

三、各國電業結構模式分析

3.0 前言

輸電系統的功能在於將發電所產生之電力，透過高壓線路輸送至配電系統，再輸供用戶使用。除須提供實體輸電網路服務外，另外尚須擔任整合系統營運的角色。Michael E. Porter 提出：在產業競爭環境中，企業的價值鍊是附屬於一個更龐大的體系之下，這個體系即稱為“價值體系(如圖 15)，意即此一價值體系包含滿足企業價值鍊的上游供應商、完成價值鍊的行銷通路和最後客戶，因此企業需要將價值鍊看成一個系統，而非個別活動總合 [1 3]；所以，電力輸電的角色與規劃，應從整個電力產業特性來看，進而思考其發展的考量重點

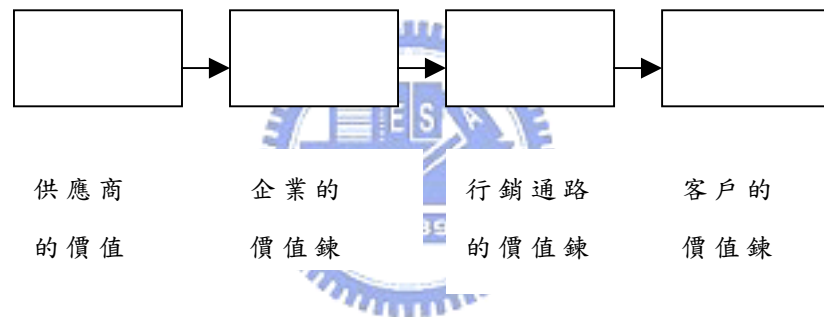


圖 15 價值體系 [1 3]

自 1990 年代起，電業自由化已蔚成風氣，傳統電力市場已逐步改變中。在過去，絕大部份之電力供需是靠電力公用事業間彼此協調交易達成，僅在少數機會裡才需要向非公用事業購買電力，而這些私人企業大都為大型工廠，因其產品製造過程中有熱汽能生成，而發展出自身汽電共生能源，此共生電能除供給工廠電力外，過剩電將可賣給地方性之電力公用事業，早期之私人電力仍是賣給公用事業，再經由其統籌出售電力給用戶端。

隨著電力市場的逐步開放，民營電廠一一興建，愈來愈多民營電廠及大電力用戶加入此一市場進行電力交易買賣，加之電腦網路技術之成熟，因而延伸出零售交易制度。此交易制度容許私家發電廠直接將電力賣給用戶端，同時為施行電業自由化，輸電線路勢必開放給所有市場參與者使用，才可將電力順利傳送於買賣雙方，但也因為線路之開放帶來不少新的

困擾。就以北美輸電線路為例，其輸電線路分別由各家所持分，在缺乏一套完整的線路使用計價制度下，衍生了不少待解決的新問題，如各家發電廠電力輸送之優先順序，如何因應電力交易所造成之迴流問題，以及如何訂定一套公平、公正之輸電線計價方式 ..等，其中尤以最後一項，更是能否推動電業自由化之重要關鍵，唯有公平性的交易規則，市場的所有參與者才有意願加入市場從事交易活動。

由於台灣目前經營綜合電業，且擁有輸電網路，只有台電一家，因此必須選擇其它國家的電力事業互為參考比較，輸電線路的開放，雖是電業改革的一股潮流，但世界許多國家實施方式卻並不完全相同，乃視各國不同的環境需求及現有電業結構型態，而採用不同的開放方式，故本章擬就其電業的規劃方式與經營狀況做一個比較。



3.1 各國電業模式比較

自1990年代起，電業自由化已蔚成風氣，傳統電力市場已逐步改變中。在過去，絕大部份之電力供需是靠電力公用事業間彼此協調交易達成，僅在少數機會裡才需要向非公用事業購買電力，而這些私人企業大都為大型工廠，因其產品製造過程中有熱汽能生成，而發展出自身汽電共生能源，此共生電能除供給工廠電力外，過剩電將可賣給地方性之電力公用事業，早期之私人電力仍是賣給公用事業，再經由其統籌出售電力給用戶端。

隨著電力市場的逐步開放，民營電廠一一興建，愈來愈多民營電廠及大電力用戶加入此一市場進行電力交易買賣，加之電腦網路技術之成熟，因而延伸出零售交易制度。此交易制度容許私家發電廠直接將電力賣給用戶端，同時為施行電業自由化，輸電線路勢必開放給所有市場參與者使用，才可將電力順利傳送於買賣雙方，但也因為線路之開放帶來不少新的困擾。就以北美輸電線路為例，其輸電線路分別由各家所持分，在缺乏一套完整的線路使用計價制度下，衍生了不少待解決的新問題，如各家發電廠電力輸送之優先順序，如何因應電力交易所造成之迴流問題，以及如何訂定一套公平、公正之輸電線計價方式等等，其中尤以最後一項，更是能否推動電業自由化之重要關鍵，唯有公平性的交易規則，市場的所有參與者才有意願加入市場從事交易活動。促進電力市場回歸競爭機制係電力自由化的最終目標，透過產業結構的重整(structure reform)，重新檢視與界定出真正的自然獨占領域，或是說判斷出自由化後仍然可能保有「剩餘獨占力」(residual monopoly power)的部門，以「再管制」(re-regulation)來保障公益，同時對於不具獨占力之市場，則應盡可能解除市場限制。

對於電力等網路產業而言，現有業者之優勢除了經驗、技術以外，主要還是來自於對於具自然獨占特質之網路部門的控制，此即屬前述「自由化後獨占力量仍存」的部份，而輸電網路又屬電力產業中關鍵的樞紐，「產業結構的重整」，往往是解決此問題的答案。產業結構重整係一種較輸電網路之開放，更為徹底的解構；其核心在於進一步透過產業分工上所有權或控制權的分割移轉，來防止優勢業者行使獨占力量可能。

從事輸電系統的討論，除了本國目前的經營情形外，另與各國電業目

前的經營情形互比，也是一項非常重要的工作。由於台灣目前經營綜合電業，且擁有輸電網路，只有台電一家，因此必須選擇其它國家的電力事業互為參考比較，故本報告分別自歐洲、美洲與亞洲選擇國家做為比較參考（詳附錄一）；其中亞洲選擇了新加坡與韓國，歐洲選擇了英國（英格蘭&威爾斯）、法國、挪威、瑞典、芬蘭、荷蘭，美洲以美國加州為代表〔14〕；分別以電業結構、輸電設備歸屬、調度管理機構、市場交易模式加以比較；各項目比較要點如下：

（1）電業結構：

有關電業結構的解構，關係電業的未來發展走向，各國必須依其產業改革目標及所面臨的限制，選用適合採用的產業結構；故開章明義，需加以分類比較；本研究將電業結構，依前章討論，仿電業結構模式，將其再簡化重新整理如下（圖16），用以做為各國電業結構分類比較依據。

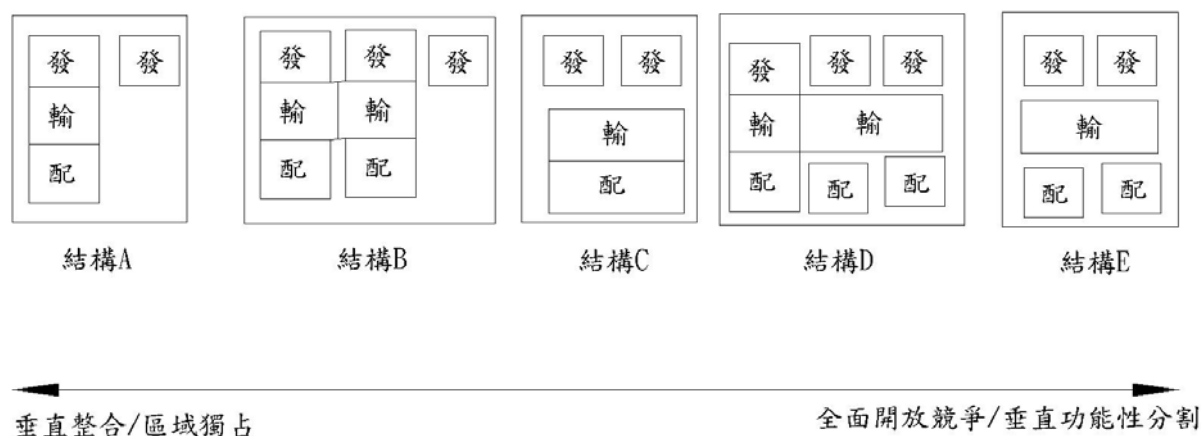


圖16 電業結構分類標準

資料來源：本研究整理

其中，結構A:表示電業由綜合電業與獨立發電業構成(區域獨占)
 結構B:表示電業由多家綜合電業與獨立發電業構成(區域獨占)
 結構C:表示電業由獨立發電業與網路(電力網)經營者構成
 結構D:表示電業由綜合電業與獨立發電業、輸電業、配電業構成，其中輸電業網路需開放互聯
 結構E:表示電業以功能做完全垂直分割，由發電業、配電業進行相互競爭的模式

(2) 輸電設備歸屬、調度管理機構、市場交易模式

輸電系統在有效支援電力批發市場開放競爭及促進電力產業發展上，扮演相當關鍵性的角色；新型態電力市場運作有賴市場操作、系統操作及輸電系統三方面的協調運作〔10〕，三者功能整理如下(表2)：

表2 市場操作、系統操作及輸電系統的功能〔10〕

	輸電設備歸屬	調度管理機構	市場交易模式
市場功能	1. 電網維護 2. 電網升級及擴充	1. 電力供需平衡操作 2. 電網壅塞管理 3. 帳務結算	1. 市場規則的管理 2. 競價管理 3. 決定市場結清價格

故上述數點，係輸電市場自由化首先須解決的議題。

3.1.1 英國(英格蘭&威爾斯)

在英國，整個電力系統的重整包含幾個主題:英格蘭與威爾斯、蘇格蘭與北愛爾蘭地區，發電、輸電、配電及售電等部門的發展。〔23〕

從1989年開始，英國的電力產業面臨了兩項劇烈的轉變:1電力公司的民營化;2·競爭機制的導入。

對一個40年來都屬於公用部門的產業而言，這一個所有權的轉變是極大的衝擊，但轉變並不僅於此。事實上，整個電力產業已經開始徹底的重整，其變化可分為四方面1·電力市場競爭的導入;2·與政府部門間的財務獨立;3·所有權的分散;4·電力產業員工的積極參與。

為了促進產業的競爭，必須將產業做適當的區隔。在整個電力產業中，

具有自然獨占性質的輸配電部門必須和具有競爭特質的發、售電部門予以分開。當許多國家開始對其電力產業進行解除管制、促進競爭的工作時，這樣的區隔都是大多數國家的一致做法。

如果從組織的觀點來看，我們可以將英國的電力系統分為三大部分：即英格蘭與威爾斯地區、蘇格蘭以及北愛爾蘭等。這三個市場的規模並不相同，我們可以從1995年到1996年間，各市場的尖峰需求來看：英格蘭與威爾斯地區為48811MW，蘇格蘭地區為5849MW，北愛爾蘭地區則為1515MW。其中英格蘭與威爾斯地區與蘇格蘭地區的系統是相連的。此外，在英格蘭與法國之間，大約有2000MW的容量是直接相通。

(1) 改革前的市場結構

如前所言，在英格蘭與威爾斯地區，改革前的電力市場是由一家規模龐大的發、輸電公司，中央電力局，和12家負責配、售電業務的地區配電局(RABs)所組成，另外有一個電力審議會(Electricity Council)專門處理有關政策方面的問題。在蘇格蘭和北愛爾蘭地區都是由具有垂直整合型態的公營電力事業來負責供應電力的需求，其主要的特徵都是由中央計畫投資、生產導向(engineering-led)以及成本加成(cost-plus)定價方式。事實上，在早期的能源法(Energy Act)中，曾嘗試開放新的發電廠進入市場競爭，但卻在CEGB的阻止下無疾而終。〔19〕

在1989年的電業法(Electricity Act)中，對於電力市場的重整與民營化給予新的法律基礎，在此之下，大部分原屬公用事業的電力公司，都透過股票的公開發行而完成民營化的工作。不僅如此，在此同時，市場競爭的機制也建立了起來，特別是在售電市場和發電市場的競爭更為明顯。而在輸配電市場中，由於其擁有自然獨占的特質，在同一地區，不可能出現兩組不同的網路系統彼此競爭，因此，需要一個獨立的管制機構加以規範。英國政府依據電業法的規定，成立了電力管制局(Office of Electricity Regulation, OFFER)，由電力管制局長(Director General of Electricity Supply, DEGS)所領導，其責任即在於確保電力市場的競爭與效率，保障消費者的權益。

(2) 改革後的市場結構

在英格蘭和威爾斯地區，經過產業的重整之後，CEGB在1990年4月被拆成了四個部分。發電部門一分為三，其中包括兩家大型的石化發電公司，國家電力公司(National Power)以及發電公司(Power Gen);另外還有一家核能發電部門，核能發電公司(Nuclear Electric)。在這次的產業重整中，國家電力公司以及發電公司都已經完成民營化，而核能發電公司在1996年時仍然由政府部門所控制。在輸電系統方面，所有權和營運權都被移轉到新成立的國家輸電網路公司(National Grid Company，以下簡稱NGC)，NGC並負有促進競爭的特殊任務。此外，原有的12家地區配電局也都改組成為地區配電公司(Regional Electricity Companies，RECs)，在1995年國家輸電網路公司公開在市場上發行之之前，這12家地區配電公司擁有其大部分的股權。

在蘇格蘭地區，垂直整合的型態仍然保留，但重整後成立了兩家新的電力公司，蘇格蘭電力公司(Scottish Power)與水力發電公司(Hydro-Electric)。核能發電的部分和英格蘭威爾斯地區相同，也成立了一家個別的核能發電公司，即蘇格蘭核能電廠(Scottish Nuclear)。

在1996年7月，英國政府將這兩家原為國營的核能發電公司的股權部分釋出，並成立了一家新的控股公司，英國能源公司(British Energy)，而蘇格蘭核能電廠與核能發電公司則成為其子公司，由其負責控管。核能發電公司的六座Magnox電廠則移轉到國營的Magnox電力公司。

在北愛爾蘭地區，原有的四家電力公司在1992年時，被一些彼此競爭的發電廠所購買，而北愛爾蘭電力公司(North Ireland Electricity)則負責輸、配、售電部門，並在1993年成功的完成股票公開上市的工作。

在需求面的改革方面，英國用戶選擇權開放的型態與澳洲維多利亞省相同，都是採取階段性逐步開放。在1990年改革初期，用戶負載大於1MW可自由選擇供電公司，1994年4月則開放100KW以上用戶。而全面開放的時程由於時間上準備不及，原預定於1998年4月開故則延遲到1999年5月才完成全面開放的工作。

在新的市場架構中，NGC占有一個非常重要的地位，其不但擁有國家輸電網路的所有權，更負責電力市場的交易與調度。在電力系統中，NGC扮演的角色主要有下列幾項：1. 提供如鐵路一般之線路供輸送電力；2. 線

路開放給業者與用戶使用，使有利市場競爭；3．有義務提供線路供發電併聯；4．對使用線路者不得有歧視行為；5．透明之輸電定價；6．受政府管制。

在發電市場開放後，發電規模、類別與設置場所視投資人與投資廠商之選擇而呈現不確定性，NGC必須隨發電廠所在而擴建輸電網路。因此，不但要面臨此一不確定之線路投資風險，而且要能滿足顧客之需求，並兼顧經濟且安全之輸電效率。

