

# 我國電力市場區域邊際訂價之模擬

王京明、郭婷瑋\*

## 摘 要

繼 1989 年英國首先推動電業自由化之後，我國為提升電業競爭力，也開始推動電業自由化的改革。如何發展一個適合台灣自由化電力市場的定價方式，以導正電力資源的配置與提升電力經營的效率，實乃一重要課題。歐美等世界先進的電業自由化國家多採用節點價格或區域邊際價格定價，本文即在探討節點定價或區域邊際定價對我國電力市場的價格會產生如何的衝擊。以本文的研究與發現期盼能在台灣電業邁向自由化之時，提供具有價值的參考素材。

關鍵詞：電業自由化、節點定價、區域邊際定價

JEL 分類代號：D46, C61, L94

---

\* 作者分別為中華經濟研究院研究員與台電公司業務處採購師（前中華經濟研究院分析師）。作者衷心感謝二位評審細心閱讀本文，並提供深入的見解、建議和鼓勵，使得本文能更臻完美。

聯絡作者：郭婷瑋。E-mail: [u117301@taipower.com.tw](mailto:u117301@taipower.com.tw)。

投稿日期：民國 96 年 12 月 20 日；修訂日期：民國 97 年 4 月 14 日；

接受日期：民國 97 年 8 月 7 日。

經濟研究 (Taipei Economic Inquiry), 44:2 (2008), 207-243。

臺北大學經濟學系出版

## 1. 緣起

繼 1989 年英國首先同時推動電業自由化與民營化之後，世界各國包括美國、澳洲、紐西蘭與歐、亞、美洲國家也陸續開始實施改革，至今已有十餘年，由於各國政經情勢不同，顧及國情乃紛紛採用不盡相同的自由化方式來進行改革。我國電業自由化歷經十餘年籌備，「電業法修正草案」雖然於 91 年 12 月 26 日通過一讀，但草案條文爭議不斷，延宕立法，終未能完成三讀而作罷。93 年電業法修正草案提黨團再協商，但經過 6 次立法院黨團協商後，仍未達成共識。能源局復於 94 年 10 月 13 日重提電業法修正草案，自由化架構維持原先一讀版本，全面開放發電業、輸電業及配電業競爭，並成立電力調度中心之方式進行改革。

我國電業自由化的動機除了在於提升產業競爭力與引進民間投資外，也是為了配合世界電業自由化的潮流，期盼能建立一個多元、公平的電力市場競爭環境，讓電力資源能有效率的使用與配置。傳統的電業經營是受管制下的壟斷市場，通常是由一家垂直壟斷的綜合電業兼營發、輸、配、售各個環節的業務，我國也不例外，目前係由國營的台電公司負責。在政策的管制下，台電公司的電價定價方式是由合理的成本加利潤以維持法定的投資報酬率為原則，定價方式的特點是採平均成本定價法以回收合理的營運成本，對不同的用戶階層、不同的地區與不同的時段多呈現交叉補貼的情形，這也導致資源配置的無效率，因此在自由化後，勢必電價的決定要交由市場供需機制，以導正目前扭曲的價格資訊。

隨著經濟快速成長，台灣電力需求不斷提高，但新電力設施用地取得不易與環保意識高漲，使得電力系統負荷過重。台灣北部地區地狹人稠，尖峰負載需求量超過全系統 45%，發電機裝置容量卻僅佔全系統 25%，電力嚴重不足，需靠南北超高壓幹線輸送中南部過剩電力而造成「南電北送」的特殊情形。因而南北輸電幹線在夏

季時往往處於滿載情形，台灣在夏季尖峰時段也常常發生缺電危機，整個輸電網路相當脆弱，網路壅塞情形時有發生。因此，如何發展一個適合台灣自由化電力市場的定價方式，以導正電力資源的配置與提升電力經營的效率，實乃一重要課題。

歐美等世界先進的電業自由化國家，電力市場的設計在自由化的初期多半都仿效英國早期電力池的定價方式，採用系統邊際機組的市場結清價格（market clearing price），亦即交由最後一個滿足負載需求的機組報價來決定市場的價格，一旦成交後所有市場參與者都接受此單一的價格。但隨著市場區域範圍的擴大以及輸配電力系統特性納入考量後，全國單一的市場結清價格定價方式便逐漸被節點價格（nodal pricing）或區域邊際價格（locational marginal price, LMP）所取代。在節點價格或區域邊際價格的定價方式下，電力的價格不再是全國統一，而是會隨時間與區域的不同來變化，以反應電能在不同區位與不同時點上的價值。換言之，這種定價方式能反應區域間電力系統壅塞情形與電力供需的平衡關係。

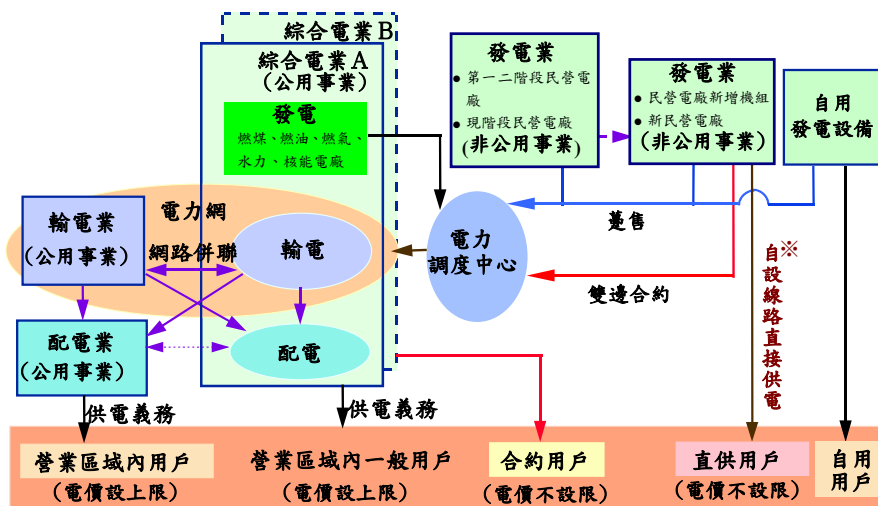
本文的目的即在嘗試探討我國電業自由化下的節點定價或區域邊際定價方式對電力市場的價格會產生如何的衝擊。首先分析我國電力市場自由化的方式，其次藉由世界主要電業自由化國家電力市場定價方式之經驗來探討其對我國電力市場節點與區域邊際定價之啟示，然後仿效相關國家的數理規劃模型採用台灣的投入資料來預估未來可能的電力批發市場價格，以本文的研究與發現期盼能在台灣電力事業邁向自由化之時，提供主管機關及相關業者具有價值的參考素材。

## 2. 電業自由化政策與定價方式之沿革

### 2.1 電業自由化政策

未來電業自由化後，發電業（含自用發電設備者）、綜合電業、

電力調度中心、輸電業、配電業、用戶等將構成電力市場中主要的參與者，其彼此間的權利義務關係，依據「電業法修正草案」下能源局之規劃，可概述如下（參見下圖）。



資料來源：經濟部能源局。

註：非公用事業，不適用路權取得等規定。

圖 1 自由化後電力市場結構

### 2.1.1 全面開放綜合電業、發電業、輸電業及配電業

未來我國將全面開放綜合電業、發電業、輸電業及配電業。綜合電業及配電業在其營業區域內不以一家為限，發電業及輸電業則無營業區域之限制。允許電業兼營與綜合電業經營型態，不強制分割，但各業務間必須有獨立之會計帳目。

### 2.1.2 成立電力調度中心

未來我國將成立電力調度中心執行中央主管機關訂定之電力調度規則。此外，綜合電業及輸電業所屬之電力網應相互聯結，並接

受電力調度中心統籌調度。為解決調度所衍生之爭端，將由中央主管機關成立電力調度監督委員會監督電力調度之執行及調處爭議，並由政府機關、電業、消費者保護團體、相關職業團體代表及學者專家組成之。

