編號：(96)032.602
科資編號：PG9511-0136

電業自由化後交易成本及相關費用分攤之研究

行政院經濟建設委員會

民國 96 年 4 月

編號：(96)032.602
科資編號：PG9511-0136

電業自由化後交易成本及相關費用分攤之研究

計畫主持人：王京明
委託機關：行政院經濟建設委員會
研究單位：財團法人中華經濟研究院

本報告內容係研究單位之觀點，
不代表委託機關之意見

行政院經濟建設委員會
民國 96 年 4 月

編號：(96)032.602
科資編號：PG9511-0136

電業自由化後交易成本及相關費用分攤之研究

計畫主持人：王京明

協同主持人：郭婷瑋

研 究 人 員：許志義、錢玉蘭

郭玲媛

研 究 助 理 ：杜家雯、楊玉珠

本報告內容係研究單位之觀點，

不代表委託機關之意見

行政院經濟建設委員會

民國 96 年 4 月

目　　次

目　次 ..... Ⅰ
表目次 ..... Ⅳ
圖目次 ..... Ⅵ
中文摘要 ..... Ⅶ
英文摘要 ..... Ⅹ
第一章　緒論 1-1
1.1 研究背景 1-1
1.2 計畫目標 1-1
1.3 計畫內容 1-2
1.4 研究方法 1-2
1.5 章節架構 1-4
第二章　我國現行電業法與未來電業法修正下之電力市場經營模式及交易制度 2-1
2.1 我國現行電業法下之電力產業結構與交易制度 2-1
2.2 電業法修正案下之未來電力產業結構與交易制度 2-5
2.2.1 電業法修正方向 2-5
2.2.2 未來電力市場結構 2-8
2.2.3 未來各類電業經營方式 2-9
第三章　電業自由化國家電業交易成本相關規範 3-1
3.1 英國 3-1
3.1.1 電力市場運作 3-1
3.1.2 各種收費率結構 3-6
3.2 美國 PJM 3-23
3.2.1 電力市場運作 3-23
3.2.2 調度中心的成本結構與收入要求 3-28
3.2.3 各種收費率結構 3-29

3.3 新加坡 3-45
3.3.1 電力市場運作 3-45
3.3.2 各種收費率結構 3-48
3.4 紐西蘭 3-52
3.4.1 電力市場運作 3-52
3.4.2 各種收費率結構 3-54
3.5 澳洲 3-64
3.5.1 電力市場運作 3-64
3.5.2 電力市場各種費率結構 3-67
3.6 日本 3-86
3.6.1 電力市場運作制度 3-86
3.6.2 電力市場各種費率結構 3-89
3.7 德國 3-92
3.7.1 電力市場運作制度 3-92
3.7.2 輸電費用及輔助服務費用 3-93
3.8 各國比較 3-95
第四章 我國電業自由化後電業所應負擔之各項交易成本、費用及其分攤方式 4-1
4.1 電力調度中心之功能 4-1
4.2 電力調度中心之成立捐助金 4-2
4.3 電力調度費 4-6
4.3.1 市場服務管理費 4-7
4.3.2 電力系統運轉費 4-13
4.4 電力轉供費 4-21
4.4.1 電力轉供訂價方式 4-22
4.4.2 電力轉供費率之收費項目 4-23
4.5 備用容量 4-27
4.6 基金 4-28
4.7 線下補償費 4-30
4.8 小結與試算 4-31

第五章　電業之投入成本、經營成本及公用電業合理報酬率 5-1

5.1 電業期初投資成本 5-1

5.2 電業營運成本 5-2

5.3 公用事業合理報酬率 5-5

5.3.1 以保證報酬率管制價格 5-5

5.3.2 各國公用電業之法定/投資報酬率 5-8

5.3.3 保證報酬率法之缺失 5-14

第六章　結論與建議 6-1

6.1 結論 6-1

6.2 建議 6-8

參考文獻 R-1

附錄

附錄一、「電業自由化後交易成本及相關費用分攤之研究」計畫赴紐、澳、新加坡考察報告 .....附 1-1

附錄二、「電業自由化後交易成本及相關費用分攤之研究」專家座談會會議記錄 .....附 2-1

附錄三、「電業自由化後交易成本與相關費用分攤之研究」期中報告審查會議發言重點摘要 .....附 3-1

附錄四、「電業自由化後交易成本與相關費用分攤之研究」期末報告審查會議發言重點摘要 .....附 4-1

表 目 次

表 3-1-1　英國 2006/07 年度 21 個發電區域「網路系統使用」容量費率.....3-9
表 3-1-2　英國 2006/07 年網路系統使用需求區域的「網路系統使用」容量費率與能量費率.....3-10
表 3-1-3　英國政府再生能源配比目標.....3-22
表 3-2-1　PJMISO 2005/2004 結算表.....3-28
表 3-2-2　PJM 固定點對點輸電服務費率（2006）.....3-30
表 3-2-3　PJM 各州公共利益基金(PBF)之實施情形.....3-43
表 3-2-4　PJM 各州設置再生能源標準者.....3-44
表 3-3-1　服務連結之工程費.....3-48
表 3-3-2　低壓標準連結費(纜線長度在 15 公尺內).....3-49
表 3-3-3　發電業連結費.....3-49
表 3-3-4　系統使用費.....3-51
表 3-4-1　紐西蘭電力委員會活動成本分攤.....3-63
表 3-4-2　紐西蘭電力委員會計費基礎.....3-63
表 3-5-1　不同參與者分攤到的產出成本比例.....3-69
表 3-5-2　澳洲市場費用項目及費率.....3-71
表 3-5-3　澳洲聯邦政府再生能源發電量要求.....3-84
表 3-6-1　日本電業經營型態.....3-86
表 3-8-1　各國電力交易相關費用.....3-96
表 4-1　調度中心設立成本.....4-3
表 4-2　電力調度中心設立成本概估.....4-3
表 4-3　調度中心營運成本.....4-7
表 4-4　電力調度中心營運成本.....4-8
表 4-5　市場服務管理費之分類.....4-11
表 4-6　市場服務管理費各費用項目之收費要求.....4-11

表 4-7　台電供電區營運處輸電成本.....4-21
表 4-8　自由化後各種交易成本及費用的收取對象及分攤基礎.....4-33
表 5-1　英國 12 家配電公司資本資產報酬率（ROCA）.....5-9
表 5-2　英國用於計算配電業收入上限設定之投資報酬率.....5-10
表 5-3　加州電業費率管制之法定報酬率.....5-10
表 5-4　美國電力公司投資報酬率(ROR)及權益報酬率(ROE).....5-10

圖 目 次

圖 1-1　研究流程圖.....1-3
圖 2-1　我國現行電力市場結構與運作方式.....2-2
圖 2-2　電業自由化後電力市場結構.....2-8
圖 3-1-1　電力交易所合約交易及結清.....3-2
圖 3-1-2　需求費用計費流程.....3-12
圖 3-1-3　發電費用計費流程.....3-13
圖 3-3-1　新加坡電力市場結構.....3-47
圖 3-4-1　網路連結服務費用.....3-55
圖 3-5-1　澳洲電力市場架構.....3-66
圖 3-5-2　澳洲費率結構.....3-68
圖 3-5-3　澳洲輸電服務分類與成本、計價方法.....3-73
圖 3-6-1　日本電力產業市場結構圖.....3-87
圖 3-6-2　代輸費率改革.....3-90
圖 3-6-3　日本送電量不足賠償金計算.....3-91
圖 4-1　轉供固定費率計算步驟.....4-25
圖 4-2　轉供變動費率計算步驟.....4-26

摘要

我國電力市場之經營模式，除保證收購汽電共生餘電及開放部分獨立電廠外，係採同時經營發、輸、配電業務之垂直整合模式。因應電業自由化之世界潮流，目前電業法修正草案擬規劃導入自由市場競爭機制。由於電力事業為資本密集產業，為使有意願投入電業市場之投資者，能合理評估其投入成本，俾利未來電力市場之自由競爭，宜對電業之各項經營成本進行系統性之分析。

本計畫藉由瞭解國外有關電業自由化後各種交易成本與相關費用，如調度及轉供費用等項目之訂價內容、項目、分攤方式，透過對電力市場各種收費率結構之深入探討，並對其中應包含之項目給予明確定義，以釐清電力市場參與者間電力運作相關金額之分攤，並研擬合宜可行之計算公式，作為未來主管機關施政之參考。

未來電業自由化後，發電業、綜合電業、電力調度中心、輸電業、配電業等將構成電力市場中主要的參與者。電業將區分為發電、輸電及配電三部分，發電業、配電業、綜合電業可經營售電業務。發電業成為非公用事業，除可依現行制度售電予台電外，同時亦可直接架設線路或經由公用電業之輸配電網轉供電能售電予用戶。輸、配電部門維持公用事業型態，定位為「公共輸送者」，故未來擁有輸、配電線路之電業，應將網路開放供所有電業及用戶公平使用。在此市場架構下，考量電力調度之高度技術性及專業性，為確保電力市場的公平及競爭，透過電力網轉供電能之電廠，將成立成立一獨立於電業以外之專責機構(即電力調度中心)進行調度，專職電力調度及相關業務，包括公開網路資訊、排程、電力系統可靠度及安全即時控管等，以維持其客觀及公平性。

依據本研究所蒐集之各國電業交易成本資料分析結果，電力調度中心收取的電力市場交易成本結構可大致分為兩類，一為市場成本，二為營運成本。其中市場成本係為維持電力系統安全與可靠的成本，如輔助服務的購買、轉供服務的提供、壅塞費、即時電能等。營運成本則為電力調度中心維持其本身正常運作的支出，如員工薪水、法律與顧問服務、租金、軟硬體資訊設備、折舊與攤銷等。調度中心需設計合理的費率結構與計算方式來回收這些成本。

依行政院審查完成之電業法修正案，未來電業於電力市場中應負擔之交易成本與費用包括：

1. 電力調度中心之成立捐助金及營運保證金:用於回收調度中心設立時所需之資訊系統之軟硬體及人力、資產成本，約需 10~15 億元經費;營運保證金係為支應重大事故、營運不善或調度不當時發生之賠償、營運及接管費用，以一日電能交易金額估算，約需 10 億元，共約 20-25 億元。
2. 電力調度費:又分為市場服務管理費及電力系統運轉費。市場服務管理費的收費目的在於回收調度中心日常營運的成本，每年預估營運成本約為 8 億元。電力系統運轉費主要用以回收輔助服務成本以及輸電損失、網路壅塞之成本。
3. 電力轉供費:可再分為系統使用費及連結費，將由電力調度中心代為收取，再轉交給輸電服務提供者。系統使用費指市場參與者使用電力調度中心所控制的電網所需支付的費用;連結費為市場參與者連結到電網時所需支付的費用，分為進入費與提出費，依據與輸電網路進入點及提出點的資產價值，向發電業者收取。
4. 備用容量:目的係為電力系統設備預先保留多餘電能，以用來應付檢修機組、系統故障及瞬間負載的變化等等需要，建議備用容量率設為 16%。由銷售電力之業者自設或向其他發電業者、自用發電設備購買。
5. 基金:基金係為達成能源配比等能源政策以及執行其他與電能相關之社會公共利益(能源研究發展、節約電能、電力普及等)所收取之費用，由天然氣及再生能源以外機組、一定裝置容量以上自用發電設備依發電量負擔，每年基金約在 100-300 億元間。
6. 線下補償費:輸電線路經過的空間，必須提供土地所有人適當補償。估計目前線路之線下補償費約為 279 億元，將由台電分 15 年償付。

在公用電業之合理報酬方面，就國外情況來看，英國 OFGEM 計算價格上限設定之資金成本率(投資報酬率)為 4.4%(輸電)、4.8%(配電)，而配電業資本資產報酬率實績則介於 8%~10%。美國加州計算綜合電業收入上限設定之費基報酬率約為 8~9%，全國各綜合電業費基報酬率實績約為 8~10%。日本由於資金成本甚低，因此綜合電業法定報酬率僅 3.5%。本計畫建議以債券殖利率加風險貼水法估算台電合理資產報酬率，建議台電合理總資產報酬率約為 3.11%。

本研究最後提出之建議包括:

1. 新進業者或是擴建其容量之電業，亦應按其容量繳交相同費率之捐助金，既有綜合電業(台電)應允許捐贈其調度相關資產、設備，折抵其應繳之調度中心成立捐助金。

2. 市場管理費之收取，在電業自由化初期，建議應以簡單為原則，多數成本項目可以「綑綁套裝收費」之方式收費。
3. 調度中心取得輔助服務的成本應有效率分攤，且盡可能將其直接分攤至引起輔助服務需要的肇因者。
4. 以基金彌平無不同燃料機組發電成本之齊頭式平等，不但違反電業自由化精神，更將嚴重扭曲發電之成本結構。
5. 公共利益相關經費宜由全體發電業共同負擔，燃氣機組與再生能源機組不應豁免。
6. 若打算沿用保證報酬率法來管制電價，實有必要重新制定新的法定報酬率並建立客觀之電價制定機制。
7. 主管機關應改以標竿管制、誘因共容等以電業經營績效為主的管制制度。

Abstract

Apart from power procurement with cogen and IPP the electricity supply industry has been run by a vertically integrated Taipower Company in Taiwan. In response to the global trend of deregulation, the draft of Electricity Act amendment plans to introduce market mechanism into the industry. Power industry is capital intensive and careful assessment of the investment and various costs involved are crucial. Therefore, it is important to carry out a systematic analysis of transaction costs and related charges after electricity deregulation to facilitate the fair competition.

The purpose of the study is to explore the transaction costs and related charges after electricity deregulation for both overseas countries and Taiwan. These costs may contain the items of power system planning, dispatch, ancillary service, grid service, compensation and land use. How to allocate these costs among various parties is a necessary task for facilitating the power market deregulation.

According to the amendment of Electricity Act from Executive Yuan, generation, transmission, distribution, integrated utility and ISO will be the main market participants. Generation will be the power producer and is not a utility any more, but distribution and transmission will remain utilities and act as common carriers. Their grid will open for others to access. In order to maintain the fairness of market and system operations, Independent System Operator (ISO) will function as a market and power system management organization and is responsible for the security and reliability of the electricity supply. Accordingly, ISO is entitled to charge “Dispatch Fee” for their services. In this study, we reviewed the fee structures and computing formulae adopted by foreign dispatch centers and concluded two items for the cost structure, namely market service cost and operation cost. The former includes the cost for maintaining the security and reliability of the power system, the latter consists of the cost for personnel, equipment, and other costs. ISO has to construct a reasonable fee structure and computing formulae that are suitable for the future power market in Taiwan .