另一主要任務為負責電力池之運轉與市場交易。在電力池制度下，輸電公司為發電業與供電業提供電力交易場所，而由於電力池本身不能買賣電力，因此，NGC不能參與企業結盟，如需使用輸電網路，則需加入電力池成為會員，並接受上網與調度協議書之規範。NGC除負責輸電網路運作外，並負責提供輔助服務(Ancillary Services Provider)，執行電力池價格之處理與電力池基金之管理等

雖然NGC擁有多角化的經營，但輸電部門的營運仍是其最主要的部分，超過90的收入與利潤都是來自輸電部門。在NGC中主要有5個單位負責輸電網路的營運，包括網路服務、系統管理、計畫管理、商業與系統策略、工程技術等，茲分述如下：

- 1．網路服務(Network Services):負責輸電系統資產的管理其下又包括網路管理、服務管理、技術服務、商業部門等。
- 2．系統管理(System Management):系統服務主要著重在每日的輸電系統管理，包括發電的排程與調度，其下又分為5個小組，分別負責營運、設備、技術控制中心、營運檢討、財務管理等。
- 3．計畫管理(Project Management):主要負責輸電網路系統規劃之管理。
- 4．商業與系統策略(Commercial and System Strategy):商業與系統策略部是用戶想要連接或使用輸電網路系統時的負責單位，主要負責投資規劃與系統設計。
- 5．工程技術(Engineering & Technology):負責 NGC 的主要研究發展計畫，提供特定的工程與技術建議。

(3) 管制架構

英國在電業改革的過程中，除了追求經濟效益與競爭性市場架構外，更注意到公平合理之競爭規範與用戶權益，因此除賦予政府管制權力與建立獨立之管制制度外，並對現有之政策性任務給予適當之處理。圖2-6為英國電業結構重整後之法律架構，從圖中我們可以發現，整個電業的改革是以1988年電力白皮書中的規劃為藍圖，並於1989年正式通過電業法修正，以之做為整個改革的基礎與法源根據。

1989年電業法修正的主要目的，除賦予電力管制機構與消費者委員會之法源基礎與法律上之權限，並針對電業重整之細節，訂定所有權移轉與分割等相關規定。

為了因應整個市場的變化，英國政府依據電業法之規定，成立了一個新的電業管制機構，電力管制局 (office of electricity regulation, OFFER)，專門負責電力產業的管制，其首長為電力管制局長。能源主管機關則為貿工部，負責能源政策的制定，其主要職責包括：電業執照的核發、實體電力系統之建置、燃料儲存與供電品質之監督。此外，與電業相關的管制單位尚包括核能安全稽查委員會，負責有關核能執照與安全之檢驗；獨占與位委員會，其任務類似於國內公平交易委員會，負責提供管制者有關執照核發、變更以及爭議時之調查研判。有關消費者保護的部分則由電力消費者委員會負責。而在上述之各個單位中，仍以電力管制局所佔之角色為最重要。

(4)英國的電業現況

英國已於1999年推行全面售電自由化，亦即用電客戶可從特約廠商或上網去下單購買電力，不限於大電力客戶才有的權利，該國自由化驅勢已居於電業自由化國家之牛耳。〔15〕

在英國早期自由化之前，英格蘭地區之發輸電是由中央電力局 (Central Electricity Generating Board, CEGB) 統一管制營業，而配電業務則分別由十二家區域性配電公司所經營。而蘇格蘭地區則是由北蘇格蘭水電局及蘇格蘭電力局所負責經營。〔23〕

英國政府於1988年公佈[電力政策白皮書]，以便電業市場交易者參考並提供意見。白皮書正式修正後於1989年正式頒佈“電業法”。該法內容包括電業管制單位設立，及將原先之CEGB分割為一家輸電公司，兩家發電公司National Power, Power Gen及一家核電公司。首階段之民營於1990

年實施，先進行National Power、Power Gen兩家發電公司之釋股作業，而核電公司及輸電公司此階段仍維持國營。俟民營化施行數年，市場架構穩定後，於1995年CEGB將輸電網路民營化。次年將核能廠成立British Energy公司，正式將核能電廠民營。

就配電部份，於1990年民營化初期，為防止原先區域性配電公司在經營之初，業務尚未完全穩定即遭併購，政府於是握有各配電公司之黃金股權，無政府同意其股權不得被買賣。此黃金之股權於1995年屆滿，政府停止對配電公司干預。於是各家公司展開對區域配電公司股權爭奪戰。其中上述十二家區域配電公司有十家易主。且新股主有八家來自美國公司。而於此併購過程中，National Power及Power Gen兩家公司亦想併購配電公司。但政府在考量配電與發電業若屬於同家公司，勢必回復傳統之垂直整合機制，走回頭路，因而加之以否決其併購案。此外，配電公司依英國電業執照法共分為二類。第一類配電公司為政府授與區域性專營權，相對於專營權其也應負責將配電電力穩定的分送至區域性每一用戶。第二類配電公司，為不具有該區域專營權之發配電公司，但配合政府售電開放政策，得經營該區域之電力買賣者（如其它區域配電公司及大發電公司）等。

用戶部份，英國政府對售電市場採三段式開放政策。第一階段自1990年起，先行開放1000KW以上大用戶，電力自由買賣共計5000用戶，占系統總售電量30%。第二階段自1994年4月份起，針對100KW至1000KW之中高用戶開放電力自由買賣，其用戶共有55000戶，100KW以上用戶占總售電量50%。第三階段即電力自由買賣全面開放階段，允許任何用戶選擇賣電公司自由買進電力。

自由市場電力售價是每日有時段性不同。所以需使用電子計量錶。英國目前100KW以上用戶皆已裝置每30分鐘記錄一次的電子計量錶，但要將之全面普及每一用戶需要長時間汰換。因而過渡時期，政府將小用戶用電方式分成數種負載模式。各用戶再依其過去用電記錄，自行選擇是要採用何種負載模式計價。總之自由化市場之買賣不比傳統，需針對衍生問題逐一解決，以利電業自由化之推動。

英國之電業管制單位。主要有貿易工業部（Department of Trade and Industry），專營合併委員會（Monopolies and Mergers Commission），電力管制處（Office of Electricity Regulation）等。而其中電力管制處

是依1989年電業法規定，召集成立以管理電業自由化業務。

民營化後之電業經營架構區分為發電、輸電、配電等三部份。輸電業因具有地方獨占性，為防止電業初期壟斷行為，仍維持政府管制，俟時機成熟時開放民營，但其獲利需有一定的規範，以防暴利。而較單純之發電業則是可開放競爭。

英國電業執照可分為發電、輸電、配電三大類。而配電執照又分為二類，其分別為第一類配電公司，具有專營權之區域配電公司，並由電力管制處發給公用配電公司(Public Electricity Supplier, PES)執照，專營所負責區域之配電、售電業務。屬於第一類者，如十二家區域配電公司及蘇格蘭電業公司等，而第二類配電公司並未授予區域專營權，但配合政府售電業務開放，其可從事售電競爭。如National Power, Power Gen大型發電公司或區域配電業者從事他區之售電業務者皆屬於第二類配電公司。在各類執照管制中，政府對於第一類配電公司管制最嚴格，其規定配售電合理費率，及應有服務品質，其次則為對輸電業者價格之管制。而發電業者則採自由競爭，價格不予限制，以刺激競標市場交易。

電力管制處對於輸電價格管制，主要採RPI-X價格管制法〔23〕。業主必須預估未來十年的資本支出、營運成本、投資報酬率，以折現現金流量方法計算合理電價。RPI(Retail Price Index)零售物價指數用以估算其投資、進料等成本。X(Efficiency Factor)為效率因素。輸配公司需向電力管制處呈交電價分析報告，經由電力管制處審查後，再行宣佈電價費率。而PRI-X價格分析中，尚有一個K值修正因數(Correction Factor)。若年度成本估算有誤，造成成本無法回收，則輸配電公司得向電力管制處申請，於次年電價中含利息彌補回來。PRI-X價格計算法與美國投資報酬率(Rate of Return)方式不同。因美國方式，投資愈多愈有權利要求提高電價，以獲得投資報酬率，所以易造成過度投資現象。而PRI-X則是以零售物價指數為依據，若物價沒上漲，則投資者沒理由要求調漲電價。所以PRI-X指標無法同步顯示其與投資報酬率、營運成本之關係，但可避免以投資報酬率方式計價，造成過度投資缺點。其優缺點有待進一步商榷。

英國交易市場分為議價及競標兩種。長期性合約採議價方式，占75%市場交易量。競標則為電力交易市場之競價交易，占25%市場交易量。英國電業主管機關OFFER，後來改成天然氣暨電力市場管制局(Office of Gas and Electrical Market, OFGEM)，其最主要目的在於促進電業競爭及維

護消費者權益，並提供一穩定電力系統。為更確保一健全的雙向交易制度之推行，於 2001 年 3 月 27 日正式施行新電力交易制度 (New Electricity Trading Arrangements, NETA)。

英國自 1990 年來開放電業自由競爭以後，對於大部份中高用戶而言，電價下降 10%~25% 之間，有的甚至達 40%。但也有少數幾家大型用戶因自由化而受電價上揚所苦。其間差異，主因各用戶對自由化市場機制因應得當與否所致。而一般小型用戶 (100KW 以下)，因受到政府補貼，所以價格於 1998 年開放以來亦平均下降 10%。就整體而言，英國電業市場解制後，其電價下降 14 至 20% (依各區域而不同)，所以對普遍用戶而言，是項福祉。

(5) 英國新電業制度發展

現行電力交易制度的核心是英格蘭與威爾斯電力池 (the Electricity Pool of England and Wales)。電力池提供一種用來決定單一躉售電力價格，調度發電廠滿足需求，並確保電力系統在任一時間維持實體平衡的機制。有執照的發電業者必須將所有 (幾乎) 的電力出售給電力池，有執照的供電業者必須向電力池購電以滿足用戶需求。[19]

全國輸電網公司 (the National Grid Company, NGC) 為輸電系統操作者，具備多種功能，包括預測系統需求、彙整發電業者對其每日預備出售電力所提出的報價 (offer) 及就報價進行由低到高的排序，以滿足預估的需求。上述方式導致 NGC 以所接受的最高報價 (系統邊際價格-System Marginal Price, SMP) 來決定電力池價格。付給發電業者的價格當中且包含容量支付，是依據業者申報與預測需求有關的可用發電容量數值計算，因此其多寡各不相同。NGC 在考量並處理輸電系統所有可能的限制條件後，進行發電端調度作業，以平衡系統需求，

1998 年 7 月，電力供應執行長 (Director General of Electricity Supply, DGES) 提出英格蘭與威爾斯地區電力躉售交易新制度初步規劃方案，對現行交易制度的缺失提出說明，其中最值得注意的是，電力池報價價格無法反映發電業者的成本，電力池價格的變動與發電成本降低並不相關；目前的電力池交易制度犧牲了用戶權益，而發電業者則可輕而易舉的展現其控制市場的力量。在目前的交易制度下，所有的發電業者皆適用於

單一售價，實際上，此種價格僅由其中少數業者決定（目前由六家業者控制市場）。新電力交易制度的目的就是要導正上述缺失，電力供應執行長認為實施 1999 年 7 月所提出之新電力交易制度，絕大部分電力買賣在競爭市場上可達到降低電價及維持系統安全的雙重目的，而 NGC 僅負責必要的交易事項，以確保系統平衡。

英國電力管制局(OFFER)於 1997 年 7 月開始規劃新電力交易制度(The New Electricity Trading arrangements, NETA)，1998 年 7 月，電力供應執行長 (Director General of Electricity Supply, DGEN) 提出英格蘭與威爾斯電力躉售交易新制度初步規劃方案，1999 年 7 月，DGEN 更進一步的提出新制度的執行構想，同時也對平衡機制與不平衡交易清算的規劃方案提出詳細說明，1999 年 10 月，天然氣及電力管制局 (OFGEM) 與貿工部 (DTI) 共同發佈電力躉售交易新制度。1999 年 11 月 17 日英國女王宣佈公用事業法案 (The Utility Bill)，賦予貿工部長變更發電業執照的權力，以建立 NETA 架構。

NETA 的核心精神是將電力視為一般商品，以發電業者、供電業者、售電業者及用戶間的雙邊交易為基礎，包括四個要項：遠期、期貨及雙邊交易市場 (forwards, futures and bilateral market)、電力交易 (Power exchange)、平衡機制 (Balancing mechanism) 及結算 (Settlements)。

現行的電力池與結算規則 (Pooling and Settlement Agreement, P&SA) 將被平衡及結算規則 (Balancing and Settlement Code, BSC) 取代，BSC 含蓋平衡機制及結算方式的相關規定。而雙邊交易則在 BSC 以外，由買賣雙方進行。

在新制度下，NGC 將定位為系統運轉機構 (SO)，繼續負責維持輸電網路規則 (Grid Code) 與各領有執照業者間之運作。輸電網路規則由一個審查小組 (Panel) 管理，在 BSC 之下，該小組負責所有重大操作決策，並設有若干專家委員會。NGC 將成立一個附屬機構 (BSC 公司) 負責執行 BSC。

目前電力池幾乎控制所有的躉售電力交易，在交易的前一日決定一個市場單一價格，而 NETA 的基本原則就是從電力池制度移轉至 BSC 以外的雙邊交易，大部分的交易將在 BSC 以外進行，僅有小部分交易在 BSC 之下

進行（經由平衡機制及不平衡交易）。

1. 遠期、期貨及雙邊交易市場：市場在電力實際交易之前一年（或超過一年）運作

遠期、期貨及雙邊之交易市場主要以躉售市場為主。相關的買方（配電公司、經銷商或用戶）及賣方（發電業者）依據預測的電力需求進行雙邊交易，買方依據其所做的需求預測可以預估一年當中任一時段的電力需求，與發電公司簽訂雙邊合約。當某一交易時段的平衡機制啟動時（即實體交易開始前 3½小時），可預見的情況是：發電業者的合約狀況將配合其所預估的發電量而有或多或少之變動，售電業者的合約狀況亦將接近其用戶預估的需求量。在上述市場中，可自由訂約，且雙邊合約價格將增加市場的流動性，價格也更能反映成本。

2. 電力交易（power exchange）：於電力實際交易之前 3.5 至 24 小時間運作

電力交易提供供電業者適度調整其購電數量的機會，當市場趨近於即時交易時，與用戶用電需求有關可供利用的資訊將更為精確，如此一來，需求預測將依據相關資訊更新。於電力交易時，電力將會被購買用以彌補在遠期及期貨市場所購買的電力與依照更新的預測資料所購買的電力的不足之處。電力交易在實際作業時間 3.5 小時之前截止，稱為「關門」。

在關門的時候，所有的市場參與者必須向系統調度機構（SO）繳交最終實體交易申報書（Final Physical Notice, FPN），FPN 是供電業者與發電業者將其所預期的供需預測數據提報給系統調度機構。有能力協助系統調度機構穩定系統的任何業者可提出報價（offer）及競價（bid）。

3. 平衡機制


平衡機制將允許 NGC（系統調度機構）在較短期預告下，以接受電力報價（發電增加及需求減少）及電力競價（發電減少及需求增加）方式平衡系統。在平衡機制內，所有交易將以競價金額付款制（Pay-as-bid system）結算（即電力交易價格以接受報價及競標價格決定）。

