

水力及抽蓄電廠對電力系統競價市場最佳機組發電排程之影響

李聰穎* 陳俊隆 詹榮茂

明新科技大學電機工程系

摘要

本研究探討水力及抽蓄電廠對電力系統競價市場最佳機組發電排程之影響，提出一個可以解出在自由化競價市場運轉模式下的機組最佳發電排程的方法，並考慮傳統水力及抽蓄機組仍為國營機組的狀況下，傳統水力及抽蓄機組的最佳調度方式及對系統整體調度的影響，使得系統的總供電成本最低；此外，本研究亦以解制後的台電系統為例，探討在競價市場模式下系統運轉的結果，並與過去在電力系統水、火力機組調度協調的研究成果比較，探討解制前後系統運轉成本的變化，作為國內推動電業自由化的參考。

關鍵詞：競價市場、水力機組、抽蓄機組、解制

The Effects of Hydro Units and Pumped Storage Units on Optimal Generation Scheduling of a Competitive Market in Power Systems

Tsung-Ying Lee Jun-Long Chen Rong-Mao Jan

Department of Electrical Engineering, Mingshin University of Science and Technology

Abstract

This research investigates the effects of hydro units and pumped storage units on optimal generation scheduling of a competitive market in power systems. The conventional hydro units, pumped storage units and nuclear units were suggested to be committed by utility; all thermal units were operated under a competitive market. A new algorithm was proposed to solve the optimal generation schedule of fossil units, conventional hydro units and pumped storage units in a deregulated competition market power system. The total generation cost will be minimized when the optimal generation schedules of all generation units were reached. Furthermore, a numerical example compared the operating results of the deregulated Taiwan power system with the operating results of Taiwan power system before deregulation. Comparison results will be used as a reference for Taiwan power system deregulation evaluation.

Keywords: competition market, hydro generation unit, pumped storage unit, deregulation

* 電機工程系副教授 地址：新竹縣新豐鄉新興路 1 號 Tel：03-5593142 E-mail：tylee@must.edu.tw

1. 簡介

電力事業為一公用事業，因此電力系統運轉時除了應就經濟因素加以考慮之外，最重要的是如何維持穩定的電源供應。為了提高電業間的競爭、降低供電成本及提高供電品質，電力系統的運轉已由傳統發電、輸電及配電垂直整合的運轉方式，朝向較為自由的水平分割發電、輸電及配電系統的運轉方式[1]。國內在政府電業自由化的政策導向及預期電業法修正通過的環境下[2,3]，電力系統自由化已是必然的趨勢；但是由於現有系統各種不同機組的特性不同，成本差異亦大，且除了火力電廠之外，尚有核能電廠、傳統水力電廠及抽蓄電廠，再加上在第一、第二及現階段核准設立的民營電廠與電力公司之間簽有二十五年的購售電合約[4]，因此未來如何妥善的移轉現有合約、如何兼顧系統中原有的老舊機組、考量核能電廠的安全因素、各型水力電廠及抽蓄電廠的運轉方式，進而建立適合現況、未來發展及適合我國的電力自由化競價市場及相關調度規則，是學術界及電力公司必須加以正視的問題。

關於解制後電力系統運轉的研究成果有很多，例如，大型水力機組在解制後電力系統之可靠度分析[5]，解制後電力系統機組運轉排程[6]，世界各國電力系統解制後之價格分析[7]，以虛功率做為輔助服務之價格分析[8]及競價市場之機組排程分析[9]等。

本研究的目的即針對競價市場中各型火力機組的調度方式，以及傳統水力與抽蓄機組仍為國營的狀況下，傳統水力及抽蓄機組的最佳調度方式及對系統的影響加以探討，並提出一套結合動態規劃法(Dynamic Programming, DP)、多途徑動態規劃法(Multi-Pass Dynamic Programming, MPDP)[10]的演算法，解出一天內各機組最佳發電排程的方法，使得電力系統的總購電成本最低，同時考慮備轉容量的區域分佈及線路傳輸限制與擁塞問題，使得系統的穩定及可靠度儘可能的提高。此外，本研究更進一步探討電力系統解制前後運轉特性及發電成本的差異，作為國內推動電力自由化的參考。