### 2.1.3 發電業售電業務開放

未來發電業可透過下列三種方式售電：

- (1) 躉售電能予綜合電業、配電業及其他發電業。
- (2) 允許自設線路直接供電。
- (3) 藉由電力網轉供電能至特定用戶。

### 2.1.4 調整電業應盡之義務（供電義務、繳交基金）

綜合電業、輸電業及配電業將定位為公用事業；發電業則定位為非公用事業。同時綜合電業及配電業負有營業區域內供電及轉供電能之義務。另外，新電業法中特設「基金」專節，規定電業及一定裝置容量以上之自用發電設備者，應每年按其不含再生能源及天然氣發電部分總發電量繳交一定金額充作基金，作為再生能源及天然氣發電之補貼、再生能源及節約能源設備之補貼、再生能源及節約能源示範補助及推廣利用、能源研究發展、電力普及及其他經基金保管運用委員會核准之用途。

### 2.1.5 開放用戶購電選擇權

未來用戶可自行選擇向綜合電業、發電業或配電業購電，但政府機關將以逐步漸進方式開放用戶購電選擇權之範圍。

### 2.1.6 開放電網及增設線路補償機制

電網屬於公用網路，未來綜合電業、輸電業對於其他電業或設置自用發電設備者要求與其電力網併聯時，不得拒絕。因此，為解決現行線路搭建所面臨的土地補償問題，亦增設有線下補償條款。

## 2.2 電價定價方式之沿革

目前我國電價之定價方式為保證報酬率法，錢玉蘭與王京明（2001）說明我國電價之保證報酬率法，係指須使全部電費收入額足以支付全年的總供電成本，並涵蓋電業資產投資應有的合理利潤。保證報酬率法在實際的作法上，須先核定公用電業全年合理的固定資產投資報酬，加上合理的支出，以概算其全年所應獲得的收入，然後再分攤至各種電力服務或商品的用戶，以推算各種電力服務或商品的費率。

目前台電公司依此法將電價結構分為電燈及電力兩大類，其中電燈用戶可再分為包燈及表燈，電力用戶則再分為低壓綜合（營業、非營業）、低壓電力、高壓及特高壓。電燈用電方面，用戶可選用非時間電價或二段式時間電價。低壓（220/380v）綜合電價，費率結構分為裝置契約與需量契約兩類，前者僅有非時間電價，而後者則有非時間電價及二段式時間電價。電力用電則可選擇非時間電價或時間電價；高壓（3.3kv/11.4kv/22.8kv）或特高壓（69kv/161kv/345kv）電力用戶全部都採取二段式與三段式時間電價。目前時間電價差異最大為尖峰可變動電價之夏月尖峰與非夏月離峰，比值高達 8：1。

由於台電公司採平均成本定價法以回收合理的營運總成本，此種定價法造成用戶間交叉補貼現象，這表現在住商與工業用戶、不同的地區與不同的時段的價格上。雖然用戶可選擇時間與非時間電價，而時間電價之定價方式亦無法反映即時（real time）的電力價值，只是尖、離峰與季節內的平均電價。此種交叉補貼現象導致資源配置的無效率，此外，平均成本定價方式也會損及動態效率，會使電業產生過度投資的 A-J 效果（Averch-Johnson effects），因此在自由化後，此種定價方式必須改變，電價勢必要交由市場供需機制決定，以導正目前扭曲的價格資訊。

在自由化市場下，電力的使用價值存在著因時、因地、因量而

異的特性，所以在設計電能費率前，必須先瞭解電能的使用特性。「因地而異」是因為各地所生產與消費的電能數量存在很大的差別，對於若干地區因電力資源已過量取用者，其費率通常即應高於其他地區，方能避免區域供需不平衡之繼續惡化，尤其是隨距離遠近而有線路損失的輸配電費率，均宜藉因地而異之費率結構提供消費者正確之價格訊息。「因時而異」形成的主要原因則是因為對於電力資源流量的需求程度，存在時間性或季節性的偏好強度不同，而有不同之生產成本，故自由化後政府有關單位如何設計適當的費率定價方式，俾能有效平衡電力資源使用的尖離峰時間差異，確保電力供應流量的穩定性於可接受範圍內，是值得探討之課題。最後，「因量而異」則是指消費者對於電能的使用量及其瞬間取用的多寡程度，會影響電力的供給成本，通常透過經濟最佳調度的「即時訂價法（real-time pricing）」較能符合靜態與動態的經濟效率與永續發展的理念。總之，電能費率的訂定機制是決定電力資源使用配置效率、生產效率和最適投資規模的重要因素。倘若在自由化下電力價格訂定方式能引入競爭機能，擴大市場規模，促使競爭多元化，防止既有業者形成壟斷條件，必能擴大消費者剩餘及生產者剩餘，進而提升整體社會福利。

回顧我國電業自由化政策，未來我國批發電力市場交易方式將以雙邊合約或雙邊合約搭配平衡市場之方式為主，屬於自願性的電力池方式，不會強制電業必須至集中市場進行交易。然而，由於發電端與售電端用戶的購電選擇權終將開放，且有營業區域之劃分，因此目前電價的訂定方式勢必進行根本的改變，以往全國統一的平均成本訂定電價方式必然不能再適用於開放後的電業。參考國外自願性的電力池制度下，有效率的定價方式多半以節點定價或區域邊際電價為主，以反映電能的即時市場價值。故本文主旨即嘗試以節點定價及區域邊際定價方式，探討我國未來自由化後，電價因時、因地、因量產生之變化情形。

### 3. 文獻回顧

#### 3.1 電力定價理論

傳統電力公用事業的定價理論導源於對獨占廠商的管制，因為自然獨占的電業在不受管制情況下，為追求最大利潤，會以邊際收益等於邊際成本之產量所對應需求曲線上的價格做為電價，所決定出來的電力供給量會小於自由競爭市場均衡下的電力供給量，而價格則高於自由競爭市場均衡下的價格，故就社會福利的觀點而言，最大利潤定價法會造成獨占事業的超額利潤和社會福利損失。因此，後續學者提出許多修正的公用事業定價理論，許志義、陳澤義（1993）將這些定價方式大致整理為邊際成本訂價法（*marginal cost pricing*）、平均成本訂價法（*average cost pricing*）、反需求彈性訂價法及尖峰負載訂價法（*peak load pricing*）。邊際成本訂價法係指將電價訂在平均收益等於邊際成本之產量對應的邊際成本值，亦即價格等於邊際成本；此時社會福利為最大，但獨占事業因經濟規模呈平均成本下降趨勢，而造成邊際成本低於平均成本，有可能使電力事業產生虧損現象而無法永續經營。平均成本訂價法係指將電價訂在平均收益等於平均成本之產量上的平均成本值。此時雖然會有部分的社會福利損失，但可以避免邊際成本訂價法可能造成電力事業虧損的情形，又可稱為「次佳訂價法」（*second-best pricing*）。反需求彈性訂價法又稱為「*Ramsey* 訂價法」，此法係根據產品的需求彈性來訂價；價格彈性愈大，與邊際成本訂價的差異愈小，反之價格彈性愈小，與邊際成本訂價的差距愈大。尖峰負載訂價法將時間因素納入考量，由於電力供給不能有效儲存，為達到尖峰時期的電力供給皆能滿足電力用戶的需求，必須根據最大需求設定供電系統應有之水平，再根據不同時期的需求尋求最低供電成本的發電組合。由於電力需求有明顯尖離峰差異，尖離峰供電的成本皆不相同。透



過尖離峰之邊際成本訂價法方能充分反應真正的成本與電能的價值。

近年來由於電力與資訊科技創新發展，透過電腦軟體如：電能管理系統（energy management system, EMS）、監控與資料擷取系統（supervisory control and data acquisition, SCADA）、排程定價與調度系統（scheduling, pricing and dispatch, SPD）等，使得即時調度與電力市場整合成爲可能，克服了傳統電價定價方式無法反映即時市場供需情況之缺陷，加上自由化趨勢推波助瀾，打破了電力市場以往獨占經營的型態，各國紛紛進行產業重組，以建立競爭性電能市場的方式來決定電價。