NGC 亦將以預先簽約方式提供下列服務，如備轉容量、頻率控制

(frequency response) 及電壓支援 (voltage support)。上述合約與平衡機制可以使 NGC 得以維持系統每秒的實體平衡。為有助於評估系統的實體平衡，市場參與者將向 NGC 申報預期的發電量及需求量。

4. 結算

在 BSC 制下，簽約者實際計算的發電量或用電量，與其合約所載的量不符時（可考慮以平衡機制交易調整），則會發生「失衡」的狀況，其結算方式將可不依合約規定支付而改以一適當的價格計算。此一適當價格係隨市場參與者簽約量是否過量或不足而異。通常，發電業者簽約量不足（譬如說發電量超出其簽約數量）及供（售）電業者簽約量過多（譬如說消費量低於其簽約數量）時，其售、購電能的價格將比簽訂足夠數量的合約價格為低；同樣地，供（售）電業者簽約量不足（及發電業者發電量不足）時，其購電價格將比簽訂足夠數量的合約價格為高。此種計費反映出系統操作機構（SO）為因應非預期的不平衡，以短期預告方式通知發電業者、供電業者或用戶，經由平衡機制接受報價及競價，變更其發電或消費行為，所產生的附加成本。



英國英格蘭與威爾斯地區於 2001 年 3 月 27 日開始實施新電力交易制度（New Electricity Trading Arrangements, NETA）取代 1990 年推動電力市場改革之電力池，新制度採取志願性雙邊市場，最重要的原則是發電業者與供電業者必須在實體交易前 3.5 小時分別以售、購電合約平衡預期的發電與購電需求，發、供電業者若無法平衡實際的發電與需求，將付出較合約價格為高且帶有懲罰意味的不平衡費用。NETA 是以平衡與結算規則（Balancing and Settlement Code, BSC）管理電力市場之運作，國家輸電網公司（National Grid Company, NGC）負責系統的協調與營運，凡具有執照的發、供電業者必須遵守 BSC 規定，經由 NETA 市場機制進行交易。

英國新實施的電力交易制度，在設計意涵上與舊制「電力池交易制度」存有極大的差異。惟英國自 1990 年設置「強制式電力池交易制度」並分階段開放電力零售市場競爭以來，在市場設計、系統操作、市場競爭行為、用戶反應及相關配套措施方面，累積有相當充足的經驗，根據英國「天然氣暨電力市場管制局」(OFGEM) 近期公布的研究報告顯示：在 NETA 實施後，

新舊系統銜接作業順利，並未發生介面無法整合問題；市場後續發展與Ofgem先前的預期大致相同，管制機構樂觀研判，待市場參與者適應新制運作方式後，電力批發價格將可進一步下降；在引進需求端參與後，雙邊合約及不平衡電力價格已呈現下降趨勢；「平衡電力暨結算規則」，未來可視市場實際運作情況、相關機構累積的經驗及市場參與者的建議，以更具彈性的方式持續針對有關的缺失進行修訂，使「平衡電力機制」及「不平衡電力結算機制」之相關作業更具效率及合理性。

在NETA實施之後，發電排程已改由市場參與者於交易時段發生前3.5小時，自行或委託特定機構向系統操作機構提報，NETA並將「平衡電力機制」（即電力供需平衡操作）列入系統操作機構之技術服務項目，與「強制式電力池交易制度」兼負批發電力訂價機制的作法截然不同（原係由NGC公司依據發電機組提報的發電價格排訂發電排程及調度優先順序）。

英國是最早實施電力自由化的國家，故一般國家的基本原則，與英國電力自由化原則大同小異，所以它的改革作法，很值得參考，由於英國可分成三大市場：英格蘭與威爾斯、蘇格蘭、北愛爾蘭，電業規模差異極大（1995年到1996年間，各市場的尖峰需求來看：英格蘭與威爾斯地區為48811MW，蘇格蘭地區為5849MW，北愛爾蘭地區則為1515MW），所以一般電業自由化討論大都以英格蘭與威爾斯為主。

甲、電業結構：

在英格蘭和威爾斯地區，經過產業的重整之後，CEGB在1990年4月被拆成了四個部分。發電部門一分為三，其中包括兩家大型的石化發電公司，國家電力公司(National Power)以及發電公司(Power Gen)；另外還有一家核能發電部門，核能發電公司(Nuclear Electric)。在這次的產業重整中，國家電力公司以及發電公司都已經完成民營化，而核能發電公司在1996年時仍然由政府部門所控制。在輸電系統方面，所有權和營運權都被移轉到新成立的國家輸電網路公司(National Grid Company，以下簡稱NGC)，NGC並負有促進競爭的特殊任務。此外，原有的12家地區配電局也都改組成為地區配電公司(Regional Electricity Companies，RECs)，在1995年國家輸電網路公司公開在市場上發行之前，這12家地區配電公司擁有其大部分的股權。故依據電業結構分類，應屬E類。

乙、輸電設備歸屬：

輸電系統方面，所有權為國家輸電網路公司(National Grid Company，以下簡稱NGC)。

丙、調度管理機構：


國家輸電網公司(National Grid Company, NGC)負責系統的協調與營運，凡具有執照的發、供電業者必須遵守BSC規定，經由NETA市場機制進行交易。

丁、市場交易模式：

英國英格蘭與威爾斯地區於2001年3月27日開始實施新電力交易制度(New Electricity Trading Arrangements, NETA)取代1990年推動電力市場改革之電力池，新制度採取志願性雙邊市場，最重要的原則是發電業者與供電業者必須在實體交易前3.5小時分別以售、購電合約平衡預期的發電與購電需求，發、供電業者若無法平衡實際的發電與需求，將付出較合約價格為高且帶有懲罰意味的不平衡費用。

3.1.2 美國加州

(1)美國電力事業



早期之美國電業市場，其電力事業為垂直整合類型，亦即發電、輸電、配電屬於同一家公司所有。私人電廠將電力賣給公用事業，再由其統籌電力分配給用戶。於60年代之前，由於發電成本昂貴及高壓輸電線路技術瓶頸，所以電力事業屬於區域性供電。於60年代後隨著電氣日用品之相繼問世、客戶增加、發電燃料成本平穩、電氣技術提昇，使得電力公司之獲利不斷上升，也助長規模式電廠逐一蓋起。但於70年代起，大型電廠碰到通貨膨脹，預期負載需求未及規劃模式，加以投資貸款利息負荷，造成套牢成本，電價隨之上揚。而傳統大型機組500MW左右者，因不易維修且易造成大修期間電力調配困難，因而新廠逐漸改採小裝備容量機組。此外，高壓輸電設備技術日漸成熟，也使區域與區域間互連成一大電力網。區域間電力買賣日益增多，用戶期望電業開放，買到更廉價電力來源。〔19〕

早期之輸電線路擁有者僅作少部份開放，非該公司旗下發電者需與輸電者訂定電力輸送合約，才可由他代送電力至負載端，且此種輸送方式是屬於非公開、非公平性的。若輸電公司旗下之發電機組要輸送電力且輸電容量有限下，將有可能排擠外部發電者輸電服務。而隨著氣渦輪機技術成

熟，一些較低成本之氣渦輪發電機相繼蓋起，但其低成本之優點卻可能因輸電線路未公平開放，而無法將氣渦輪機低成本反映在用戶低電價上。為使民眾享有更經濟、高品質電源，實在有必要將輸電線路機制做一適度調整。〔10〕

美國政府在民意要求下於1994年強制要求輸電業者開放輸電網路提供代輸服務。為顧及公平性，要求服務項目需涵蓋三方面：

1. 對於各項輸電服務，皆應明訂使用費率。
2. 所有使用輸電線客戶，其輸電費率皆應相同，不可因屬輸電業者同家公司即給予優惠待遇。
3. 政府有權要求輸電管制者建立一套電子網路，隨時將最新的輸電業務經由該資訊網告知每位用戶。

此外代輸業者也要提供相關輔助服務，如損失補償(Loss Compensation)、排程及調度(Scheduling and Dispatch)等等。於1996年美國政府正式頒佈 Order No. 888及 889兩法案，期以消除電力交易市場不公平競爭現象。而Order No. 888(Open Access Final Rule)主要在規定輸電業者需開放其線路以供電力輸送，力求交易之公平化。內容亦說明輸電線路開放後，其輸電業者應如何逐年回收成本。Order No. 889(OASIS Final Rule)主要在規定輸電業者建立一套開放存取即時資訊系統OASIS，即時將輸電服務訊息告知市場競標者參考。

Order No. 888 要求公用事業提出一套輸電開放費率條款(Open Access Tariff)，以計算用戶使用輸電線費率。要求將輸電服務分為以契約容量為基礎的點對點(Point to Point Service)輸電費率及以"當時實際負載為基礎"之網路服務(Network Service)輸電費率兩種[19]。但輸電服務同時有兩種服務費率表，將促使用戶有投機心態，試圖降低電力輸送成本，除了造成輸電業者費率計算困擾外，也無法做到公平的使用輸電網路要求。因而FERC於1996年同時又提出輸電容量預訂法案(Capacity Reserve NORP)，除去上述兩種費率計算方式，期以預訂輸電容量多寡來作買賣依據，計算輸電線使用費率。

茲將FERC(Federal Energy Regulation Commission)對於輸電容量預訂法案(NORP)規定，重點摘要如下：

1、固定輸電服務

此處所謂固定輸電服務，意指用戶向輸電業者預訂之輸電容量，

此容量除非有輸電線路安全受到危及才可將該容量取回，否則不可以其他理由取回該輸電容量，所以此固定容量允許用戶在該容量內自由送收電力。

2、非固定輸電服務

有別於先前之固定輸電服務，輸電業者可將尚未被預定之輸電服務或被預訂但未被用戶列入排程之容量，提供出來給輸電用戶作為非固定輸電服務，但此服務可被輸電業者以任何經濟上理由取回。

3、此輸電容量預訂服務，旨在提供一公平、公正、無任何不等對待之輸電開放代輸服務。

4、所有用戶，包括輸電業者本身皆應以CRP所訂定費率計價。

5、對於用戶超出其預訂容量輸送電力，應罰以過量使用之費用。

6、若現有輸電容量不敷使用時，輸電業者得向所屬管制局申請網路擴建。申請許可後，輸電業者應公佈其擴建計劃，以使用戶得以申請預訂容量，但申請用戶需負擔部份擴建成本。

7、輸電業者費率訂定是以能回收其投資成本為原則，NORP允許於必要時候作費率調整。

8、當輸電線路達滿載輸送時，用戶對輸電使用容量未達契約所定之固定輸電容量時，用戶可依契約獲得機會成本收入。

FERC除了頒佈NORP，說明輸電服務及其計價費率外。於Order No. 888之輸電費率條款中，並提到輸電業者在開放經營同時需提供輔助服務以符合輸電系統安全及調整交易過程中預訂與實際交易量之誤差值。

輔助服務說明如下：

1、電源無效電力供應及電壓控制服務

要維持電壓穩定性，需注入適度無效電力進系統，依無效電力注入方式分為兩種。一為在輸電線路加裝無效電力注入裝置(如電容器組或OLTC)，因其屬於輸電設備成本，不應列入輔助服務，另一種為發電機側注入系統之無效功率，此與輸電成本無關，屬於輔助服務之一項。

2、排程及調度服務

輸電業管制者根據過去負載曲線作負載預估，而後將發電業者依其競標價逐一排序直至負載需求達到為止。運轉當天即依前日所排定發電順序逐一調度，以達供需平衡。

3、調節及頻率服務

實際運轉時之負載曲線是時時刻刻在變化，當負載過高時將造成系統頻率降低，所以輸電業者需預備一些發電容量。當負載增減時，適度改變發電量，以維持系統頻率於額定頻率左右。

4、電力不平衡服務

由於預訂交易量與實際交易量難免會有誤差。因而FERC允許輸電用戶得以在每小時前無限次數改變該小時之排程，以期將電力供需、不平衡情形降至最少，以減低不必要多發電或少發電之不平衡營運成本。

5、備用容量

為防止負載估測之不準確及維持電力系統穩定度，輸電業管制者需保留些備用容量，以備不時之需。

6、全黑啟動

當系統整個崩潰無電力輸送時，則需備用全黑啟動機組，一般是廠內需自備直流電源及柴油發電機，以供應控制、激磁、壓油及潤滑油系統之全黑啟動電源。整個系統電力俟全黑啟動備用機組逐一併聯至系統後，而恢復正常運作。

(2)加州

基本上，加州電力市場的開放與澳洲、英國都不相同。其最主要的原因即在於加州電業原本就是屬於民營，因此有關國營事業缺乏效率、經營不善的問題在加州都不存在。此外，雖然加州電業的型態與英、澳改革前相同，都是屬於垂直整合的電業結構，但有關電業是否應分割的問題在美國也沒有引起注意。加州電業改革後的市場結構除了既存電業之外，另以一自願性的電力交易所(Power Exchange，以下簡稱PX)、電力仲介商與獨立系統操作者(Independent System Operator，以下簡稱ISO)所組成，另外成立電力監督局(The Electricity Oversight Board)，負責監督電力的調度監督工作。此外，加州公用事業委員會並根據1890法案的規定，成立3個專門負責提供委員會諮詢的單位，包括加州能源效率局(California Board for Energy Efficiency, CEBB)、低收入戶管理局(Low Income Governing Board, LIGB)、電力教育信託基金(Electric Education Trust)等。

加州議會在 1996 年 8 月通過的電業改革法案(Assembly Bill 1890, AB1890)確立了加州電業改革的方向，希望藉由市場競爭機制的引進，能減少政府對電業的管制，達到增加市場競爭、降低用戶電費負擔的目的。其主要的規定包括：〔 2 0 〕

1. 加州三大電力公司的所有住宅用戶及小型商業用戶電費自 1998 年 1 月 1 日起減少 10%，且估計至 2002 年可減少 20%；
2. 發電市場開放競爭，三大公司之輸配電系統仍接受管制，並以經營績效做為費率計算的基礎；
3. 輸配電系統必須益歧視的開放給所有電力用戶使用；
4. 成立 PX 與 ISO，且中 PX 負責整合電力市場的交易，ISO 負責電力的調度安排；
5. 開放所有用戶的供電選擇權；
6. 加州三大電力公司因競爭導入所產生的套牢成本必須在 2001 之前回收；
7. 因回收套牢成本所收取的費用稱為競爭過渡費用，由所有用戶分攤；
8. 繼續執行與公共利益相關的計畫，包括再生能源的開發、補貼低收入戶、提昇能源使用效率與進行各項研究發展計畫；
9. 為達到降低電費 10%的目的，將發行降價公債，以彌補電力公司的損失。

在電力市場開放後，市場的交易運作主要是由 PX 與 ISO 負責，以下則對這兩個單位進行介紹：

(一)電力交易所(PX)

PX 是一個非營利機構，由一個獨立的管理局(Board of Governors)所管理。其主要功能為提供一個符合效率、具競爭性的電力交易市場，交易價格則由市場決定。在此交易市場中，所有參與市場交易的買賣雙方均受到相同的待遇，而有關電力交易的規定及管理費用的計算則受到聯邦能源管制委員會(Federal Energy Regulatory Commission，以下簡稱 FERC)的監督。