2. 目標函數及限制條件

本研究探討傳統水力、抽蓄及各型火力機組在自由化競價市場的機組調度方式，以及傳統水力和抽蓄電廠對競價市場機組調度之影響。並提出一套有效的演算法，解出一天內各機組最佳發電排程的方法，使得電力系統的總購電成本最低，因此目標函數可表示成：

$$\text{Minimize Cost} = \sum_{j=1}^{j_{\max}} \left[\sum_{i=1}^{n_j} F1_i(PF_{i,j}) + \sum_{k=1}^{m_j} F2_k(PB_{k,j}) \right] \quad (1)$$

$$F1_i(PF_{i,j}) = [A_i \times (PF_{i,j})^2 + B_i \times PF_{i,j} + C_i] \times FP_i \quad (2)$$

$$F2_k(PB_{k,j}) = \begin{cases} FM_k + \lambda_{k,1} \times (PB_{k,j} - P_{\min_k}) + VC_k \times PB_{k,j}, & P_{\min_k} \leq PB_{k,j} \leq P_{k,1} \\ FM_k + \lambda_{k,1} \times (P_{k,1} - P_{\min_k}) + \lambda_{k,2} \times (PB_{k,j} - P_{k,1}) + VC_k \times PB_{k,j} \\ & , P_{k,1} \leq PB_{k,j} \leq P_{k,2} \\ FM_k + \lambda_{k,1} \times (P_{k,1} - P_{\min_k}) + \lambda_{k,2} \times (P_{k,2} - P_{k,1}) + \lambda_{k,3} \times (PB_{k,j} \\ & - P_{k,2}) + VC_k \times PB_{k,j}, & P_{k,2} \leq PB_{k,j} \leq P_{k,3} \end{cases} \quad (3)$$

其中：

- $Cost$ ：電力系統在調度期間的總發電成本
- J_{\max} ：調度期間的總小時數，例如一年有 8760 小時
- n_j ：第 j 小時上線運轉的火力及核能機組數
- $PF_{i,j}$ ：火力機組 i 在第 j 小時的出力
- $F1_i(PF_{i,j})$ ：火力機組 i 的成本函數
- FP_i ：機組 i 每單位燃料用量(噸、公秉或千立方公尺)單價
- A_i, B_i, C_i ：常數
- m_j ：第 j 小時上線運轉的投標式機組數
- $PB_{k,j}$ ：投標式機組 k 在第 j 小時的出力
- $F2_k(PB_{k,j})$ ：投標式機組 k 的成本函數(三段運轉成本)
- FM_k ：機組 k 的固定雜項成本
- VC_k ：機組 k 每發 1MWH 的固定單價
- $\lambda_{k,n}$ ：機組 k 的第 n 段成本函數的斜率
- $P \min_k$ ：機組 k 的最小發電量限制，即 P_0
- $P_{k,n}$ ：第 $n-1$ 段及第 n 段成本函數的分界點

限制條件有：

(1)負載平衡：系統中各發電機組的出力和必須隨時與電力系統的總負載相同，亦即

$$\sum_{a=1}^{n_j} PF_{a,j} + \sum_{b=1}^{m_j} PB_{b,j} + \sum_{f=1}^T PR_{f,j} + \sum_{g=1}^U PD_{g,j} + \sum_{n=1}^V PP_{n,j} = Load_j \quad (4)$$

其中：

- T ：川流式水力機組數
- U ：水庫式水力機組數
- V ：抽蓄電廠數
- $PR_{f,j}$ ：川流式水力機組 f 在第 j 小時的出力
- $PD_{g,j}$ ：水庫式水力機組 g 在第 j 小時的出力
- $PP_{n,j}$ ：抽蓄電廠機組 n 在第 j 小時的出力，當運轉模式為發電時，出力為正值；當運轉模式為抽水時，出力為負值

$Load_j$: 電力系統在第 j 小時的負載

(2) 電力系統備轉容量

$$\sum_{a=1}^{n_j} PF \max_a + \sum_{b=1}^{m_j} PB \max_b + \sum_{g=1}^U PD \max_g + \sum_{n=1}^V PP \max_n \geq Load_j + Spin_j \quad (5)$$

$$Spin_j = \left[\sum_{a=1}^{n_j} \min(PF \max_a, PF_{a,j} + T10 \times RU_a) \right] + \left[\sum_{b=1}^{m_j} \min(PB \max_b, PB_{b,j} + T10 \times RUB_b) \right] + \sum_{g=1}^U PD \max_g + \sum_{n=1}^V PP \max_n - Load_j \quad (6)$$

其中：

$PF \max_a$: 火力機組 a 的額定淨出力

$PB \max_b$: 投標式機組 b 的額定淨出力

$PD \max_g$: 水庫式機組 g 的額定淨出力

$PP \max_n$: 抽蓄機組 n 的額定淨出力

$Spin_j$: 電力系統在第 j 小時的 10 分鐘備轉容量

RU_a : 火力機組 a 的出力提升率 (MW / min)

RUB_b : 投標式機組 b 的出力提升率 (MW / min)

