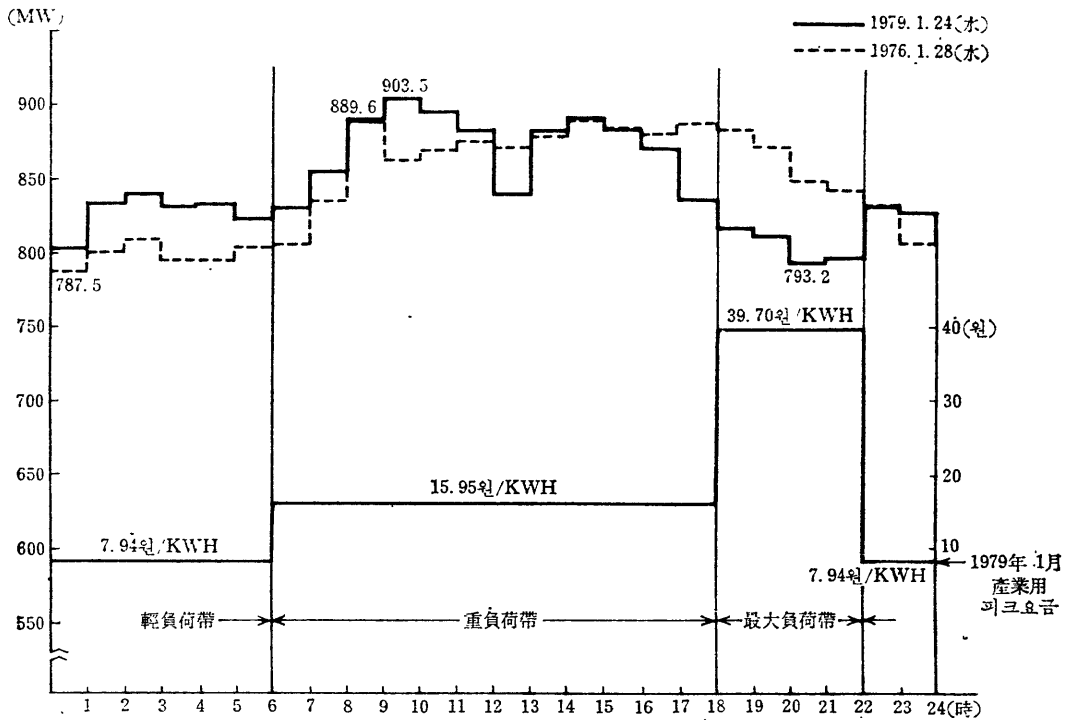
## 3) 電壓別

첫째, 高壓供給인 154KV와 66KV需用家の 系統피크時의 負荷節減影響은 至大하여 7~13%의 負荷節約效果를 가져왔으며 輕負荷帶에서는 이를 相殺할 만한 커다란 負荷增加效果를 가져왔다. 그리고 22.9KV 需用家の 경우 피크料金效果는 高壓需用家에 비해 훨씬 效果가 완만하여 最低負荷의 增加效果는 훨씬 적은 反面 重負荷帶는 負荷가 오히려 적어지는 결과를 가져왔던 것이다. 그리고 22KV에서는 피크時間帶에 오히려 負荷가 增加한 反面 重負荷帶 使用이 크게 減少하였으며 輕負荷帶 使用은 5~14%의 현저한 增加를 보였다.

다음으로 13.2KV 需用家の 境遇 19時를 除外한 系統피크時間에는 負荷가 크게 增加하고 輕負荷時間帶에는 負荷가 놀라게 減少하여 새벽 6時에는 25%까지 줄어들었다.

11.4KV需用의 境遇에서는 피크時間帶인 19時와 20時間의 負荷가 6~7% 減少하였고 21

〔圖 6〕 標本 319個業體 負荷比較  
(1976. 1. 24 水 對 1979. 1. 28 水)



註：1976. 1. 28 負荷는 1979. 1. 24 平均負荷水準으로 轉換시킨 負荷임.

時와 22時間은 9~11% 增加하는 結果를 가져 온 反面 輕負荷帶에서는 아주 현저한 負荷增加를 보이고 22KV需用의 境遇처럼 重負荷帶의 負荷가 減少하였다.

6. 6KV需用의 境遇는 위 11. 4KV需用의 境遇와 비슷한 結果를 보였으며 마지막으로 3. 3KV需用의 境遇에서는 系統피크負荷時間인 19時에 무려 22%의 負荷減少效果가 있었으며 低負荷帶인 새벽 2時에는 35% 以上の 커다란 負荷增加效果를 나타낸 反面 重負荷帶의 負荷가 현격하게 내려갔다.

이와 같은 피크料金제에 의한 負荷의 變更을 볼 때 最大契約容量 3, 000KW 以上으로서 154KV, 36KV의 高壓需用家は 佛英獨의 예

에 비추어 우리가 豫期했던 것처럼 피크負荷帶에서는 平均 7~13%의 負荷를 減少시켰고 反面 重負荷帶와 輕負荷帶의 使用量이 그만큼 늘어났으며 특히 輕負荷帶의 負荷增加는 현저하였다. 이것은 大需用家が 피크料金制를 완전히 이해하고 같은 電力量을 쓰되 적은 料金を 낼 수 있도록 負荷管理를 했다고 볼 수 있다. 한편 中壓 내지 低壓 需用家 즉, 一般的으로 最大契約容量이 적은 需用家は 피크料金制度를 완전히 이해하지 못하고 負荷管理를 最適 活用하지 못하고 있다는 結論에 이르게 되었다.