Referring to the draft of Electricity Act Amendment , the transaction costs in the future power market include the followings:

1. ISO establishment contribution fund and market prudential requirement: The fund is used for recover the ISO establish costs such like IT, building, and other items, totaling at 1 to 1.5 billions dollars. Prudential requirement is for the purpose of risk management, estimated by one day electricity transaction amount totaling at 1 billion dollars.
2. Dispatch Fee: It can be further divided into market service and management fee and power system operating fee. The former is for the day to day operation cost, estimated at about 0.8 billion, the latter is for the ancillary service, congestion and transmission loss costs.
3. Wheeling Fee: this can be divided into system use charge and connection charge. ISO will collect this for transmission owners for their service provides. System use charge is for the usage of power system by market participants. Connection charge is for the market participants to connect to the power system and can be divided into entry fee and exit fee. This connection charge should reflect the cost of connection assets.
4. Reserve margin: Every generator that sells electricity will be required to prepare adequate reserve to ensure enough capacity will be provided to the power system. They can use their own capacity as reserve or buy from other generators. Referring to the policy objective of reliability, reserve margin of 16% is recommended.
5. Electricity Fund: it will be collected from all generators except gas-fired and renewable units. The fund will finance the cost of univerzalization of electricity use, power saving, clean energy subsidies, R&D etc. This fund will amount between 10 to 30 billion dollars.
6. Line Compensation Fee: it is an obligation for transmission companies to compensate the landlord owning the land under their transmission lines by official land price. The total cost will reach 27.9 billion dollar and be repaid by Taipower in installments for 15 year.

Rate of return price regulation has been applied in Taiwan's electricity tariff for a long time. However, because of some political concerns, electricity tariff has seldom adjusted. Also, Taipower has been required to take care of a lot of public benefit obligations. As a result, the authorize rate (9.5%~12%)has almost never been met. We estimated a new rate of returns using long-term bond yield plus risk premium and recommended that 3.11% should be reasonable.

Finally we made our suggestions for the policy makers as follows:

1. New entrants of the power market or existing firms expanding their capacity should pay the same level of contribution fund. Taipower should be allowed to donate their relevant assets to get rebate.
2. In the beginning of deregulation, market service charge should be designed as simple as possible and bundled into one item.
3. The ancillary service charge should be allocated among users efficiently to fulfill the users pay principle.
4. The proposed unitary cost structure for all generators by electricity fund will violate the spirit of free competition and distort the cost structure severely.
5. Electricity fund relevant to the public benefits part should be paid by all generators and no exemptions.
6. If rate of return is the future price regulation method, it is necessary to reset a reasonable rate of return and construct an objective price adjustment mechanism.
7. Regulator should apply performance based regulation such as yardstick comparison and incentive scheme after regulation.

Key words: Transaction cost；electricity deregulation；independent system operator

第一章　緒論

1.1　研究背景

我國電力市場之經營模式，除保證收購汽電共生餘電及開放部分獨立電廠外，係採同時經營發、輸、配電業務之垂直整合模式。因應電業自由化之世界潮流，目前電業法修正草案擬規劃導入自由市場競爭機制。由於電力事業為資本密集產業，為使有意願投入電業市場之投資者，能合理評估其投入成本，俾利未來電力市場之自由競爭，宜對電業之各項經營交易成本及相關費用進行系統性之分析。

準此，合理並有效評估電業之各項經營交易成本，俾利電業評估是否投入電力市場，為促進電力市場自由化首要之務。本研究擬探討世界先進實施電業自由化國家及未來我國開放電力市場競爭後，打破垂直壟斷之模式所衍生之交易成本及相關費用，如：電力調度、輔助服務、輸配電網路之興建維修、線下補償費、道路使用費等相關費用，如何在發電、輸電、配電及綜合電業等業者間進行分攤，俾利未來電力市場投資者能評估電力交易成本及相關費用，加速我國電業自由化。

1.2　計畫目標

本計畫希望藉由瞭解國外有關電業自由化後各種交易成本與相關費用，如調度及轉供費用等項目之訂價內容、項目、分攤方式，透過對電力市場各種收費率結構之深入探討，並對其中應包含之項目給予明確定義，以釐清電力市場參與者間電力運作相關金額之分攤，並研擬合宜可行之計算公式，作為未來主管機關施政之參考。

1.3 計畫內容

1. 研析比較我國現行電業法與未來我國電業法修正開放電業自由化後，電力市場之經營模式、交易制度及電業所應負擔之各項交易成本或費用及其分攤方式。
2. 蒐集並彙整分析世界先進實施電業自由化國家（如：英國、美國、紐西蘭、澳大利亞、日本、新加坡等）對電業交易成本及相關費用分攤之相關規範。
3. 評估我國電業自由化後，經營各式電業（發電業、輸電業、配電業、綜合電業）所需投入之成本與費用及合理之交易成本及相關費用之分攤方式。
4. 綜量各式電業所需負擔或分攤之交易成本或相關費用，評估發電、輸電、配電各階段之合理投酬，作為未來訂定電力調度、輔助服務、電力轉供、購售電能價格及各項費用調整之參考。

1.4 研究方法

本研究之整體研究架構如圖 1-1 所示，將先界定本研究之議題及探討範圍，然後蒐集國外相關資訊，至少包括：英、美、澳洲、紐西蘭、日本等國家電力市場與調度中心運作及其收費狀況相關文獻，加以彙總整理，並探討在電業法修正案下，我國未來電力市場經營方式與交易制度，探討我國調度中心之業務範圍及與相關機構、業者、用戶間之運作方式，以及在此制度下會發生的交易成本與相關費用。接下來依據國外經驗與電業法修正案條文內容，選擇較適合我國國情之電力市場與調度中心費率結構與計價方式，並探討如何將成本分攤給發、輸、配電業及用戶。另一方面，分析發、輸、配等不同電業所需之投入成本與經營成本，以及其合理報酬率，作為未來訂定購售電費率、調度中心之調度費率、轉供費率及備用電力費率參考，最後提出結論與建議，供相關單位參考。

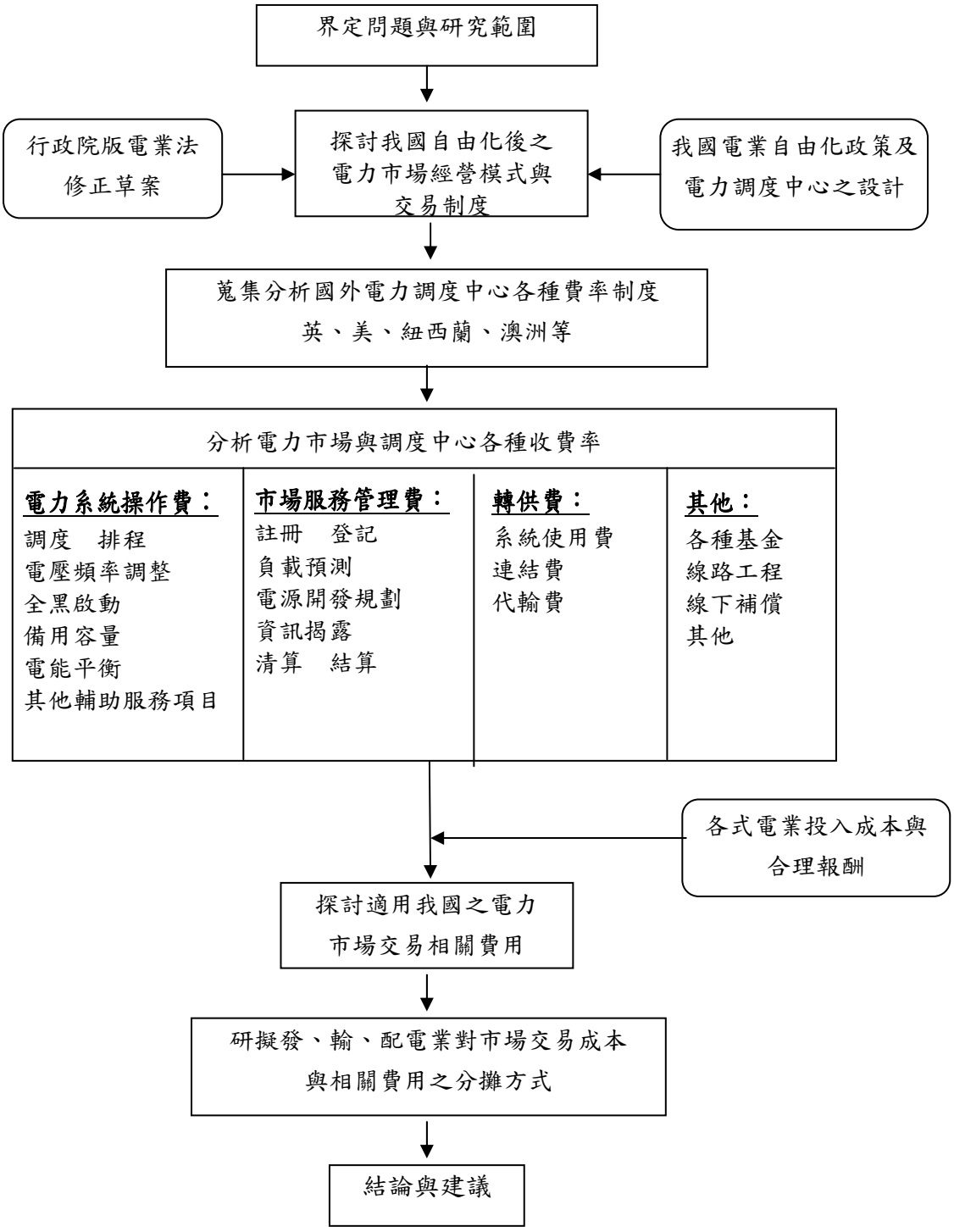

界定問題與研究範圍
行政院版電業法修正草案
探討我國自由化後之電力市場經營模式與交易制度
我國電業自由化政策及電力調度中心之設計
蒐集分析國外電力調度中心各種費率制度
英、美、紐西蘭、澳洲等
分析電力市場與調度中心各種收費率
電力系統操作費：
調度　排程
電壓頻率調整
全黑啟動
備用容量
電能平衡
其他輔助服務項目
市場服務管理費：
註冊　登記
負載預測
電源開發規劃
資訊揭露
清算　結算
轉供費：
系統使用費
連結費
代輸費
其他：
各種基金
線路工程
線下補償
其他
各式電業投入成本與合理報酬
探討適用我國之電力市場交易相關費用
研擬發、輸、配電業對市場交易成本與相關費用之分攤方式
結論與建議

圖 1-1　研究流程圖

1.5 章節架構

本研究章節安排如下，第一章為緒論，說明計畫研究背景、計畫目標、計畫內容及研究方法與架構等。第二章研析我國現行電業法與未來電業法修正下之電力市場經營模式、交易制度及相關交易費用。第三章蒐集、匯整實施電業自由化國家對電業交易成本及相關費用分攤之方式。第四章為我國電業自由化後電業所應負擔之各項成本或費用及其分攤方式。第五章為發電、輸電、配電之合理報酬之評估，最後在第六章提出結論與建議。

第二章　我國現行電業法與未來電業法修正下之電力市場經營模式及交易制度

2.1　我國現行電業法下之電力產業結構與交易制度

我國現行電力市場架構可參見圖 2-1。依據現行電業法之規定，電業之經營方式可分為綜合、發電、輸電、配電等四種，除小型電業(供電容量在五百瓩以下者)外，依供電容量大小區分為四個等級，供電容量在十萬瓩以上者為一級，供電容量在二萬瓩以上不及十萬瓩者為二級，供電容量在五千瓩以上不及二萬瓩者為三級，供電容量在五百瓩以上不及五千瓩者為四級。經營方式有下列數種:

1.綜合電業（發電躉售）：全部或一部發電，供給其營業區域內一般需用或轉售與其他電業。

2. 輸、配電業（購電轉售）：全部向其他電業購電，轉供其營業區域內一般需用或轉售其他電業。

3. 輸電業（躉購配售）：經營電力網，在其核准之地區內，統一購售各電業剩餘或需要之電能。

4. 發電業（發電自售）；經營中心發電所，將所發電能躉售與其他電業。

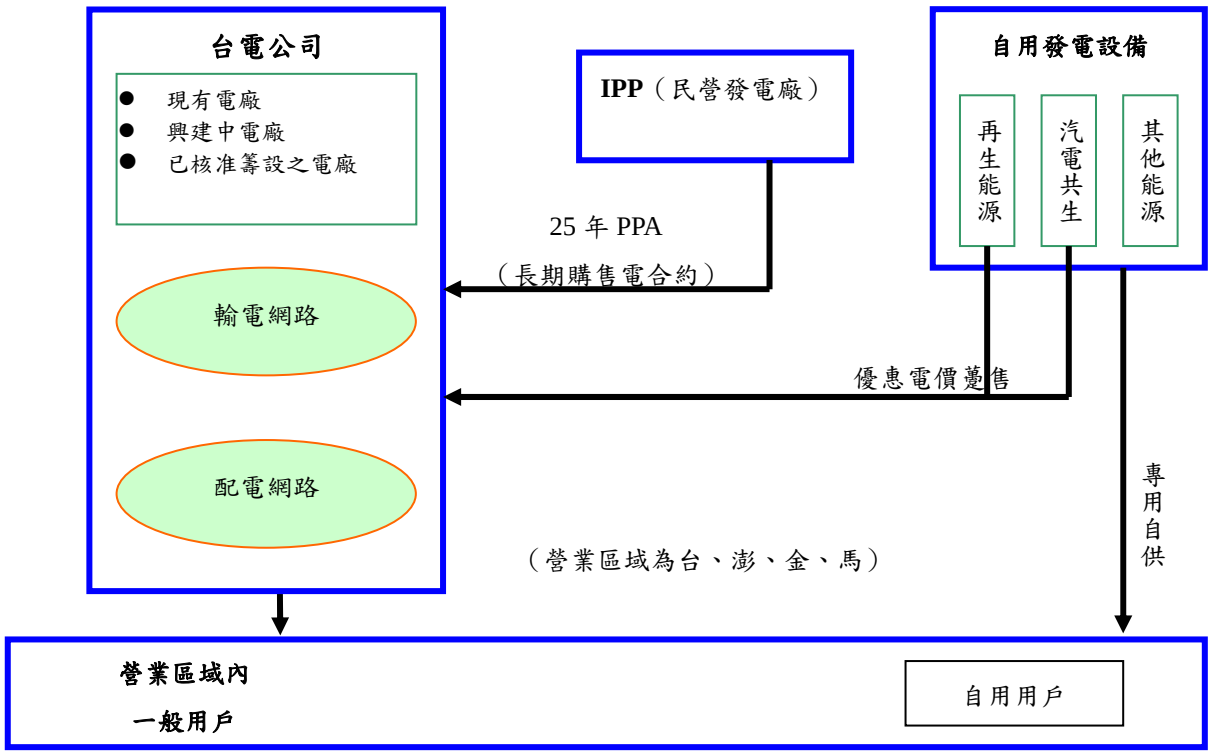


圖 2-1　我國現行電力市場結構與運作方式

資料來源：經濟部能源委員會（民 88），「電力自由化草案」

綜言之，目前國內的電力事業主要為台電公司所經營和擁有。台電公司為一垂直整合之獨占電業，且係為國營事業，故各項經營策略、發、輸、配、變電計畫皆須經由經濟部核准。發電方面，九十四年底台電之裝置容量達 37,371 千瓩。九十四年全年發購電量為 1,965.7 億度，其中購自託營水力、汽電共生、民營電廠等電量為 477 億度，佔 24.3% ；售電量 1,815.9 億度，發、售電年平均成長率略高於近五年來平均國內經濟成長率約 3.1% ；九十四年底用戶數已達 11,739 千戶。