$T10$: 10 分鐘

(3) 機組發電量限制：系統中各型機組的發電量皆需限制在額定淨出力及最小出力之間，除此之外，較為特殊的是抽蓄機組的出力限制，由於抽蓄機組的運轉分為抽水及發電，在發電時其出力必須介於最大及最小出力限制之間，在抽水時則只能作 on 或 off 的運轉，且基於整廠調度的限制，機組在抽水時，整廠的抽水機組數只能隨時間漸增，亦即在抽水時整廠自電力系統輸入的功率只能隨時間漸增。

(4) 水庫式水力機組可用水量限制：水庫式水力機組的運轉除了考慮經濟性外，亦需考量水庫存量的限制，本研究為了簡化水庫式水力機組的調度，採用水力機組的週平均發電量來設定機組在調度期間的各週總輸出能量，因此若機組在第 k 週的平均發電量為 $PDave_{n,k}$ ，則各小時發電量和需滿足，

$$\sum_{j=ks}^{ke} PD_{n,j} = PDave_{n,k} \times (ke - ks) \quad (7)$$

其中，

ks : 第 k 週的啓始小時數

ke : 第 k 週的終了小時數

(5)抽蓄電廠下池儲水量限制：在調度期間，抽蓄電廠上池及下池儲水量必須隨時保持在允許的範圍內，亦即，

$$DRV \min_n \leq DRV_{n,j} \leq DRV \max_n \quad (8)$$

$$URV \min_n \leq URV_{n,j} \leq URV \max_n \quad (9)$$

抽蓄電廠的運轉分為發電及抽水模式，當運轉為發電模式時，

$$DRV_{n,j} = DRV_{n,j-1} + QP_{n,j} + RIP_{n,j} \quad (10)$$

$$URV_{n,j} = URV_{n,j-1} + URIP_{n,j} - QP_{n,j} \quad (11)$$

當運轉為抽水模式時，

$$DRV_{n,j} = DRV_{n,j-1} + RIP_{n,j} - QPR_n \times PN_{n,j} \quad (12)$$

$$URV_{n,j} = URV_{n,j-1} + URIP_{n,j} + QPR_n \times PN_{n,j} \quad (13)$$

其中：

$DRV_{n,j}$ ：抽蓄電廠 n 在第 j 小時的下池儲水量

$URV_{n,j}$ ：抽蓄電廠 n 在第 j 小時的上池儲水量

$DRV \max_n$ ：抽蓄電廠 n 的下池儲水量上限

$DRV \min_n$ ：抽蓄電廠 n 的下池儲水量下限

$URV \max_n$ ：抽蓄電廠 n 的上池儲水量上限

$URV \min_n$ ：抽蓄電廠 n 的上池儲水量下限

$QP_{n,j}$ ：抽蓄電廠 n 在第 j 小時，由上池流往下池的水量

$RIP_{n,j}$ ：抽蓄電廠 n 在第 j 小時的下池進水量

$URIP_{n,j}$ ：抽蓄電廠 n 在第 j 小時的上池進水量

QPR_n ：抽蓄電廠 n 每一部機組每小時的抽水量

$PN_{n,j}$ ：抽蓄電廠 n 在第 j 小時運轉的機組數(抽水模式)

(6)火力機組運轉時間限制：火力機組運轉時除了發電量受到限制外，其最小上線運轉時間(Minimum Up Time)及最小離線時間(Minimum Down Time)亦受到限制。

(7)區域運轉限制：包括區域間電力流量限制，以及區域備轉容量限制的要求。系統在任一區域發生最大出力機組容量的電源故障時，區域間的電力流量仍必須在限制值之內。

3.演算法

由於在自由化初期，傳統水力、抽蓄及核能皆仍為國營電廠，因此其運轉方式仍以維持系統穩定及降低供電成本為首要目標，但由於傳統水力及抽蓄機組的可用水量受到限制，因此如可將有限的水量作最適當的分配是很重要的問題。本研究以快速截峰法(Fast Peak Shaving)，作為傳統水力機組調度的策略；抽蓄電廠的調度則考慮下池容量、機組發電及抽水之限制條件(抽水時以各部機滿載容量為單位、發電則受發電量上下限的限制)，以多途徑動態規劃法(MPDP)[10]解出其最佳運轉策略。至於火力電廠的調度，則根據電廠提報的啟動成本、遞增成本及無載成本，計算其邊際價格(Marginal Price)，並考慮備轉容量(Spinning Reserve)及其分佈、區域間輸電線傳輸限制等問題，依循競價市場決標規則，以動態規劃法解出各機組的最佳發電排程。