또한 22KV, 13. 2KV, 11. 4KV需用家の 境遇 19時부터 20時까지를 除外하고는 負荷가

〈表 6〉 피三料金制에 의한 負荷曲線變化率(%) 및 時間別價格彈力值  
(1976年 1月28日 對 1979年 1月24日)

負荷帶	電壓 契約最大電力	電 壓 (KV)						契約最大電力(KW)		加重平均值	平均價格彈力值		
		電 壓 (KV)						契約最大電力(KW)					
		154	66	22.9	22	13.2	11.4	6.6	3.3			500~3,000	3,000以上
輕	1	-3.1 (+0.08)	6.8 (-0.17)	0.5 (-0.01)	13.9 (-0.34)	-15.4 (+0.35)	-14.5 (+0.35)	26.2 (-0.62)	25.2 (-0.60)	7.2 (-0.17)	1.2 (-0.03)	2.0	(-0.05)
	2	2.8 (-0.07)	5.5 (-0.14)	3.2 (-0.08)	13.2 (-0.32)	-5.3 (+0.13)	11.3 (-0.27)	15.6 (-0.37)	35.5 (-0.85)	9.5 (-0.23)	3.5 (-0.09)	4.3	(-0.11)
負	3	3.9 (-0.10)	5.7 (-0.14)	1.0 (-0.02)	5.4 (-0.13)	3.6 (-0.09)	13.6 (-0.32)	13.1 (-0.31)	17.2 (-0.41)	4.1 (-0.10)	3.8 (-0.09)	3.8	(-0.10)
	4	7.7 (-0.19)	7.2 (-0.18)	0.5 (-0.01)	8.0 (-0.20)	-14.8 (+0.35)	14.2 (-0.34)	10.2 (-0.24)	26.4 (-0.63)	7.5 (-0.18)	4.3 (-0.11)	4.7	(-0.12)
荷	5	10.3 (-0.25)	5.6 (-0.14)	0.3 (-0.01)	14.7 (-0.36)	-6.6 (+0.16)	8.7 (-0.21)	8.4 (-0.20)	33.3 (-0.79)	5.8 (-0.14)	4.9 (-0.12)	4.9	(-0.12)
	6	4.5 (-0.11)	3.8 (-0.09)	1.1 (-0.03)	11.9 (-0.29)	-25.0 (+0.60)	1.0 (-0.02)	6.7 (-0.16)	13.0 (-0.31)	5.0 (-0.12)	1.9 (-0.05)	2.3	(-0.06)
	7	6.4 (+0.3)	6.0 (+0.3)	1.2 (+0.06)	-9.6 (-0.49)	-10.6 (-0.66)	-2.7 (-0.17)	5.6 (+0.35)	10.6 (+0.66)	0.9 (+0.06)	3.7 (+0.19)	3.2	(+0.16)
	8	5.7 (+0.3)	5.1 (+0.3)	-1.7 (-0.09)	-0.7 (-0.04)	-10.5 (-0.65)	-21.6 (-1.34)	4.4 (+0.27)	4.4 (+0.27)	-2.7 (-0.17)	3.5 (+0.18)	2.5	(+0.12)
重	9	-6.1 (-0.3)	2.2 (+0.1)	1.5 (+0.08)	3.9 (+0.20)	4.5 (-0.28)	-6.3 (-0.39)	-5.8 (-0.36)	-5.5 (-0.34)	-0.2 (-0.01)	0.2 (+0.01)	0.2	(+0.10)
	10	14.4 (+0.7)	5.3 (+0.3)	1.4 (+0.07)	-8.3 (-0.43)	5.7 (+0.35)	-6.7 (-0.42)	-5.9 (-0.37)	-20.5 (-1.27)	-0.0 (-)	5.6 (+0.29)	4.6	(+0.23)
	11	13.3 (+0.7)	3.9 (+0.2)	-0.9 (-0.05)	-10.2 (-0.52)	4.3 (+0.27)	-2.1 (-0.13)	-8.7 (-0.54)	-21.9 (-1.36)	-2.7 (-0.17)	4.4 (+0.23)	3.1	(+0.15)
負	12	-1.5 (-0.08)	4.6 (+0.2)	-1.8 (-0.09)	-9.9 (-0.51)	-2.5 (-0.16)	15.2 (+0.94)	2.1 (+0.13)	-15.6 (-0.97)	-0.8 (-0.05)	1.2 (+0.06)	0.9	(+0.04)
	13	-7.1 (-0.4)	1.7 (+0.09)	-3.2 (-0.02)	-19.2 (-0.99)	-6.4 (-0.40)	-22.7 (-1.41)	-2.9 (-0.18)	-5.6 (-0.35)	-4.6 (-0.29)	-3.4 (-0.17)	-3.5	(-0.02)
	14	2.9 (+0.1)	-1.4 (-0.07)	2.4 (+0.1)	-12.1 (-0.62)	8.4 (+0.52)	0.9 (+0.06)	-11.5 (-0.71)	-1.3 (-0.08)	-0.1 (-0.01)	0.6 (-0.03)	0.5	(+0.03)
荷	15	7.0 (+0.4)	-1.3 (-0.07)	-0.5 (-0.03)	-10.5 (-0.54)	7.3 (+0.45)	0.1 (+0.01)	-13.3 (-0.83)	-3.5 (-0.22)	-3.5 (-0.22)	1.0 (+0.05)	0.2	(+0.01)
	16	0.0 (-)	-0.6 (-0.03)	1.2 (+0.06)	-4.8 (-0.25)	5.2 (+0.32)	-1.5 (-0.09)	-11.1 (-0.69)	-10.0 (-0.62)	-3.1 (-0.19)	0.2 (+0.01)	-0.3	(-0.02)