PX 主要負責的是「一日前(Day-Ahead)」及「一小時前(Hour-Ahead)」

電力市場的交易工作，以發電端及負載端所投遞的價格標單，決定「一日前」電力市場每小時的交易價格與「一小時前」電力市場的交易價格。所有的電力交易均以市場所決定的交易價格進行買賣。

另外值得一提的是，為了監督整個電力交易市場的運作，PX在FERC的命令之下成立了市場監督委員會(Market Monitoring Committee，以下簡稱MMC)，負責監督加州電力交易所的運作。此外，在PX之下另外成立了Compliance Unit，負責監督與分析電力交易所市場參與者的行為(包括PX在內)。Compliance Unit的目的是在找出操控電力交易市場的行為，希望維持市場的效率與公平。

為了達到上述的目的，Compliance Unit所監督的行為包括：

1. 異常的市場行為：這類的行為通常會使市場產生不尋常或無法解釋的結果，在某些特殊的環境下會發現這一類的行為。
2. 設計缺失：PX之費率、協議或營運規則的設計缺失。
3. 市場力量的濫用：如發電業者的操作明顯影響電力交易市場的競爭。
4. 不當獲利：利用PX規則與程序上的問題，或利用輸電網路壅塞的時候，以損害市場效率或用戶權益而產生的利益。
5. 市場結構缺失：因整體能源市場結構的缺失而導致市場力量的不當集中，促使發電者能操控電力交易市場。

(二)獨立系統調度者(ISO)

在電力市場解除管制後，雖然輸電系統的所有權仍歸三大電力公司所有，但系統的控制與操作則由ISO負責。與PX相同，ISO也是一個非營利性的機構，其營運規則與管理費用的計算也都是受到FERC的監督與管理。

根據AB1890的規定，ISO應確保輸電網路能有效率的使用，並保證輸電網路營運上的可靠性。而為了訂定相關的營運規則、協議與操作程序，ISO管理局並應成立技術諮詢委員會，負責提供ISO有關的諮詢服務。此外，在AB1890中並規定ISO應建立有關輸電網路的檢查、維修、保養、更新等工作的標準，以確保安全、可靠與高品質的服務。

在電力的交易過程中，ISO負責的是網路系統的操作，而對於電力仲介商而言，ISO就像是一個大型交易中心。ISO主要負責的電力交易市場有3種，其目的除了要降低供電成本外，更重要的是要確保輸電系統的可靠

性。有關這 3 個電力交易市場，茲分述如下：

1. 即時電力市場：

加州最大的電能交易市場即為即時電力市場。在這個市場上，除了加州內的市場參與者可透過加州輸電系統，參加市場交易外，加州外的電力仲介商也可透過西部輸電網路在加州即時電力市場進行交易。經由電腦系統的操作，ISO 不斷的調整發電機組的出力，以配合加州用戶對電力的需求，讓市場上的供需達到一致。電力仲介商又稱為排程協調者 (Scheduling Coordinators, SC)，是 ISO 與零售商(包括用戶)間的媒介，他們必須將每天計畫透過輸電系統所輸送的電力，包括發電端與用戶端的配合情況，告知 ISO，而 ISO 在收到這些排程之後，經由電腦程式的運算，計算是否會產生網路壅塞的情況。排程協調者將可因其額外的供電而收到電費，或因其用戶的額外用電而支付電費。

2. 輔助服務市場：

輔助服務市場是另一個為確保電力能穩定供應而產生的電力交易市場，依據用戶未來實際使用電力的時間差異，輔助服務市場又分「一日前」及「一小時前」。在輔助服務市場中競標的項目包括：

- (1)調頻(Regulation)-指發電機組以起動且與系統併聯運轉，能夠快速的增加或減少出力以確保供需平衡；
- (2)熱機備轉-指運轉中之發電機組能夠於幾分鐘內增加的額外出力；
- (3)非熱機備轉-未併聯之發電機組能夠快速的起動併聯發電者；
- (4)補充備轉容量-發電機組可以在 1 小時內併聯發電者。

3. 壅塞管理市場：

壅塞管理市場在加州是一個非常特殊的市場機制，它是用來分配輸電容量給不同的用戶。在進行分配時，ISO 分別依「一日前」及「一小時前」市場，接受調整排程價格標(adjustment bids)。當排程協調者壅塞地區進行電力輸送時，可以主動的將其負載減少或增加發電量，以滿足負載需求並相對的獲取報酬。如果市場參與者並未提供足夠的調整排程價格標，且執意要進行電力輸送，則 ISO 會收取壅塞管理費。

由於加州電力網路的運作是一項非常繁複的工作，為了避免市場競爭機制出現問題，ISO 必須經常的檢討其相關的規則與協議，並需防止因市場力量的集中而產生妨礙競爭的現象。ISO 中的市場監督小組(Market Surveillance Unit)就是為了維持市場的競爭與效率而組成的部門。市場監督是 ISO 藉以確保市場運作正常的方式。基本上，市場監督措施包括：

1. 執行市場監督計畫；
2. 研擬市場監督指標；
3. 發展市場參與者所應提供的資料；
4. 對營運規則與協議的修訂提出建議；
5. 支持電力監督委員會；
6. 與 PX 的 Compliance Unit 進行協調；
7. 調查是否有市場力量濫用的事項；
8. 向 FERC 與其他管制部門提出報告。

由於 PX 與 ISO 都有相同性質的市場監督小組，且實際上兩個市場是彼此互動的，因此兩個市場監督小組間會有一些合作的關係，例如在資料的蒐集與監督方式的檢討。一旦發現市場確實有市場力量濫用的現象，則必須將相關的訊息與資料提交負責的管制機構，由管制機構負責更進一步處理，換言之，市場監督小組並沒有實質的準司法裁判權。

改革後的電力市場呈現出多元化且複雜的市場結構，而在新的市場結構下，消費者對於其電力需求可以有 4 種不同的選擇：1. 繼續維持原有的整體電力服務；2. 直接向非公用事業發電者或電力仲介商購電；3. 即時電價；4. 簽訂差異契約，規避電價波動的風險。

加州負責電業管制的單位主要為加州公用事業委員會，其主要的工作在於監督公用事業公司的營運，以確保消費者能得到最好的服務，其監督的內容主要為公用事業的收費水準、所提供的服務是否安全可靠以及公用事業的投資者是否得到公平合理的報酬等。

另外，加州有關能源政策的制定與規劃，主要是由加州能源委員會(California Energy Commission, CEC)負責，其主要的任務包括：

1. 預測未來能源需求，保存以往的能源相關資料；
2. 電廠的發照與建置規定；
3. 提昇能源效率；
4. 發展能源技術與支持再生能源

5. 計畫與負責能源的緊急狀況。

在電業改革法案(AB1890)通過之後，能源委員會的角色又包括監督有關能源研究的基金籌募計畫、提昇能源科技、支持新再生能源科技的發展等。

相較於英國而言，加州電業改革的一大特色，即為用戶選擇權的開放非採階段性，而是一次全面開放，一般稱其開放形式為"Big-Bang"。這樣劇烈的轉變需要事前對於用戶的詳盡宣導才能確實達到零售市場的競爭，且其所承擔的風險也相對的提高。

基本上，加州電力市場的開放與英國都不相同。其最主要的原因即在於加州電業原本就是屬於民營，因此有關國營事業缺乏效率、經營不善的問題在加州都不存在。

甲、電業結構

加州電業的型態與英改革前相同，都是屬於垂直整合的電業結構，但有關電業是否應分割的問題在美國也沒有引起注意。故加州電業改革後的市場結構除了既存電業之外，只是多成立了其它組織(如ISO、PX等)，所以其結構將之歸為D類。

乙、輸電設備歸屬：

如前所述，由於美國在電業自由化上，對電業分割並不在意，且大都為民營化企業，故輸電設備自屬電力公司所有，但有鑑有於關鍵網路影響自由競爭甚大，故其特別在 1996 年正式頒佈 Order N0. 888 及 889 兩法案，期以消除電力交易市場不公平競爭現象。而 Order No. 888 (Open Access Final Rule) 主要在規定輸電業者需開放其線路以供電力輸送，力求交易之公平化。內容亦說明輸電線路開放後，其輸電業者應如何逐年回收成本。Order No. 889 (OASIS Final Rule) 主要在規定輸電業者建立一套開放存取即時資訊系統 OASIS，即時將輸電服務訊息告知市場競標者參考。

丙、調度管理機構：

在電力市場解除管制後，雖然輸電系統的所有權仍歸三大電力公司所有，但系統的控制與操作則由 ISO 負責。ISO 應確保輸電網路能有效率的使用，並保證輸電網路營運上的可靠性。而為了訂定相關的營運規則、協議與操作程序，ISO 管理局並應成立技術諮詢委員會，負責提供 ISO 有關的諮詢服務。此外，ISO 應建立有關輸電網路的檢

查、維修、保養、更新等工作的標準，以確保安全、可靠與高品質的服務。

丁、市場交易模式：

主要由新成立組織 PX (Power Exchange) 負責；PX 是一個非營利機構，由一個獨立的管理局(Board of Governors)所管理。其主要功能為提供一個符合效率、具競爭性的電力交易市場，交易價格則由市場決定。在此交易市場中，所有參與市場交易的買賣雙方均受到相同的待遇，而有關電力交易的規定及管理費用的計算則受到聯邦能源管制委員會(Federal Energy Regulatory Commission，以下簡稱 FERC)的監督。

PX 主要處理的是「一日前 (Day-Ahead)」及「一小時前 (Hour-Ahead)」電力市場的交易工作，以發電端及負載端所投遞的價格標單，決定「一日前」電力市場每小時的交易價格與「一小時前」電力市場的交易價格。所有的電力交易均以市場所決定的交易價格進行買賣。

另市場亦允許交易雙方以雙邊契約來進行交易，故基本上加州採用的是自願性電力池的交易方式。



3.1.3 新加坡

(1)新加坡電業自由化之目的及進程

新加坡電業自由化的目的為〔21〕

- 1、提昇電力產業效率；
- 2、開放電力零售市場競爭；
- 3、國營企業民營化；
- 4、鼓勵民間投資新加坡電力基礎建設。

新加坡電業自由化的進程說明如下

第一階段：

新加坡公用事業管理局成立於1963年5月，負責用水、電力及瓦斯之供給。為逐步開放發電及零售市場之競爭，1995年新加坡政府將公用事業管理局旗下的電力事業公司化，使新加坡電力市場不再由政府集中規劃電力的投資、發電及訂定電價。在此階段是由政府投資的 Temasek Holdings 以控股的方式，擁有絕大部分電力系統的資產，公用事業管理局則轉型為

電力及油品產業的監督機關。

TcInaSck Holdings 之下，Singapore Power 控股的公司，包括新成立的發電公司 Senoko Power 及 PowerSeraya; 輸電公司 PowerGrid 及 Power Supply。另一發電業者 Tuas Power 則直接隸屬於 Tremasek Holdings。

第二階段：

1998 年 4 月 1 日新加坡電力池開始作業，進入第二階段，躉售市場中發電業者與 Power Supply 在一日前電力池 (day-ahead· Electricity market) 進行交易，由 Power Grid 負責輸電系統的運轉。在市場上參與競爭的公司幾乎都是國營企業，新加坡電力產業引進現代市場電力池的許多特性，為下一階段的發展提供良好的基礎，但在躉售市場階段不具備即時現貨市場。

第三階段：

1999 年 9 月，新加坡政府對躉售電力市場是否開放競爭並建立相關法規進行總體檢，於 2000 年 3 月，決定將電力產業解除管制全面開放競爭，重要措施包括：

1. 將電力產業區分為開放競爭及不開放競爭兩部份。
2. 建立系統操作機構及市場操作機構。
3. 建立即時躉售市場。
4. 零售市場開放競爭。

2001 年 4 月，公用事業管理局重組為能源管制局，職司電力系統運轉的安全，並由能源市場公司職司電力躉售市場的運轉及管理，建立新型態電力市場。新型態電力市場的建立，象徵從電力池到躉售及零售電力市場開放競爭的進程。

(2) 新加坡新型態電力市場的職責

新型態電力市場是依據 2001 年新加坡能源市場管理法建立，必須遵守電業法、各項躉售市場規則及能源管制局的各類電業執照手冊及操作手冊之規定運作。

新型態電力市場的主要職責包括

(A) 訂定躉售市場的規則，包括：

- 1、訂定各類市場操作手冊
 - 2、訂定系統運轉手冊；
 - 3、訂定建立及營運躉售市場的各项協議；
- (B) 統理能源市場公司、電力系統操作機構、市場參與者及市場輔助服務業者的行為。

(3) 新加坡新型態電力市場的架構

新型態電力市場包括躉售市場及零售市場兩部分，於下說明之：

1、躉售市場的架構

(A)、電能、調頻及備用容量的即時市場

在現貨市場中，買賣雙方經由能源市場公司就電能、備用容量及頻率調節作交易。在現貨市場中以拍賣的方式決定交易價格，可以鼓勵在短期間內對發電機組有經濟效益的排程，並可刺激對新電力系統長程的投資，市場設計的目標是朝市場健全、透明、公平及反應成本的模式運作。

現貨市場以每半個小時為交易單位，必需決定下列事項：每部發電機組調度的發電量、每部機組擔任頻率調節的容量、電能、備用容量之躉售現貨價格；這些數量及價格，是以發電業者及能源市場公司自電力系統操作機構所收到的需求負載資料，所提出的負載預測所作的價格及數量的要約。所有最低成本的調度排程及市場價格，是由 Market Clearing Engine (MCE) 的電腦每半小時為基準計算所得。MCE 在斟酌所有系統的限制及發電電能價格，不同結點的電能價格，反應了輸電系統的輸電損失及實體限制。

(1) 以各結點價格計價；

(2) 登記為備用發電之發電業者或負載設施，依所登記之備用載等級計價；

(3) 用戶依新加坡統一電能價格付費。

(B)、能源市場公司代表電力系統操作機構，在採購市場以訂定契約的方式，購買輔助服務。

2、零售市場的架構

逐步開放零售市場競爭，分為下列階段

- (1)、第一階段：設計使特許營業的零售業者易於轉為全面競爭的架構，部份大用戶有權選擇供電業者；
- (2)、自 2001 年 7 月起，用電量達 2MW 的用戶已有購電選擇權，在新型態電力市場建立後，年用電超過 240MWh 的用戶有購電選擇權。該措施將刺激零售業者的營運更有效率，並以更有創意的方式符合用戶的需求。2003 年元月年用電超過 120MWh 的用戶有購電選擇權，預計在 2003 年 4 月所有用戶均有購電選擇權。
- (3)、領有市場輔助服許可業者，供應無購電選擇權之用戶及不欲與零售業者交易之用戶的用電。

3、輸電系統之架構

Power Grid 將是僅有的一家輸電公司，是目前負責新加坡輸電系統的公司，是由高壓輸電網路（在其他地區稱之為輸電網路）及低壓輸電系統（其他地區稱之為配電系統）組成。輸電系統本身屬自然獨占故由政府管制之。