由於解火力電廠最佳排程之前，需先知道火力系統的總負載，因此本研究所提出的方法將分為三個階段；第一個階段先根據預測的系統負載值，以快速截峰法解出各傳統水力機組的最佳發電排程，使系統的尖峰負載儘可能的抑低，並將各清算時段(Settlement Period)傳統水力系統的總出力自原始負載中扣除，得到剩餘負載曲線；第二階段以最小化各清算時段剩餘負載平方和為目標函數，以 MPDP 解出滿足運轉限制條件的抽蓄電廠初始最佳發電排程，並將各清算時段抽蓄系統的總出力自負載中扣除，得到新的剩餘負載曲線；第三階段以新的剩餘負載曲線、各火力電廠的報價資料及系統備轉容量需求，計算各電廠的邊際成本，接著根據系統各清算時段的剩餘負載決定得標機組及系統的邊際成本(System Marginal Price, SMP)，最後使用直流負載潮流(DC Power Flow)快速核算線路是否超載及是否有擁塞的現象，並根據核算結果調整機組出力及決定是否增加得標機組。此過程類似電力交易所(Power Exchanger, PX)的競標功能，及電力調度中心(Independent System Operator)的第一次試算。

由於在執行階段二的運算時，並不知道系統火力電廠的出力及總體運轉成本，所得到僅是各抽蓄電廠的概略出力，因此需再以階段三得到的各火力電廠發電排程及系統的初始邊際成本值，再一次估算各抽蓄電廠的發電排程，並以最小化系統總購電成本為目標函數。

接著再一次依據新的抽蓄電廠發電排程核算新的得標機組名單及系統的邊際成本。如此，階段二及階段三的過程一直重覆疊代，直到兩相鄰疊代的總購電成本變化小於設定值為止，此時結果收斂，各電廠的發電排程即為滿足限制條件的最佳發電排程。圖 1 為本研究所提出方法的流程圖。

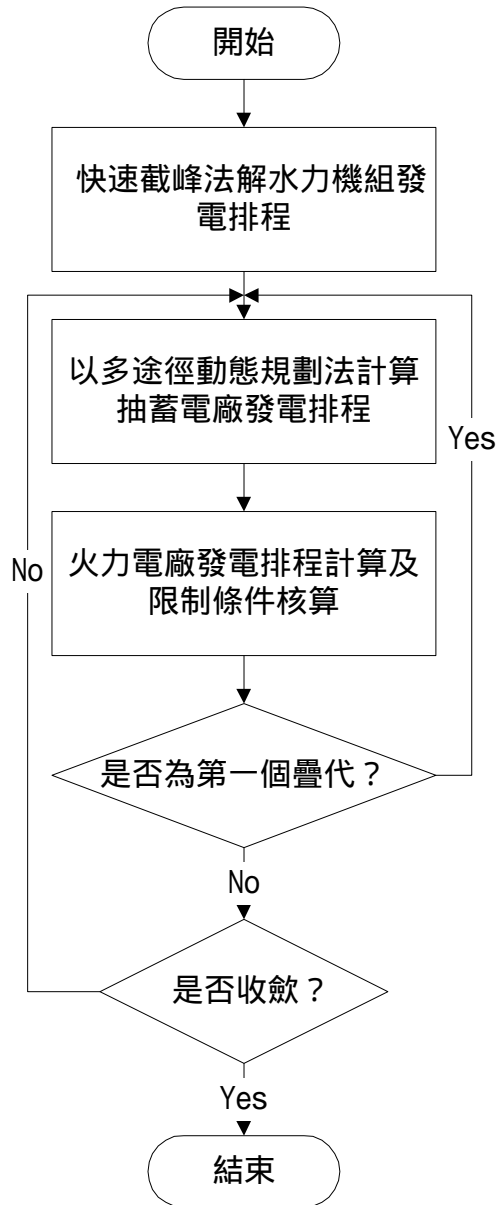


圖 1. 解包含傳統水力、抽蓄及火力電廠之電力競價市場機組最佳發電排程方法流程圖

以下針對圖 1 之重要步驟加以說明：

(一) 快速截峰法解傳統水力機組發電排程：根據機組的可用水量及出力限制，儘可能的抑低系統的尖峰負載值，使電力系統購電成本降低。以下為此方法的概略步驟如下：

(1)將各清算時段負載值由大到小排列得 $L_1, L_2, \dots, L_{j_{\max}}$ 。

(2)根據各機組預定的平均發電量 P_A 計算各機組在調度期間可提供的總能量 E ，且

$$E = P_A \times j_{\max} \quad (14)$$

(3)計算 $L_1, L_2, \dots, L_{j_{\max}}$ 間的差值，得

$$D_1 = L_1 - L_2 \quad (15)$$

$$D_2 = L_2 - L_3 \tag{16}$$

:

$$D_{j_{\max}-1} = L_{j_{\max}-1} - L_{j_{\max}} \tag{17}$$

$$D_{j_{\max}} = L_{j_{\max}} \tag{18}$$

(4) 設定時間 $n = 1$ ，各清算時段機組出力 $P_1, P_2, \dots, P_{j_{\max}}$ 為零。

(5) 判斷 $\sum_{i=1}^n D_i \leq P_{\max}$ ，若是則

$$P_k = P_k + D_n, \quad k = 1, 2, \dots, n \tag{19}$$

$$E = E - D_n \times n \tag{20}$$

$$L_k = L_k - D_n, \quad k = 1, 2, \dots, n \tag{21}$$

若在 $i = 1$ 至 h 間無法滿足(5)之條件，則

$$L_m = L_m - (P_{\max} - P_m), \quad m = 1, 2, \dots, h \tag{22}$$

$$L_r = L_r - D_n, \quad r = h + 1, \dots, n \tag{23}$$

$$P_r = P_r + D_n, \quad r = h + 1, \dots, n \tag{24}$$

$$P_m = P_{\max}, \quad m = 1, 2, \dots, h \tag{25}$$

$$E = E - (n - h) \times D_n - \sum_{q=1}^h (P_{\max} - P_q) \tag{26}$$

(6) n 加 1，並重複(5)(6)直到 E 為零，即所有可用能量皆已適當分配至各清算時段。

(7) 繼續下一部機組的能量 E 分配，亦即重複(2)~(6)直到所有機組的 E 皆適當分配至各清算時段。

將計算所得的新的 $L_1, L_2, \dots, L_{j_{\max}}$ 回復到原來的時段(因在(1)已作過排序)，得到經各機組修整過的新負載曲線。

(二) 抽蓄電廠發電排程計算：關於抽蓄機組最佳調度方面，本研究提出一個以多途徑動態規劃法[10]為基礎的方法，解抽蓄機組在各清算時段的最佳發電排程，並以下水池存水量為問題的狀態變數。抽蓄機組的運轉分為發電及抽水兩種模式，發電時機組的出力需介於發電量上下限之間，而在抽水時則只能作 on 及 off 的操作，且由於受到電廠機組運轉特性限制，抽水時的機組數只能漸增。

解抽蓄機組最佳發電排程分為以下幾個步驟：

- (1) 依據下池的存水量限制及機組出力限制，決定的各小時下池存量可行區域。
- (2) 設定下池水位存量初始行程。
- (3) 各清算時段之水位狀態值訂定(第一個疊代時，以該清算時段的水位存量初始值為狀態 2，狀態 1 及 3 則分別為狀態 2 加減一個狀態增量；第二個疊代以後則以上一疊代的最佳狀態為狀態 2，

且每次皆將狀態增量減半)。

- (4)計算各狀態間之抽水或發電量。
- (5)根據目標函數以動態規劃法及漸近趨近法解各時段最佳狀態。
- (6)重覆步驟(3)至(5)直至收斂。

(三) 火力電廠發電排程計算及限制條件核算：此部分的概略步驟如下，

- (1)根據各火力電廠的報價資料計算各電廠的邊際成本。
- (2)將各電廠的邊際成本由小至大排序，決定大略的得標優先順序。
- (3)根據系統各清算時段的負載、系統的備轉容量需求及分佈、各投標機組可供調度容量及可提供的備轉容量，決定得標機組及系統的邊際成本(SMP)。
- (4)根據傳輸線參數及各得電廠參與競標的可供調度容量，以直流負載潮流(DC Power Flow)快速核算線路是否超載及是否有擁擠的現象，並根據核算結果，參照國外有關於使用擁擠線路的計價方式，以動態規劃法計算不同得標機組狀態下，系統整體購電成本，選擇使系統整體購電成本最低之投標機組組合，以此結果調整機組出力及決定是否增加得標機組。

此過程類似電力交易所(Power Exchanger, PX)的競標功能，及電力調度中心(Independent System Operator, ISO)對電力系統運轉可行性及穩定度的核算功能。

4. 結果與討論

本研究完成了一套電腦程式系統，其功能是模擬英國的電力池調度程式或美國的 PX 及 ISO 的組合，但只針對機組調度的部分模擬，有關於輔助服務、電力直購、堆高費用計算..等功能，並不包含在此程式中。此程式可以分析自由化市場中，傳統水力、火力及抽蓄機組的運轉方式，使得系統的總購電費用最低，同時滿足區域間電力流量限制，以及區域備轉容量限制的要求。