〔 〕는 價格彈力值

17	-2.9 (-0.1)	2.0 (+0.1)	-2.4 (-0.12)	-8.6 (-0.44)	11.9 (+0.74)	-1.2 (-0.07)	-11.0 (-0.68)	7.5 (+0.47)	-5.7 (-0.35)	-0.2 (-0.01)	-1.2 (-0.06)
18	-11.0 (-0.6)	-3.4 (-0.2)	-2.8 (-0.14)	-4.1 (-0.21)	-0.8 (-0.05)	-7.8 (-0.48)	-4.2 (-0.26)	-23.4 (-1.45)	-7.5 (-0.47)	-5.4 (-0.28)	-5.7 (-0.28)
19	-7.3 (-0.04)	-11.8 (-0.06)	-4.5 (-0.02)	-1.1 (-0.01)	-5.4 (-0.03)	-6.6 (-0.03)	-4.2 (-0.02)	-22.1 (-0.12)	-6.6 (-0.03)	-7.5 (-0.04)	-7.4 (-0.04)
20	-8.4 (-0.04)	-13.5 (-0.07)	-2.1 (-0.01)	14.6 (+0.07)	11.4 (+0.06)	-7.0 (-0.04)	-7.0 (-0.04)	-22.0 (-0.12)	-5.3 (-0.03)	-7.3 (-0.04)	-7.0 (-0.04)
21	-11.3 (-0.06)	-12.0 (-0.06)	-1.6 (-0.01)	8.2 (+0.04)	13.2 (+0.07)	9.2 (+0.05)	9.0 (+0.05)	-23.1 (-0.12)	-0.6 (-0.00)	-7.7 (-0.04)	-6.6 (-0.03)
22	-10.1 (-0.05)	-13.1 (-0.07)	3.2 (+0.02)	5.0 (+0.03)	6.7 (+0.04)	11.2 (+0.06)	0.8 (+0.00)	7.0 (+0.04)	1.5 (+0.01)	-6.5 (-0.03)	-5.3 (-0.03)
23	-3.3 (+0.08)	-4.3 (+0.11)	3.2 (-0.08)	12.7 (-0.31)	8.1 (-0.19)	13.3 (-0.32)	7.1 (-0.17)	12.1 (-0.23)	7.0 (-0.17)	-1.8 (+0.04)	-0.6 (+0.02)
24	3.7 (-0.09)	-0.3 (+0.01)	2.3 (-0.06)	6.4 (-0.16)	16.0 (-0.38)	37.8 (-0.90)	7.5 (-0.18)	8.1 (-0.19)	8.7 (-0.21)	1.7 (-0.04)	2.7 (-0.07)
(1) %	30.9	21.9	38.1	1.1	1.4	2.8	2.9	1.0	23.7	76.3	
(2) MWH	15,315	10,826	18,868	563	694	1,385	1,416	476	11,724	37,819	49,543
(3) %	17.0	12.0	20.9	0.6	0.8	1.5	1.6	0.5	13.0	41.9	

註: 1) 全體使用量 49,543MWH에 대한 使用量比率.  
 2) 1978年 1月 24日(水) 契約最大電力 500KW以上, 産業用乙 需用家의 使用量.  
 3) 1979年 1月 24日(水) 全系統 電力供給量 90,327MWH에 대한 比率.  
 (단위: MWH)

	1979. 1. 24 (水)	1976. 1. 28 (水)
契約最大電力 500KW以上	49,543	29,003
産業用電力乙 總需要	90,327	58,603
全系統 供給量		

上昇해서 4시간의 피크시간대를 볼 때 負荷가 平均적으로 많이 올라갔고 특히 13.2KV에서는 輕負荷帶의 負荷가 내려가는 대신 重負荷帶의 負荷가 올라갔다<sup>26)</sup>.

#### 4) 製造業種別

피크料金制 效果를 더 자세하게 製造業種別로 分析하기 위해 앞서 <表 3>의 分類에 따라 前記 標本 319個業體에 대한 1979年 1月 24日 (水曜日) 對 1976年 1月 28日(水曜日)의 負荷 曲線을 分析하여 17個 製造業別로 그 피크料金效果를 分析하였다.