至於輸電與配電方面，皆由台電公司所獨家經營，換言之，台電公司所擁有的全部發電廠和民營電廠及託管水力發電等發電設備之發電出力，皆需由台電公司統籌調度，並經其輸、配、變電等設施傳送至用戶端，才能傳送至用戶處所供電，其輸、配電業之營業區域包括台、澎、金、馬地區。電業法規定電業有供電義務，亦即在其營業區域內，對於請求供電者，非有正當理由，不得拒絕。且電業不得供電於其營業區域以外，除非有下列情形：

1. 供電於另一電業，經地方或中央主管機關核准時。

2. 由中央主管機關特別指定，供電與國防有關之主要工業或電車、鐵路事業時；但以其所在地電業之供電成本，超過指定電業之供電成本者為限。

3. 在營業區域以外，尚無其他電業可以供電之少數用戶時，經地方或中央主管機關核准暫時供電者。

在電業權方面，電業權之有效期間，一級及二級電業均為三十年，三級為二十五年，四級為二十年，期滿一年前得向中央主管機關申請延展，每次以十年為限。經濟部於民國八十七年二月核准使台電公司延展至九十七年二月，同時，台電公司亦綜攬與電力用戶有關的售電交易行為。

對於電價與其他相關費用，電業法規定電業擬訂或修正營業規則、電價及各種收費率，應送經地方主管機關或其事業所屬機關加具意見，轉送中央主管機關核定後，在當地公告之。國營電業費率之計算，依國營事業管理法規定。 基本上，電價之訂定，應以電業收入，抵償其必需成本，並獲得合理之利潤。合理利潤，則以有效使用中之固定資產重置現值及營運資金為基準，並參酌當地通行利潤率計算之。

在現行電業法架構下，我國電力市場發展可分為三階段：

1. 第一階段：台電公司獨占經營

台灣現行之電力市場中，台電公司為獨占經營之垂直整合綜合電業，經營業務涵蓋發電、輸電及配電。

2. 第二階段：民國七十七年開放汽電共生

為提高熱能及電能生產總熱效率，以促進能源有效利用，經濟部於民國七十七年頒行「汽電共生系統推廣辦法」，以鼓勵製造業者投資設置汽電共生設備。

3. 第三階段：民國八十四年開放興建民營電廠

（1）開放民營電廠興建

由於國內環保意識高漲，電源開發廠址取得日益困難，為配合電力政策推動、開放民間投資參與及穩定國內電力供應，經濟部從民國八十四年起已陸續開放第一、二、三階段民營電廠之申設。

（2）民營火力電廠共有麥寮、長生、和平、嘉惠、新桃、星能、森霸、國光、等八家完工商轉。星元燃氣電廠則預計於民國 98 年加入商轉。

（3）電力躉售給台電公司

目前自用發電設備之餘電及汽電共生系統與民營電廠所生產之電能，均全部躉售與台電公司，並由台電公司統籌調度。

2.2 電業法修正案下之未來電力產業結構與交易制度

2.2.1 電業法修正方向

自民國五十四年電業法施行以來，期間因國內經濟情勢變遷及產業結構變動，現有電業法之內容規範已無法符合國內電業實際需要。行政院經濟部為順應電業自由化與民營化之世界潮流，增進自由經濟體系中的市場競爭機能，確保電力穩定供應及增進民眾福祉，參酌學者專家之意見，自民國八十一年起著手研修電業法。政府相關單位參酌國外電業自由化國家實際發展經驗及運作模式，並考量我國國情及特殊限制後，提出我國電業法之主要修正方向如下[1]：

一、 開放發、輸、配各電業部門競爭

現階段電業法修正草案主要涵蓋發電、輸電、配電等三大部門，另外包含一個獨立的電力調度中心負責調度業務。政府未來將依電能產銷流程，將電業區分為發電、輸電及配電三部分，發電業、配電業、綜合電業可經營售電業務。

二、 開放區域專營權

為降低電業經營之進入障礙，建立公平競爭環境，政府在未來將適度開放區域專營權，使各部門之競爭者可自由進入市場以提供電能及服務用戶。政府並期待藉由多家電業競爭之結果，提升電業之經營效率，使電力用戶享有較高品質之電能服務。其最終目的之一在於期望自由化利益能由用戶均享，以進一步提升民眾福祉。

三、 優先開放發電部門之競爭，發電業成為非公用事業

有鑒於發電成本占總電價成本比重甚高，如能優先開放發電市場的競爭，提升發電業之經營績效，將有助於引導電價下降並反映實際成本，發揮電業自由化之最大效益。故政府現行政策，係優先鼓勵新發電廠進入發電市場，以形成多頭競爭局面，並輔以相關配套措施，避免市場寡占，或遭少數業者壟斷操控，以落實電業自由化政策，所以在「電業法

[1] 以下說明係依據民國 95 年行政院核定版電業法修正草案條文。

修正案」通過前已著手先行開放第一、二、三階段獨立發電業經營執照。此外，電業自由化後，發電業將不再定位為公用事業，發電業之售電業務將全面開放，發電廠除可依合約售電予台電外，同時亦可直接架設線路或經由公用電業之輸配電網轉供電能售電予用戶，但非公用事業不得兼營其他公用事業。

四、 輸、配電部門維持公用事業

電業自由化後，因輸、配電網路具有公用性及區域自然獨占性，故對於擁有輸、配電線路之業者仍應加以監督及管制，而綜合電業、配電業應負責營業區域內電力網之規劃、興建、維護及負有供電義務。為維持電力市場之公平性及競爭性，政府將輸、配電網路定位為「公共輸送者」，故未來擁有輸、配電線路之台電公司，應將網路開放供所有電業及用戶公平使用，不得對特定業者或用戶有差別待遇，使所有電業及用戶皆可透過台電公司之電力網路完成電力交易。另為解決輸、配電線路興建困難及使配電業能盡供電義務，就土地收購及線路通過權等均應給予法律上之保障。準此，電業自由化後，輸、配電業將維持公用事業身分，以保障其權益並予以適度管制。

五、 成立電力調度中心以公平調度

在考量電力調度之高度技術性及專業性前提下，為確保電力市場的公平及競爭，透過電力網轉供電能之電廠，其調度應由獨立於電業以外之專責機構（電力調度中心）進行操作，專職電力調度及相關業務，包括公開網路資訊、排程、電力系統可靠度及安全即時控管等，以維持其客觀及公平性。

在新的電力市場架構中，電力調度中心無疑扮演一個樞紐的角色，其為一個公平、公開之專責調度之單位，由各電業按其裝置容量與輸電容量捐助成立。政府為避免輸電業或綜合電業利用其擁有輸電電網系統之區域獨占特性，對其所擁有之發電或配電業務給予優惠待遇，或造成其他業者的進入市場障礙，故明文規定電力調度中心執行電力調度，應本於安全、公平、公開、經濟及能源政策原則為之。

為維持電力調度中心之獨立、客觀及公正地位，確保該中心財源獨立，有關其操作調度之費用，應依各發電業、綜合電業及設置自用發電設備者接受調度發電總量繳交電力調度費，以維持電力調度中心之業務執行。調度費係維持電力調度中心之運作及實際調度成本之支付，故應由中央主管機關擬訂費率計算公式，電力調度中心依公式擬訂費率，並函送中央主管機關核定後，向所有相關業者收取。

六、 逐步開放用戶購電選擇權

參酌國外先進國家實施經驗，各國大多數係採逐步開放用戶選擇權之作法。有鑑於此，主管機關規劃初期先開放特高壓以上用戶之購電選擇權，未來再視實施狀況及技術成熟度，擴大至高壓以上電力用戶，並以開放全體用戶之購電選擇權為最終目標，使用戶可依自己用電需求，如用電量、品質、可限電時間等選擇適合之電源提供者。而未來用戶除可向所在地之綜合電業或配電業請求供電外，並可向發電業請求以透過電力網轉供或直供方式供電，但透過電力網轉供方式之用戶範圍，因考量其界面技術與影響層面，將採逐步開放方式為之。

七、 設置「電價及費率審議小組」

綜合電業與配電業之售電價格、轉供電能費率、公用電業與電力調度中心各種費率皆由中央主管機關擬訂計算公式，報行政院核定後公告。為確保電價及各種收費率之公平、合理，中央主管機關得邀集相關政府機關、公用電業、電力調度中心、消費者保護團體、相關職業團體代表及學者專家組成「電價及費率審議小組」，辦理有關電價、收費率、計算公式及其他相關事項之審議。

八、 設置「核能後端營運基金」

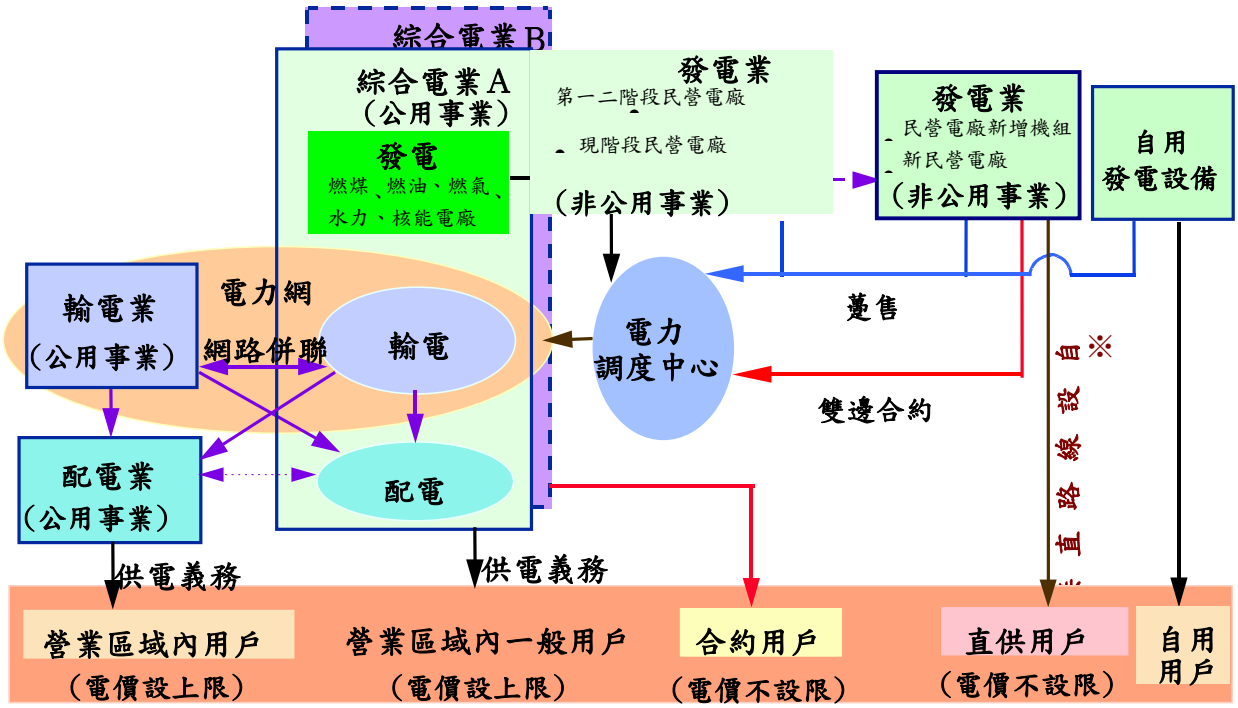
依「電業法修正草案」第七十八條之規定，發電業及綜合電業之核能發電廠於營運期間，應每年依其發電量繳交一定金額提存經費，充作核能發電過程中所產生放射性廢料之處理、中期貯存、最終處置以及核能發電有關核子設施之除役拆廠等後端營運有關工作所需費用。

九、 設置基金

依據「電業法修正草案」第七十七條之規定，「電業及達中央主管機關所定一定裝置容量以上之自用發電設備，應每年按其不含再生能源及天然氣發電部分之總發電量繳交一定金額充作基金。」「…基金之用途如下:一、清潔能源補貼。二、能源研究發展。三、節約電能。四、電力普及。五、公用路燈補貼。六、其他經中央主管機關核准之用途。」故未來政府將向發電業者徵收電能基金，作為能源研究發展、節約能源、推廣清潔能源、電力普及、公用路燈補貼及其他相關用途之經費來源。

2.2.2 未來電力市場結構

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，依據能源局之規劃，可概述如下(參見圖 2-2)。



※非公用事業，不適用路權取得等規定

圖 2-2 電業自由化後電力市場結構

資料來源：經濟部能源局

2.2.3 未來各類電業經營方式

以下本研究將依據發、輸、配電業及電力調度中心等不同層面，分別將其電業法修正後主要經營方式整理分析如下：

一、發電業

(一) 取消電業權及開放兼營權

我國電力市場自由化後，將取消電業權之規定，亦即投資者將可依市場需求興建發電廠並申設為發電業，不受電業權之營業區域專營之限制。未來發電業不具有公用事業身分，政府將開放發電業可兼營電業以外之其他事業。此外，未來發電業不再依據供電量予以分級，將電業執照期限統一改為二十年。

(二) 發電業非公用事業

發電業依據「電業法修正草案」第三條之規定，係指設置發電廠以銷售電能之事業。「電業法修正草案」第四條亦明白指出，發電業為非公用事業。政府為減少發電業之管制及監督，電業自由化後，所有專營發電業務之發電業將不再歸屬為公用事業，但依現行電業法所開放的第一、二、三階段及設置之民營發電廠仍為公用事業。政府為保障其合法既得之權利，上述電廠於電業法修正通過前，因公用事業身分取得之權利，將保障至其電業執照營業年限屆滿為止，以避免因法律變更影響其權益。

依據現行電業法第二十四條之規定，「電業權之有效期間，一級及二級均為三十年，三級為二十五年，四級為二十年。」而第一、二、三階段開放之民營電廠原則上皆屬於一級及二級電業，電業權均為三十年。