### 3.2 各國電力市場重組與定價沿革

英國是最早從事電力市場改革的國家，1989 年實施新的電業法，將威爾斯和英格蘭的電力產業重組，以強制電力池進行交易並以之決定電力調度順序。OFGEM（1999, 2001）與 Hunt（2002）指出，英國早期強制電力池交易採市場結清價格附加容量支付之訂價方式，後來因市場供給者家數太少，業者之策略性報價行爲屢爲人所詬病，此外，爲維持輸電系統電網安全相關的輔助服務以附加費（uplift）方式收取費用，亦被譏爲黑箱作業，圖利了國家輸電公司，故氣電管制局（Office of Gas and Electricity Markets, OFGEM）在經過十年的強制電力池運作後，進行檢討全面再改革，強制電力池於 2001 年改採爲自願電力池方式，以電力平衡之現貨市場搭配各種長短期期貨市場進行電力交易。所有的標單不僅要註明願意提供的發電出力/需求量，還必須提送提供發電資產的相關技術資訊。在接到標單後，系統操作者將以成本最小之平衡機制來滿足系統需求。若系統操作者預測會有電力短缺時，則接受賣方報價單（offer）來增加發電或減少需求，反之若預測電力過剩時，則系統操作者接受出價買方標單（bid）來減少發電或增加需求，被接受的報價單將被支付其報價單價格，被接受的標單則需支付其標單價格，爲一報價成

交 (pay-as-bid) 定價系統，不再像過去所有參與者皆接受/支付統一之市場結清價格，如此業者操弄市場價格之現象已大幅降低。

美國聯邦能源管制委員會 (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) 有鑑於賓澤馬電力市場 (PJM Interconnection LLC, PJM) 運作之成功 (Ott, 2002)，根據其電力市場制度發展出「電力批發市場標準市場設計 (standard market design, SDM)」，目的在建立具一致性之輸電服務管制方法並將各區域批發電力市場設計標準化，以消除各州間輸電服務條款之差異，進而確保各區域間或區域內電力費率更佳合理與公正。標準市場設計之重要原則依據 FERC (2002) 包括：

- (1) 網路轉供服務單一化，消除重直整合公用事業優先使用輸電設備之不公平現象。
- (2) 採區域邊際定價：輸電服務與電能訂價方法採用經濟效率較高的區域邊際訂價法，以提高投資訊息，降低輸電線路壅塞與增加電網運作效率。
- (3) 進行市場力量的監督與控制。
- (4) 電源充足要求 (resource adequacy requirements)：由於聯邦能源管制委員會管制市場力政策使得投資誘因降低，因此對於必要的發電容量與輸電容量投資行為建議給予補貼。
- (5) 實施即時與前一日現貨市場：交易成本較低，且市場結清價格公開，可提高批發電力市場交易之透明與效率，另外，也有利於價格需量反應計畫 (price-responsive demand programs) 之推行，即時電價也可作為零售電價制定之參考。
- (6) 輸電服務費用應包含兩部分，包括轉供費用與使用費，其中轉供費用應涵蓋一部份或全部的輸電系統固定成本，以降低輸電投資的風險，而使用費則應反應邊際成本。
- (7) 實施壅塞收入權 (congestion revenue rights, CRRs)，為一

種財務契約，使輸電用戶可規避輸電價格波動風險，在區域邊際價格下，引起輸電壅塞者必需支付較高的輸電服務費用。

- (8) 各州可參與獨立輸電提供者或區域輸電組織之經營管理，聯邦與州政府間應進行協商合作，包括輸電與發電場址的安排、零售面的價格反應需求計畫、電源充足與安全考量等。
- (9) 未加入區域輸電組織（Regional Transmission Organization, RTO）的地區，應提高其輸電操作者獨立性，使輸電服務的提供能夠更加公平。
- (10) 應遵守可靠度標準，避免發生可能損害系統可靠度之事件。

由美國標準市場設計可看出批發電價的定價方式是採區域邊際定價的原則，搭配長、短期的電力市場，同時引進買方與賣方標單來決定電能的價格，也因為採用區域邊際定價，使得輸電壅塞管理可透過財務輸電權拍賣的方式來增加交易雙方對輸電成本的風險管理，因為區域間電能價格的差異就反映輸電壅塞的成本。

澳洲電業自由化於 1998 年成立了全國性的電力市場，由市場管理公司（The National Electricity Market Management Company Limited, NEMMCO）負責電力市場交易與調度的作業，NEMMCO（2004）說明電力市場的定價方式係採用區域邊際定價，其市場的運作頗似美國的標準市場設計，亦採用財務輸電權的拍賣方式來為輸電成本的風險進行避險，不同的是澳洲的區域邊際電價只是各個電力區域中參考節點的電價，至於參考節點以外的電價，則透過各節點間輸電損失因子的方式換算而得，與賓澤馬的電力市場稍有不同。

紐西蘭的電力市場在自由化後就一直採用純粹的節點定價，而節點定價的理論亦是由 Schweppe et al. (1988) 所提倡，該理論假設電力的需求與供給會因時間與空間的分佈而易，因此，有效率的電價應該是能反映此時間與空間的影響，換言之，在不同的時空下，

電力的需求與供給會發生變化，電價也會隨供需而產生波動，因此，為了能表示此種時空概念，便發展出電價形成的時空均衡模型，在此模型下，電力是需要透過電力系統以及一些安全技術限制才能被傳送到消費者家中供使用，因此，最後有效率的電價會隨時間與地點而易，這便是節點定價模型的濫觴。節點定價模型屬於時空均衡模型的一種，是最適數理規劃模型。通常模型假設在使市場交易價值最大化目標下求解電力系統中各節點上之最適電能價格並滿足所有電力系統的安全、技術與經濟條件。模型在求解的過程中會自動設法自邊際成本低的節點區域從買賣標單中排序蒐尋增加需求或降低發電出力，以使低價格節點電價在需求增加的帶動下提高，高邊際成本節點區域則將因供給增加或需求減少而降低價格，此求解過程會一直持續到最適解求出為止。當某地區網路發生輸電壅塞時，兩節點之電價差異，即可反映出此輸電壅塞與輸電損失邊際成本之和。若以數學公式表示，輸電電網節點上電力價格的  $\rho_i$  計算方式（王京明等，1997；錢玉蘭與王京明，2001）如下：

$$\rho_i = \gamma + \gamma \frac{\partial \ell}{\partial d_i} - \sum \mu \frac{\partial Z}{\partial d_i} \quad (1)$$

其中， $d_i$  為在節點（匯流排） $i$  上的電力需求量， $\gamma$  為有關電力平衡方程式的拉氏乘數（也就是電能的設算價格）， $\mu$  為電力網路限制的拉氏乘數矩陣（也就是網路限制的設算影子價格）， $\ell$  為電力網路系統的電能損失， $Z$  為電力網路系統的限制，包括線路的熱容量限制、安全限制、系統維護等。

由於紐西蘭的地理範圍不大，電力系統也是由南北兩個島嶼所構成，因此採用精確的節點定價方法，可有效率的反應電能在各個節點上的提供成本與價值，然而過於追求精確的計算，卻導致電力系統節點數目的不斷增加，1990 年代電力市場自由化初期紐西蘭電力市場擁有的節點數目最多時超過 600 多個，這使得電力市場管理困難，而龐大的資料投入與產出也讓交易雙方難於對資訊做出正確

的判斷與反應，爾後，爲了簡化價格的形成，且讓市場能及時完成交易與調度，電力市場管理 M-Co 公司又逐漸將紐西蘭的電力系統節點數目下調到 200 多個。至今紐西蘭仍採用節點電價法來決定電能現貨市場的價格。