食料品·纖維·製紙·플라스틱·시멘트·製鐵·製鋼·造船·鑛業은 피크시간帶의 負荷가 크게 줄어든 反面 輕負荷帶의 負荷는 크게 늘어났고 重負荷帶에서 食料品·纖維·製紙·플라스틱工業은 負荷가 내려가 철저한 負荷管理로서 피크料金制 效果가 至大하였다고 볼 수 있다.

시멘트·製鐵·造船·鑛業도 피크시간帶의 負荷는 前記한 産業의 피크시간帶의 負荷보다 더 많이 줄어든 反面 重負荷帶의 負荷가 늘어

났다. 또한 輕負荷帶의 負荷도 상당히 늘어나는 등 피크料金の 效果가 컸다고 보여진다.

그러나, 煙草·化學工業은 輕負荷帶에서 負荷가 급격히 줄어들었으며 피크負荷帶는 약간 줄어든 程度였고 重負荷帶의 負荷는 늘어난 결과를 나타냈다. 특히 煙草의 境遇 피크料金制의 目的에 正反對되는 負荷變更이 일어나는 것을 볼 수 있다. 그 原因은 煙草産業의 稼動率이 深夜에 현격히 低下되기 때문이다. 化學工業은 煙草工業보다 심하지는 않아도 煙草工業과 거의 비슷한 결과를 보였다. 유리工業과 自動車工業은 피크負荷帶에서 負荷가 상당히 올라갔을 뿐 아니라 그 低負荷帶에서도 피크負荷帶 以上으로 負荷가 上昇했다. 結果的으로도 重負荷帶의 負荷가 급격히 줄어든 결과를 가져온 것이다.

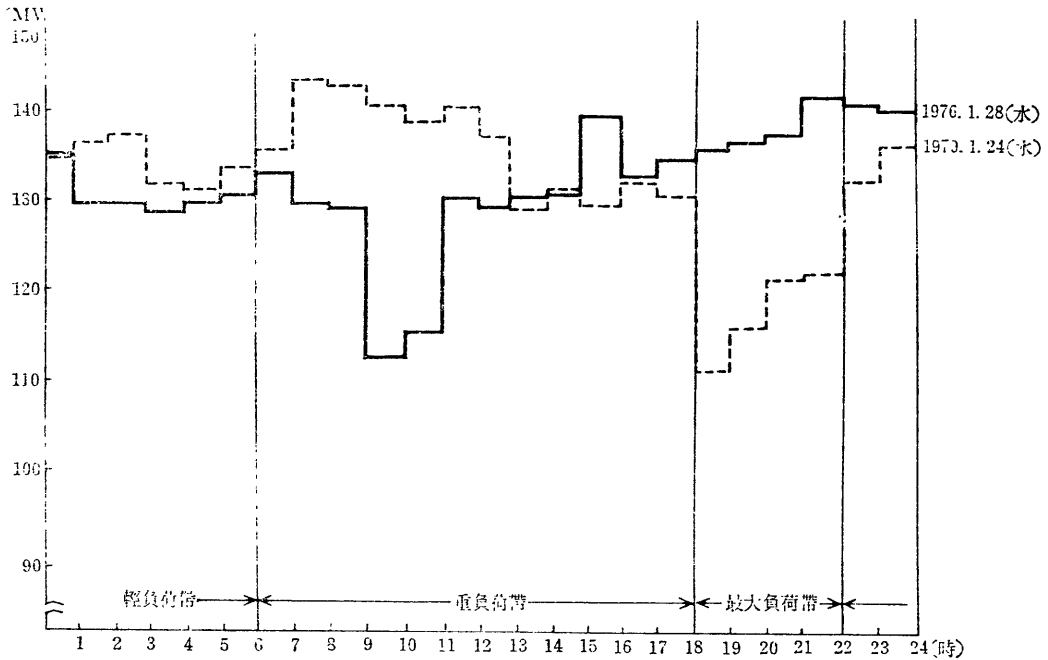
製材·合板·石油·고무·金屬加工産業은 系統피크 19時부터 20時까지를 除外하고는 피크負荷帶 때 負荷가 上昇하고 輕負荷帶에 負荷가 올라간 反面 重負荷帶에 負荷가 내려갔다.

全般的으로 보면 産業의 性格에 따라 피크料金制度가 負荷에 影響을 크게 미치는 産業도 있고 影響을 미치지 못하는 性格의 産業도 있는데 이 影響의 미치지 못하는 産業들中 특히 煙草工業이나 化學工業 등에 있어서는 輕負荷帶의 KWH當 料금이 피크시간帶의 料金에 비해 1/5밖에 되지 않는데도 불구하고 輕負荷帶의 負荷가 많이 내려갔다는 것은 産業性格上 電力料금이 占有하는 費用이 總生産費에 대해 아주 적으나 作業스케줄을 變更하기 위해 일어나는 問題, 특히 勞賃上昇幅이 피크料金으로 인한 電力料金の 追加負擔보다 더 큰 데 그 理由가 있는 것이다<sup>27)</sup>.