為確保新電力市場輸電系統之使用無差別待遇，Power Grid 仍繼續擁有、營運及維護整個輸電系統，但由電力系統操作機構負責高壓網路的運轉。

(4) 新型態電力市場的參與者

新型態電力市場的參與者包括：

1、管制機構：

能源管制局是電力部門的主管機構，須負責其所建立的新型態電力市場是符合新加坡的需求。

2、市場操作機構：

能源市場公司負責營運及管理躉售市場，由能源管制局及 Mco（紐西蘭籍之公司）所組成之合資企業，能源管制局擁有大部份之股權。

3、電力系統操作機構

電力系統操作機構負責對用戶之供電穩定及電力系統的運轉，電力系統操作機構控制加入零售市場之個別機組之調度，機組檢修及緊急排程之協調，並依與 Power Grid 間之運轉協議，管理新加坡高壓輸電網

路之運轉。

4) 輸電業者：

電力系統操作機構擁有輸電營業許可，並負責輸電系統之運轉及維護。

5、發電業者：

所有發電機組容量超過 1MW 之發電業者，必須有能源管制局之發電許可；所有發電容量超過 1MW 之發電業者，必須向能源市場公司登記為可調度機組或清算類別，超過 10MW 的發電機組均須登記為可調度機組。超出一定規模的機組強制參與市場，並須遵守市場規則。

6、市場輔助服務業者：

提供市場輔助服務，包括讀表及電表資料管理。其亦提供有購電選擇權的用戶及零售業者在躉售市場交易之服務，並對無選擇權的用戶有供電義務。在新型態電力市場建立之初，原供電公司 Power Supply 是僅有的一家市場輔助服務業者。

7、零售業者：

零售業者得售電給有購電選擇權的用戶，參與競爭市場的售電業者須得到能源管制局的許可證，並在能源市場公司登記為市場參與者方得直接在躉售市場購電。非屬市場參與者之售電業者，須取得能源管制局的許可，才可以間接向市場輔助服務業者購電。

8、用戶：

用戶依全年用電量決定有否購電選擇權，有購電選擇權的用戶可直接向零售業者、任一家市場輔助服務業者或躉售市場購電。無購電選擇權的用戶須向市場輔助服務業者購電。

(5) 躉售市場之管理

能源市場公司負責躉售市場的運作，管理市場規則及文件。有部份個案，必須由能源市場公司的董事會作決定。其他個案，則依市場規則決定責任之歸屬，或由能源市場公司指定之。能源市場公司必須指定解決爭端的顧問，監督及協助在解決爭端的程序上遵循市場規則之規定。外部監督小組及能源市場公司內部市場評估小組，負責對市場參與者的行為及提供市場輔助服務商不當或匿名行為加以監督、調查並提出報告。同時並須隨時監督市場以發掘市場設計是否有瑕疵。

市場規則之修正，主要由能源市場公司指定的修改小組負責，能源市場公司的董事會則保留最後的決定權，但市場規則修改仍須能源管制局之核准。市場規則修改小組的成員，包括跨部門的市場參與者、提供輔助服務的業者，必須確保電力產業各部門不同的利益均被顧及。

新加坡奠基於該國溫和的獨裁政體及透明的法規制度的成功，名列今日世界最成功的經濟體制之一，目前正進行國營電力及瓦斯事業的自由化。

甲、電業結構

新加坡其電力事業的架構已依功能加以分割，分別成立公司：包括

- Tuas Power(2,670MW之發電公司)；
- Power Senoko(3,300MW之發電公司)；
- Power Seraya(3,100MW之發電公司)；
- Power Grid(輸電，配電及電力池管理)；
- Power Supply(小用戶之供應商)；
- Power Gas(城市瓦斯供應商)；及

新加坡電力公司(控股公司)

新加坡的獨立發電業者：

- SembCorp Cogen (3,300MW) ；
- Island Power Company (450MW) ；
- Singapore Syngas (20MW) ；
- ExxonMobile Singapore (180MW)

故依結構分類，將其歸為E類。

乙、輸電設備歸屬：

Power Grid 是僅有的一家輸電公司，負責新加坡輸電系統，是由高壓輸電網路（其他地區稱之為輸電網路）及低壓輸電系統（其他地區稱之為配電系統）組成。輸電系統本身屬自然獨占故由政府管制之。為確保新電力市場輸電系統之使用無差別待遇，Power Grid 仍繼續擁有、營運及維護整個輸電系統，但由電力系統操作機構負責高壓網路的運轉。

丙、調度管理機構：

電力系統操作機構負責對用戶之供電穩定及電力系統的運轉，電

力系統操作機構控制加入零售市場之個別機組之調度，機組檢修及緊急排程之協調，並依與Power Grid間之運轉協議，管理新加坡高壓輸電網路之運轉。

丁、市場交易模式：

能源市場公司負責營運及管理躉售市場，在現貨市場中，買賣雙方經由能源市場公司就電能、備用容量及頻率調節作交易。在現貨市場中以拍賣的方式決定交易價格，可以鼓勵在短期間內對發電機組有經濟效益的排程，並可刺激對新電力系統長程的投資，市場設計的目標是朝市場健全、透明、公平及反應成本的模式運作。

3.1.4 南韓

(1) 韓國的電力事業狀況

韓國電力公社(Korea Electric Power Corporation, KEPCO，以下簡稱韓電)為南韓目前唯一經營發、輸、配電業的垂直整合電力公用事業，依據「韓國電力公社法」之規定，韓電的任務為負責平衡電力供需及協助韓國經濟健全發展。〔24〕

韓國政府宣示從事包括電業重整在內的廣泛經濟改革，現正進行中，1999年1月21日，韓國商工能源部(Ministry of Commerce, Industry and Energy, MOCIE)發布電力供應事業重整基本方案。

重整方案內容與計劃時程：

第一階段：準備(1999.1~1999.12)

1. 進行制度面之準備，以利發電部門導入競爭

第二階段：發電競爭(1999.10~2002)

2. 發電部門展開競爭 *
3. 分割韓電配電部門並進行民營化
4. 成立獨立管制機構
5. 預備成立兩階式競價市場(two-way competitive Price bidding market) (2000-2002)

6. 准許直接售電給合格用戶(2000年底) *

第三階段:躉售競爭(2003~2009)

1. 展開配電部門躉售競爭
2. 開放輸電網路並保證無歧視使用

第四階段:零售競爭

1. 開放配電網路
2. 全面開放用戶購電選擇權，展開零售競爭

(註:"*" 表示因國會立法延宕及與工會談判等因素，執行進度落後。)

(2)產業結構重整歷程與方式

韓電公司發電資產分割的考量，主要在於確保發電公司保有最佳營運效率，兼顧規模量產原則，避免部分發電公司擁有不當市場競爭優勢。在發電公司分割家數方面，相關的考量包括：是否有助市場公平競爭之形成、發電公司之經營情況及財務狀況、系統運轉安全、最大化民營化釋股收益。在機組類別及容量方面，相關的考量包括：電廠類型(基載、中載、尖載)、電廠區位、發電容量、燃料配比、是否訂有天然氣 take or pay 合約、技術標準、營收&營運成本、機組壽齡及運轉年限。此外，由於基載機組對五家發電公司未來市場競爭優勢具有相當關鍵性之影響，因此除一家發電公司可配得二座小型燃煤電廠外，其餘四家發電公司可各配得一座基載燃煤電廠。

1994年起，南韓政府為改善韓電公司的經營管理，對韓電公司之經營管理進行長達二年的評估。1996年，南韓政府根據前述評估結果，決議將韓電公司分階段移轉民營，唯認為韓電公司在移轉民營前，應先實施電力市場改制。1997年6月，南韓「商工暨能源部」(MOCIE)為推動電業自由化及韓電公司的民營化，成立電力產業重整委員會。1998年7月，因應金融危機的發生，南韓政府宣布公營事業重整及民營化的基本構想，其中包括將韓電公司發電部門分割為六家發電子公司，以促進市場競爭，並於稍後予以移轉民營，

1998年11月16日，南韓「計劃暨預算部」針對「電業自由化委員會」

所擬「電業自由化草案」召開公聽會，廣納各方意見。截至 1998 年底，「電業自由化委員會」共計召開 12 次會議，對各項與電力市場改制相關的議題進行了相當詳盡之討論。根據「電業自由化委員會」前述開會結果，南韓「計劃暨預算部」(MOPB)稍後對外公布與韓電公司民營化及南韓電業自由化的指導綱領。1999 年 1 月 21 日，南韓「商工暨能源部」參酌「電業自由化委員會」所擬「電業自由化草案」及各方意見，公布「電業自由化基本方案」，揭示自 1999 年起分階段，次第開放發電市場、電力批發市場及零售市場競爭。

1999 年 6 月，南韓「商工暨能源部」成立「電業自由化小組」，負責策動各項相關事宜。同時間，韓電公司亦於公司內部成立「電業自由化因應中心」。1999 年 10 月，南韓政府成立「電業民營化研究小組」，負責韓電公司民營化計畫的研擬，並向南韓商工暨能源部及韓電公司提出建議，小組成員由大學、研究機構、民營機構與政府組織的學者與專家 17 人組成。

1999 年 11 月 2 日，韓電公司董事會決議將發電部門分割為六家發電公司，其中五家係由韓電公司既有的火力發電機組所組成，五家公司可配得六至七座發電廠，總發電容量介於 7500MW 至 8000MW 之間；第六家為核能及水力發電公司，擁有十四座核能機組，發電裝置容量 18251MW。六家發電公司中之五家，稍後藉由市場拍賣或釋股方式移轉民營，核能發電基於安全監督、能源自主及多元化需求、持續發展核能發電技術及核能電廠後續增建等因素之考量，不予移轉民營。

1999 年 11 月 30 日，南韓國會(「電力與資源委員會」原擬針對 KEPCO 民營化所需法源提案進行審查，惟遭 the United Liberal Democrats 及 Grand National Party 二政黨強力杯葛而作罷。由於所需法源仍有待南南韓會審查通過，KEPCO 民營化作業亦將有所延宕。南韓電業自由化之推動，1999 年遭遇在野黨強力杯葛。2000 年，又因南韓總統大選舉行在即，各政黨對民意及輿論走向甚為在意，事件敏感度亦相對提高，所需法源遲未能於國會審查通過。

南韓電力交易所(KPX)自 2000 年 4 月起展開先期籌備工作，模擬競爭性電力市場運作。2000 年 12 月，南韓立法部門通過電業自由化所需法源，制訂「電力產業重整法」並完成「電力事業法」之修訂。2001 年，韓電公司之工會及全國貿易聯盟，以民營化可能導致供電不穩定、電價上漲及國家資產外流等為由，對民營化表達強烈反對立場，致使南韓電業自由化第

一及第二階段進程有所延宕。

2001年2月24日，韓電公司董事會投票通過將發電部門分割為六家發電子公司的提案，「電力事業法」修訂通過。依據該法之規定，在該法修訂通過前，與韓電公司已簽訂購售電合約的 IPPs，其所生產電力可繼續售予韓電公司，唯須經由南韓電力交易所調度。2001年3月16日，韓電公司股東大會核准分割計畫。2001年4月2日，韓電公司完成發電資產分割作業，以資產作價轉投資方式成立六家發電子公司，新成立的南韓電力交易所(KPX)亦於同日展開運作，唯現階段仍以機組發電成本作為調度依據，並朝下階段之電力池雙向競標之規劃時程邁進。2001年6月，國外顧問公司完成韓電公司配電系統分割之研究，提交南韓政府作最後的裁示，據聞南韓政府初步決定將韓電公司配電部門分割為五至七家配電公司，就市場長遠發展的考量，據聞南韓政府傾向未來採行配售電業務分離。

(3) 南韓電力交易所的組織設計

南韓電力交易所(Korean Power Exchange, 簡稱 KPX), 係依據南韓「電業自由化規劃方案」及南韓「電力事業法」相關規定, 於2001年4月2日成立, 負責南韓新型態電力市場運作的核心組織, 為因應南韓電業自由化的推動, KPX自2000年4月起模擬競爭性電力市場運作, 在正式營運前已累積有將近一年的實務經驗。

根據南韓「電力事業法」第三十五條之規定, KPX係非營利的中立組織, 收支平衡為組織的主要營運目標, 營運經費來源則包括會員入會時繳交的入會費及分年繳交的年費。依據南韓「電力事業法」之規定, KPX每年對其會員收取的年費, 係按各會員營業規模大小計算。在電力交易金額的計算上, 目前係以會員全年電力交易量乘以KPX理事會核定的價格計算。南韓設置KPX的目的, 在於以合理、透明的方式, 管理南韓電力市場運作, 使所有電力生產及供應業者公平參與市場活動, 該所的核心功能包括各項與未來電力市場設計、帳務結算、標單提報作業、系統操作、市場操作及行政管理相關的規劃與實務作業。

(4) 南韓電力池的定價機制

南韓的競爭性電力市場設計, 由於在不同階段採行不同的電力池設計方式, 因此不同階段所採行的定價方法亦不盡相同。在第一階段以成本為基礎的電力池設計(Cost-Based Pool), 集中市場各時段結清價格, 由發電

機組提報的邊際發電成本決定。在第二階段以報價為基礎的電力池設計 (Price-Based Pool)，集中市場各時段結清價格，由發電機組提報的競標價格決定。在第三階段雙向競標的電力池設計 (TwoWay Bidding Pool)，集中市場各時段結清價格，由發電機組、售電業者及用戶提報的競標價格決定。

以成本為基礎的電力池定價設計(第一階段):

為計算基載邊際價格及系統邊際價格，規定發電機組須向 KPX 提報三項發電價格:起動價格(start-up price)、空轉價格(no-load price)及額增發電價格(incremental price)，由 KPX 組成「發電成本評估委員會」(the Generation Cost Evaluation Committee，簡稱 GCEC)，定期對各發電機組的技術資料及熱能輸出及輸入特性進行審查，以決定每部發電機組的起動成本及發電成本，俾據以擬訂最低成本發電調度方式及決定集中市場價格。

雙向競標電力池之設計特點(第二階段):

以下就南韓目前研擬中的雙向競標電力池設計特點說明如下:

- (1) 強制要求所有發電業者向電力池提報發電量及發電價格。
- (2) 強制要求所有售電業者向電力池提報購電量及購電價格。
- (3) 由發電機組及負載端自行提報發電計畫及用電計畫。
- (4) 對入圍發電機組採行中央調度。
- (5) 發電端，每五分鐘擬訂一吹發電計畫，五分鐘計算一吹價格。
- (6) 需求端，每三十分鐘計算一吹價格。
- (7) 以單一的電能價格作為集中市場之定價機制，不支付容量費用。
- (8) 將輸電損失納入定價或帳務結算機制，考慮以各區域的邊際輸電損失因數作為計算基礎。
- (9) 對因輸電容量限制須臨時調度發電或臨時調度不發電的發電機組，提供適當的補償。
- (10) 建立輔助服務交易市場，提供系統操作所需的各項服務，例如頻率調節、無效電力及電壓控制、各類備用容量及全黑啟動。

由於韓電公司目前的配電系統(電壓等級 154kV 以下的電網)，未來將

分割成立數家配電公司及售電公司(相關作業需數年時間方能完成),屆時韓電公司將轉型成為單僅從事輸電業務的輸電公司,單僅負責高壓輸電系統(765kV、345kV及部分154kV的電網)的操作。

(5)南韓電力交易所的系統操作權限

在電源調度方面,規定發電裝置容量20MW以上的發電機組必須接受KPX的調度,相關的調度指令項目包括:發電機組的解併聯、有效電力&頻率控制、機組出力、無效電力&電壓控制、自動發電控制(AGO)、調速器自由動作(governor free operation)、抽蓄水力及其他水力電廠的發電及抽水排程。