北歐電力市場公司（The Nordic Power Exchange, Nordpool）也是堪稱世界電業自由化的楷模，係由挪威、瑞典、丹麥、芬蘭所組成，電力池的市場價格亦採區域邊際價格，王京明與林佳潔（2002）說明北歐電力池與別的市場不同的地方在於其價格形成的方式是採用反向潮流法（counter flow method），而不是透過數理規劃的最適電力潮流模型來決定。市場運作時北歐電力市場公司發現當市場參與者的輸電需求超過可使用之輸電容量時，就使用「反向潮流法」來紓解壅塞。亦即，當壅塞發生時，電力系統操作者會要求壅塞上游區域發電業者降低特定發電量，同時要求壅塞下游發電業者提高等量的發電，使產生一股反向電力潮流，恰可緩解此時之輸電壅塞。電力調度中心利用即時市場參與者所遞交之遞增遞減買賣標單來決定最低成本調度順序，或是利用簽訂長約方式來決定實施反向潮流法時之升降載排程。而電力調度中心利用此法管理壅塞所產生之成本，即爲向壅塞下游購買電力所產生的成本，減去回售予壅塞上游的電價收入。反向潮流法也適用於跨越國界的輸電系統上，在此情況下，需由雙方的電力調度中心相互合作來完成。北歐國家大多以反向潮流法來管理輸電壅塞，如區域間或區域內因輸電設備故障使可獲容量減少時之情形等。

### 3.3 電力調度與價格訂定之運作實務

繼 Schweppe et al. (1988) 提出節點定價模型後，Hogan (1993) 以理論證明電力系統各節點間現貨價格的差異即是輸電費率最好的量度，而常用的直流電線性最佳電力潮流模式（direct current linear optimal power flow model）是當電力系統遭遇到熱容量限制時分析電網壅塞最好的近似方法，但會忽略無效電力（reactive power）的

效果，若電壓限制起作用時，直流電線性最佳電力潮流模式就必須改爲交流電非線性最佳電力潮流模式（alternating current non-linear optimal power flow model）來決定實功與虛功的電能價格。Read and Ring (1994) 替紐西蘭輸電公司（Trans Power Ltd）發展出一套競爭性電力批發市場的網路節點競價模型，模型中節點上的價格反映了當地邊際供電成本與需求彈性的情況，並將 Hogan (1993) 模型擴展至包括了電壓定價（voltage pricing）與備轉電力定價（reserve pricing），同時說明此種最佳電力潮流定價模式由於是屬於短期邊際成本定價，因此不能回收輸電系統的固定成本，必須要搭配對輸電服務另外收取容量或固定費用方能使資源達到最佳配置。Outhred and Kaye (1996) 探討電網在批發電力市場中扮演的角色，特別提出了節點拍賣模型（nodal auction model）整合電網的效果於電能競標的批發市場，該模型採用電腦拍賣系統以解決電網空間上和調度排程時間上的問題，由於構建的市場拍賣架構能同時處理即時排程調度和輸電系統效果，改良了英國強制電力池只重視電能現貨競標的缺點，這對以後澳洲國家電力市場的建置有很大的影響。Venkataraman et al. (2004) 實證分析 New York Independent System Operator (NYISO) 和 Independent System Operator New England (ISONE) 有關輸電損失與壅塞成本對區域邊際價格的影響，研究發現損失成本可高達區域邊際價格的 10%，而損失成本的高低與正負符號是與電力系統的電力潮流大小和方向相關。Baldick (2006) 以電力市場均衡模型探討電力市場運作和均衡電價之形成，文中將輸電網路、發電成本和限制、報價函數、需求以及不確定因素的模擬區分爲三類模型：物理模型、商業模型與經濟模型，並探討各模型的用途、限制以及均衡解。

國內學者對自由化電力市場價格形成之研究尙在起步階段，有關文獻也多集中在電機工程學者且多偏重於數理預測方法與演算邏輯之運用，較少針對市場經濟或實務進行實證研究，探討節點電價理論的有 Hong and Weng (1999)、張仲謙（2000）與 Yuen（2001），

其中 Yuen (2001) 以直流電電力潮流數學模式舉例說明了輸電壅塞管理的方式和輸電定價理論。對區域邊際電價以人工智慧進行預測的有蕭全佑 (2001)、李權芳 (2002) 與賴怡禎 (2005)，但係採用美國 PJM 市場的資料，並無針對我國情況或區域邊際成本、輸電損失與輸電壅塞成本進行模擬。蔡興文 (1998) 則以人工智慧發展出節點電價下的競價策略。

## 4. 研究方法

本文採用紐西蘭市場公司為台電公司所構建之計畫性區域電價系統及即時電價系統模型 RRPS (real time and regional price simulation system) (王京明等, 2006; 郭婷瑋, 2006), 該模型是在追求市場交易價值最大化的目標下, 尋求各個節點上的電能平衡之最適價格, 以滿足電力系統與市場報價競標的參數要求。屬於最適電力潮流模型的一種型態。茲說明如後。

### 4.1 RRPS 模型系統功能

使用者可以 RRPS 模擬台灣電力網路之節點電價及區域邊際電價, 包括:

- (1) 電能與備轉市場共同最佳化之最低成本調度 (可以使用設定備轉需求為零以關閉共同最佳化功能)。
- (2) 模擬輸電電力潮流。
- (3) 模擬輸電損失 (可以進行選擇性之區域或特定線損之模擬, 若進行模擬時, 不須考慮電力損失, 則電力損失值可以設定為零)。
- (4) 模擬輸電限制。
- (5) 模擬發電機之容量限制。
- (6) 模擬發電機之升降載率限制。

RRPS 系統之產出變數包括:

## (1) 目標函數值

市場交易價值包括了生產者與消費者剩餘（元）。

## (2) 決策變數值

(a) 資料庫中每一機組報價單/成本出價單（offer/cost）的發電產出水準（MWh）。

(b) 資料庫中備轉報價單/成本出價單之備轉產出（MWh）。

(c) 每節點之節點電價（元/MWh）。

(d) 備轉價格（元/MWh）。

## (3) 輸電參數值

(a) 輸電線上電力潮流（MW）。

(b) 輸電線損（MWh）。

模擬結果提供了一個有力的分析工具，了解在特定情境下，發電機組之產出、電力潮流及線路限制與節點價格等。

## 4.2 即時電價之決定

規劃中的即時節點電價演算法是用來判定模擬各交易期間各個節點的區域供電邊際成本，這也是世界上許多現貨電能市場所採用的定價演算法，同時也是美國聯邦能源管制委員會 FERC (2002) 的標準市場設計之基礎。

按區域邊際定價理論，區域邊際價格的組成包括電能、線損、備轉容量和任何輸電限制的邊際成本。換言之，可以下列數學式表示：

$$\text{區域節點邊際價格} = \text{邊際電能成本} + \text{邊際輸電損失成本} + \text{邊際備轉成本} + \text{邊際輸電限制成本}。 \quad (2)$$

因此，區域節點邊際價格可整理分解成三個組成份：該節點上的邊際發電成本、將電力輸送到該節點上的邊際輸電損失成本和輸送電力到該節點時所發生的邊際輸電壅塞成本，而輸電壅塞成本又包括了邊際備轉成本和其他電網限制的邊際成本。簡言之，節點價格即是邊際供電成本、輸電損失與輸電壅塞成本三者之和。早期英



國的強制電力池之即時電力市場的市場結清價格就是在不考慮輸電損失與壅塞成本下的邊際供電成本定價方式，而目前世界各國採用的區域邊際定價則是將壅塞成本與輸電損失一併考慮在市場價格的形成中。由上數學式可知，若當電網沒有發生壅塞，而且輸送電力也不會發生輸電損失的話，邊際成本定價就會等於區域節點價格，此時全國不論任何電力區域均只有一個相同的電價。但輸電損失是必然發生的物理現象，因此區域節點價格在各個區域必然相異，若又發生電網壅塞時，各節點間的電價差異程度就會增加，越是壅塞的電網，節點電價差異的程度就越大，理論上，因為輸電損失是電力潮流與負載的二次函數，所佔節點價格的份額不會太大，節點價差主要的差異來源還是輸電的壅塞成本。

區域節點邊際價格是由最佳化線性規劃中，受限於系統安全限制之最小成本經濟調度之節點電能平衡方程式的對偶變數（dual）求得，亦即該限制式之影子價格。區域電價系統及即時電價系統是用來計算節點電能平衡限制式每個節點上之對偶變數值。節點電能平衡限制式係模擬每個節點的淨輸出電能為該節點上的總發電量減去總負載。