(三) 銷售電能須備有足夠之備用容量

為確保供電之穩定與安全，因此規範所有從事銷售電能之事業(發電業、綜合電業、配電業)都應該準備好充分的備用容量，其方式除自設外，亦可向其他電業購買，但可停電力容量除非有即時抑低尖峰負載效果，否則不可計入備用容量。備用容量之計算公式、基準、取得與申報方式等相關辦法由中央主管機關訂定。

（四）發電業的售電價格將不再予以管制

因發電業不再具有公用事業身分，因此發電業的售電價格將不再予以管制。由於我國政府目前並未規劃採用電力池集中交易的制度，而傾向採用雙邊合約的交易模式。故未來發電業需自行接洽用戶，並由雙方協商合理電價及供電條件、品質與時段，雙方權利義務亦由雙方議定，亦即發電業可依自己之經營績效、燃料成本及機組特性等決定售電價格及電力品質。發電業如具有自行決定電價及協商權利義務之能力，可增加發電業與既存電業之競爭能力，並可藉由經營效率的提升而增加本身永續經營之意願及競爭力。

（五）售電模式多元化

依據現行電業法之規定，自用發電設備所生產之電能除自用外，餘電一律躉售予台電公司，不得銷售予其他用戶。但未來依據「電業法修正草案」第七十四條之規定，自用發電設備生產之電能，將可得躉售予輸電業以外之電業，但躉售量以裝置容量百分之二十為限。若其熱效率達主管機關所訂標準，則售電上限可提高至容量之百分之五十。

目前開放之民營發電廠所生產之電能，除供發電廠區自用外，全數係躉售予台電公司，無法直接銷售予其他用戶或業者。但電業自由化後，發電業所生產之電能，除可依循合約躉售予綜合電業外，並可躉售予其他發電業及配電業；發電業亦可直接與用戶簽訂購售電合約，透過綜合電業電力網、輸電業之輸電電力網或配電業之配電電力網，將其生產電能轉供予用戶；或可自行架設線路，直接聯接發電廠與用戶，直接供電予用戶。

（六）繳交電力調度費及轉供費用

依據「電業法修正草案」第十一條之規定，「電業所生產或購售之電能經由電力調度中心調度者，應按其接受調度總量繳交電力調度費。」第五十七條則規定其費率由中央主管機關擬訂公式，報行政院核定。此外，該條文亦規定「綜合電業及輸電業設置之輸電線路及變電所，因接受電力調度中心調度而轉供電能者，應依該輸電線路之轉供電能數額及費率，向使用該電業設備之電業收取費用。前項轉供費用，得由電力調

度中心代收之。」故發電業如需經由 69kv 以上之輸電電力網轉供電能予用戶或指定處所時，可請求電力調度中心依中央主管機關所定之調度規則調度其電力，並支付調度費予電力調度中心及轉供費率予電力網所有者。該綜合電業或配電業即應依公平、公開原則提供其使用，非有正當理由不得拒絕，且不得任意增加其轉供費用。

（七）接受調度中心之調度且不得擅自停、歇業

依據「電業法修正草案」相關之規定，未來綜合電業所屬發電廠應接受電力調度中心調度，且發電業不得擅自停業，其停業前需先經中央主管機關核准者，且不得停業超過一年。至於歇業，亦需先申請並經中央主管機關核准。

（八）繳交基金

未來發電業應每年按其發電裝置容量繳交一定金額，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、電力普及其他經核准之用途。除此之外，發電業設有核能發電者，於核能發電廠營運期間應每年依其發電量繳交一定金額提存經費，充作核能發電過程中所產生放射性廢料之處理、中期貯存、最終處置及核能發電有關核子設施之除役拆廠等後端營運有關工作所需費用。

二、輸電業

輸電業係指設置輸電線路及變電所以轉供電能之事業。故未來輸電業必須設置輸電電力線路及變電所，與台電公司之輸電電力網併聯，並接受電力調度中心調度以轉供電能。在未來電力市場中，政府對於輸電業之政策規劃如下：

（一）開放投資輸電業

依據「電業法修正草案」之規定，輸電業負責規劃、興建及維護 69KV 以上之線路，其範圍可涵蓋所有電力系統之區域，故無營業區域限制之需要。政府開放輸電業之目的，在於希望解決台灣現有輸電容量不足之限制，期待藉由輸電業的開放，能擴充輸電線路容量，提高網路可靠度及穩定度。

(二) 輸電業為公用事業，定位為公共運輸者

依據政府的規劃，輸電業亦歸屬為公用事業，輸電業為 69KV 以上之輸電線路擁有者。輸電業之輸電線路如同台電公司現有之輸電網，亦應定位為公共運輸者，應開放供其他電業及設置自用發電設備者使用。

(三) 輸電電力網相互聯結

輸電業之輸電線路應與綜合電業所屬之 69KV 以上之輸電電力網相互聯結，以形成一完整輸電電力網，並接受電力調度中心統籌調度，以利電業公平使用。為增加整體電力網設備的有效利用，使網路整體開放供電業公平使用，增加供電的可靠度，及考量電力網之穩定調度，當其他輸電業、配電業、發電業、綜合電業或設置自用發電設備者要求進行網路併聯時，輸電業亦負有與其他電業互聯之義務。

(四) 適用路權取得及障礙排除規定

為解決目前輸電線路架設之困難及保障民眾權益，並減緩電業與民眾之爭議，輸電業進行輸電線路之勘測、施工、架設及維護時，有關路權取得及障礙排除等規定亦比照綜合電業予以明確規範。所以未來輸電業因設置線路之必要，得於私有土地或建築物及其上空或地下設置線路，但輸電線路通過之土地及需用空間範圍，應協議給予合理之補償或取得地上權或地役權。至於輸電線路通過之土地及需用空間範圍、使用程序、補償標準、徵收、登記、設定地上權或地役權之審核辦法，由中央主管機關會同中央地政主管機關定之。

(五) 輸電業禁止其兼營發電業

為防止輸電業以網路為工具妨礙發電市場競爭，電業法規定其不得兼營發電業。此外，輸電業歸屬為公用事業，若兼營公用事業以外事業，將以不影響本業之經營及不妨害公平競爭，且經中央主管機關核准者為限。此外，綜合電業，輸電業與發電業或電業以外其他事業間，不得交叉補貼，應依其經營類別，建立分別計算盈虧之會計制度，以利政府查管及核定轉供費率。

(六) 輸電費率需經由中央主管機關審核

輸電網路為電力潮流之動脈，且具公用事業之身分，因此輸電轉供費率需經由中央主管機關審核，以避免其妨害市場競爭。為確保輸電電力網公平使用及配合電力調度中心成立，輸電業對電力網僅有所有權而無調度權，其線路之使用及轉供需經由電力調度中心調度，方可提供轉供之服務。電力調度中心於考量電力潮流及電源負載等安全因素，依公平、合理之原則及電力調度規則執行電力調度，並由使用該線路之發電業、綜合電業或設置自用發電設備者依中央主管機關核定之轉供費率及轉供電量，支付輸電業轉供費用，得由電力調度中心代收之。

(七) 於私有土地設置線路需支付土地使用、線下補償費

為避免影響土地所有人權益，公用電業設置線路經過私有土地、建築物之上空或地下者，應予適當補償，或取得地上權或地役權。補償空間範為 345kV 高壓輸電線外緣四公尺內、69kV 及 161kV 線路外緣三公尺內、地下電纜則為構造物兩側外緣加一公尺，補償基準為當期公告地價的 5%。

三、配電業

依據「電業法修正草案」第三條規定，配電業係指「在營業區域內，設置配電電力網轉供及銷售電能之事業。」故配電業有一定之營業區域，並且在中央主管機關核定之營業區域內設置配電電力網。同時配電業可向綜合電業、發電業、其他配電業或設置自用發電設備者躉購電能，售電予營業區域內用戶，並提供配電轉供服務。依據政府的規劃，在未來電力市場中配電業主要變革如下：

(一) 定位為公用事業

依據「電業法修正草案」第四條規定，「綜合電業、輸電業及配電業為公用事業；發電業為非公用事業。」故未來配電業將歸屬為公用事業，如同綜合電業及輸電業，政府原則上禁止配電業兼營電業以外之事業及發電業，以免影響本業之經營或濫用公用事業妨害電業公平競爭，但是如果經中央主管機關核准者，則仍可允許配電業兼營其他業務。配

電業為達成其供電目的，需設置 69KV 以下之配電網路，包括配電變電所及配電線路。

為避免發電業與配電業間的交叉補貼，進而影響電力市場之自由競爭，故配電業如經營發電業或其他事業，亦需建立分別計算盈虧之會計制度，禁止交叉補貼。

(二) 有一定之營業區域

配電業因直接架設線路至用戶，並直接銷售電能予用戶，加以設置配電電力網路具有區域性及網路互聯性，故配電業與綜合電業同，均有營業區域之劃分。

營業區域劃分為中央主管機關權責，中央主管機關得依綜合電業或配電業之申請或依職權，審酌相關條件以劃分及調整營業區域。故未來配電業之營業區域劃分雖亦同於綜合電業，可由配電業自行申請並經中央主管機關核定，或由中央主管機關依職權主動劃分，但並無法享有該營業區域之專營權，僅享有準專營權，故其他配電業、綜合電業或設置自用發電設備者亦可於該營業區域內銷售電能，並不排除同一營業區域內兩家以上配電業或與綜合電業同時經營，或部分營業區域重疊，對其他配電業或綜合電業之營業區域亦無排他性。此外，配電業除非經過主管機關核准，否則不得直接架線供電予其營業區域以外之用戶，但仍可以轉供。

(三) 負有供電義務

配電業對其營業區域內用戶有供電義務。配電業為滿足其營業區域內用戶之電能需求，應負責營業區域內電力網規劃、興建及維護。而用戶請求所在地配電業供電時，該受請求之配電業為滿足該用戶之電力需求，應架設線路至用戶或指定處，並售電予用戶，且應向綜合電業、發電業、其他配電業或設置自用發電設備者躉購電能，以履行其供電義務。故「電業法修正草案」明定用戶得向所在地綜合電業或所在地配電業請求供電，受請求之綜合電業或配電業，非有正當理由並報經中央主管機關核准者，不得拒絕。

為保障用戶之用電權益，各配電業及綜合電業對重疊之營業區域內用戶皆有供電義務，亦即用戶可自行擇定向任一家配電業或綜合電業主張供電義務，該被選定之配電業或綜合電業即需供電予該用戶，以落實保障用戶權益之目的。用戶得向發電業請求透過電力網轉供或以直供方式供電；其請求透過電力網轉供電能之用戶適用範圍，由中央主管機關定之。

（四）享有徵收、拆除、緊急處置權

為解決目前配電線路架設之困難及保障民眾權益，並減緩電業與民眾之爭議，故配電線路之勘測、施工、架設及維護中，有關路權取得及障礙排除等規定亦適用徵收私有土地、對障礙物拆除權、緊急處置及爭議調處等程序及法源依據。但配電線路部份通過之土地及需用空間範圍則由配電業與土地所有人或權利人自行協商，配電線路亦得準用徵收程序，以徵收線路下土地之地上權或地役權。

（五）負有轉供義務，轉供費率受管制

配電業定位為公共運輸者，負有轉供義務，亦即當其他電業或設置自用發電設備者要求該配電業提供轉供服務時，配電業應依公平合理原則提供使用，不得對特定對象有不當之差別待遇。配電業非有正當理由，並報經中央主管機關核准，不得拒絕其他電業及設置自用發電設備者之要求。

此外，配電業得向輸電業以外之電業躉購電能，以透過自設或所在地綜合電業之配電電力網轉供，銷售予營業區域內用戶或其他配電業。請求轉供費用依使用者付費原則，應向請求轉供之電業或設置自用發電設備者收轉供費用，且需依轉供總量及中央主管機關核定之轉供費率收取，不得任意增收之。

（六）電價受管制

配電業具有公用事業之身分，故其售電價格亦同於綜合電業，應受到中央主管機關之審核及管制，以利競爭。綜合電業與配電業之電價及公用電業與電力調度中心各種收費率之計算公式，由中央主管機關擬定，報請行政院核定；變更時，亦同。公用電業與電力調度中心擬定或修正電價及各種收費率，應報請中央主管機關核定，並公告之。配電業對營業區域內用戶有供電義務，為公用事業，享有公權力所賦予之權利，

故應接受中央主管機關之監督，是故其供電予用戶之售電價格及配電費率應經中央主管機關審核，以保障一般用戶之權益，避免因配電業之錯誤投資或閒置資產成本轉嫁由用戶承受。此外，配電業為保證其公共運輸者之角色及履行公用事業之義務，其配電電力網之相關費率亦須經中央主管機關審核，以避免其利用市場地位操控市場，造成不公平競爭。

四、綜合電業

（一）新綜合電業可能加入市場競爭

目前我國電力市場係由台電公司獨家經營，其負有供電義務，具有發電、輸電及配電的營業區域專營權。電業自由化後，政府將開放電業間的競爭，但仍維持台電公司整體經營之模式，繼續原有綜合電業型態經營。未來政府將可能開放其他綜合電業經營並加入電力市場之競爭。由於輸配電具有自然獨佔的特性，預期未來成立發、輸、配、售垂直整合新綜合電業的機會不大。

（二）綜合電業歸屬為公用事業

依據政府之規劃，綜合電業為履行供電義務，有興建電廠及電力網之必要，以滿足一般用戶之供電請求，具有公用性，故仍歸屬為公用事業。但是在綜合電業經營業務中，包括具公用性質之輸、配電部門及不具公用性質之發電部門，政府考量為避免不同部門間的交叉補貼，影響到其他電業之公平競爭，故要求將發電、輸電、配電等各業務區分，且要求各業務應有獨立之會計，以利政府之查核及管制，並反映真實網路使用費用及經營成本。

由於綜合電業歸屬於公用事業，為防止綜合電業因兼營電業以外之其他事業致影響本業之經營，故綜合電業兼營電業以外之其他事業，應以不妨礙公平競爭為原則，並經過中央主管機關核准。

（三）營業區域涵義不同

依據「電業法修正草案」第三條規定，營業區域係指中央主管機關依職權或依申請劃定綜合電業或配電業經營業務之區域。綜合電業因負

有供電義務，滿足用戶之總電力需求，需明定一定區域以定其義務範圍，未來發電業可於綜合電業之營業區域內設置電廠並銷售電能，其他綜合電業或配電業之營業區域亦可與該綜合電業之營業區域一部或全部重疊，故現有營業區域與未來營業區域的涵義將有所不同，營業區域僅在明定該綜合電業供電義務之地理範圍，已無專營權之內涵意義，亦無排他性。未來營業區域之劃分或調整，係由業者提出申請並經中央主管機關核准，或由中央主管機關依職權主動進行。