26) 이러한 負荷管理의 소홀은 한편으로는 피크料金制를 實施·主管하고 있는 電力供給當局의 無能을 露呈한 것이라 하지 않을 수 없다. 그와 같이 負荷管理改善이 이루어지지 않는다면 現在 피크料金制를 實施하고 있는 約 1,400個 業體의 1979年 1月24日 基準으로 本使用量 46,374Mwh/日의 約 17%를 占하는 7,683Mwh日을 需要하는 最大容量 300~500KW需用家 約 1,350個 業體의 電力需要에 대해 앞으로 擴大, 實施하게 되어도 별다른 效果를 期待할 수 없을 것이다. 이는 Time-of-day meter의 設置 및 管理에 支出되는 經費에도 미치지 못하는 効力밖에 나지 않을 뿐 아니라 13.2KV, 11.4KV 需用家처럼 오히려 負荷曲線을 나쁘게 만들 가능성도 內包되어 있기 때문이다. 이에 지금부터라도 電力供給當局은 각각의 需用家에 有利한 負荷管理에 關聯된 피크料金制度를 各企業에 철저히 周知시켜야 할 것이 要請된다 하겠다.

27) 負荷效果分析에 대한 보다 구체적인 것은 <表 4>와 같은 방법으로 前記 標本 319個業體의 負荷分析에 따른 피크料金制의 效果分析表를 契約容量別, 電壓別, 製造業別, 그리고 各業體別로 各各을 時差制限界費用에 의한 電氣料金構造의 附錄을 參考하기 바람.

〔圖 7〕 시멘트製造業(6個工場) 負荷曲線變化  
(1976. 1. 28 水 對 1979. 1. 24 水)



註：1976 負荷는 1979 負荷로 引上함.

### ■ 시멘트製造業의 事例

1976年의 시멘트製造業의 總生産費用, 電力費用, 人件費의 總額數는 總生産費(人件費包含) 1,192億원, 電力費 210億원 그리고 人件費가 92億원이었다. 電力費가 總生産費에서 차지하는 비율은 約 18%로서 시멘트製造業이 電力消費型임을 말해주고 있다. 人件費와도 비교해 보면 電力費는 人件費의 2倍 以上이다.

지난 1977년 12월 1일부터 시작된 피크料金制度實施가 이 시멘트 製造業의 負荷管理에 어떠한 影響을 미쳤는가. 그 效果를 分析하기 위하여 피크料金制가 實施되기 以前인 1976年 1月의 4째 水曜日과 實施後인 1979年 1月의 4째 水曜日의 負荷曲線을 위의 [圖 7]에 提示하였다. 效果分析의 正確性을 기하기 위해 同

期間(76年 1月 28日부터 79年 1月 24日까지) 中 供給電壓이 변하지 않은 3,000KW 以上의 最大契約容量을 가진 6個工場의 負荷를 비교하였다. 該當工場의 最大契約電力과 供給電壓은 다음과 같다(表 7 참조).

이 6個工場의 79年 1月 28日 水曜日과 79年 1月 24日 水曜日의 各 時間帶(24時間)別 각각

〈表 7〉 시멘트業體의 最大契約電力과 供給電壓  
(1979. 1. 24)

工 場	最大契約電力 (KW)	供給電壓(KV)
고려시멘트	13,915	66
현대시멘트	30,000	66
성신화학	19,931	154
아세아시멘트	32,000	66
쌍용양회	86,842	154
한일시멘트	45,000	66

〈表 8〉 3,000KW以上 시멘트業體(6個工場) 負荷曲線變化

時	1976. 1. 28(水)	1979. 1. 24(水)	$(C)=A \times \frac{(B)}{(A)}$	$(B)-(C)$	$\frac{(B)-(C)}{(C)}$	價格彈力值	
	(A) 負荷(MW)	(B) 負荷(MW)	假定負荷 (MW)	(MW)	(%)		
輕 負 荷	1	95	134	135	-0.6	-0.43	+0.011
	2	91	136	130	6.8	5.16	-0.127
	3	91	137	130	7.8	5.92	-0.146
	4	90	132	128	4.0	3.00	-0.074
	5	91	131	130	1.6	1.20	-0.030
	6	92	134	131	3.5	2.63	-0.065
重 負 荷	7	94	136	134	2.0	1.48	+0.076
	8	91	144	130	14.9	11.26	+0.579
	9	91	143	130	13.9	10.55	+0.542
	10	79	140	113	27.6	20.90	+1.074
	11	81	137	115	21.4	16.16	+0.830
	12	91	140	130	9.8	7.43	+0.382
	13	90	135	128	6.5	4.95	+0.254
	14	92	128	131	-2.9	-2.21	-0.114
	15	92	132	131	0.7	0.51	+0.026
	16	98	129	140	-10.5	-7.91	-0.406
	17	94	133	134	-0.5	-0.34	-0.017
	18	95	131	135	-4.6	-3.51	-0.180
피 크 負 荷	19	96	111	137	-25.9	-19.60	-0.100
	20	97	116	138	-22.2	-16.76	-0.901
	21	97	121	138	-17.8	-13.47	-0.068
	22	100	122	142	-20.8	-15.71	-0.080
輕 負 荷	23	101	133	144	-10.9	-8.22	+0.203
	24	99	137	141	-4.0	-3.00	+0.074
合 計	2,228	3,172	3,175				
平 均	92.8	132.2	132.3				

註: (B),(C)의 合計가 一致하지 않는 것은 KW 상태에서 계산한 것이기 때문이다.