### 4.3 目標函數

RRPS 之目標函數在追求淨效益（net benefit）最大化，請注意當模型使用「發電者之報價」（generator offer price）術語時，係用於經濟調度順序之決定，實際上，電業內部使用時，亦可能是以成本為基礎（cost-based）的資料輸入模型。同樣的，當模型使用「購買者出價」（purchaser bid price）術語時，係用來啟動可調度之負載（dispatchable load），萬一沒有可調度的負載可供調度，而所有的負載又必須滿足，「購買者出價」就要設定在高價位，以確保負載都予滿足。發電機組遞交之售電標單係依報價遞增排列（即其供給曲線），每個價格有其在此價格下願意出售之電量，稱為一報價區塊（trench），購電標單亦有其出價區塊，係指在特定價格下買方願

意購買的電量。此外，備轉容量可由發電端或負載端提供。

對所有的發電機組和負載而言，計算淨效益的數學式如下：

$$\text{淨效益} = \sum \text{買方電能買單出價} * \text{購入電能量} - \sum \text{發電機組電能賣單報價} * \text{售出電能量} + \sum \text{買方備轉買單出價} * \text{購入備轉量} - \sum \text{發電機組備轉賣單報價} * \text{售出備轉量}。$$

#### 4.4 限制式

RRPS 模型之限制式包括如下。

##### 4.4.1 電能、備轉發電和購買之限制式

###### (1) 電能報價之限制式

對每個機組電能賣單中的每個報價區塊而言，發電電能產出  $\leq$  發電電能標單上出售電量。

###### (2) 總發電電能報價之限制式

對發電機組而言，發電機組總電能產出  $= \sum$  機組各電能報價區塊產出。

###### (3) 發電備轉報價限制式

對每一發電機組的每一備轉報價區塊而言，發電備轉產出  $\leq$  發電備轉標單上出售量。

###### (4) 總發電備轉限制式

對每一個發電機組，發電機組總備轉產出  $= \sum$  發電各備轉報價區塊產出。

###### (5) 發電容量限制式

對每一個發電機組，總電能產出  $+ 總備轉產出 \leq 發電容量$ 。

###### (6) 購買者出價限制式

每一買方/負載電能買單的每個出價區塊，買方電能購入量  $\leq$  買方電能標單上購入量。

###### (7) 總購買者電能限制式

對每一買方/負載而言，買方購入總電能  $= \sum$  買方各出價區

塊電能購入量。

(8) 負載備轉報價限制式

對每一負載提供之備轉賣單報價區塊而言，負載備轉產出量  $\leq$  買方備轉標單上購入量。

(9) 總負載備轉限制式

對每一負載而言，負載總備轉產出 =  $\Sigma$  負載各報價區塊備轉產出量。

#### 4.4.2 輸電限制式

(1) 節點平衡電力潮流限制式 (node balance flow constraint)

對每一節點，節點的淨注入量 =  $\Sigma$  電力潮流流出 -  $\Sigma$  電力潮流流入。

(2) 節點平衡發電限制式

對每一節點和每一與該節點連結之發電者及購電者/負載而言，節點的淨注入量 =  $\Sigma$  總發電電能產出量 -  $\Sigma$  總購買者電能購入量。

#### 4.4.3 線上電力潮流 (Line Flow)

(1) 電力潮流逆轉限制式

對每一輸電線，線上最大逆轉電力潮流  $\leq$  線上電力潮流。

(2) 電力潮流順向限制式

對每一輸電線，線上最大順向電力潮流  $\leq$  線上電力潮流。

(3) 節點相角限制式

對每一輸電線，線上電力潮流 = (節點起始相角 - 節點結束相角) / 電抗。

(4) 參考節點相角限制式

對參考節點而言，參考節點相角值為 = 0。

#### 4.4.4 風險與備轉

(1) 備轉風險限制式

對每一發電機組，備轉風險  $\geq$  機組總發電電能產出。

(2) 備轉平衡限制式

對整個電力系統， $\Sigma$ 總發電備轉產出量 +  $\Sigma$ 總負載端備轉產出量  $\geq$  備轉風險。

#### 4.4.5 發電機組升降載率

(1) 升載限制式

對每一發電機組，總發電電能產出  $\leq$  發電最大升載率 - 發電電能初始點。

(2) 降載限制式

對每一發電機組，發電電能產出  $\geq$  發電電能初始點 - 發電最大降載率。

由上述定義的目標函數和限制式群組，節點電能平衡式的對偶變數得用於計算區域邊際價格，而這個價格包含電能、備轉、損失和輸電限制的綜合效果。

### 4.5 區域電價之決定

本文中所規劃的區域電價演算法是用來計算一個區域內眾多節點價格的時間和負載的加權平均價格，換言之，針對一個雙邊合約期間的每一即時期間，一個節點價格將由模型計算給每一個節點。至於區域電能價格（the zonal price）將是那個即時期間（假設是一小時）的每一節點價格的負載加權平均。雙邊合約價格則是雙邊合約限制的期間之所有區域電能價格的平均。因此，一日的雙邊合約其價格將是該日內 24 個區域電能價格的平均。亦即對每一期間  $j$ （假設區域內有第 1 至  $N$  個節點）：

$$\text{區域電價}_j = \frac{\sum_{n=1}^N (\text{節點價格}_n * \text{節點負載}_n)}{\sum_{n=1}^N \text{節點負載}_n}。$$

整個研究期間（ $j = 1, 2, \dots, J$ ）：

$$\text{平均區域電價} = \sum_{j=1}^J \text{區域電價}_j / J。$$

## 5. 資料需求與情境設計

### 5.1 資料需求

RRPS 系統模擬電能市場，係利用市場上每一發電機組的電能報價資料和每一負載點之負載量，產生每一發電機組之電能產出數量和電力潮流，這些計算結果將會算出受線路容量、損失、升降載率和備轉需求限制下之最低成本。由於台灣尚未實施電力市場競價制度，並無各電廠之報價數據，因此在本文中以個別電廠之短期邊際成本代替模型目標函數中之報價資料，買方為價格接受者，購入電能量為各節點之負載量。又為了簡化分析對象，本文僅模擬電能之價格，而不考慮備轉容量市場的價格。此外為了確保所有的簽約電能數量（所有雙邊合約市場和市場外的交易量）能予調度，在模擬時假設它們有優先調度權，亦即將民營電廠之發電成本設為 0，則模型調度時為達到最小成本目標，會先調度這些成本為 0 的機組。由於將民營電廠之機組成本設為 0，因此模型之總成本將較實際電能成本為低。

模型所需輸入之資料包括：

- (1) 簡化之現有電網架構以及預定之擴建計畫；
- (2) 區域定義，包含區域之範圍以及各區域之節點分配數目；
- (3) 簡化後電網之 345kv 以上輸電線路之電抗及容量，共 88 條線路、38 個匯流排；
- (4) 台電控制之發電機組短期邊際成本及升降載率；
- (5) 全數發電機之裝置容量（包含任何假設參與雙邊合約交易之非台電公司發電機組）（表 1）；
- (6) 負載分配曲線；

(7) 將負載分配曲線分攤至簡化後各網路節點 (表 2)。

表 1 機組裝置容量

單位：MW (百萬瓦特)

機 組	裝置容量	機 組	裝置容量
<b>核能</b>		輕油火力氣渦輪林口	300.00
核能一廠一號機	636.00	輕油火力氣渦輪通霄	49.20
核能一廠二號機	636.00	LNG 大林(汽力)氣渦輪	172.00
核能二廠一號機	985.00	<b>水力</b>	
核能二廠二號機	985.00	調整池立霧	32.00
核能三廠一號機	951.00	調整池明潭水里	12.75
核能三廠二號機	951.00	調整池義興	40.00
<b>火力</b>		調整池龍澗	97.20
燃煤火力大林一號機	300.00	川流水力后里	0.95
燃煤火力大林二號機	300.00	川流水力社寮	0.95
燃煤火力台中一號機	550.00	川流水力明潭北山	4.32
燃煤火力台中二號機	550.00	川流水力明潭濁水	1.50
燃煤火力台中三號機	550.00	川流水力桂山	13.00
燃煤火力台中四號機	550.00	川流水力粗坑	5.00
燃煤火力台中五號機	550.00	川流水力烏來	22.50
燃煤火力台中六號機	550.00	川流水力竹門	1.96
燃煤火力台中七號機	550.00	川流水力高屏	4.50
燃煤火力台中八號機	550.00	川流水力龍溪	4.70
燃煤火力林口一號機	300.00	川流水力水簾	9.50
燃煤火力林口二號機	300.00	川流水力榕樹	2.70
燃煤火力深澳一號機	75.00	川流水力初英	2.00
燃煤火力深澳二號機	125.00	川流水力清水	7.00
燃煤火力深澳三號機	200.00	川流水力清流	4.20
燃煤火力興達一號機	500.00	川流水力溪口	2.70
燃煤火力興達二號機	500.00	川流水力銅門	21.00
燃煤火力興達三號機	550.00	川流水力萬大	36.00
燃煤火力興達四號機	550.00	川流水力蘭陽	18.00