在電網調度方面,規定輸電操作機構必須接受KPX的調度,相關的調度指令項目包括:電力系統的解併聯及根據KPX發布的各項調度指令,對各項無效電力及電壓控制設備進行投切。KPX在對輸電網路下達調度指令時,必須將輸電線路可能發生的超載情況及迴路斷路器的遮斷容量納入考量,以對電網的電力潮流進行控制,將系統電壓維持於合理水準。在設計上,KPX可於中央調度中心,對參與電力池運作的所有發電廠、變電所及各區域調度中心操作人員,直接下達調度指令。KPX在系統操作方面的權限,包括:所有345kV以上的輸電網路、發電裝置容量20MW(含)以上電廠及154kV輸電網路、必須進行發電機組出力控制的輸電系統、154kV的環狀系統及正常操作情況下可轉換為環狀系統的電網、濟州島所有輸電線路的操作。KPX的電網操作方面的權限,包括:確保系統穩定度及電力品質;建立事故發生時的緊急調度程序,負責與電廠操作人員間的連繫;要求裝置容量20MW以上且與系統併聯的發電機組提供相關資訊,並針對發電機組提報的資訊進行評估;制訂、修訂、審查及調整各項保護裝置的申請與操作標準;監控電力系統運作情形,對重大事故進行分析;審核輸電公司提報的檢修排程;確認供需平衡控制及輔助服務所需的項目;制訂及修訂各項與系統操作相關的管制措施。

KPX有義務在不違反市場規則的情況下,確保電力系統操作的安全、穩定與可靠。為達成前述目標,KPX必須能有效掌控對電力系統運作具關鍵性影響的技術特性,例如系統頻率、電壓、電網負載及系統全黑後的再啟動。在2001年至2002年的發電市場競爭期中,KPX並未對各類輔助服務採行任何定價方式,唯在下一階段的躉售市場競爭期中,KPX將考慮對

各類輔助服務(如頻率控制、備用容量、電壓控制、全黑啟動、突發事故因應、系統的電能損失)採行適當的定價機制。

韓國電力公社(Korea Electric Power Corporation, KEPCO, 以下簡稱韓電)原為南韓唯一經營發、輸、配電業的垂直整合電力公用事業,負責平衡電力供需及協助韓國經濟健全發展。但因應世界電業自由化風潮,韓國政府亦宣示從事包括電業重整在內的廣泛經濟改革,現正進行中。

甲、電業結構

依南韓電業發展規劃,最終係將電業依功能完全分割,故依據分類標準,將其歸為E類。

乙、輸電設備歸屬:

由於韓電公司目前的配電系統(電壓等級154kV以下的電網),未來將分割成立數家配電公司及售電公司(相關作業需數年時間方能完成),屆時韓電公司將轉型成為單僅從事輸電業務的輸電公司,單僅負責高壓輸電系統(765kV、345kV及部分154kV的電網)的操作。

丙、調度管理機構:

在電源調度方面,規定發電裝置容量 20MW 以上的發電機組必須接受 KPX 的調度;在電網調度方面,規定輸電操作機構必須接受 KPX 的調度,相關的調度指令項目包括:電力系統的解併聯及根據 KPX 發布的各項調度指令,對各項無效電力及電壓控制設備進行投切。KPX 在對輸電網路下達調度指令時,必須將輸電線路可能發生的超載情況及迴路斷路器的遮斷容量納入考量,以對電網的電力潮流進行控制,將系統電壓維持於合理水準。

在設計上, KPX 可於中央調度中心,對參與電力池運作的所有發電廠、變電所及各區域調度中心操作人員,直接下達調度指令。故 KPX 為電力調度管理機構。

丁、市場交易模式:

南韓電力交易所(Korean Power Exchange, 簡稱KPX),係依據南韓「電業自由化規劃方案」及南韓「電力事業法」相關規定,於2001年4月2日成立,負責南韓新型態電力市場運作的核心組織,南韓設置KPX的目的,在於以合理、透明的方式,管理南韓電力市場運作,使所有電力生產及供應業者公平參與市場活動,該所的核心功能包括各項

與未來電力市場設計、帳務結算、標單提報作業、系統操作、市場操作及行政管理相關的規劃與實務作業。

由於其電力池特點係強制發、售電業者皆需加入交易，故其制度設計係屬強制性電力池。

3.1.5 法國

(1) 法國背景介紹

法國為全球最大經濟體之一，也是歐盟的創始會員國，2000 與 2001 年經濟成長率分別為 3.4% 及 2.3%，2002 年經濟成長率預測為 1.4%。法國土地面積為 547,030 平方公里，2001 年 7 月估計人口數為 59,551,227 人。〔 2 5 〕

與歐洲其他國家相比，法國最偏向中央集權，政府控制航空、通訊與能源產業，不過在全球化的趨勢與歐盟的壓力下，法國政府高度介入產業經營的情況已有所改變。近年來，法國政治與經濟正進行重大改革，政府開始推動自由化與民營化，企業間的併購行為也日益增加。〔 7 〕

法國政府在 2002 年 6 月大選前實施左右共治，總統屬於共和聯盟黨，總理由社會黨領袖擔任，雖然歐盟要求法國積極推動國營事業民營化，但由於政府對此缺乏共識，法國能源產業民營化進展十分緩慢，影響所及，法國電力公司 (Electricité de France, EdF) 的民營化也很難推動。但在大選後右派獲勝，總統及總理屬同一黨派，政府已開始推動國營事業民營化。EdF 民營化因涉及修法恐將無法在短期內完成，財政部則希望在 2003 年先釋出少量官股，讓 EdF 成為股票上市公司。

法國於 2001 年 12 月 31 日的國內發電裝置容量為 115.8GW，其中核能占 54.6% (63.2GW)，水力占 21.7% (25.2GW)，火力占 23.7%

(27.4GW)。法國在 2001 年的總發電量為 5,267 億度，其中核能占 76.2% (4,013 億度)，水力占 15.1% (793 億度)，火力占 8.7% (461 億度)。

(2) 法國電業自由化推動情況

法國電力市場規模在歐洲僅次於德國，由國營的法國電力公司 (Electricité de France, EdF) 獨占，EdF 在法國電力市場的發、輸、配電部門占有率高達 95%。與歐盟大部分國家的電業相比，法國電業自由化與民營化顯然有明顯的落差。

一、分階段開放用戶選擇權

法國於 2000 年 2 月通過電業法 (如附件)，開始實施電業自由化，大約有 1,800 家大型工、商業用戶 (每年用電量約為 16,000,000 度，占有 30% 的市場) 依法擁有購電選擇權 (雖然實際轉換供電商的用戶屈指可數)。依電業法規定，擁有購電選擇權之用戶與發電業者間的合約期限不得少於三年，此一規定被認為是建立自由市場的一大障礙。

二、設置輸電網路營運者

法國電業自由化的另一個步驟是，分割 EdF 的輸電系統營運功能，涵蓋法國所有高壓輸電線路的輸電網路營運者

(Electricity Transmission Network-Reseau de Transport d' Electricite, RTE) 於 2000 年 6 月成立，RTE 負責法國電網的營運、維護與發展，具有保障所有的用戶皆可公平使用輸電通路的任務。RTE 與 EdF 財務部門依據新電業法的規定，已草擬及簽訂了 58 個合約，使 RTE 的會計獲得獨立，RTE 於 2002 年 3 月第一次公布其 2001 年財務報表。歐洲理事會能源部長於 2001 年 5 月已接受 RTE 所提出的國際電力輸送單一費率。

三、成立電業管制機構

除了 RTE 外，另成立電業管制委員會 (Commission for the Regulation of Electricity, CRE)，其任務如下：

- (一) 提供政府與電力相關的建議事項；
- (二) 監督輸電網路通路規則的執行情形；
- (三) 查核 EdF 的會計帳目；
- (四) 違規事項的處分。有關電業違規之處分，主要是針對違反有關輸電網路通路規則的事件進行處理。隨著法國電業自由化的逐步推動，CRE 的責任也日益加重。

四、成立電力交易所

2001 年 11 月底，法國成立電力交易市場 - Powernext，拍賣標準的一小時合約，在 Euronext 股票交易所的分支機構 Clearnet 的保證下，由 RTE 負責輸電作業，將實體電力輸送至商業用戶。Powernext 計劃於 2003-2004 年間，對法國電力市場交易的占有率達到 10%，同時也作為電力市場的參考價格。EdF 擁有德國第三大電力供應商 Baden-Wurttemberg (EnBW) 34.5% 的股份，依據收購 EnBW 的合約規定，EdF 於 2001 年出售 1,200MW 實體電力裝置容量給國內外 20 家競爭者（發電業者與交易商等）。

五、目前市場競爭情形

法國目前僅有兩家電業在未來可能與 EdF 進行有限度的競爭。法國第二大電力集團為 Compagnie Nationale de Rhone (CNR)，經營水力發電，發電量約佔法國總發電量的 3%。2001 年 8 月，CNR 與比利時電力公司 (Electrabel) 聯合成立 Energie du Rhone 公司，目的是進行 CNR 產品的商業化，同時也行銷比利時電力公司所生產的電力。

法國政府為了推動電業自由化，強制 EdF 放棄其所持有的 CNR 股份。法國另一家發電業者為 SNET，為法國煤炭業者 Charbonnages de France 的子公司。為進入法國電力市場，西班牙 ENDESA 電力公司收購了 SNET 30% 的股份。法國境外的其他電力公司也試圖經由聯網進入法國電力市場，目前僅有德國 EnBW (EdF 擁有 30% 股份) 與 RWE 供電給極少部分的法國工業電力用戶。

至 2000 年 5 月中旬，擁有購電選擇權的法國合格用戶與發電業者簽約數為 106 筆，其中 101 筆的簽約對象是 EdF，僅有 5 筆是與其他發電業者簽約。

(3) 法國電力公司 (EdF) 簡介

EdF 於 2000 年 12 月 31 日的國內發電裝置容量為 102,810MW，其中核能占 61.2% (62,950MW)，水力占 22.7% (23,300MW)，火力占 16.1% (16,560MW)。EdF 在 2000 年的國內總發電量為 4,820 億度，其中核能占 82% (3,950 億度)，水力占 13.5% (650 億度)，火力占 4.5% (220 億度)。

另依據 EdF 於 2002 年 3 月 28 日發布的新聞稿，EdF 於 2001 年的總發電裝置容量為 118,725MW，國內售電量為 4,073 億度，用戶數為 4,290 萬 (法國境內用戶數為 3,190 萬)，員工人數為 161,738 人。

EdF 於 2001 年銷售收入為 407 億歐元，但收益僅有 8 億 4 千萬歐元，低於 2000 年的 14 億歐元，降幅為 26%，大部分歸因於擴充海外營運導致的損失，其中於阿根廷與巴西損失 5 億 4 千 5 百萬歐元 (雖有盈餘，但匯兌損失 7 億 2 百萬歐元)。拉丁美洲 2001 年金融危機導致 EdF 在匯兌方面損失 7 億 8 千 1 百萬歐元，整體資產損失 10 億 3 千 3 百萬歐元。在國內方面，EdF 於 2001 年的公共服務義務花費為 10 億 1 千萬歐元，超過 2000 年

的 6 億 2 千萬歐元。EdF 於 2001 年的額外收入為 6 億 5 千 2 百萬歐元，超過 2000 年的 7 千 1 百萬歐元，主要是因為出售資產所得。EdF 於 2001 年在收購再生能源與稅賦方面支出 5 億 7 千 7 百萬歐元，比 2000 年的 2 千 8 百萬歐元高出許多。由於併購其他企業的關係，EdF 於 2001 年的負債由 2000 年的 176 億歐元增加到 222 億歐元。

EdF 投資歐洲、拉丁美洲、非洲與亞洲 20 個國家，金額約 110 億歐元，已成為全球最大的能源集團之一。EdF 的國外發電投資方面歐洲占 74%，亞洲占 12%，南美洲占 8%，非洲占 2%，北非與中東占 4%；國外配電投資方面歐洲占 44%，拉丁美洲占 49%，非洲占 4%，北非與中東占 3%。EdF 董事長 Rousseley 宣稱公司計畫於 3 年內在國際上再投資 190 億歐元，其中 80 億歐元已分配妥當，歐洲為其最優先之投資地區。

法國為全球最大經濟體之一，也是歐盟的創始會員國，2000 與 2001 年經濟成長率分別為 3.4% 及 2.3%，2002 年經濟成長率預測為 1.4%。法國土地面積為 547,030 平方公里，2001 年 7 月估計人口數為 59,551,227 人。與歐洲其他國家相比，法國最偏向中央集權，政府控制航空、通訊與能源產業，不過在全球化的趨勢與歐盟的壓力下，法國政府高度介入產業經營的情況已有所改變。近年來，法國政治與經濟正進行重大改革，政府開始推動自由化與民營化，企業間的併購行為也日益增加。

法國電力市場規模在歐洲僅次於德國，由國營的法國電力公司 (Electricité de France, EdF) 獨占，EdF 在法國電力市場的發、輸、配電部門占有率高達 95%。

甲、電業結構

法國電業自由化的的一個步驟是，分割 EdF 的輸電系統營運”功能”，涵蓋法國所有高壓輸電線路的輸電網路營運者 (Electricity Transmission Network-Reseau de Transport d' Electricite, RTE) 於 2000 年 6 月成立，RTE 負責法國電網的營運、維護與發展，具有保障

所有的用戶皆可公平使用輸電通路的任務。RTE與EdF財務部門依據新電業法的規定，已草擬及簽訂了58個合約，使RTE的會計獲得獨立。

由於純係功能分割，EdF一般來說仍為綜合電業，市場只有幾家發電業參與競爭，故依據電業結構分類，將其歸為A類。

乙、輸電設備歸屬：

EdF分割其輸電系統營運”功能”，於2000年6月成立RTE，RTE負責法國電網的營運、維護與發展，具有保障所有的用戶皆可公平使用輸電通路的任務。由於RTE與EdF彼此會計已分離，故輸電設備將其歸屬為RTE所有。

丙、調度管理機構：

RTE其成立背景任務，即負責法國電網的營運、維護與發展，亦即肩負法國電網的調度管理。

丁、市場交易模式：

2001年11月底，法國成立電力交易市場 - Powernext，拍賣標準的一小時合約，由RTE負責輸電作業，將實體電力輸送至商業用戶。Powernext計劃於2003-2004年間，對法國電力市場交易的占有率達到10%，同時也作為電力市場的參考價格。

由於並非強制所有電力皆需進入市場交易，故仍採自願性電力池加上雙邊契約二者並行制度。

3.1.6 挪威

(1)電業發展概況

挪威早期的電力供給結構是由兩百多家電力公司提供四百多萬居民所需的電力，其中最大的國營電力公司 Statkrast 後來一分為二：一為發電公司 Statkrast SF，一為輸電公司 Statnett SF，皆屬國營。Statkrast SF 約占挪威電力裝置容量的百分之三十，同時也擁有百分之五十的水力發電容量，其中有一半的供電容量是屬長期契約，特別是供應耗電密集度高的製鋁業或金屬業。至於第二大發電者奧斯陸能源公司 (Oslo Energy) 所占的供電量約達百分之十，另外有二十家區域性的電力公司，同時擁有發電和區域的配電網。〔19〕