以下以一個實例測試來說明所發展電腦程式系統的功能。此測試系統共有 88 部各式發電機組，其中有 6 部核能機組，68 部火力機組(三段式報價)，2 座抽蓄電廠(10 部機組)、3 部等效川流式水力機組及 9 部水庫式水力機組；其中，火力機組皆為報價機組，其售電費用分成三段報價；抽蓄機組的調度則依據現場實際要求，限制抽水時各部機組只有 on 及 off 的操作模式，且抽水機組的運轉在一天中只能漸增及漸減一次，而發電時則限制各部機組的出力必須在機組額定出力的上下限之間；系統分為北、中及南三個區域，區域間以輸電線連接。所發展的電腦程式，只需在 Pentium III 550 個人電腦即可執行計算一天內各水火機組各小時發電排程；所需的時間約只需 2 分鐘，證明此方法甚為有效率，且所需的計算機資源也很少。

由於考慮自由化以後系統的運轉安全及成本，在此研究中我們假設核能電廠、抽蓄電廠及傳統水力電廠仍為國營，隨時接受系統調度，且核能電廠設定為 must run 機組。區域間電力流量限制設定為 4436MW(中部至北部)及 4652MW(南部-中部)，系統備轉容量限制為 10 分鐘備轉容量至少為最大上線運轉機組出力的 1 倍，且系統在任一區域發生最大出力機組容量的電源故障時，區域間的電力流量仍必須在限制值之內。

表 1 為系統各區域的負載及機組的裝置容量，表 2 為本測試中，各型機組的售電成本估算值，此表

的估算值係自由化以前，根據電力公司運轉實績，並根據機組種類及容量得到的近似值[11]。由表 1 知，北部區域的負載百分比大於發電容量百分比，因此是裝置容量較不足的區域。

表 1 區域負載及裝置容量

	北部	中部	南部
發電容量百分比	0.3171	0.2947	0.3882
負載百分比	0.3740	0.2855	0.3405

表 2 各型機組的售電成本估算值[11] (NT\$/kWh)

	售電成本(NT\$/kwh)
核能	1.633
煤	1.806
油	1.806
天然氣	1.910
氣渦輪	6.193

由於電力的傳輸受限於輸電線的容量，且各區域的發電容量與負載百分比並不相同，因此有必要針對不同區域的平均電價及邊際電價加以分析，表 3 為各區域電價。圖 2 為系統及各區域的邊際成本。

表 3 各區域的邊際電價及系統平均電價(NT\$/kWh)

	北部	中部	南部	全系統
平均邊際電價	2.2082	2.8600	2.8492	2.9445
平均電價	1.092943			

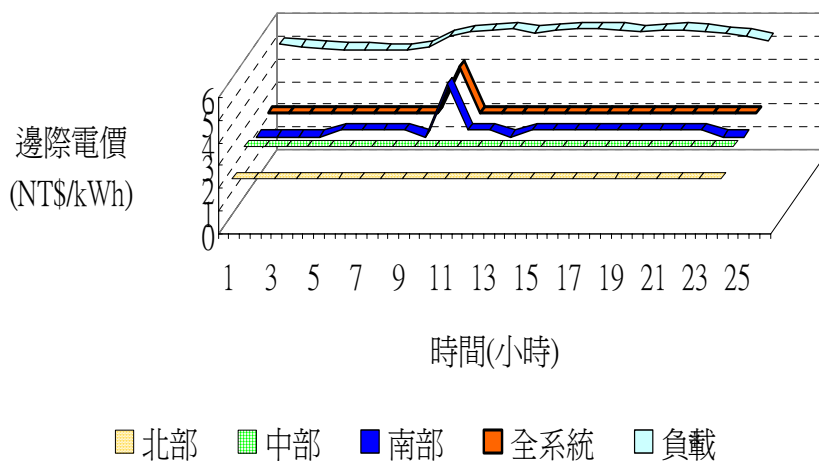


圖 2. 系統及各區域的邊際成本

圖 3 為各區域間的電力流量圖，其中「負載*0.1」係指全系統負載(包含所有機組)的 1/10，由此圖可知所有流量皆在限制值以內，但北部的電力仍需由中部或南部支援，尤其是系統尖峰負載時段更為明顯。