의 負荷變化는 [圖 7]에서 볼 수 있듯이 피크 負荷時間帶인 18時부터 22時까지 4時間 동안 平均 18.5%의 負荷減少가 있었으며 輕負荷時間帶에서는 平均 約 1%의 負荷增加效果가 있었다. 重負荷時間帶에서는 負荷가 午前 10時에 20% 以上 增加하였다.

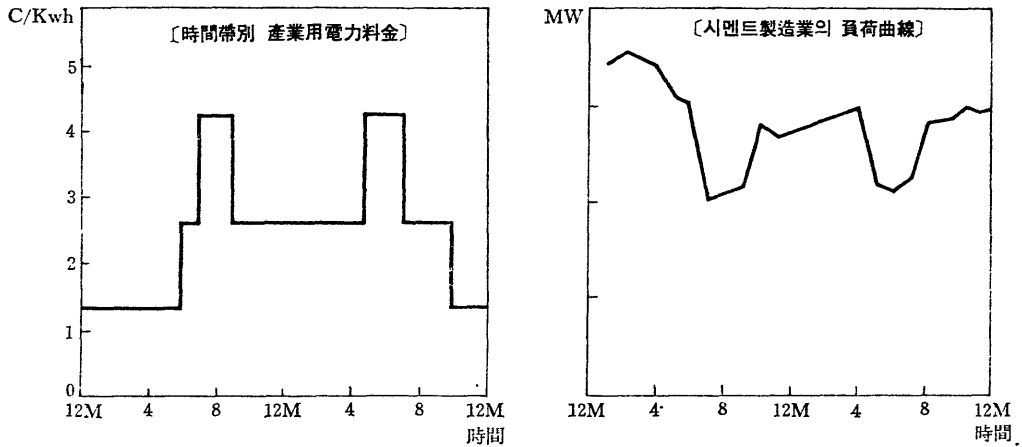
以上과 같이 피크時間帶의 效果는 놀라울 정도로 컸으나 [圖 7]에서 볼 수 있는 것처럼 시멘트製造工程의 連續性 때문에 76년에 비해 피크時間帶에 이르기 前인 16時부터 負荷는 줄

어지고 피크時間帶가 넘는 23時부터 적어도 3時間은(즉 輕負荷時間帶에서만) 負荷가 줄어들었다가 새벽 2時부터 上昇하였음을 알 수 있다. 이는 前記한 바와 같이 시멘트製造工程 性質上 負荷管理가 어렵다는 것을 말해준다.

프랑스의 경우에는 이 시멘트製造業에도 [圖 8]에서 볼 수 있는 것처럼 피크時間帶의 負荷管理뿐만 아니라 他時間帶의 管理도 철저히 되어 있음을 알 수 있다<sup>28)</sup>.

〈表 9〉에서와 같이 時間帶別 價格彈力值<sup>29)</sup>

[圖 8] 프랑스의 産業用電力料金 및 시멘트製造業의 負荷曲線



資料 : Brigger M. Mitchell, Willard G. Manning, Jr., and Jan Paul Aton, *Electricity Pricing and Load Management: Foreign Experience and California Opportunities*, Santa Monica, California: The Rand Corporation, March 1977, pp.19, 23.

(price elasticity)는 피크負荷帶에서  $-0.033$ , 輕負荷帶에서는  $-0.075$ 이다. 그러나 重負荷帶에서는  $+0.016$ 으로 無意味한 正의 符號를 갖는 것으로 나타났는데 이것은 이미 설명한 것처럼 5:1의 料金差가 있는 피크와 輕負荷帶에서 電力需要의 移動이 가장 많이 이루어졌기 때문이다. 全産業의 生産原價중 電力費가 占하는 比重이 2%에 불과하기 때문에 2:1 정도의 料金差는 重負荷帶에서 輕負荷帶로의 電力需要移動의 적극적 要因으로 作用하지

못했기 때문이다. 즉 重負荷帶의 負荷變化는 피크負荷帶의 平均 138MW인 6.5%, 輕負荷帶의 平均 59MW인 3.0% 변화에 비해 아주 적은 7.1MW(0.33%)에 불과하였다. 이처럼 적은 差는 統計學的 誤差의 範圍內에 속하므로 重負荷帶의 彈力值로서 意義가 없는 것으로 간주된다. 피크料金制로 인해 發生된 負荷變化를 계산할 때 GNP增加, 代替作用 等에 의한 總需要變化要因은 1976年 1月28日의 總需要 29,003MWH를 1979年 1月24日의 49,543MWH의 水準으로 切上시켰기 때문에 價格外의 모든 要因을 中立化(neutralize)시킨 셈이며 <表 9>에 나타난 변화가 대체로 피크 料金에 의해 이루어진 것으로 假定할 수 있다. 더우기 KDI와 韓電이 1977年 夏期에 피크料金表를 作成할 때 當局의 方針에 의하여 피크料金制 實施로 인한 韓電의 收入에 增減이 없도록 1976年 1月28日의 負荷曲線을 主資料(피크料金 效果를 假定하지 않음)로 사용하였다(表 10 參照)<sup>30)</sup>.