（四）負有營業區域內之供電義務

電業自由化後，仍賦予綜合電業對其營業區域內用戶有供電義務，亦即用戶請求所在地綜合電業供電時，該綜合電業即應為滿足該用戶需求而設置必要之電業設備，包括擴充機組、電力網、變電設備、線路、安全設施等，以使該用戶能使用電能。綜合電業及配電業對其營業區域與他人重疊部分之用戶均負有供電義務，受用戶請求時，均需供電予該用戶，非有正當理由並經中央主管機關核准者，不得拒絕。

（五）得分割部分發電廠，但不得分割輸、配電業務

為促進發電市場競爭，綜合電業可分割其一部分電廠，成立另一獨立發電業。但為維持綜合電業身份，不得將輸、配電部門加以分割，亦即在未來電業自由化之後，台電將持續維持垂直整合之電業型態。

（六）負責電力網之設置

因綜合電業為垂直整合經營之電業，其為滿足營業區域內用戶之電力需求，應設置可靠、充裕之電力網設備。此外，為盡供電義務，綜合電業即須對該營業區域內之電力需求進行負載預測，再依據該預測進行電源開發、電力網規劃、興建或擴充、維護、或向其他電業躉購電能等。

（七）適用路權取得及障礙排除等規定

土地及建物徵用權之行使，依據「電業法修正草案」第四十二條之規定，若有設置線路之必要，公用電業可徵用範圍包含河川、溝渠、橋

樑、堤防、道路、林地、綠地、公園等公共使用之土地或公有土地，包含線上及線下的部分。

雖公用電業享有土地及建物徵用權，但該項權利之行使仍應先得到各有關主管機關之同意後方可實施。如各有關主管機關表示無法同意或窒礙難行，再透過電業設備所在地直轄市或縣市主管機關協調處理；如仍無法協調成功，再轉請中央主管機關協助。

關於私有土地或建物的徵用權，規定於「電業法修正草案」第四十三條。私有土地或建物的徵用與前述公有土地或建物最大的差異，在於私有土地或建物的徵用應擇其損害較少之處所及方法為之，且對於土地或建物之需用空間範圍、使用程序、補償基準、徵收、登記、設定地上權或地役權之審核辦法有明文之規定。

電網興建過程中，無可避免需要移除障礙物以利線路之搭建。故「電業法修正草案」第四十四條特別規定，影響供電安全之障礙物，綜合電業及配電業將可會同直轄市或縣市主管機關逕行拆除。同理，妨礙線路勘測、施工或維護之植物，亦可以依據第四十五條之規定砍伐、移植或修剪。

(八) 綜合電業之電力網負有互聯義務

未來綜合電業及輸電業所屬之 69KV 以上之輸電電力網需開放聯結，形成一完整輸電電力網，增加輸電系統可靠度及充裕性，便利電力調度中心統籌調度。此外，電業自由化後，綜合電業因有設置電力網之必要且擁有大部分之電力網，為增加整體電力網設備的有效利用及考量電力網之公用性質，當輸電業、配電業、發電業、其他綜合電業或設置自用發電設備者要求進行網路併聯時，倘其線路符合電力網工程及安全等規定者，綜合電業不得拒絕，有提供其電力網互聯之義務。

(九) 電價及費率須由主管機關核定

依據「電業法修正草案」第五十二條之規定「綜合電業之電力網應依公平、公開原則提供所有電業使用，以轉供電能並收取費用，不得對

特定對象有不當之差別待遇。非有正當理由，並報經中央主管機關核准，不得拒絕提供電業使用。」故綜合電業之電力網定位為「公共運輸者」，有提供轉供服務的義務。綜合電業之電力網應公開供其他電業及設置自用發電設備者使用，並收取合理費用，依轉供總量及中央主管機關核定之轉供費率收取，不得任意增收之。

綜合電業為保證其公共運輸者之角色及履行公用事業之義務，其電力網之輸、配電網路之相關費率亦須經中央主管機關審核，以避免其可能利用市場地位而操控市場，造成發電部門的不公平競爭。因綜合電業具有公用事業之身分，故銷售予營業區域內用戶之電能價格、基本電費收取標準等，將受到中央主管機關之審核及管制，以避免綜合電業可能濫用公用事業地位，致一般用戶之權益受影響。此外，為反映營業區內的供電成本，綜合電業對用戶之供電得酌收線路工程費，但其收費標準亦需由主管機關核定。

五、電力調度中心

未來我國電力市場將依據「電業法修正案」所規畫之電力市場架構運作，而其中電力調度中心為市場運作之核心，且為我國電力市場自由化成敗的關鍵因素。為維持客觀及公平性，綜合電業與輸電業擁有之69KV以上電網系統，以及透過電力網轉供之電廠，未來不應由網路擁有者或單一電業進行調度，應由獨立於電業以外之專責機構進行操作。考量電力調度之即時性及專業性，為確保電力調度機構之獨立性、儘早落實電業自由化及維持市場競爭之公平性，將於電業法修正施行後成立電力調度中心，專職電力調度及相關業務。

(一) 電力調度中心之設計原則

未來調度中心之設計，係基於「電業法修正草案」第七~十五條引申而來，電力調度中心進行即時調度時，應基於安全、公平、公開、經濟及能源政策原則為之。電力網路事涉整體電力系統，需以網路系統容量、電力潮流等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，以建立一公平競爭之電力市場。為避免人為不當干預，電力調度中心應依據中央主管機關所訂定之電力調度規則，執行調度業務，以落實電業公平競爭。

（二）成立電力調度中心，成立前由綜合電業(台電公司)負責調度

在自由化後電力調度中心成立之前，電力調度將先由綜合電業執行。電力調度中心成立初期，因調度業務牽涉層面甚廣，且考量到經驗傳承及界面系統架設等問題非短時間能夠解決，可能無法立即勝任電力調度之業務。故政府為確保自由化後電力系統能順利運作，將允許其將調度作業事項，委託專業機構執行。為確保該專業機構之技術及能力得以勝任該項調度作業，將由中央主管機關進行評選，合格後方得委任之。

（三）成立時須提撥營運保證金

為確保電力調度之持續運作，避免意外事故中斷或影響調度中心之營運，因此電業法修正案第十四條要求電力調度中心成立時應提撥營運保證金，以應重大事故、營運不善或調度不當時發生之賠償、營運及接管費用。營運保證金在支用後，應立即補足差額。

（四）依法收取調度費

維持電力調度中心之獨立、客觀及公正地位，確保該中心財源獨立，有關其操作調度之費用，應按其接受調度發電總量繳交電力調度費；其費率公式由中央主管機關擬訂，報請行政院核定。故電力調度中心之業務運作及實際調度成本將由調度費中支應，該項費率將由電力調度中心依中央主管機關擬訂之公式所計算而得之費率，據以向接受調度者收取。此外，為回收該輸電線路及設備之投資及維護輸電網路，政府未來將核定轉供費率，由使用該線路之發電業、綜合電業支付綜合電業及輸電業輸電相關費用，由調度中心代收。

第三章　電業自由化國家電業交易成本相關規範

3.1　英國

3.1.1 電力市場運作

英國發電部門已開放由四十餘家近五十家發電業自由競爭，全國共分為 14 個配電地區，由 14 家配電公司經營，輸電則由 National Grid Company 獨家專營。2005 年 4 月 1 日起，蘇格蘭、英格蘭及威爾斯的市場整合為一個英國電力市場，實施 BETTA（British Electricity Transmission and Trading Arrangements）。BETTA 之交易沿用 NETA 的交易制度與市場架構，大部分的電力交易係透過發電業者、售電業者、用戶間以合約方式進行，由 NGC 負責全國的輸電工作。遠期、期貨及短期電力市場是主要電力批發市場，大部分的電力交易都在此三個市場中完成，因此在電能平衡市場開始交易前，亦即實際時刻的一小時前，發電業者簽約的電量應該與其預測之發電量相近，而供電者簽約的電量也與其預計之客戶電力需求量相近，只有 5%左右的電力是透過平衡機制（balancing mechanism, BM）交易。

3.1.1.1 雙邊合約市場

NETA 引進後，對期貨、長期合約與短期合約的需求大增，因此出現了電力交易所，作為電力買賣雙方進行實體電力交易的場所，也使得流動性大大提高。英國 NETA 實行後，成立了三個電力交易所，分別為：the UK Power Exchange（UKPX）、the UK Automated Power Exchange（APX）、及 the International Petroleum Exchange（IPE，已於 2002 年 4 月停止電力交易）。其中 UKPX 及 APX 提供短期現貨電力市場（spot market），UKPX 及 IPE 則提供期貨與長期合約市場，兩者之合約皆以 1MW 為單位。2004 年 7 月 APX 集團收購了 UKPX，成為 APX 電力及天然氣交易所集團的一員，並開始整合兩交易所的業務，自整合後，APX Power UK 的現貨及短期市場每月交易量約有 525GWh，會員達到 41 家。

電力交易所為雙邊實體電力合約最主要交易場所，一天 24 小時，一星期七天不斷運作，參與者可透過網路或專線，不具名交易。其提供之服務包括：電力交易、結清及通知。交易者需繳交合約擔保金（margins）以降低交易信用風險，另外也需繳納交易手續費。 其交易流程請參見圖 3-1-1。

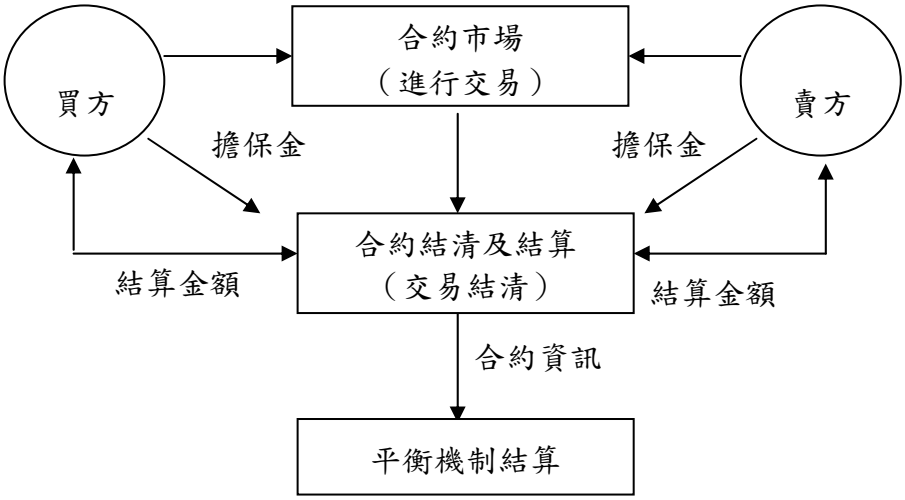


圖 3-1-1　電力交易所合約交易及結清

資料來源：http：//www.ukpx.com

除了交易所外，其他還有一些線上交易平台（如：Spectron Live），提供買賣方更多交易對象的選擇，價格資訊揭露更透明，也讓規模較小的廠商有交易機會。

1. 長期合約市場 (forwards market)

以 APX 為例，其遠期合約係以 MW 為單位，交易期間為早上八點至下午五點，每月結算一次交易量、交易價格、應收/應付帳款、交易費用等。

APX 上市（listed）的長期合約（forward contracts）種類如下：

（1）半年約（season contract）：夏約包含一年的第二、三季，冬約則含第四季及下一年的第一季，又分為基載及尖載合約，不論何時皆維持有 10 季之「半年約」供交易，若一個「半年約」到期時，則再增列下一個「半年約」及兩個「季約」。

（2）季約（quarter contract）：又分為基載及尖載合約，不論何時皆維持有 4 個「季約」供交易，在「半年約」到期時，「季約」亦隨之到期，若一個「季約」到期時，會再增加三個新「月約」。

（3）月約（month contract）：又分為基載及尖載合約，不論何時皆維持有 6 個「月約」供交易，新的「月約」上市時，同時也增列 4 或 5 個「星期約」。

2. 短期合約市場 (prompt market)

APX 提供的基載及尖載日約、週末合約及綜合區間約會列在 Eurolight 上供交易，由 UKPX 結清並負責通知。前一日合約在中午十二點及下午六點結清，並計算 DART 指數供參與者即時於平台上讀取。短期合約種類如下：

（1）基載週約（base load week contract）：Eurolight 上維持有 4 個週約供交易。

（2）週末合約（weekend contract）：送電時間為星期五晚上 11 點至星期日晚上 11 點，在該週末的星期一至星期五 gate closure 半小時前皆可進行交易。Eurolight 維持有 2 個週末合約供交易。

（3）基載日約（base load day contract）：送電時間為晚上 11 點至隔日晚上 11 點，每次有 7 個「基載日約」供交易，在 gate closure 半小時前停止交易。

（4）尖載日約（peak load day contract）：送電時間為早上 7 點至晚上 7 點，每次有 7 個「尖載日約」供交易，在 gate closure 半小時前停止交易。

（5）離峰合約（off peak contract）：維持有 7 天的合約供交易。

（6）延伸尖載合約（extended peak load contracts）：維持有 7 天的合約供交易。

（7）區間 1+2 合約（block 1+2 contract）：維持有 7 天的合約供交易。

（8）區間 3+4 合約（block 3+4 contract）：維持有 7 天的合約供交易。

3. 現貨市場 (spot market)

現貨市場主要功能在使電力市場參與者能有機會根據即時電力供需狀況對已簽定之電力買賣價、量進行調整。所有在 Eurolight 上交易的電力現貨皆會自動結清並發出通知。合約型則有；

（1）四小時約（four hour block contract）：以四小時為合約時段，因此每天都有六個「四小時約」，交易時間為兩天前至 gate closure 半小時前。維持有 7 天的合約供交易。

（2）兩小時約（two hour block contract）：以兩小時為合約時段，因此每天都有 12 個「兩小時約」涵蓋，交易時間為送電的 49.5 小時前至 gate closure 半小時前。平台上維持有 2 整天的合約供交易。

（3）半小時約（half hour block contract）：以半小時為合約時段，因此每天都有 24 個「半小時約」，交易時間為送電的 49.5 小時前至截止通報前（gate closure）半小時前。平台上維持有 2 整天的合約供交易。

日、周末、四小時、兩小時及半小時合約在 gate closure 前都必須由電力交易所通知能源合約量總合者（Energy Contract Volume Aggregation Agent, ECVAA），以確定賣方於合約期間之送電及買方於合約期間之受電義務，並做為平衡機制結算依據。