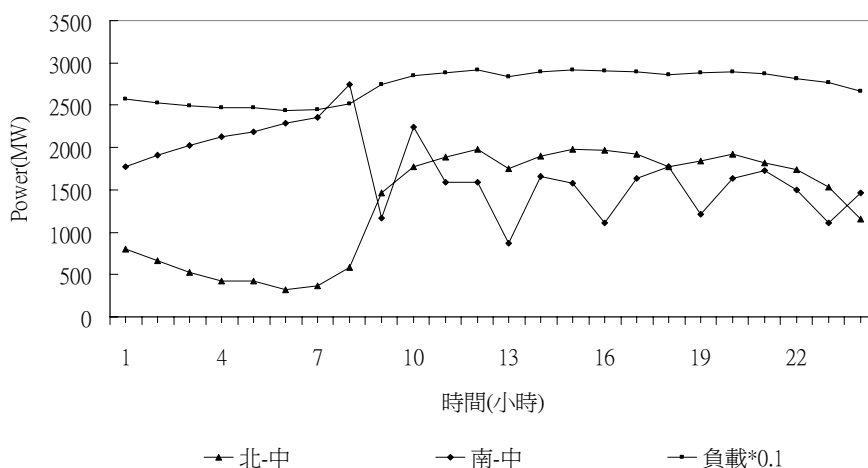


圖 3. 各區域間的電力流量圖

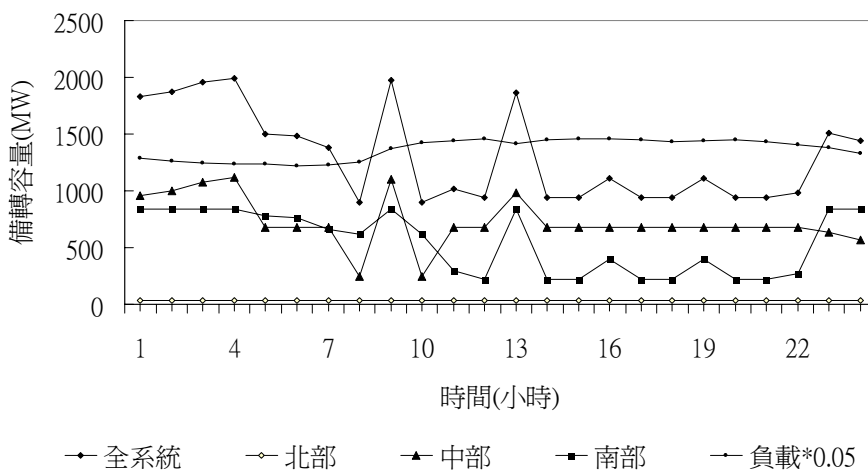


圖 4. 系統及各區域的備轉容量圖

圖 4 為系統及各區域的備轉容量圖，其中備轉容量係指電力系統 10 分鐘以內可以提供的發電容量，如方程式(6)所示，「負載*0.05」係指全系統負載(包含所有機組)的 1/20，由此圖可知，中部區域為系統備轉容量的主要來源；此外，第 8、10 及 12 小時的備轉容量雖較小，但仍可滿足該時段最低備轉容量需求，亦即大於該時段上線運轉最大機組出力值(900MW)。

為了分析傳統水力及抽蓄機組對系統運轉費用及電價的影響，表 4 列出三種不同運轉模式下，系統及各區域的平均電價及邊際價格。

第一種狀況為傳統水力及抽蓄機組皆參與系統的運轉。第二種狀況為僅傳統水力機組參與系統(抽蓄不動作)。第三種狀況為僅抽蓄機組參與系統(傳統水力不動作)。

由表 4 可知，第二種狀況的系統平均電價最低，主要原因是傳統水力機組可提供部分尖峰負載，抑低系統的邊際成本及平均成本；而第三種狀況的電價較高的原因為系統的基載不足，導致抽蓄的抽水能源費用太高，但又受限於系統的安全限制，使得抽蓄即使在不經濟的狀況下仍需做抽水的動作。由此處的分析顯示，抽蓄電廠對於自由化市場的經濟運轉並不一定具有正面的效能，但基於系統運轉安全考量，

抽蓄機組快速的反應力，對系統的運轉有很大的助益，因此在自由化前如何針對系統的特性，訂定適於抽蓄機組運轉的規範，是值得重視的。

此外，中部及南部的邊際成本較北部高的主要原因是系統本身區域間的電力融通能力很強，沒有擁擠的問題，因此，中南部的機組爲了因應北部的需求，需大量發電，導致區域本身的邊際成本上升。

表 4 傳統水力及抽蓄機組對自由化系統運轉費用的影響(NT\$/kWh)

	狀況一	狀況二	狀況三
系統平均電價	1.0929	1.0673	1.1324
系統平均邊際電價	2.9445	3.7917	3.8006
北部平均邊際電價	2.2082	2.2082	2.6659
中部平均邊際電價	2.8600	2.6932	2.8600
南部平均邊際電價	2.8492	3.7678	3.7061

此外，爲了分析自由化前後抽蓄及傳統水力電廠對系統運轉成本的影響，本研究亦針對自由化前後抽蓄及傳統水力電廠對系統運轉成本的經濟效益加以分析，表五列出自由化前後抽蓄及傳統水力電廠對系統運轉成本的經濟效益。在此表中，自由化前係指所有火力發電機組皆接受電力公司調度，所有火力發電機組的燃料成本皆以二次多項式表示，如方程式(2)所示，其平均售電成本則如表 2 所示；自由化後係指除了核能電廠外，所有火力發電機組皆爲方程式(3)所示之三段式報價機組，其第一段投標價格爲表 2 所示之 80%，第二段投標價格爲表 2 所示之 90%，第三段投標價格爲表 2 所示之 100%。