28) 이를 비교하여 볼 때 韓電의 피크料金制 效果는 프랑스 EDF의 피크料金制 效果에 미치지 못함을 알 수 있는데 이는 韓電의 負荷管理에 관한 지도가 전혀 없었던 결과라 하겠다. 韓電은 事前 아무런 教育없이 피크料金制를 實施하였으며 그 후에도 계속 負荷管理에 대한 教育이나 제공을 實施하지 않았음을 指摘해둔다.

29) 計算에 사용한 價格은 "Marginal Price"이다. 그 理由는 例로 National Association of Regulatory Utilities Commissioners, *Elasticity of Demand: Electric Utility Rate Design Study*, 1977, pp.8~9에 설명되어 있다. 또한 Lester D. Taylor, "The Demand for Electricity: A Survey," *The Bell Journal of Economics*, Spring 1975, pp.74~110 參照.

30) 더 자세한 內容은 張榮植, 『電氣料率改編』, KDI, 1978, 參照.



〈表 9〉 産業用乙의 需用, 料金 및 價格彈力值

		피크負荷帶 (18~22時)	重負荷帶 (06~18時)	輕負荷帶 (22~06時)	計 (24時間)
1976. 1. 28(水*)	需 要 量 (MWH)	4,920	14,897	9,185	29,003
	占 有 率 (%)	16.963	51.362	31.668	100.0
	180時間초과電力量料金 <sup>1)</sup> (不變價 圓/KWH)	10.01	10.01	10.01	
1979. 1. 24(水*)	需 要 量	7,851	25,532	16,160	49,543
	占 有 率 (%)	15.849	51.536	32.619	100.0
	피 크 料 金 <sup>2)</sup> (不變價 圓/KWH)	30.04	12.07	6.01	
<sup>3)</sup> 1976. 1. 28(水*) (換算한 경우)	需 要 量 (MWH)	8,404	25,447	15,690	49,543
	占 有 率 (%)	16.963	51.362	31.668	100.0
		10.01	10.01	10.01	
價 格 彈 力 值		-0.033	+0.016	-0.075	

註: 1) Decreasing block rate system의 마지막 段階電力量料金(marginal price) 基準.

2) 不變價 計算基準: 1976. 1月 WPI=108.5, 1979. 1月 WPI=143.4

3) 1976年 1月28日의 負荷曲線이 1979年 1月24日에도 持續되었다고 假定할 경우, 즉 피크料금이 施行되지 않았다고 假定할 경우이다.

\* 모두 비계 수요일임.

〈表 10〉 負荷標本業體(319個)와 産業用乙全體需用家の 料金, 需用現況  
(1976. 1. 28 水 對 1979. 1. 24 水)

契約電力 및 電壓	1976. 1. 28 (水)						
	料 金				需 用		
	需用料金 (圓/KW /月)	電力量料金 (圓/KWH/月)			需 用 家 戶 數	消 費 電 力 量 (MWH)	契 容 約 量 (MW)
	처음90時間까지 (하루 3時間)	90~180時間 (하루 3~6時間)	180時間초과 (하루 6時間以上)				
500KW以上, 20KV以下	933	17.75	12.62	11.96	75	1,272	85
500KW以上, 22, 22.9, 66 KV	771	17.75	12.62	9.87	237	10,729	661
1,000KW以上, 154KV	516	17.75	11.80	9.72	7	3,232	183
計					319	15,233	929
産業用乙(500KW以上)					934	*29,003	2,148
全 系 統 總 計					3,958,046	**58,603	
時間帶別 負荷 (MWH)	(100.0) 15,233	18~22時 (17.0) 2,584	06~18時 (51.3) 7,824	22~06時 (31.7) 4,824			

契約電力 및 電壓	1979. 1. 24 (水)						
	料 金				需 用		
	需用料金 (원/KW /月)	電力量料金(원/KWH/月)			需 家 戶 數	消費電力量 (MWH)	契約容量 (MW)
18~22時		06~18時	22~06時				
500KW以上 20KV以下	1,211	44.31	17.63	8.87	54	1,517	97
500KW以上, 22, 22.9, 66 KV	1,010	39.50	15.89	7.90	253	12,804	773
1,000KW以上, 154KV	675	38.75	15.66	7.77	12	5,988	338
計					319	20,310	1,207
産業用乙(500KW以上)					1,707	49,543 <sup>1)</sup>	3,726
全 系 統 總 計					4,966,159	90,234 <sup>2)</sup>	
時間帶別 負荷 (MWH)	(100.0) 20,310	(15.9) 3,219	(51.5) 10,467	(32.6) 6,625			

註: 1) 各各 1976, 1979年 1月の 日平均値(1月消費電力量/Equivalent working day=29.4).

2) 各各 1976.1.28, 1979.1.24의 供給電力量.

資料: 韓電, 『電氣販賣月報(需用事項)』, 1976.1, 1979.1.