表 1 機組裝置容量（續前頁）

單位：MW（百萬瓦特）

機 組	裝置容量	機 組	裝置容量
重油火力大林三號機	375.00	川流水力天埤	8.38
重油火力大林四號機	375.00	水庫水力(大甲溪)天輪	195.00
重油火力協和一號機	500.00	水庫水力(大甲溪)谷關	180.00
重油火力協和二號機	500.00	水庫水力(大甲溪)青山	360.00
重油火力協和三號機	500.00	水庫水力(大甲溪)馬鞍	133.47
重油火力協和四號機	500.00	水庫水力(大甲溪)德基	234.00
重油火力通霄（複循環） 四號機	300.00	水庫水力(濁水)大觀一廠	110.00
重油火力通霄（複循環） 五號機	300.00	水庫水力(濁水)明潭鉅工	43.50
LNG 大林（汽力）五號機	500.00	水庫水力石門	90.00
LNG 大林（汽力）六號機	550.00	水庫水力曾文	50.00
LNG 南部複循環一號機	288.80	水庫水力翡翠	70.00
LNG 南部複循環二號機	288.80	抽蓄發電大觀二廠	1,000.00
LNG 南部複循環三號機	288.80	抽蓄發電明潭	1,602.00
LNG 通霄複循環一號機	251.00	IPP	
LNG 通霄複循環二號機	251.00	麥寮	1,800.00
LNG 通霄複循環三號機	245.60	新桃	600.00
LNG 通霄複循環六號機	320.20	和平	1,297.00
LNG 興達複循環一號機	445.20	長生	900.00
LNG 興達複循環二號機	445.20	嘉惠	670.00
LNG 興達複循環三號機	445.20	國光	480.00
LNG 興達複循環四號機	445.20	星能	490.00
LNG 興達複循環五號機	445.20	森霸	980.00
輕油火力氣渦輪台中	280.00		

資料來源：2005 年台電公司年報。

計畫性區域電價系統及即時電價系統必須能對以上的變數進行各種不同情境的模擬，以決定在每種情境下能夠被送達各區域的最

低電能數量與價格。

表 2 各節點負載

單位：MW（百萬瓦特）

編號	匯流排名稱	尖峰	離峰
1	冬山	1,087	557
2	汐止	1,776	503
3	深美	1,619	489
4	板橋	1,497	389
5	頂湖	4,534	1,951
6	龍潭北	1,490	683
7	龍潭南	1,521	665
8	峨眉	2,609	913
9	天輪	1,186	301
11	中港	1,714	463
12	彰濱	237	88
13	全興	168	112
14	南投	1,237	425
15	嘉民	1,753	1,124
16	南科	1,274	883
17	龍崎北	1,195	493
18	龍崎南	803	672
22	鳳林	268	180
26	中寮北	98.5	274
66	中火南	50	39
67	中火北	50	39
21	大鵬	450	317
19	路北	89	27
23	仁武	829	419
20	高港	1,999	1,392

資料來源：台電公司。

註：尖峰為 2005 年 7 月；離峰為 2005 年 2 月。



本文所模擬之節點數係根據電力系統的壅塞情況之需要而選定，共有 38 個節點，請參見下表。區域定義為以下三大區：

北部：龍潭變電所（含）以北。

中部：嘉民與龍崎變電所（含）以北至龍潭變電所（不含）以南。

分析時將東部併入中部。

南部：嘉民與龍崎變電所（不含）以南。

表 3 節點與節點身份碼

身分碼	節點	身分碼	節點
1	冬山	21	大鵬
2	汐止	22	鳳林
3	深美	23	仁武
4	板橋	26	中寮（北）
5	頂湖	27	中寮（南）
6	龍潭（北）	61	核二
7	龍潭（南）	62	核一
8	峨眉	63	協和
9	天輪	64	和平
11	中港	65	國光
12	彰濱	66	中火（南）
13	全興	67	中火（北）
14	南投	68	興達（北）
15	嘉民	69	興達（南）
16	南科	70	大觀二
17	龍崎（北）	71	核三
18	龍崎（南）	72	麥寮
19	路北	75	明潭
20	高港	76	塑化

資料來源：台電公司。

## 5.2 即時區域電價模擬案例設定

本文以二個案例進行模擬。

### 5.2.1 案例一：尖峰負載無缺電情形，亦無壅塞情形發生

假設 1. 發電停機：無。

假設 2. 線路故障：無。

### 5.2.2 案例二：尖峰負載有線路與機組缺電造成壅塞情況

假設 1. 發電停機：長生電力(900MW)和核二廠一號機組(985MW)。

假設 2. 線路故障：龍潭(北)~天輪 2 x 1196.31 MVA(lines 20 & 20A)。

模擬結果以表格形式呈現，包括總數為 8,760 小時的 24 個負載區塊下的區域價格(北、中、南)。運算的全部結果包含所有節點價格、調度電量、每條線路的輸電電力潮流和線損，電力系統的限制狀態亦包括在內。各節點價格經過負載加權平均後可用來計算區域價格。

## 6. 結果與討論

### 6.1 案例一：尖峰負載無缺電情形，亦無壅塞情形發生

案例一的模擬結果顯示如表 4，此時並無輸電壅塞情況發生，此與台電系統調度專家意見相互一致。由於輸電壅塞成本為 0，此時各區域價格之差異僅係來自輸電損失的成本。輸電損失成本又與負載高低成正比，由表 4 可知全年負載持續曲線在離峰時段輸電損失的價值幾乎可以忽略，每度電不到 0.01 元，而尖峰時段輸電損失較為明顯，又以尖峰時段(最高之 5%負載，亦即第 21~24 負載區塊)最為明顯，差異可達每度電 0.11 元，約佔北部區域邊際電價的 7%，這與國外輸電損失成本佔 0-10% 情況相比相當類似 (Venkatarman et al., 2004)，而國內學者目前尚未有類似文獻，因

此無法與國內研究結果相比，但與台電公司 2005 年公佈的平均線損（含輸配線）4.76%實蹟相比，可謂合理。南部與中部間之輸電損失不大，皆在每度兩分之內；北部與中部、南部差異相對較大，綜合言之，輸電損失成本與負載大小成正比，且與電力潮流的方向相關，這些發現都與國外研究的結論一致。

表 4 無故障停機的模擬結果

負載區段	負載 (百萬瓦特)	發生頻率 (小時)	短期邊際成本價格 (分/度)		
			南部	中部	北部
1	11,335	19	31	31	31
2	12,088	27	33	33	33
3	12,841	35	33	33	34
4	13,594	64	35	35	36
5	14,347	235	44	45	46
6	15,101	520	45	45	46
7	15,854	587	46	46	47
8	16,607	513	47	47	49
9	17,360	406	47	47	49
10	18,113	447	47	48	49
11	18,867	669	57	57	59
12	19,620	694	57	58	60
13	20,373	725	61	61	64
14	21,126	698	70	72	75
15	21,880	580	89	91	95
16	22,633	527	131	133	140
17	23,386	442	131	133	141
18	24,139	353	139	140	148
19	24,892	309	142	143	150
20	25,646	323	143	144	150
21	26,399	266	148	149	156
22	27,152	215	150	152	159
23	27,905	86	154	156	165
24	28,658	44	155	157	165