表 5 自由化前後抽蓄及傳統水力電廠對系統運轉成本的經濟效益

	自由化前	自由化後
抽蓄可減少的平均成本(%)	-4.26%	-3.61%
抽蓄可減少的邊際成本(%)	-0.87%	-29.07%
傳統水力可減少的平均成本(%)	5.44%	2.34%
傳統水力可減少的邊際成本(%)	1.47%	-28.77%

由表 5 可知，傳統水力及抽蓄機組在市場自由化後的表現似乎較自由化前還差。但由於自由化以後，機組的報價成本取決於發電機組的固定成本、變動成本(近似正比於燃料成本)及電廠財務風險等因素，計算方式相當複雜，且由於報價成本近似正比於機組的燃料成本，因此，本研究爲求簡化，在本測試中只考慮燃料成本。由於上述的假設，因此上述的結果並不意味傳統水力及抽蓄不適用於自由化市場的運作，只是根據本研究所使用的調度規則及測試系統特性會得到此種結果，如果系統特性改變或使用不同的調度規則，所得到的結果就可能不相同了。此點提供一個訊息，自由化的目的固然是利用市場自由競爭的機制，提高能源的使用效率，降低用戶電費支出，但是否真能達到此目的則與所訂定的規則及系統的電源狀況有很大的關係。因此，在自由化前如何徵詢各方的意見，擬定一套適宜的規則，關係自由化的成敗。

5. 結論

本研究提出一個解電力競價市場中，傳統水力、抽蓄及各型火力電廠最佳發電排程的方法。此方法結合動態規劃法、多途徑動態規劃法及直流負載潮流，考慮電力系統備轉容量需求及區域平衡及線路流量等限制條件，並探討傳統水力及抽蓄電廠對競價市場運作的影響，使得電力系統的總購電成本最少。此外，所發展的方法將甚有效率，所需的電腦資源亦不多，只需在個人電腦上，即可模擬解制後之台灣電力系統的運轉結果，對於自由化之後電力競價市場運轉模式的建立有很大的幫助。

本研究主要發現包括，抽蓄電廠對於自由化市場的經濟運轉並不一定具有正面的效能，但基於系統運轉安全考量，抽蓄機組快速的反應力，對系統的運轉有很大的助益，因此在自由化前應針對系統的特性，訂定適於抽蓄機組運轉的規範。中部及南部的邊際成本可能較北部高，原因是系統本身區域間的電力融通能力很強，沒有擁擠的問題，因此，中南部的機組為了因應北部的需求，需大量發電，導致區域本身的邊際成本上升，未來系統若使用區域電價，需將此點納入考慮。傳統水力及抽蓄機組在市場自由化後的表現會依系統特性或使用不同的調度規則而有很大的差異，因此，在自由化前應擬定一套適宜的規則，以利於自由化的推動。

6. 參考文獻

- [1] S. Hunt and G. Shuttleworth, *Competition and Choice in Electricity*, John Wiley & Sons, 1984.
- [2] 電業法修正草案，經濟部能委會。民國 85 年 1 月。
- [3] 設立發電廠申請須知。經濟部能委會。民國 84 年 8 月。
- [4] 陳瓊瑤，「由英國電業民營化探討我國電業面臨之挑戰」，能源季刊，第 28 卷，第一期，第 2 至 17 頁。
- [5] C. Gonzalez, J. Juan, J. Mira, F.J. Prieto and M.J. Sanchez, "Reliability analysis for systems with large hydro resources in a deregulated electric power market," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, pp. 90-95, February 2005.
- [6] E. Ni, P.B. Luh and S. Rourke, "Optimal integrated generation bidding and scheduling with risk management under a deregulated power market," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, pp. 600-609, February 2004.
- [7] Y. Li and P.C. Flynn, "Deregulated power prices: changes over time," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 2, pp.565-572, May 2005.
- [8] X.J. Lin, C.W. Yu and C.Y. Chung, "Pricing of reactive support ancillary services," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 152, No. 5, pp. 616-622, September 2005.
- [9] R. Billinton and M. Ran, "Composite system maintenance coordination in a deregulated environment," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, pp.485-492, February 2005.
- [10] T.Y. Lee and N. Chen, "The Effect of pumped storage and battery energy storage systems on hydrothermal generation coordination," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol.7, No.4, pp.631-637, December 1992.
- [11] 張忠良，台灣電力系統現況與展望，台電工程月刊，第 577 期，民國 85 年 9 月。