輸電公司 Statnett SF 接收原來的電力池 Samkjoringen 後將其重新改

組成一個新的完全獨立的事業機構，並由 Statnett SF 所擁有及運轉，它的作用是透過市場結清價格，讓所有的發電公司做生產電力的最佳規劃。換言之，過去只開放給發電者的封閉市場，自 1991 年開始，已完全開放給所有買電者與賣電者共同參與。〔 26 〕

至於原屬於兩百家電力公司的配電網因太過於分散且瑣碎，挪威政府進行相關研究後認為不符合經濟規模，必須朝整合的方向發展。但其進展速度頗為緩慢。許多小的電力公司，被區域內的電力公司所購併；而有些區域垂直整合的電力公司，例如 Drammen，則被分割為輸電公司和發電公司。此調整過程有的電力公司是整合，有的電力公司則是分割，挪威政府並不積極介入以何種特定方式進行電力產業結構的調整。

自 1995 年 1 月 1 日開始，包括家庭用戶都有權利自由選擇他們的供電者，但是在電力市場自由競爭的情形下，大部份的電力公司都會要求擁有其他供電者的客戶裝置記錄型電表，以免混淆不清。至於每年電力消費數量在五十萬度以下的用戶則不需要。對於這種小用戶，基本上都假設其用電型態與電力公司的負載型態是相同的。若某用戶的負載型態和電力公司有顯著的差異，則會被要求安裝這類記錄型電表。在此一制度下，也使得所有的人都能進入電力市場自由買賣電力，並得以加速電力市場的自由化。

(2) 電業改革歷程

自 1980 年代開始，挪威開始討論電業自由化的問題。1989 年 4 月，政府行政部門提出一份建議書送到國會，其中，最主要的論點就是：將既有的兩百多家電力公司發展成二十個垂直整合的電力公司。但是到了 1989 年秋季挪威政府改組後，即對當年 4 月所提出的建議書做了若干修正，並於 1990 年春送到國會審查。其中最主要的修正就是准許「代輸」的觀念，而此亦造成挪威電力產業能夠自由化的契機。

1991 年 1 月 1 日，新的電業管制法案生效，挪威電力產業正式解除管制。當時的挪威約有兩百多家電力公司，電力市場有著充足的電力，而且電價非常低廉。但在當年的實務上並沒有造成太多的改變，最主要的原因是，儘管當時所謂的「代輸」在法律上是允許的，但並沒有能夠真正計算代輸電價的方式，而且當初電力產業仍處於一種穩定的狀態，所以沒有越區競爭的情形發生。

挪威最初有兩百多家電力公司，由於公司太多，所以電業管制主管單

位「電力管制局」(NVE)無法充分監督這些公司之間彼此電力的傳輸費率，因此當消費者對某一電力公司的傳輸費率有意見時，就必須主動對能源供給者提出控告，且必須證明傳輸費率計算方式有誤。為了證明費率有錯，用戶有權向電力公司要求電力傳輸的資訊，而電力公司也有提供主要傳輸資料給用戶的義務；亦即資訊必須透明化，用戶則可依據這個資訊，來證明此費率是錯誤的。在過去，絕大部份的此類案例，尚進行得不錯，但仍有少部份的電力公司不願提供這些資訊給用戶，因此電力管制局就必須出面介入以協助用戶蒐集資料。

挪威早期的電力供給結構是由兩百多家電力公司提供四百多萬居民所需的電力，其中最大的為國營電力公司Statkrast。

甲、電業結構

國營電力公司Statkrast後來一分为二：一為發電公司Statkrast SF，一為輸電公司Statnett SF，皆屬國營。Statkrast SF約占挪威電力裝置容量的百分之三十，同時也擁有百分之五十的水力發電容量，其中有一半的供電容量是屬長期契約，特別是供應耗電密集度高的製鋁業或金屬業。至於第二大發電者奧斯陸能源公司(Oslo Energy)所占的供電量約達百分之十，另外有二十家區域性的電力公司，同時擁有發電和區域的配電網。

原屬於兩百家電力公司的配電網因太過於分散且瑣碎，挪威政府進行相關研究後認為不符合經濟規模，必須朝整合的方向發展。但其進展速度頗為緩慢。許多小的電力公司，被區域內的電力公司所購併；而有些區域垂直整合的電力公司，例如Drammen，則被分割為輸電公司和發電公司。此調整過程有的電力公司是整合，有的電力公司則是分割，挪威政府並不積極介入以何種特定方式進行電力產業結構的調整。

故依其電業狀況，根據電業結構分類，將其歸為D類。

乙、輸電設備歸屬：

由於電業係混合式，即市場存在綜合電業，亦有單純發電業、輸電業、配電業，故有關設備歸屬，當屬各電業（電力公司）所有。

丙、調度管理機構：

輸電公司Statnett SF接收原來的電力池Samkjoringen後將其重新改組成一個新的完全獨立的事業機構，並由Statnett SF所擁有及運轉，負責國內電網營運。

但在北歐三國(挪威、瑞典、芬蘭)彼此間有高壓線路相互融通，為避免跨國間電力交易產生不必要的障礙，北歐三國皆接受挪威 Nordel 的併聯規則與統一調度。

丁、市場交易模式：

輸電公司 Statnett SF 接收原來的電力池 Samkjoringen，它的作用是為了透過市場結清價格，讓所有的發電公司做生產電力的最佳規劃。換言之，過去只開放給發電者的封閉市場，自 1991 年開始，已完全開放給所有買電者與賣電者共同參與。

3.1.7 瑞典

(1) 電業發展概況

瑞典電力需求持續維持相當高的成長狀態，從 1973 年的每年成長 21.2% 升至 1991 年的 33.5% (而 1991 年 OECD 國家的電力需求成長為 18%)，目前瑞典政府希望在 2010 年前將電力需求成長穩定地控制在 32% 以內。在電力供給方面，瑞典全國電力供給的 95% 為水力與核能。水力發電部份仍在增建新的電廠，故其比率仍在持續上升中，核能目前發電的比率則因環境因素的考量而下降。1992 年底瑞典政府即關閉了 12 座核能電廠中的 5 座，1993 年仍繼續進行若干核能電廠的除役作業。由於自產電力供給日漸短缺，目前瑞典政府正進行開放電力進口與短期電力交易契約等規劃事項，這在十分重視國內各項物資「自給自足」的瑞典是個極大的轉變。另一方面，瑞典政府同時修訂相關電力法規，使電力市場朝向更自由化的方向發展。〔26〕

瑞典的電力事業早年即呈現發電、輸電、配電、售電分離的經營型態。發電與售電部門採開放競爭方式，公、私營皆可。而輸電與配電部門則由政府管制。〔19〕

輸配電部門依照網路性質分為三級。第一級為國家級網路，指 220KV 與 400KV 的高壓線路，分別連接挪威、芬蘭、丹麥，為避免跨國間電力交易產生不必要的障礙，北歐三國皆接受挪威 Nordel 的併聯規則與統一調度。而連接德國 Preussen Elektra 的線路仍在建置中。第二級網路則連接國家級網路與大型能源用戶，網路由地區內的電力公司擁有與運轉。至於

一般地區性配電網路 (local network) 則歸於地區配電公司經營 (local distribution companies, LDCs)。

自 1992 年開始，瑞典電力產業發生相當大的轉變。發電部門由 8 家主要電力公司擁有超過 90% 的發電廠。改制後的州營有限公司 (state-owned limited liability corporation) Vattenfall AB，在以企業化的方式改善經營效率後，其轄下的發電量占全瑞典的一半，該公司也經營輸電業務，而其主要的供電區域在中、北部。南部的電力供應商為 Sydkraft (43% 的股權為官股)。

國家級輸電網路在 1992 年後由新設的 Swedish National Grid 負責，除了仍負責跨國間電力網聯結，也經營電力現貨市場與大型用戶躉售事宜，目前刻正進行如何導入競爭機制之研究。配電公司大約有 280 家，其中約有三分之一為 Vattenfall 與民營公司所有。

電力交易方面，目前已有一個運作多年的電力池，市場上的電力交易即透過其撮合完成。在瑞典，無論用戶規模的大小，都可以選擇符合自己需要的供電來源，而且可選擇的電力公司亦不僅限於本地電力公司，亦可選擇網路互聯的其他國家電力公司。而在改制初期，為了顧及小用戶的調適問題，特別給予三年的過渡期，其具體作法為小用戶在過渡期中，每選擇一供電者後，可享六個月內更動契約與計價方式的寬限期，以利其可選擇合適的供應商與供電方式。在此一交易模式下，由配電部門負起供電義務的責任。

(2) 電業管制作法

瑞典主管能源業務的主要單位為產業及商業部 (Ministry of Industry and Commerce)，並以國家產業及技術發展委員會 (National Board for Industry and Technical Development, NUTEK) 為主要權責部門。由於瑞典電力市場傳統上已非獨占經營之市場型態，電力事業經營亦多以企業化方式為之，因此，政府管制措施屬於原則性規範居多，較少用行政命令方式指揮電力公司擔負特定之政策任務，故又稱為「輕度管制」(light-hand regulation)。

1994 年 5 月瑞典政府主管當局大幅開放電力市場，具體的項目為：(1) 增加電力貿易；(2) 藉提升電力生產者與終端用戶的選擇來增加市場競爭；(3) 監控反競爭行為 (anti-competitive behavior)；(4) 以透明化

的成本會計制度將各獨立的網路整合運作。由此趨勢觀之，瑞典政府對電力事業的管制逐漸以市場機制的運作為主，透過市場競爭，使得企業體提供更為廉價與更高的供電品質，來替代政府的管制監控。

瑞典電力需求持續維持相當高的成長狀態，從1973年的每年成長21.2%升至1991年的33.5%（而1991年OECD國家的電力需求成長為18%），在電力供給方面，瑞典全國電力供給的95%為水力與核能。目前瑞典政府正進行開放電力進口與短期電力交易契約等規劃事項。另一方面，瑞典政府同時修訂相關電力法規，使電力市場朝向更自由化的方向發展。

甲、電業結構

瑞典的電力事業早年即呈現發電、輸電、配電、售電分離的經營型態。發電與售電部門採開放競爭方式，公、私營皆可。而輸電與配電部門則由政府管制。

故依據電業結構分類，將其歸為E類。

乙、輸電設備歸屬：

由於瑞典電力市場傳統上已非獨占經營之市場型態，電力事業經營亦多以企業化方式為之；故輸電設備自屬輸電業所有。

丙、調度管理機構：

國家級輸電網路在1992年後由新設的Swedish National Grid負責，除了仍負責跨國間電力網聯結，也經營電力現貨市場與大型用戶躉售事宜，目前刻正進行如何導入競爭機制之研究。

丁、市場交易模式：

電力交易方面，目前已有一個運作多年的電力池，市場上的電力交易即透過其撮合完成。在瑞典，無論用戶規模的大小，都可以選擇符合自己需要的供電來源，而且可選擇的電力公司亦不僅限於本地電力公司，亦可選擇網路互聯的其他國家電力公司。

由於用戶可自由選擇供電來源，故市場係輕度管制，即雙邊契約與電力池可並行，而不加干涉。

3.1.8 荷蘭

(1)分三階段開放用戶購電選擇權

為因應歐盟電力自由化規定(European Union Electricity

Directive), 荷蘭於 1998 年 8 月修訂電業法(the Electricity Act, 1998), 其主要改革措施包括: 引進市場競爭、降低發電污染與促進再生能源之使用。其電業解除管制之途徑係透過階段性之轉型策略, 逐步開放用戶購電選擇權, 第一階段開放契約容量 2MW 且用電時數 500 小時, 或年用電量 1000 萬度之用戶, 自電業法修正施行之日享有購電選擇自由, 此類型用戶包括 250 家最大型用戶(主要為工業用戶), 另 650 家大用戶只要合乎上述用電量, 亦有可能享有購電選擇權。2002 年約有 56000 家中型用戶亦開始享有購電選擇權; 其餘小型或住宅用戶(約有 670 萬戶)將在 2004 年 1 月開放。

如想要購買「綠色電力」(即再生能源)之用戶, 也可自由買電力。最後階段之電力市場自由化(小型用戶)將在 2004 年 1 月啟動, 荷蘭將全面自由化, 所有用戶均可選擇其喜愛之供電商。此一進度已領先歐盟各國電業自由化之進程。〔26〕

荷蘭電業法修正之另一目的, 乃企圖提高能源效率到 33%, 並降低 10% 化石燃料之使用量, 在 2020 年前穩定碳化物、戴奧辛之排放量。為達到此一目標, 荷蘭政府已投下 15300 萬美元之預算, 刺激再生能源之使用。

(2) 建制各項自由化管理機制

荷蘭新電業法為促進電業經營效率, 設計幾個重要機制(1)建立一個獨立電業法監督機構, 其組織功能與看門狗(Watchdog)或反拖拉斯(Antitrust)組織職能相同;(2)將國家輸電網交由國有之 Tennet 輸電公司經營, 而配電網路則仍由地區性之配電公司擁有經營。〔19〕

在荷蘭之電力生產, 傳統上係由四大發電公司所控制, 1999 年四家公司總電量為 530 億度, 另外, 300 億度則由大工業用戶所設置之汽電廠生產, 其餘國內無法供應部分, 則由比利時、法國、德國及挪威等國進口, 總計進口電力約為 1010 億度。最近荷蘭政府為了減少電力進口及四大發電公司之聯合獨占局面, 企圖大力推動汽電共生廠, 但推廣結果, 大工業用戶發覺所投資建汽電廠閒置(有電賣不掉)。

自從 1998 年 1 月 1 日推動電業自由化後, 四大發電公司中, 有三家已被國外財團買下, 其中, UNA 為美國能源集團 Reliant 買去, EZH 為德國 Preussen-Elektra 所購得, EPON 為比利時之 Electrabel 能源集團買斷。只有 EPZ 未有國外投資人投資。

目前荷蘭配電部門分別為各區域之配電業所持有, 這些配電公司亦經

營電力、天然氣及熱能供應事業。部份亦經營電視、無線電台、有線電纜網路以及自來水。乃因這些配電業有鑒於在歐盟電力市場自由化後，電業經營規模縮小不足以在能源市場扮演能源仲介商之角色，而相互合併或合併其他事業，變成較大之能源事業，目前這些事業已成為區域性或為國際級之大公司，其中部分已為其他歐洲能源公司所接管。

據估計，荷蘭電力市場在 2006 年時，將有 20% 為國外供電商供應，這些國外供電商有一半來自歐盟各國，也使這些供電商在荷蘭一年賺進 400 億美元。此乃肇因於強迫傳統電力公司分割為發電、輸電及配電部門，提供一個較明確之成本與價格劃分，因而使新進入者易於進入市場，促進競爭。

荷蘭電力交易係透過在 1999 年 5 月 25 日成立之阿姆斯特丹電力交易所 (Amsterdam Power Exchange, APX) 進行，這是歐陸第一個電力交易平台，其中電力現貨市場為發電業、配電業、電力之交易商、經紀商及工業用戶提供前一日 (day-ahead) 之電力買賣場所，在 APX，其總電力交易量大約等於荷蘭總用電量之 8 至 10%。

在荷蘭電力市場之交易，國外公司亦可參與，但事前必須登記為會員，參加前一日之電力交易市場之國外公司包括比利時、芬蘭、法國、德國、挪威、西班牙、瑞典、瑞士、英國及美國。大多數公司均已在荷蘭設立分公司，其中甚至取得荷蘭發電業與配電業。