尖峰與離峰之電價差異程度可達到五倍之多，北部不同時段之電價差異更大。由於系統並無壅塞情況發生，北部電力超額需求皆可由南電北送來解決。

## 6.2 案例二：尖峰負載有線路與機組缺電造成壅塞情況

在正常（N-1）情況下並不會發生壅塞，此已透過模擬結果加以驗證，事實上，以目前的電力系統狀態在多重故障下才會發生壅塞情形（包括線路與發電機組的故障）。假設發生多重故障，起因於龍潭（北）和中寮（南）間的輸電限制，此結果造成了相當大的價格差異情況（見表 5）。與案例一相比，尖峰時段北部電價由 1.65 元/KWh 增加為 4.58 元/KWh；南部電價由 1.50 元/KWh 增加到 1.79 元/KWh，此反映了長生電力與核二廠一號機組故障的情況。

以所有 24 個負載區段模擬此種停機故障，可得知即使在此種停機故障的情況下，壅塞也只會發生在負載大於 26,400MW 時，或是負載持續曲線的最後三個區段中。以最高負載區段 24 的區域節點電價來看，北部與中部的電價差異為每度 2.41 元，而南部與中部差異為每度 0.38 元，北部與南部每度電價相差 2.79 元。這些價差反映的不僅為輸電損失成本，也包括了輸電壅塞的成本，若假設有壅塞與無壅塞時的輸電損失相同，則可將表 4 的輸電損失成本代入扣除後，得出北部與中部的壅塞成本為 2.33 元，南部與中部的壅塞成本為 0.36 元，而北部與南部的壅塞成本為 2.69 元。與國外類似研究情況相比（Venkatarman et al., 2004），當壅塞發生時壅塞成本通常遠較輸電損失成本為高，且壅塞愈嚴重時壅塞成本會飆高，以紐約 ISO 的電力市場壅塞發生時區域電價為 US\$48/MWh，其中壅塞成本就佔了 18 美元（約佔 37.5%）而輸電損失成本不到 5 美元（約佔 10%），我們的模擬發現壅塞成本最高可高達 2.69 元約佔北部區域節點電價的 58.7%，當然這與我們假設 N-2 嚴重壅塞的情況有關，此外，在真實的市場操作上，若嚴重的壅塞情況發生時，還需考慮業者競標策略的運作，到時壅塞成本可能還會更形飆高。

表 5 有故障停機的模擬結果

負載區段	負載(百萬瓦特)	發生頻率(小時)	短期邊際成本價格(分/度)		
			南部	中部	北部
1	11334.604	19	33	33	35
2	12087.813	27	43	44	46
3	12841.021	35	44	44	47
4	13594.229	64	44	45	47
5	14347.438	235	46	47	49
6	15100.646	520	46	47	50
7	15853.854	587	47	47	50
8	16607.063	513	55	56	59
9	17360.271	406	57	58	62
10	18113.479	447	60	62	66
11	18866.688	669	61	62	68
12	19619.896	694	85	88	95
13	20373.104	725	128	131	142
14	21126.313	698	129	132	144
15	21879.521	580	132	135	148
16	22632.729	527	134	136	148
17	23385.938	442	138	141	152
18	24139.146	353	144	147	158
19	24892.354	309	148	150	162
20	25645.563	323	150	153	165
21	26398.771	266	154	157	170
22	27151.979	215	156	163	211
23	27905.188	86	160	179	332
24	28658.396	44	179	217	458

至於區域電價的尖離峰差異，考慮輸電壅塞情況時，北部尖、離峰之電價差異可高達十倍以上，中南部亦達六倍之多。而區域間的電價差異則因輸電損失成本與壅塞成本的發生，可使區域電價差異達兩倍之多。

### 6.3 區域（壅塞）訂價

在有停機故障的假設下，壅塞僅發生於第 22 至 24 區段的負載，亦即負載大於 26,399MW 時，此種情況佔全年時數的 4.5% 而已（亦即 396 小時）。表 6 摘述在無停機故障的情況下每千度的年平均區域電價差異，注意此時無壅塞情況發生，價差反映的就是年平均輸電損失成本。

表 6 無停機故障的情況下年平均區域電價差異

	每千度輸電變動成本 (元/千度)
南 - 中	\$ 8.89
南 - 北	\$ 44.96
中 - 北	\$ 36.07

資料來源：綜合整理計算表 4 後所得。

表 7 摘述在有停機故障的情況下每千度的年平均輸電變動成本，此成本為壅塞成本與輸電損失成本的合計。

表 7 停機故障的情況下年平均區域電價差異

	每千度輸電變動成本 (元/千度)
南 - 中	\$ 25.11
南 - 北	\$ 141.25
中 - 北	\$ 116.15

資料來源：綜合整理計算表 5 後所得。

比較表 6 與表 7 將輸電損失成本扣除後，可知平均壅塞成本為南一中為 16.22 元/千度，南一北 96.29 元/千度，而中一北為 80.08 元/千度。

為說明年輸電變動成本（損失成本與壅塞成本合計）的推導，假設停機故障發生時間頻率為 5%，壅塞價格由以上兩表加權平均

價格加以計算（權數為 95%與 5%），計算結果如表 8。

表 8 年輸電變動成本

加權平均之每千度輸電變動成本（元/千度）	
南 - 中	\$ 9.70
南 - 北	\$ 49.78
中 - 北	\$ 40.07

資料來源：綜合整理計算表 6 及表 7 所得。

因此，我國電力調度中心成立後，若採用區域邊際電價，且對輸電變動成本採用用戶平均分攤原則，則區域間年平均電價的差異就如表 8 所示，以南北電價差異最大，每度電差異為 0.0498 元，而南部與中部的電價差異就不到 0.01 元。當然這是假設電力調度中心採用年平均的方式來收取壅塞和線損費用，如果調度中心成立了即時的電力市場，且每小時或每 30 分鐘結算一次，那麼當輸電壅塞情況發生時，電價的差異就不可同日而語了。

## 7. 結語

以區域邊際價格來管理輸電壅塞，即當兩區域間有輸電壅塞情形發生時，所反映出之區域系統電能供應的邊際成本會不相同，電力調度中心利用各區域市場參與者所遞交的買賣標單，透過區域邊際訂價的最佳電力潮流規劃模型求解。簡言之，電力調度中心在區域邊際定價模型的協助下可將電力過剩區域的電價降低，使區域內發電業者將因不再獲利而減少發電，相對地，電力短缺區域的電價則需設法提高以鼓勵發電，直到壅塞獲得紓緩且能適足反映出壅塞的成本。

以區域邊際訂價法管理壅塞不僅執行起來較為容易，也可降低市場參與者的輸電成本，同時還可確保兩區域間輸電設備獲得最充

分的使用。在此情況下，願意支付較高價格的市場參與者可優先使用受限的輸電設備。而電力調度中心在電力過剩及短缺區域間所作的電力買賣，將因賣價高於買價而產生一筆「壅塞收入」或「壅塞租」，此租金則歸調度中心所擁有並可自行運用。

輸電壅塞成本可由受影響發電業者提交予即時市場增加或減少電量的報價標單來決定。評估輸電壅塞成本的方式，即為受限制下可應付輸電壅塞情況的最佳調度排程之成本，以及不受壅塞限制最佳排程之成本兩者之差異。按照區域邊際定價理論，區域節點邊際價格即是邊際供電成本、輸電損失成本與輸電壅塞成本三者之和，若不考慮輸電損失與壅塞成本，即時邊際供電成本定價方式就會與區域邊際定價相同，目前世界各國多採用將壅塞成本與輸電損失一併考慮在市場價格的形成中，因此區域邊際節點價格就包含了三者的效果。由本文的研究發現可知愈是壅塞的電網，壅塞成本愈高而區域節點電價差異的程度就越大，同時負載愈高輸電損失也會增加，但其所佔節點價格的份額不會太大，節點價差主要的差異來源還是輸電的壅塞成本，這與國外不論是研究文獻還是真實的市場情況相比都是相當吻合的，因此對我國電業自由化的啓示是輸電壅塞成本的定價會比輸電損失的定價來得重要，這也是自由化市場設計時應優先考慮的議題。