3.1.1.2 店頭交易（over the counter trade, OTC）

有許多的雙邊合約係由雙方協商後簽訂，合約條款內容並不像具電力交易所中之合約有標準化固定形式，而是視雙方需要擬定，透過 OTC 形式完成交易，OTC 交易可由雙方直接協商或透過仲介商（broker）撮合。NETA 實施後，大多數的長期合約都是在 OTC 市場進行，OTC 交易不論是流動性、交易量與商品種類都快速成長，合約形式有現貨、星期、年基載合約等一百多種。買賣雙方達成交易後，必須將雙邊合約之內容提送給 ECVAA，以供平衡機制結算之用。

3.1.1.3 平衡機制（Balancing Mechanism）

雖然英國電力市場鼓勵發電者及供電者對其電力供需事先簽好契約，但平衡機制與結算程序之設計仍必須確保系統操作者（SO）能有效率的平衡即時之電力供需。在平衡市場的處理上，英國過去的平衡服務係由輔助服務契約、排程備用和前一日市場之電能標單處理。如今平衡服務將由平衡市場之標單和輔助服務契約共同解決。

平衡電力市場為自願性，沒有強制性。在輸電系統上的各進入點或提出點，想參與平衡市場的發電機組、互連網路的一部分、網路供電點集體負載或直接連結至輸電系統的負載，都可以組成平衡機制單位(BM Unit)，參與平衡市場競標。報價及出價（offer 及 bid）標單必須在一小時前提出，以半小時為交易單位，一張 offer/bid 標單只能有一個價格，並且以 Bid / Offer 以配對的方式提出。所有的 offer/bid 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 offer/bid 之資產的相關技術資訊。

若 SO 預測會有電力短缺時，則接受報價（offer）來增加發電或減少需求，反之若預測電力過剩時，則 SO 接受標單（bid）來減少發電或增加需求，被接受的 offer 將被支付其 offer price，被接受的 bid 則需支付其 bid price，為一 pay-as-bid 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。一旦 offer/bid 被 SO 接受，則為確定不變的（firm）。在接到 FPN 及 Bid-offer Pair 標單後，SO 將以成本最小之平衡機制來滿足系統需求。平衡活動由 SO 發出 Bid-Offer 接受單（Bid-Offer Acceptance）開始，在 Bid-Offer 接受單中 SO 會註明 BM 單位應該遵循的發電/負載型態，包括數個時點的 Mw 及調度指令。BM 單位應考慮其目前運作水準及動態資訊執行調度指令。

平衡機制除了解決即時之電能平衡外，同時也解決了輸電網路壅塞問題。系統運作者必須隨時維持整個系統以及各區域的電力平衡，因此也通過平衡機制的標單來處理輸電限制，而在期貨市場事先與所有參與者簽訂的平衡購售電合約之成本，亦為平衡壅塞成本之一部

份。這些成本最後則由 BSC（Balancing and Settlement Code）簽約的業者來回收，回收的基礎則為其各自的電表計量之產出或需求量。

3.1.2 各種收費率結構

3.1.2.1 系統使用費

1. 輸電網路系統使用費(Transmission Network Use of System Tariff)

輸電網路系統使用費由兩大部份組成。第一部分的費用由 DCLF ICRP 輸電模型導出，各區域不同，反映出不同區域的輸電系統資本投資、運轉、維修成本。第二部分與區域無關，用來回收剩餘的成本。費用計算方式如下：

（1）以輸電模型求出各節點注入 1MW 發電並於參考點提出 1MW 時，整個網路的 MWkm 變動，由於假設注入 1MW 電力，為了簡化，此邊際成本以邊際輸電公里（km）表示，同一節點上負載的邊際輸電公里相同大小但符號相反。

（2）將節點分配至各區域，計算區域邊際公里。通常發電區域在每個價格控制期間的開始會檢討一次，2006/07 年度全過共劃分為 21 個區域。需求區域的邊界是固定的，對應於輸配電連結點，共分為 14 個區域。各節點的邊際公里依其發電或需求容量加權平均後，得出區域邊際公里。

$$WNMkm_j = NMkmj * Gen_j / \sum_{j \in Gi} Gen_j$$

$$ZmkmGi = \sum_{j \in Gi} WNMkmj$$

其中，

G_i = 發電區域

J = 節點

NMkm =由輸電模型得出之節點邊際公里

WNMkm = 節點邊際公里之加權平均

ZMkm = 發電區域邊際公里

Gen = 由輸電模型得出之節點發電

需求區域邊際公里成本則以下列公式計算：

$$WNMkm_j = -1*NMkmj*Dem_j / \sum_{j \in Di} Dem_j$$

$$Zmkm_{Di} = \sum_{j \in Di} WNMkm_j$$

Di = 需求區域

Dem =由輸電模型得出之節點需求

（1）將區域邊際公里轉換為成本，再乘上擴張常數（expansion constant）與區域安全因子（locational security factor）即可。所謂擴張常數是指輸送 1MW 電力 1 公里所需輸電基礎建設投資的年均化成本，單位為英鎊/MWkm。其大小係依據未來擴建 400kV 架空線路資本、利息、維護成本計算。2006/07 年數字為 0.07 英鎊/MWkm。區域安全因子是透過安全性輸電模型（secure transport model）得出在意外事故情況下，滿足尖峰需求的節點邊際成本，再與原輸電模型所得之節點邊際成本比較，兩者之比率再利用最小平方和配適法來決定區域安全因子。2006/07 年度之值為 1.8。

（2）計算初始輸電費率（initial transport tariff）。對發電與需求而言，ITT 都等於區域邊際公里（ZMkm）乘上擴張常數（EC）與區域安全因子（LSF）。

（3）將初始輸電費率乘上預估的三高時段（Triad）[1]需求與發電容量，以得出可回收成本的初始值（ITRR）。

$$\sum_{Gi=1}^{21} (ITT_{Gi}*G_{Gi}) = ITRR_G \qquad \sum_{Gi=1}^{21} (ITT_{Di}*D_{Di}) = ITRR_D$$

G_{Gi}=各發電區域預期總發電

D_{Di}=各需求區域三高時段預期總需求

[1]指二月至十一月的尖峰時段中，負載最高的半小時，以及兩個次高的半小時，此三時段彼此必須相隔十天以上。

（4）修正上述初始輸電回收收入，得到「正確」的發電、需求分攤比例，該比例由主管機關訂定為 27：73。因此發電與需求的區域邊際公里都要加上一個常數 C，使得：

$$\sum_{Gi=1}^{21} [(ZMkm_{Gi}+C)*EC*LSF*G_{Gi}]=CTRR_G$$

$$\sum_{Di=1}^{14} [(ZMkm_{Di}-C)*EC*LSF*D_{Di}]=CTRR_D$$

$$CRTT_D=73\%(CTRR_G+CTRR_D)$$

CTRR 為正確的輸電收入需求，C 為修正常數(km)。上述式子可導出各區域之修正後輸電費率（CCT）：

$$(ZMkm_{Gi}+C)*EC*LSF=CTT_{Gi}$$

$$(ZMkm_{Di}-C)*EC*LSF=CTT_{Di}$$

（5）剩餘費用（residual tariff）

透過 TNUoS 回收的總收入是依據輸電業者的價格控制公式算出應回收成本後，再減去實施前連結費用。因此任何一年 t，在調整過超收或短收以及給小電業的折扣後，會設定出一個 TNUoS 的目標收入（TRR_t），等於 NGC 的 RPI-X 價格控公式所容許的預期收入減去來自實施前連結費的預期收入及前一年短/超收金額。為達此目標收入，修正後輸電費率必須再加上一非區域性的剩餘費用（RT, £/MW）：

$$RT_D=[(73\%*PTRR)-CTRR_D]/\sum_{Di=1}^{14} D_{Di}$$

$$RT_G=[(27\%*PTRR)-CTRR_G]/\sum_{Gi=1}^{21} G_{Gi}$$

（6）最後的輸電網路系統使用費率（FT，£/kW）即為修正後輸電費率與非區域剩餘費率的加總。2006/07 年度費率如表 3-1-1~2 所示。

$$FT_{Gi}=(CTT_{Gi}+RT_G)/1000;\ FT_{Di}=(CTT_{Di}+RT_D)/1000$$

表 3-1-1　英國 2006/07 年度 21 個發電區域「網路系統使用」容量費率

Generation Zone	Zone Area	Generation Tariff (£/kW)	Short Term Generation Tariff (£/kW)		
			28 Days STTEC Period	35 Days STTEC Period	42 Days STTEC Period
1	Peterhead	18.393471	3.862686	4.828357	5.794028
2	North Scotland	20.519472	4.309089	5.386361	6.463634
3	Skye	13.297995	2.792579	3.490724	4.188868
4	Western Highlands	18.621394	3.910493	4.888116	5.865739
5	Central Highlands	15.412503	3.236626	4.045782	4.854938
6	Cruachan	13.521386	2.839491	3.549364	4.259237
7	Argyll	13.521386	2.839491	3.549364	4.259237
8	Stirlingshire	13.065240	2.743700	3.429626	4.115551
9	South Scotland	12.140893	2.549588	3.186984	3.824381
10	North East England	8.885489	1.865953	2.332441	2.798929
11	Humber, Lancashire & SW Scotland	5.61850	1.178909	1.473636	1.768363
12	Anglesey	6.283570	1.319550	1.649437	1.979325
13	Dinorwig	8.938682	1.877123	2.346404	2.815685
14	South Yorks & North Wales	3.835629	0.805482	1.006853	1.208223
15	Midlands & South East	1.219345	0.256062	0.320078	0.384094
16	Central London	-5.495111	0.000000	0.000000	0.000000
17	North London	0.362093	0.076040	0.095049	0.114059
18	Oxon & South Coast	-0.513619	0.000000	0.000000	0.000000
19	South Wales & Gloucester	-2.736627	0.000000	0.000000	0.000000
20	Wessex	-5.065004	0.000000	0.000000	0.000000
21	Peninsula	-9.145693	0.000000	0.000000	0.000000

表 3-1-2　英國 2006/07 年網路系統使用需求區域的「網路系統使用」容量費率與能量費率

Demand Zone	Zone Area	Demand Tariff Tariff (£/kW)	Energy Consumption Tariff (p/kWh)
1	Northern Scotland	0.496953	0.062085
2	Southern Scotland	5.489199	0.727452
3	Northern	8.492636	1.149576
4	North West	12.026138	1.605120
5	Yorkshire	12.046757	1.646536
6	N Wales & Mersey	12.270131	1.645144
7	East Midlands	14.562806	1.993682
8	Midlands	16.103361	2.196657
9	Eastern	15.141222	2.107075
10	South Wales	19.768764	2.573303
11	South East	17.948403	2.481972
12	London	19.782022	2.576423
13	Southern	19.430616	2.673328
14	South Western	22.222076	2.872320

- **輸電網路系統使用之能量(energy consumption)費率**

求出輸電網路系統使用費之需求費率（£/kW）後，每個網路供應點群（grid supply point group）的能量費率為[2]

p/kWh 費率= (NHHD$_F$* £/kW 費率)*100/NHHC$_G$

其中

£/kW 費率：該 GSP Group 的需求費率

NHHDF：NGC 預測該 GSP Group 供電者的三高時段非半小時計量需求（non half-hourly metered demand，kW）

NHHC$_G$：NGC 預測該 GSP Group 非半小時計量；自 4 月 1 日至隔年 3 月 31 日每天 16:00～19:00 的總電能使用量(kWh)。

[2] 1 英鎊(£)=100 便士(p)

- **輸電網路系統使用之短期輸電進入容量（short term transmission entry capacity, STTEC）費率**

  短期輸電進入容量費是由相關的年 TNUoS £/kW 費率導出。此一彈性產品的加價主要來自 90%的年費都發生在系統尖峰，亦即十一月至二月（共 120 日），費率計算方式如下：

  FT_{Gi}*0.9*STTEC 期間/120=STTEC 費率(£/kW/期間)

  FT：最終年度 TNUoS 費率（以£/kW 為單位）

  G_i：發電區域

  STTEC 期間：適用的期間（日）

- **輸電網路系統使用之有限期間輸電進入容量（limited duration transmission entry capacity, LDTEC）費率**

  LDTEC 年費的計算，在前十七個星期與 STTEC 費用相同，剩下的時間則是設定於在 LDTEC 最長期間內收取每年 TNUoS 餘額。

  前十七個星期：***LDTEC 費率(£/kW/星期) =FT_{Gi}*0.9*7/120***

  剩餘星期：***LDTEC 費率(£/kW/星期) =FT_{Gi}*0.1075*7/(316-120)***

供電平衡機制單位(BM Unit)、與 NGC 簽有雙邊連結協議的電廠或互連資產擁有者、簽有雙邊發電協議的分散型電業須繳納需求費用(Demand Charges)。每個月的月費依各平衡機制單位於三高時段的半小時需求預測乘以對應區域的容量£/kW 費率，以及全年在 16：00~19：00 間非半小時電能預測乘以對應區域的能量 p/kWh 費率，再除以 12 計算。(流程請參見圖 3-1-2)

與 NGC 簽有雙邊連結協議的電廠、與 NGC 簽有分散型發電協議的電業、以及與 NGC 簽有雙邊連結協議的互連網路擁有者、可自系統出口 100MW 以上的互連網路擁有者，皆須繳納發電費用(generation charges)。計算方式為發電量乘以相關的發電費率。每月月費須先求出電廠預期的應繳費容量，乘上區域£/kW 費率，求出全年 TNUoS 發電費用，在除以 12。若在年中容量增加，則需補繳額外費用。(流程請參見圖 3-1-3)