目前荷蘭能源消費量中有 2% 來自再生能源，根據 1996 年之能源法規定，荷蘭經濟部計畫在 2020 年年將再生能源之生產提高至 10%，其中風力與太陽能將為再生能源之主要供應者，屆時美國再生能源設備供應商將面對與歐盟供應商之競爭。

在 2002 年間，許多用戶要求從一家供電商轉換至另一家時所產生之問題，如用戶基本資料與量表之登記建檔與計費未能隨即更新，導致向用戶重複收費，有些用戶則根本未收到帳單，尤其對供電商而言，根本無法掌握其用戶在那裡？哪些用戶是屬於自己的，這些不確定情況，使得他們無法做投資決策。

為因應上述問題，荷蘭經濟部長已組成一個市場監督委員會 (Market Surveillance Committee, MSC)，調查在 2004 年 1 月 1 日全面推動自由化是否可行。該委員會直接向經濟部長報告，調查報告必須在 2003 年 9 月 15 日以前完成，經濟部長將根據此一報告決定是否如期推動全面自由化。

市場監督委員會，基本上係調查電力市場之執行狀況，舉辦會議時，係由市場參與者各派代表參加，包括：市場參與者與政府機構代表數名，有關各項市場交易機制方面，除了實務作業經驗外，亦參考英國、美國及北歐市場機制之設計理論，尤其在市場交易資訊之揭露方面。

為使電力市場有效營運，市場參與者需要適時及正確的資訊供作交易決策及投資之依據，以減少交易風險與投資人不確定因素，因此，荷蘭政府將建立多重管道，以改進資訊之接觸途徑，並提高市場之透明度：

- (1) 提供市場參與者較佳資訊，以減少風險與不確定；
- (2) 允許市場參與者接近相同資訊，去除資訊不對稱現象；
- (3) 主動鼓勵更多市場參與者進入市場，提高市場流動率。

但亦有人關切，公開資訊需要大量之資訊蒐集與整理，且部分資訊必須保密，允許產業投資人藉改進其競爭地位以確保獲利之機會，諸如提供技術、運作及管理方面之創新的產業，不能強迫其公開資訊而使其無法回收之創新利潤。其次、資訊公開，可能有利於公開或隱藏方式之勾結行為，如果產業必須公開其定價策略的話，則他們將較少有機會藉削價策略爭取較大之市場佔有率。因此，資訊公開必須兼顧產業投資風險性與獲利機會，與交易公平性，如何限制何種資訊，及何時、何處及如何公開皆應該有周全之配套措施。

基於上述考量，荷蘭市場監督委員會建議下列資訊應予以公開：

(1) 系統負載資訊

包括市場發展評估，未來發展預測，但線上系統負載狀況屬於系統安全範疇則不必公開，如高壓輸電線路負載資訊，但有關低壓配電線路因與用戶端用電資訊相關，以及各發電機組上線狀況等資訊，則須公開，目前公開系統負載資訊者有英國、西班牙、北歐及美國部分州地區。

(2) 電力之進口與出口資訊

除了系統負載外，系統併聯處或與鄰近國家之併聯地區，電力進口與出口流量資訊非常重要，此關係國內與國外不同市場之交易與未來投資考量，亦牽涉到輸電線網路之使用狀況(如是否會產生壅塞)與維護，以及國家輸電系統之長短期規劃。

(3) 電廠停機資訊

發電機組之停機涉及系統供電之穩定與安全，及市場供需平衡問題，

停機有分計畫性及非計畫性，皆涉及電力現貨市場價格之波動，市場參與者一定要知道這些資訊以決定是否進場交易，其他電廠亦根據發電狀況決定是否提前或延後檢修。

(4)市場供給與需求曲線

APX 於 2001 年 8 月 20 日開始公開前一日市場(Day Ahead Market)之供需曲線，此種資訊公開可提高市場透明度，使市場參與者可知道一般市場交易狀況，如需求、國內發電容量、與可用之進口量。

(5)資訊公開時間

資訊公開之時間表非常重要，市場參與者不僅可對市場變化及時回應，並取得先機作正確決策，如延誤公布，則將使其喪失獲利機會。

依據 1008 年荷蘭新修正之電業法第 5 條規定，電力管制機構受荷蘭經濟部之指揮監督，惟在 1000 年修正案將管制者改隸屬於荷蘭競爭局(the Netherlands Competition Authority, NMa);但經濟部長可根據 NMa 相關電力管制規則第 6 條規定下達命令。

主要工作為：

- (1)訂定電費結構與輸電之使用費與聯接費，以及輔助服務之相關規定，相關費率必須公布
- (2)基於本身公布之資訊與資料，電業管制處必須對輸電操作者(即電力調度中心)每二年做一次系統運轉作業與效率評估。如網路操作人員不適任或輸電系統管理無效率，應通知經濟部長處置。
- (3)根據本身提供之資訊或資料，對擁有供電給不具購電選擇權用戶之供電執照者，評估其經營績效，如有未盡其義務或無效率者，應通知經濟部長處置。
- (4)對網路操作者之人事派任，有向經濟部長之建議權、供電執照之核發及訂定不具購電選擇權用戶之電價。

荷蘭將輸電部門獨立由 Tennet 負責，係依據歐盟及其國內法律規定設立，為 Sep(荷蘭發電公司聯合理事會)所擁有，但荷蘭政府並不認為有違其電業法廠網分離經營之規定。因為 Sep 不再是集中電力市場之協調者，僅擁有 Tennet 之所有權而已。

Tennet 於 1998 年開始營運，負責高壓網路之調度與系統平衡。目前

已取代 Sep 之發電中央控制功能，但目前電力交易已漸由雙邊合約與 APX 電力交易所所執行，因此，Tennet 之主要功能在於輸電系統之管理與系統規劃。

為管理輸電系統，荷蘭政府與市場參與者協調公布下列規定：費率規則、量表規則與系統規則。由經濟部監督這些規則之執行。

TenneT 之主要職掌事項如下：

1. 維持荷蘭電力系統之穩定與可靠度。
2. 執行荷蘭電力系統與鄰近國家系統間之負載平衡。
3. 維持高壓輸電系統在良好狀態，使達到直購及輸電容量最佳利用。
4. 使市場參與者間能順利進行電力交易。
5. 對所有市場參與者以無歧視、透明化及可驗證之態度，分配輸電網路容量，並予以計費。
6. 視技術與經濟發展，不斷地將輸電基礎措施予以最佳化運用。
7. 將輸電價格計入費率規則。

荷蘭電業法於 1998 年修訂，輸電系統規則在 1999 年 11 月修正實施，將鄰近五個國家之併聯網路及商業用之容量分配，予以重新整理。有關輸電費率之計算，在 1999 年第二吹修法時，就訂下一些規則，包括費率結構、系統連接費、代輸費率及系統服務費（即輔助服務費），分述如下：

- 1 系統連接費：涵括連接成本、系統連接衍生之費用及月費
- 2 系統服務費：包括備用容量費及輔助服務費。
3. 輸電服務費：有二種
 - (1) 一為發電業者將所生產之電能輸入輸電網路之費用，包括 150 至 110KV、380KV 及 220KV 之高壓線路，110KV 以下則屬於區域配電網路。此一輸電進入費按輸電量計算，其中包括下列成本：現有輸電設備之折舊、輸電網路投資之合理報酬率、輸電網路之新投資與維持費用、線路損失、無效電力、轉換成本與損失。
 - (2) 另一為配電業及大用戶從輸電網取得電力所付之提出費，包括：計 錶與資料處理費用、系統操作之行政成本。另外，配電業與大用戶亦必須按其輸電量多寡，繳納使用不同電壓等級之使用分配費用。

荷蘭政府在 1998 年修正電業法時，即考慮到推動電業自由化之相關配套措施，套牢成本回收，以對既有電業之投資在政府管制命令或法律變更

時所遭受之損失，能確保回收。此類成本包括：

- (1)電力公司與各地區熱能生產公司所訂之契約；
- (2)發電業與配電業間所簽之購售電合約；
- (3)國際間購電或購氣合約；
- (4)在 Buggenum 之 DemkColec 煤炭氣化廠。

依據歐盟之相關法律，上述套牢成本可以回收，荷蘭政府雖已通知各相關發電業與配電業從事各項成本估計與統計，但荷蘭政府較傾向將之納入輸電費率作為基金，以歸還相關業者。

為因應歐盟電力自由化規定 (European Union Electricity Directive)，荷蘭於1998年8月修訂電業法 (the Electricity Act, 1998)，其主要改革措施包括：引進市場競爭、降低發電污染與促進再生能源之使用。

甲、電業結構

荷蘭在電業自由化的進行，採強迫傳統電力公司分割為發電、輸電及配電部門，提供一個較明確之成本與價格劃分，因而使新進入者易於進入市場，促進競爭。

故依據電業結構分類，將其歸為 E 類。

乙、輸電設備歸屬：

荷蘭將輸電部門獨立由 TenNet 負責，係依據歐盟及其國內法律規定設立，為 Sep (荷蘭發電公司聯合理事會) 所擁有。Sep 不再是集中電力市場之協調者，僅擁有 TenNet 之所有權而已。

丙、調度管理機構：

TenneT 於 1998 年開始營運，負責高壓網路之調度與系統平衡。目前已取代 Sep 之發電中央控制功能，TenneT 之主要功能在於輸電系統之管理與系統規劃。

丁、市場交易模式：

荷蘭電力交易係透過在 1999 年 5 月 25 日成立之阿姆斯特丹電力交易所 (Amsterdam Power Exchange, APX) 進行，這是歐陸第一個電力交易平台，其中電力現貨市場為發電業、配電業、電力之交易商、經紀商及工業用戶提供前一日 (day-ahead) 之電力買賣場所，在 APX，其總電力交易量大約等於荷蘭總用電量之 8 至 10%。

在荷蘭電力市場之交易，國外公司亦可參與，但事前必須登記為

會員，參加前一日之電力交易市場之國外公司包括比利時、芬蘭、法國、德國、挪威、西班牙、瑞典、瑞士、英國及美國。大多數公司均已在荷蘭設立分公司，其中甚至取得荷蘭發電業與配電業。所以荷蘭電力交易係由雙邊合約與 APX電力交易所交易所構成。



3.2 電業發展趨勢

全球本僅有少數國家積極推動電力產業改革，惟目前電業自由化已成為世界性的風潮，大多數國家皆已著手推動或積極規劃推動不同程度及方式的電力產業改革。由於台灣已邁入已開發國家之林，故本研究從已開發國家選出八國，做為比較研究對象，其中除新加坡外，餘皆為經濟合作暨發展組織（OECD）的成員（附錄一），各國在電業自由化施行，極具代表性，以下分別由上一節比較，歸納電業發展趨勢。

3.2.1 電業結構

就各國電業自由化案例所示，電力系統規模、備用容量多寡、輸配電系統的體質、管制制度及誘因機制是否完善、是否具有建置先進資訊技術的能力及國內資本市場的開放程度等，皆係可能左右電力市場開放競爭能否成功的前提，相關情況可藉由比較各國電力產業結構獲得驗證。

將上一節各國電業加以歸納，將各國電業結構設計，依前節電業結構的分類方式，繪圖如下（圖17）：



圖17 各國電業結構分析

資料來源：本研究整理

由上圖，可明顯看出，除法國由唯一電業獨占，所以目前電業自由化

進展為制度的改善；而美國、挪威則由於原先電業結構即為民營綜合電業外，餘皆傾向全面開放，進行垂直功能性分割，亦即電業結構大多由垂直整合朝向依據功能垂直分割為發、輸、配、售電業部門演進，同時將競爭機制引入發電及售電市場。

3.2.2 輸電設備歸屬

各國經濟體均走過「早期由公營事業扮演推動經濟發展與執行經濟政策的角色、而後私有部門的比重逐漸增加」的歷程；而今，多數國家之公營事業普遍有人員過多、效率不彰的問題，在經濟國際化的潮流下，公營事業面臨了不得不變革的關口，其中，民營化，是最徹底解決公營事業法令限制與經營瓶頸的工具之一，也是各國普遍採行的方法。許多發展中國家採行民營化，除為達成提升經營效率及生產力之外，亦藉民營化釋股收入以達到減少財政赤字、鼓勵私部門投資及發展資本市場的目的。

觀諸各國有關輸電設備的所有權，亦遵循此模式進展，或是先電業解制分割，再分別成立公司，加以民營化，或本即為民營企業（如美國等），總之為免除公營電業經營不彰的弊端，各國傾向所有權歸由電業所有，由電業自行維護，而非收歸國有。

3.2.3 調度管理機構

為使長短期電力市場交易制度可彼此銜接，過渡時期最重要之工作是建立發電市場的競爭機制，並且引進電力市場新的交易模式。

為維持電力市場公平競爭，電力網均定位為「公共通路（Common Carrier）」，即所有電業均得在系統安全前提下，機會均等且無差別待遇地使用電力網路以輸送電能。為使輸電網路使用之有效性及可行性，應有專責機構執行電力調度，電力調度事涉整體電力系統，需以網路系統容量、電力潮流等之安全及可靠度為首要條件，並使所有業者能公平使用，公開網路資訊讓所有業者瞭解、利用，並考量整體經濟效益及政府能源政策，以建立公平競爭之電力市場。

調度管理機構主要任務是負責電力調度以及供電安全。其職能分述如下：負責輸電網路運作、確保輸電網路的安全與可靠度、電力調度、指揮

處理緊急狀況、輸電網路壅塞管理。由上節各國比較，除南韓將調度管理機構與市場交易合併在一個單位外，餘皆有單獨的系統操作機構，故依其趨勢，在調度管理機構係採獨立系統操作者的模式。

3.2.4 市場交易模式

發電及電力批發市場可採雙邊合約(bilateral contracts)或集中交易市場(centralized auction)設計，部分國家則同時允許二種交易方式同時存在。就雙邊合約及集中交易市場的比較上〔20〕，後者在實體調度及財務風險管理的關聯性較低，且由於市場設計複雜度較高，因此對資訊技術的需求度亦較高。三種不同交易制度的特性比較如下表(表3)：

表3 市場交易各種模式特性〔20〕

	僅有雙邊合約	雙邊合約+集中市場	僅有集中市場
特性	1. 實體合約 2. 價格透明度較差 3. 制度建立較容易	1. 有助減少負載波動 2. 可反映商品市場的一般特性	1. 需藉由不同的財務合約進行風險管理 2. 價格透明度最高

由上一節各國比較，除新加坡、南韓採集中市場（強制式電力池），餘各國皆採雙邊合約+集中市場二者並行（自願性電力池），即使電業自由化模範的英國，也因原強制電力池有弊病，故新施行的NETA亦捨傳統電力池，而改成自願性電力池，免除市場交易受少數電廠支配；故電力市場交易，採“雙邊合約+集中市場二者並行”為電業趨勢。

3.3 小結

本章藉由各國電業經營現況，分別依前揭示四點，進行比較，整理得電業趨勢，將其整理如下表：

表 4 各國電業趨勢

	電業結構	輸電設備歸屬	調度管理機構	市場交易模式
電業自由化趨勢	E 發、售自由競爭； 輸電集中管理；配 電採區域性管理	由建置設備者 擁有	獨立系統操作 者	電力池＋雙邊 契約並存

資料來源：本研究整理

本章已就世界電業加以比較，“它山之石，可以攻錯”，下一章將以台灣電業與電業自由化趨勢加以對照比較，並分析其異同，提出適合台灣電業的發展方向。