本文中以節點定價模型嘗試對我國電業自由化後電力市場定價方式進行了數理規劃上的模擬計算，模型中假設可將全國電力系統分成北、中、南三區，並進行了有輸電壅塞與無壅塞的情況下，電價可能造成的差異程度之評估。在無輸電壅塞的情況下，北、中、南三區電價差異不大，差異的原因主要來自於負載引起的輸電損失，但在有壅塞的情況下，區域間電價就產生了非常大的差異，而差異的原因係來自於輸電系統的壅塞成本。

雖然本文最後算出的是經過負載加權過後的年平均區域電價，但此種由一區域之全部用戶共同分攤壅塞成本的計價方式，將無法針對在尖峰時段用電造成壅塞之用戶收費，因此較適用於電業自由



化初期競標市場尚未健全的階段。到了電業自由化的成熟階段，則宜仿倣國外電力市場之定價方式，採即時電價（real time pricing），每 30 分鐘或每小時結算一次以反映出尖峰遠高於離峰之電價或壅塞端遠高於輸出端之電價，如此才符合使用者付費原則，並能鼓勵用戶降低尖峰用電。

輸電壅塞管理在台灣現行電業環境下顯得格外重要，倘若管理得當，不僅可提升輸電效率，且可釋放出正確的資產投資訊息，引導業者於缺電地區設置發電廠，以減少北送電力，對線路損失及穩定性皆有助益。以台灣南電北送的電力系統結構而言，在輸電壅塞的處理上，建議未來可做效澳洲及 PJM Independent System Operator（PJMISO）實施「區域邊際訂價法」，將整個台灣電力系統由南至北依輸電壅塞情形劃分三至五個價格區域，劃分依據則以同一區域電網壅塞處理情形相似為原則，並確保區域價格能夠反映實際輸電限制運作情形，同時能提供市場參與者電業相關的投資訊息。假若區域內出現嚴重的壅塞問題，則可根據實際壅塞情形適時調整區域劃分方式或增減區域數目及範圍，並應同時注意區域大小問題，以避免因區域劃分不當而造成區域內局部電業獨占或寡占的情形。

輸電壅塞管理不當會造成電力資源配置失當，線損增加，以及電源開發、電網擴建等投資錯誤的後果，因此自由化電力市場必須重視輸電壅塞管理的課題。輸電壅塞除了其物理性質外，在經濟層面亦可視為是電力系統網路外部性的一種，此種外部性若任由自由競爭市場運作，不加以面對納入市場考量，則會造成和垂直壟斷的綜合電業處理壅塞情形一樣無效率的後果。因此成功的自由化電力市場必須能有效地將此種外部性內部化處理。但需注意的是，無論採行何種輸電壅塞管理方式，都必需考慮其所涉及的交易成本上升問題，並與壅塞管理效率間作一適度的妥協與選擇，我們建議可採用區域邊際定價法來解決區域輸電壅塞問題，同時也可將電力資源做最有效率的配置。

## 參考文獻

- 王京明、林佳潔（2002），「我國電力系統壅塞管理方式之探討」，經濟專論，204，中華經濟研究院。
- 王京明、林鐘洋、焦燕雄、承立平、郭婷瑋、杜家雯（2006），「雙邊合約電力交易市場規劃與雛形建置」，台灣電力公司研究計畫。
- 王京明、許志義、陳士麟、郭婷瑋、黃大薇（1997），「台灣電力系統電力代輸之研究」，台灣電力公司研究計畫。
- 北歐電力池網址 <http://www.nordpool.com/>。
- 台電公司（2005），2005年台電公司年報。
- 李權芳（2002），「解制電業市場區域邊際電價之預測」，碩士論文，中原大學電機工程學系。
- 美國賓澤馬電力市場網址 <http://www.pjm.com>。
- 英國天然氣暨電力管制局網址 <http://www.ofgem.gov.uk>。
- 紐西蘭電力市場公司網址 <http://www.nz.m-co.com/>。
- 紐西蘭電力委員會網址 <http://www.electricitycommission.govt.nz/>。
- 張仲謙（2000），「自由化市場電力交易模式之研究」，碩士論文，長庚大學電機工程學系。
- 許志義、陳澤義（1993），電力經濟學理論與應用，台北：華泰書局。
- 郭婷瑋（2006），「京都議定書生效後台電發電機組調度之研究」，經濟專論，213，中華經濟研究院。
- 蔡興文（1998），「以人工智慧發展電力系統競價市場之競價策略」，碩士論文，中原大學電機工程學系。
- 澳洲國家電力管理公司網址 <http://www.nemmco.com.au>。
- 蕭全佑（2001），「以人工智慧進行解制市場區域邊際電價之預測」，碩士論文，中原大學電機工程學系。
- 賴怡禎（2005），「電力自由化下以類神經網路預測區域邊際價格」，

碩士論文，中山大學電機工程學系。

錢玉蘭、王京明（2001），「電價結構及費率計算公式之研究」，台灣電力公司研究計畫。

Baldick, R. (2006), “Computing the Electricity Market Equilibrium: Uses of Market Equilibrium Models,” Paper presented at the 2006 Power Systems Conference and Exposition, Atlanta, GA.

FERC (2002), *Standard Market Design: The Foundation for Competitive Wholesale Electricity Markets*, US.

Hogan, W. W. (1993), “Markets in Real Electric Networks Requires Reactive Prices,” *Energy Journal*, 4: 3, 171-200.

Hong, Y. Y. and M. T. Weng (1999), “Investigation of Nodal Prices in Deregulated Competitive Market-Case Studies,” Paper presented at the International Conference on Power Tech, Budapest.

Hunt, S. (2002), *Making Competition Work in Electricity*, New York: John Wiley & Sons.

NEMMCO (2004), *An Introduction to Australia’s National Electricity Market*, Australia.

OFGEM (1999), *The New Electricity Trading Arrangements*, UK.

OFGEM (2001), *The New Electricity Trading Arrangements: A review of the First Three Months*, UK.

Ott, A. L. (2002), *PJM Energy Market Model, PJM Interconnection Training Material*, US.

Outhred, H. and J. Kaye (1996), “Incorporating Network Effects in a Competitive Electricity Industry: An Australian Perspective,” in M. Einhorn and R. Siddiqi, eds., *Electricity Transmission Pricing and Technology*, London: Kluwer Academic Publishers.

Read, E. G. and B. J. Ring (1994), *Dispatch Based Pricing: Theory and Application*, Report for Trans Power New Zealand Ltd.

Scheppe, F. C., M. C. Caramanis, R. D. Tabors and R. E. Bohn (1988),

- Spot Pricing of Electricity*, Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Venkataraman, S., G. Jordan and J. Zhu (2004), *Impact of Electrical Losses on Locational Marginal Prices*, GE Power Systems Energy Consulting, <http://www.energypulse.net/centers/author.cfm>.
- Yuen, Y. S. (2001), *Congestion Management and Its Implementation Using Information Technologies*, Ph.D. Dissertation, University of Strathclyde.

## Simulating Locational Marginal Pricing for Deregulated Electricity Market in Taiwan

King-Min Wang

*Chung-Hua Institution for Economics Research*

Ting-Wei Kuo

*Chung-Hua Institution for Economics Research*

### Abstract

Since UK started privatization and liberalization of its power industry, Taiwan has also held the policy of power market deregulation in the reform agenda. How to develop a suitable pricing approach for the deregulated electricity market in Taiwan to cut out the price signal distortion and to increase the efficiency is imperative issues. According to the successful experiences by the advanced countries in the deregulation of electricity market, most of them adopted either nodal pricing or locational marginal pricing approach. This paper is intended to study the nodal pricing and locational marginal pricing and their impacts for deregulated electricity market in Taiwan. It is our hope that the paper with its findings can contribute to the successful reform of deregulating the electricity supply industry in Taiwan.

Keywords: Electricity Liberalization, Nodal Pricing, Locational Marginal Pricing

JEL Classification: D46, C61, L94