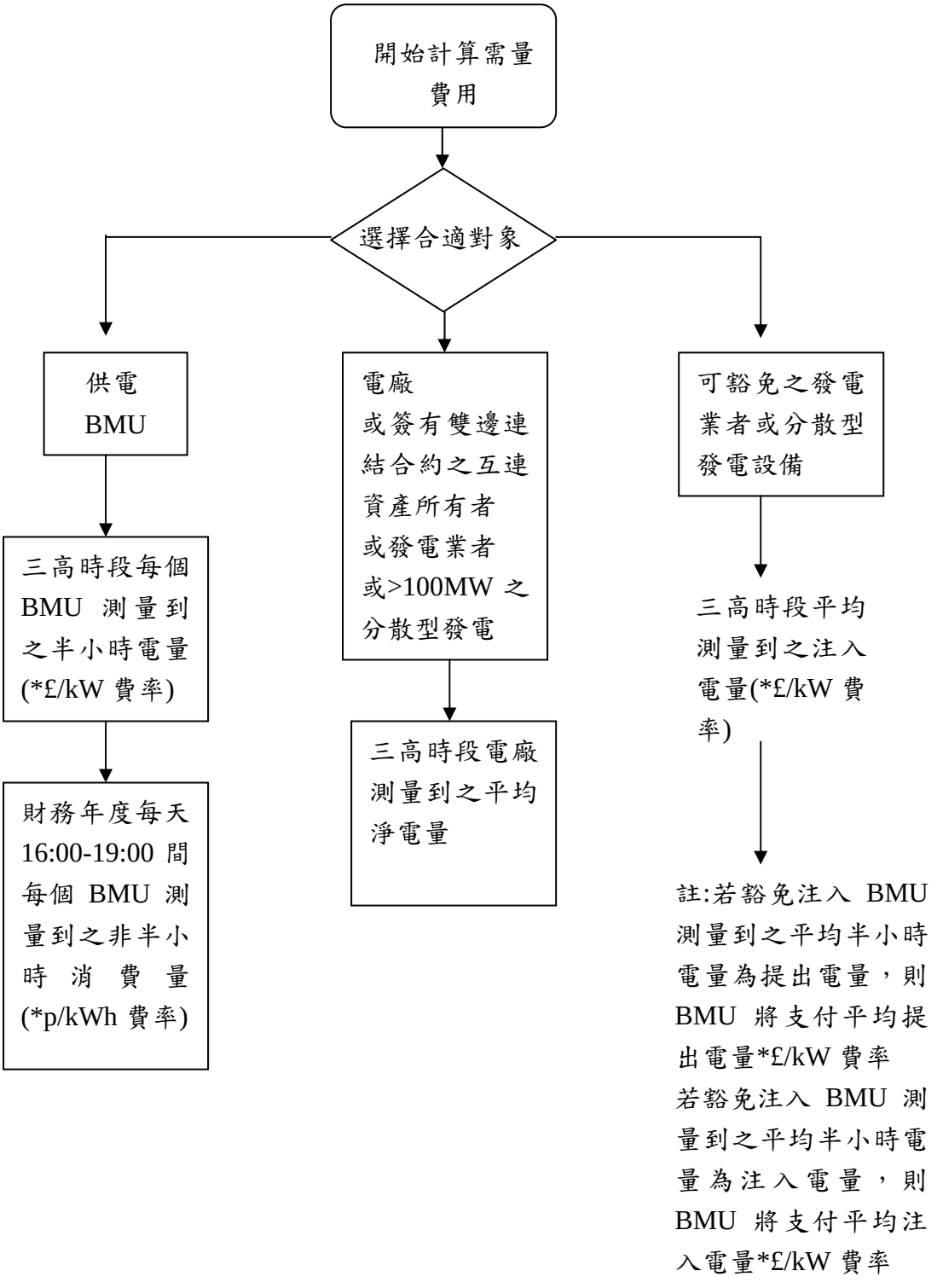
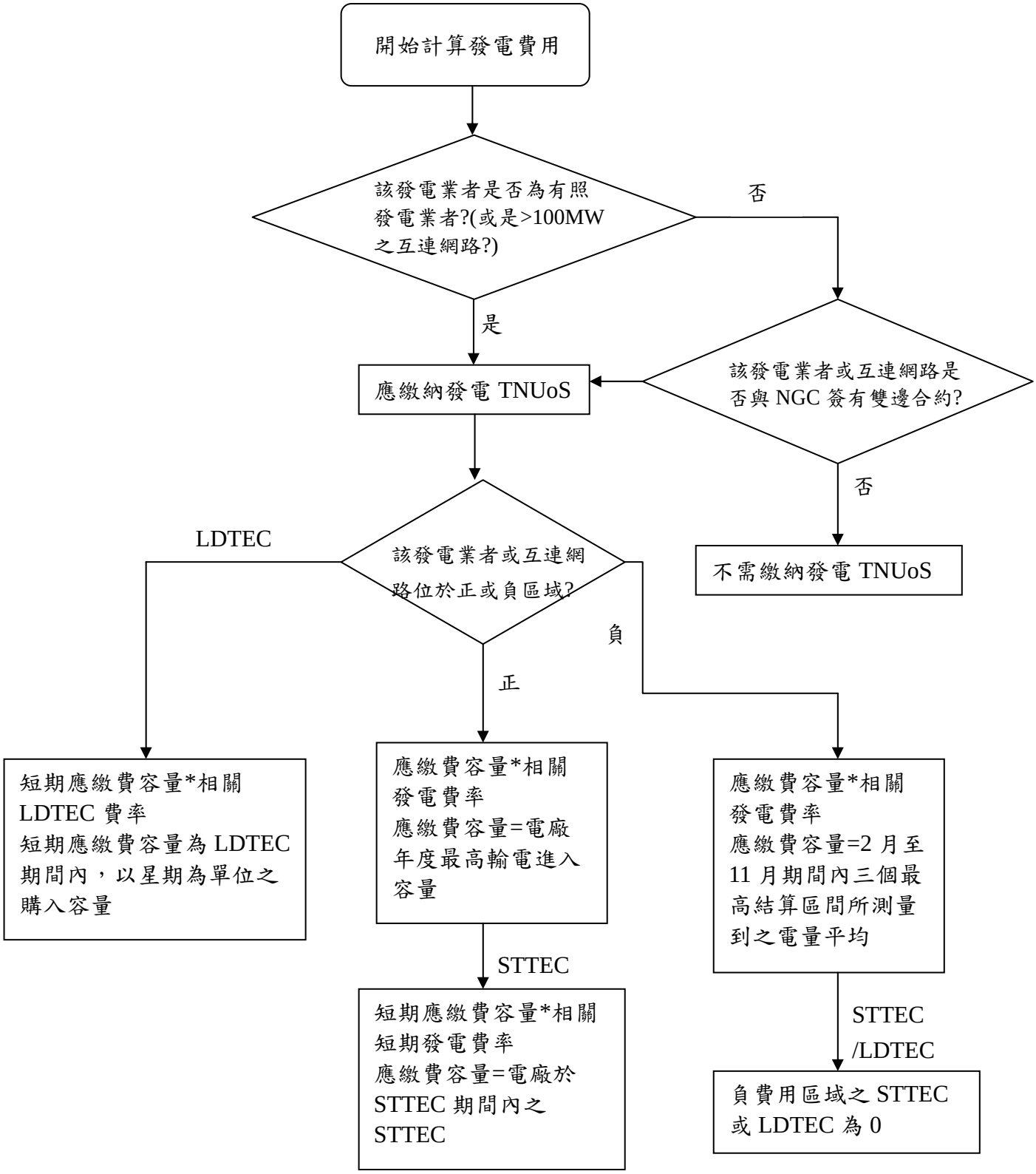


圖 3-1-2　需求費用計費流程



STTEC: short-term transmission entry capacity

TEC: transmission entry capacity

LDTEC:Limited Duration Transmission Entry Capacity

圖 3-1-3　發電費用計費流程

2. 平衡服務系統使用費（Balancing Services Use of System Charges）

此費用為市場參與者使用市場平衡機制之費用。根據輸電執照(the Transmission Licence)，NGC 可經由平衡服務活動(Balancing Service Activity)做為其收入來源之一，因此可以藉由用戶使用系統平衡服務來收取費用。輸電執照規定平衡服務活動為 NGC 電力傳輸的營業項目之一，項目中包含「輸電系統操作」，與以達成平衡系統目標為目的的「平衡服務之採購與使用」。而平衡服務活動內容及標的為：

- 輔助服務；
- 在平衡機制市場中的報價及出價標單（offers and bids）；
- 其他可提供執照持有者使用的服務。

NGC 在系統操作上所扮演的角色，是要保持電力系統的平衡及確保電力供給的品質和安全性。NGC 可以藉由系統平衡服務使用（BSUoS）的收費，來回收因購買此類服務合約所造成的成本。

平衡機制市場的會員，需付 BSUoS 費用給 NGC，此一費用之收取是基於會員在每半小時購進或供應的電能。在 NETA 架構下，系統平衡服務使用費用包含以下成本：

- 平衡機制市場運作的總成本
- 所有平衡服務合約成本
- NGC 的誘因計畫（incentive schemes）的支出/收益
- 系統操作的內部成本
- 有關平衡系統的簽約及開發成本
- 調整項
- NGC 應付之「NGC 所犯明顯錯誤」及「特殊準備金」
- BETTA 執行成本

（1）系統平衡服務使用的每日費用

客戶 c 在結算日 d 應付費用（BSUoScd）的計算公式；

$$BSUoSTOT = \sum_{i \in c} \sum_{j \in d} BSUoSTOTij$$

其中：

i 為平衡機制單位；

j 為結算區間；

$\sum_{i \in c} \sum_{j \in d}$ 為隸屬於客戶 c 的所有平衡機制單位，在結算日 d 的所有結算區間 j 的加總。

（2）平衡機制單位於單一結算期間之平衡服務系統使用費

每一結算區間的每一個平衡機制單位所應付（應收）的平衡服務系統使用費，係按照該單位在該期間電表計量的交易量佔平衡機制市場內所有平衡機制單位的總交易量之份額分攤：

對於歸屬於結算期間內提供平衡電能交易單位(Trading Unit)[3]的 BM Unit 而言 ：

$$BSUoSTOT_{ij} = \frac{BSUoSTOT_j * QM_{ij} * TLM_{ij}}{\left\{\left|\sum^{+}(QM_{ij} * TLM_{ij})\right| + \left|\sum^{-}(QM_{ij} * TLM_{ij})\right|\right\}}$$

對於歸屬於結算期間內使用平衡電能交易單位的 BM Unit 而言 ：

$$BSUoSTOT_{ij} = \frac{-1 * BSUoSTOT_j * QM_{ij} * TLM_{ij}}{\left\{\left|\sum^{+}(QM_{ij} * TLM_{ij})\right| + \left|\sum^{-}(QM_{ij} * TLM_{ij})\right|\right\}}$$

其中：

$\sum^{+}$ 提供平衡電能的交易單位中所有平衡機制單位在交易期間 j 的加總；

[3] 交易單位為電表裝置點上的一種設定，以淨電量交易，所有的平衡機制單位都隸屬於交易單位，且可由數個平衡機制單位組成一個交易單位，交易單位可以是發電或是負載。

$\sum^{-}$ 使用平衡電能的交易單位所有平衡機制單位在交易期間 j 的加總；

QM_{ij} 為平衡機制單位之電表計量值；

TLM_{ij} 為輸電損失因子

在每一特定日期每一個交易期間的平衡機制使用費的總額(BSUoSOTjd)係由外部系統使用費（BSUoSEXTjd）與內部系統使用費(BSUoSINTjd)加總而得，其計算公式為；

$$\boldsymbol{BSUoSTOT_{jd} = BSUoSEXT_{jd} + BSUoSINT_{jd}}$$

每一期間的外部系統使用費(BSUoSEXTjd)係由系統運作者平衡機制的現金流量（CSOBMj）加上平衡服務變動合約成本(BSCCVj)，以該交易期間交易量佔平衡機制市場當日總交易量之份額來分配至各期間。公式如下：

$$BSUoSET_{jd} = CSOBM_{jd} + BSCCV_{JD} + \left[\left(IncpayEXT_{d} + BSCCA_{d} + ET_{d} - OM_{d}\right)\right] * \left\{\left|\sum^{+}\left(QM_{ijd} * TLM_{ijd}\right)\right| + \left|\sum^{-}\left(QM_{ijd} * TLM_{ijd}\right)\right|\right\} / \sum_{j\in d}\left\{\left|\sum^{+}\left(QM_{ijd} * TLM_{ijd}\right)\right| + \left|\sum^{-}\left(QM_{ijd} * TLM_{ijd}\right)\right|\right\}$$

其中：

$IncpayEXT_d$：每日外部誘因計畫的支付；

$BSCC_d$：每日平衡服務合約成本；

ET_d：每日成本調整項；

OM_d：自行提供平衡服務之成本；

每一期間的內部系統使用費(BSUoSINTjd)係由將每日系統運作者之內部因素成本，以各結算期間之交易量佔平衡市場當日總交易量之份額，分攤至各期間。公式如下

$$BSUoSINT_{jd} = \left(CSOC_{d} + IncpayINT_{d} + SOBR_{d} + NSOC_{d} + PSC_{d} + IAT_{d} + BI_{d} + TSPN_{d} + TSHN_{d} + ON_{d} + IONT_{d}\right) * \left\{\left|\sum^{+}\left(QM_{ijd} * TLM_{ijd}\right)\right| + \left|\sum^{-}\left(QM_{ijd} * TLM_{ijd}\right)\right|\right\} / \sum_{j\in d}\left\{\left|\sum^{+}\left(QM_{ijd} * TLM_{ijd}\right)\right| + \left|\sum^{-}\left(QM_{ijd} * TLM_{ijd}\right)\right|\right\}$$

其中：

$CSOC_d$：誘因計畫中系統運作內部可控制之成本；

$IncpayINT_d$：每日內部誘因計畫的成本

$SOBR_d$：系統運作者之營利率；

$NSOC_d$：不可控制的系統運作成本；

PSC_d：實行 NETA 新制的準備成本=0；

IAT_d ：SO-TO 法規中允許的收入調整項

BI_d：實行 BETTA 的成本

$TSPN_d$：SP 輸電公司特定項

$TSHN_d$：蘇格蘭水力發電輸電公司特定項

On_d：停機變動(outage change)量

$IONT_d$：停機成本調整項

3.1.2.2 連結費（connection charge）

連結費為發電業者及用電戶連結到高壓網路所須支付之費用，分為進入費（entry charges）與提出費（exit charges），是 NGC 用來回收提供輸電系統連結設備的成本，該設備專供特定使用者使用。連結費依據進入點及提出點的連結資產價值，分別向發電業者及用戶收取。進入費相當於為發電業者提供連結資產的年度均化成本（英鎊/年）。提出費相當於為用電戶提供連結資產的年度均化成本（英鎊/年）。

NGC 對連結資產的收費基礎可大致分為兩部分：

- 以資本為基礎，開放連結服務(1990 年)前後裝置的連結設備收費方式略有不同。
- 非以資本為基礎，開放連結服務(1990 年)前後裝置的連結設備收費方式皆相同。

連結費之計算步驟如下：

1. **計算資產總值(Gross Asset Value,GAV)**：GAV 是指最初裝置該設備的總成本，包括：建造、電機、建造時利息、損害賠償保險金等。每年需以當前等同資產（Modern Equivalent Asset, MEA）或 RPI 方法重新估價 GAV 一次。