契約最大電力 500KW以上 需用家 負荷調査資料.

#### IV. 結論 및 提案

傳統的인 단순한 平均 費用原則의 適用에서 脫皮하여 經濟理論의 基本이 되는 限界費用原則을 劃期的으로 適用한 産業用乙에 대한 피크料金制度의 實施는 起伏이 심한 負荷曲線을 總需要量의 抑制없이 價格機能에 의해 調整함으로써 國家의 稀少한 資源을 最適分配하고자 하는데 그 目的이 있기 때문에 피크料金制度의 實施로 冬季의 本系統피크負荷時인 19時 産業用乙에서 7.4%의 節約效果를 본 것은 그 目的을 상당히 達成시켰다 할 수 있다. 왜냐하면 이는 本系統의 19時 피크負荷에 대해 約 194MW의 發電施設容量과 135MW의 送·配電施設을 節約해 준 것이기 때문이다.

특히 154, 66, 22.9KV 등의 高電壓으로서 契約最大電力 3,000KW以上の 電力大需用工場에 대한 피크料金制 效果는 괘목할 만한 것이었다.

그럼에도 不拘하고 22KV以下, 3,000KW未滿의 工場에서는 그 效果가 아주 적은 것으로 나타났다. 22KV, 6.6KV 需用家の 경우는 피크帶時間 4時間中에서 1~2時間의 負荷調整은 되었어도 2~3時間은 오히려 負荷를 增加시키는 逆效果를 보였다. 工場別로 보면 石油 및 유리工業과 특히 煙草工場 등은 그 逆效果의 程度가 심하다. 이러한 工場에 대하여는 직접 訪問해서 그 原因을 調査하고 研究해서 需用家가 피크料金制度를 잘 이해하여 總電力費支出 減少의 利益을 볼 수 있도록 하는 當局의 指導가 필요하다.

피크料金制度의 效果를 더욱 높이기 위해서는 첫째, 現在의 使用電力量(KWH)에 대한 피

크料金制와 함께 施設契約容量(KW)에 대한 負荷帶別 差等需用料金도 限界費用原則에 의해 區分適用하는 피크料金制의 補完 改編이 필요하고, 둘째, 當局은 그 效果를 올림과 同時에 需用家の 利益을 위한 奉仕로서 피크料金制度에 關하여 자세한 설명과 指導를 하여야 할 것이다.

더우기 1980年 3月부터 피크料金制度를 契約最大電力 300~500KW 需用家에게도 擴大 施行키로 결정했는데 이들 需用家の 數는 1979年 1月 現在 約 1,400業體로서 總需要量은

本系統의 約 9%에 불과하고 冬季 19時의 피크負荷에 대해서는 約 2.3%에 불과한 점을 考慮한다면 앞서 提案한 것과 같은 補完이 따르지 않고는 이들 業體에 대하여는 피크料金制度의 效果는 별로 보지 못하면서 電氣料金만 引上시키는 結果가 되어 生産活動에 無理만을 주게 될 수도 있다. 따라서 이 分野에 대한 계속적인 研究와 效率的인 補完·改善이 切實하게 필요하며 補完·改善된 效率的인 피크料金制는 귀중한 國家資源의 最適配分에 くだ란 寄與를 할 것이다.

### ▷ 參 考 文 獻 ◁

- 張榮植, 『韓國電力需要 및 價格의 分析』, 韓國開發研究院, 研究叢書 17卷, 1977.
- \_\_\_\_\_, 『電氣料率改編』, 韓國開發研究院, 1978.
- \_\_\_\_\_, 『時差制 長期限界費用에 의한 電氣料金構造』(附錄 포함), [韓國開發研究院, 1979.
- 韓國電力株式會社, 『大動力需用家調書』, 1978.
- \_\_\_\_\_, 『電氣販賣月報(需用, 收入事項)』, 1976~1979.
- \_\_\_\_\_, 負荷日誌 等 對內資料.
- Boiteux, Marcel, "Marginal Cost Pricing," in J.R. Nelson(ed.), *Marginal Cost Pricing in Practice*, Prentice-Hall, 1964.
- Electricite De France, *La Tarification De L'Electricite*, Electricite De France, 1978.
- Nelson, J.R.(ed.), *Marginal Cost Pricing in Practice*, Prentice-Hall, 1964.
- Nissel, Hans E., "Price Signals or Load Management," *Public Utilities Fortnig-*
- htly*, Vol.97, No.2, Jan. 15, 1976., pp. 20~27.
- Requin, André and Lorgeou, Jean, "Electricity Pricing in France: Experiences with French Tariff Structures-Technical Means for the Implementation of Tariff Structures," Presented before *the French American Energy System Planning and Pricing Conference*, Madison Wisconsin, 1974, English Translation (mimeo).
- Robinson, Joan, *The Economics of Imperfect Competition*, Macmillan & St. Martin, 1969.
- Taylor, Lester D., "The Demand for Electricity: A Survey," *The Bell Journal of Economics*, Spring, 1975, pp.74~110.
- Turvey, Ralph and Dennis Anderson, *Electricity Economics*, Johns Hopkins University Press, 1977.