2. 計算資產淨值（Net Asset Value, NAV）：第 n 年的 NAV 為年中折舊後的 GAV，亦即：（An 表設備目前已使用年數）

$NAV_n=GAV_n*[折舊年限-(An+0.5)]/折舊年限$

3. 以資本為基礎的連結費-1990.3.30 後裝置的設備：

標準的連結計費條款有以下兩點

- 資產使用壽年為 40 年(直線折舊)
- RPI 指數化

此外，可以選擇的費用計算方式還有

(1) 依據商轉時 GAV 計算資本費用(capital contribution)，涵蓋的範圍除上述成本外，另加計 6%報酬率，公式為

資本費用=(建造成本+電機費用)*(1+報酬率%)+建造期間利息+損害賠償保險金

(2) 以 7.5%報酬率進行 MEA 資產重估，或以 6%報酬率計算 RPI 指數化價值。

(3) 依非 40 年之折舊年限收取年費

(4) 以年金方式收取

(5) 以 MEA 及 RPI 以外方式對 GAV 進行指數化。

4. 以資本為基礎的連結費-1990.3.30 前裝置的設備：

與 1990.3.30 之後裝置的設備之標準連結計費條款類似，較特定的有下列原則：

(1) GAV 為 1996/1997 計費的 GAV，之後在以國家網路價格控制所用之 RPI 指數化。

(2) 資產使用壽年為 40 年(直線折舊)

(3) 報酬率 6%。

5. 非以資本為基礎的連結費

(1) 特定地點(site)維修費用：

此費用係回收輸電業者於特定連結點的維修成本，每年依據全國所有特定點維修成本預測除以輸電業者全國連結設備總GAV，以求得在總 GAV 中之佔比，2006/2007 年度該比值為0.47%。

(2) 輸電系統營運成本(transmission running costs, TRC)：

每年計算的輸電系統營運成本因子，是為了要適當反應輸電業之其他經營成本中，可以歸屬於連結設備的部分。計算方式係在預測的輸電營運成本中找出輸電業者總連結資產成本所佔比例，為總 GAV 的函數。此成本因子可表示為一資產的 GAV 之百分比。2006/07 年度輸電系統營運成本因子為 1.64%。

綜合前述 1~5 點，每一連結資產的年度連結費用根據以下基本公式計算：

$$\textit{年度基本連結費用}_n = D_n(GAV_n) + R_n\,(NAV_n) + SSF_n\,(RPIGAV_n) + TC_n\,(GAV_n)$$

其中：

n：費用的年度；

GAV_n：年度 n 的指數化資產總值；

$PRIGAV_n$ ：在年度 n 以 RPI 指數化的資產總值；

NAV_n ：以 GAV_n 計算的年度 n 的資產淨值；

D_n：折舊率百分比計算（＝1/折舊期；通常是 1/40＝GAV 的 2.5%）；

R_n：選擇性指數化的實際收益率（選擇範圍：指數化 RPI 的 6%，指數化 MEA 的 7.5%）；

SSF_n：年度 n，以百分比表示的連結點分攤因子（＝連結點的分攤成本/所有連結點的 GAV 總和）；

TC_n：年度 n 的輸電營運成本

多於一位連結者的連結點，其某些特定的連接資產使用費，將因多方共用此資產而可以共同分攤。在同一連結點的客戶的連結費分攤，將以分配點方式決定，且有關的連結費則依此資產比例分配。

6. 一次性工作費用：

為了供應連結，輸電業者可能需要在輸電系統上進行某些工程，包含：重新擇點、供應額外的保護設備、或移動及移除已存在的資產。雖然此類工作皆與連結系統相關，但是他們不一定會導致連結資產的增加。因此客戶必須付予「一次性費用」（one-off charge），此費用須納入工程的成本及合理的收益，通常在完工時支付。若協議分長期支付此項費用，則此費用會轉為輸電費用的一項。

一次性費用=(建造成本+電機費用)*(1+報酬率 6%)+建造期間利息+損害賠償保險金

3.1.2.3 氣候變遷稅（Climate Change Levy）

所謂氣候變遷稅，是指所有供電予工業及商業用戶之供電商，皆需隨其所售電力支付的一筆稅捐，但銷售之電力若屬再生能源發電，則具豁免權。再生能源發電技術的認可作業由 Ofgem 執行，獲稅捐豁免權的再生能源發電業者，Ofgem 將發給「氣候變遷稅豁免證」（Levy Exemption Certificates, LECs），係以 MWh 為單位。而獲認可之發電業者必需將 LECs 交予簽約之供電業者。另外，Ofgem 每月必需向英國關稅暨貨物稅部（Her Majesty’s Customs and Excise, HMCE）報告各供電商 LECs 的持有量。

氣候變遷稅可用來協助英國政府達到溫室氣體排放目標、提高能源效率，以及促進節能設備投資，收取對象以提供下列能源的業者為主：（1）電力；（2）天然氣；（3）石油及碳化氫氣；（4）煤炭及褐煤；（5）煉焦及 semi-coke of coal or lignite；（6）petroleum coke。而稅捐的計算方式，是以燃料的總提供量為基準，各燃料種類皆有不同的稅率，如電力為 0.43 便士/KWh，天然氣為 0.15 便士/KWh，固體燃料（煤炭及煉焦）為 1.17 便士/Kg，取暖用液化石油氣則為 0.96 便士/Kg。英國關稅暨貨物稅部（HMCE）將所收取的氣

候變遷稅，一部分藉由雇主國家保險貢獻（National Insurance Contributions, NICs）的抵減回饋予業者，另一部分則作為政府對能源效率提升的額外補助。

3.1.2.4 再生能源義務（Renewables Obligation）

英國為持續推廣再生能源，依據公用事業法 2000（Utilities Act 2000）自 2002 年 4 月 1 日起在英格蘭、威爾斯及蘇格蘭等地區實施再生能源義務（Renewables Obligation, RO）方案，以取代從 1989 年開始實行的非化石燃料義務（NFFO）。再生能源義務規定所有持照供電者在售予英國用戶的電力中，必需有一定比例是來自再生能源發電，亦或是以支付買進價格（buy-out price）的方式完成部份或全部的義務。

英國政府藉再生能源義務的推行，來達成其再生能源的配比目標，如表 2-2-3 所示。在此義務下所認可的再生能源，包括生質能、掩埋場沼氣、污水沼氣（sewage gas）、微型水力（microhydro）、小水力、大水力、風力、太陽光能、波浪發電、潮汐發電、廢棄物發電、生物與化石燃料組合發電、生物與廢棄物組合發電等。換言之，所有持照供電者所售予用戶之電力中，需有如表？所制定之比例是來自再生能源發電。而 Ofgem 則依據供電業者所出示之再生能源義務許可證，來核定其是否達成應負擔的再生能源義務。所謂「再生能源義務許可證」（ROCs），是由 Ofgem 核發給其所認可再生能源發電廠之證明，用以證明該發電業者之發電技術符合再生能源義務之要求，每一單位許可證代表其發出 1MWh 之再生能源電力。而發電業者在出售電能給供電商時，即需附上再生能源義務許可證，並標註銷售數量。另外，所有核發之再生能源義務許可證都需登記於 Ofgem 所建立之註冊組（Register）下，由於 ROCs 可與電力分開交易，亦即供電商可另外向發電業者或其他 ROCs 擁有者購買 ROCs，因此，Register 亦負責 ROCs 所有權移轉之登記。

表 3-1-3　英國政府再生能源配比目標

再生能源義務期間	再生能源佔總出售電力之百分比（%）
2002/03	3.0
2003/04	4.3
2004/05	4.9
2005/06	5.5
2006/07	6.7
2007/08	7.9
2008/09	9.1
2009/10	9.7
2010/11	10.4
2011/12－2026/27	10.4

資料來源：1.“The Renewables Obligation- Ofgem’s Procedures”，OFGEM，February 2002。

Ofgem 負責收取供電業者以支付買進價格方式達成再生能源義務之買進基金，並將之用於回饋提供 ROCs 來達成義務的供電商，其是以該供電業者所持有 ROCs 數量占所有供電商所持有 ROCs 數量之百分比為分配比例。供電商若以繳交買進基金的方式來達成再生能源義務，則無法受惠。而一供電商可獲回饋之 ROCs 持有量，則以其當期所應負擔的再生能源義務配比為上限。Ofgem 將當期所收取買進基金作回饋後，將保留一小部份至下一個再生能源義務期間。

3.2 美國 PJM

美國賓夕法尼亞、新澤西、馬里蘭州等州[4]的發電、傳輸、交易和消費以及系統內外的電力交換，係通過 PJMISO 的管理協調完成。此地區由 1927 年開始就以電力池的型態開始運作，在 1997 年演進為 ISO，2002 年 12 月 FERC 通過 PJM Interconnection 成立區域輸電組織（Regional Transmission Organization；RTO）申請，使得 PJMISO 正式成為美國第二個區域輸電組織（最先成立為 Midwest ISO）。PJM 控制範圍相當廣闊，以 2006 年控制區域之人口數為 5,100 萬人，具有多樣化的電源種類，發電容量為 164,905MW，尖峰需求為 144,6440MW，每年約輸送 729,000MWh 電能，輸電線路為 56,250 英哩，電能交易金額約為 710 億美元，2006 年會員已超過 450 家。

3.2.1 電力市場運作

PJM 各州係由 PJMISO 統籌運作，而為執行其功能，目前負責四種電能商品市場，包括電能市場（energy market）、容量信用市場（capacity credit markets）、財務輸電權市場（financial transmission entitlements market）及輔助服務市場，以達其促進市場競爭及維持電網系統安全與可靠的政策目標。在 PJMISO 設立的電能市場中，買賣電力者可利用雙邊契約或於市場上遞增/遞減電力標單進行電力交易。配電公司（load serving entities, LSE）為市場買方，其可透過（1）PJM 電力現貨市場；（2）自我排程（self-schedule）；（3）雙邊合約等方式獲得電能，再提供給消費者。

3.2.1.1 電能集中交易市場

PJM 電力現貨交易市場採雙重結算系統（two settlement system），包括兩個市場:前一日市場（day-ahead market）及即時平衡市場（real-time balancing market）。前一日市場可讓市場參與者以前一日價格買賣電力，

[4] PJMISO 控制區域包括德拉威州、馬里蘭州、印第安那州、肯塔基州、伊利諾州、密西根州、紐澤西州、俄亥俄州、賓州、田納西州、維吉尼亞州、西維吉尼亞、哥倫比亞行政區等，幾乎涵蓋美國整個東北地區。

也使輸電用戶可以前一日注入點及提出點間的 LMP 價差做為壅塞成本，對其雙邊交易進行排程，預期排程可為固定、可調度或壅塞受限（'up to' congestion bid）型式，註明是否願意支付壅塞成本，或是在壅塞時願意降載。售電業則可針對其想鎖定於前一日價格的負載需求，提送負載排程。收到標單及雙邊合約排程後，PJMISO 會利用排程程式，考慮最小成本、網路限制、備用容量義務、可靠度進行排程，得出前一日每小時排程與區域邊際價格（locational marginal price, LMP）。所有列入排程之發電業者可獲得前一日 LMP，受排程負載需求則須支付前一日 LMP，雙邊合約則支付注入點及提出點間前一日 LMP 差異，做為壅塞費用。

未被選入前一日排程的發電業者，可以改變他們的標單，參與即時平衡市場（否則原始前一日標單仍然有效）。即時市場則是依據實際小時電量、輸電限制、供電者在即時市場的標單，五分鐘結清一次 LMP。售電業者的負載超出/低於其前一日排程的量，則須支付/可獲得即時 LMP，發電業者低於/超出前一日排程之電量，則必須支付/可獲得即時 LMP。雙邊合約則按其實際電量與前一日排程之差異，支付以即時 LMP 差算出之壅塞費用。

前一日市場及即時平衡市場分別有不同的會計結算系統，前一日市場係依受排程小時電量及前一日市場結清價格結算，即時平衡市場則是按實際小時電量與前一日排程電量差異及即時市場價格結算。

PJM 電能市場使用區域邊際訂價來管理輸電壅塞問題，並有財務輸電權市場供市場參與者做輸電壅塞之風險管理；其中，區域邊際價格可釋出系統壅塞的訊息，引導投資；財務輸電權則可作為避險工具。而所謂的區域邊際價格（LMP）是指在該區域，考慮所有輸電限制，以可用發電機組最低發電成本提供下一 MW 負載之成本，即等於發電邊際成本、輸電壅塞成本與邊際損失成本三者之和，而當輸電限制不存在時各區的 LMP 相等。故當輸電壅塞產生時，不同之 LMP 反映了各邊際機組供電比例及電力的運輸成本。決定 LMP 之後，發電者獲得其發電端匯流排處的 LMP，負載則支付其負載端匯流排處的 LMP，兩者間的差異即為壅塞費用。對壅塞風險的管理，電力交易可預先設定不支付壅塞費用，在壅塞時由 PJM 降載，或是通知 PJM 後自動降載，亦可購買固定輸電權。

區域邊際價格（locational marginal pricing；LMP）為 PJM 之定價規則，LMP 由發電的邊際成本（generation marginal cost）、輸電壅塞成本（transmission congestion cost）與邊際損失成本（cost of marginal losses）所共同決定。換言之，在某一區域供電的邊際成本決定於操作發電機組的邊際成本、總需求負載與輸電的供電成本。PJM 對於電力機組之調度採經濟調度原則，亦即發電機組的調度從報價低的機組優先調度，並以最後一部進入排程之機組報價作為市場結清價格（market clearing price）。PJM 為世界首先引進 LMP 定價模式的區域，用以解決並合理分配輸電之壅塞成本。PJM 的 LMP 模型包含超過 2000 個計價節點，並且每五分鐘計算一次以反映區域輸電壅塞成本，並將輸電壅塞成本、固定輸電權與輸電損失考慮進去。

3.2.1.2 雙邊合約交易市場

PJM 場外的實體電力合約可透過交易所或以店頭交易雙邊合約方式達成。在交易所中的合約有固定形式，多以月尖峰/離峰為交易期間區塊（monthly on/off peak block），有固定電量（MW），並有單一價格。賣方須送一定電量（MW）至合約指定的地點（hub），而買方則必須將電力由 hub 送至負載端。為滿足合約，雙方都可能要再另外購買輸電合約或至電力現貨市場交易。相反的，OTC 交易之雙邊合約則無固定形式，可由買賣雙方按其需求決定合約條款。

PJM 要求其會員必須在至少一日前告知所有使用到 PJM RTO 的發電及輸電設備的雙邊合約排程，並說明是否願意支付前一日市場及即時市場的壅塞費用。在前一日市場中，簽有雙邊合約輸電用戶可提送壅塞受限標單（“up to” congestion bid），其出價不可大於$25/MWh，否則會被視為固定雙邊合約。

合約簽訂後的買賣雙方須利用 PJM Interconnection 提供的 eSchedule 平台（若為跨 PJM 邊界交易，則透過 Enhanced Energy Scheduler, EES 系統），輸入其雙邊合約內容及排程，包括:合約名稱、種類、開始日期、截止日期、賣方名稱、買方名稱、注入匯流排、提出匯流排、價格種類（前一日或即時），每小時電量（MWh）。資料由一方輸入後必須等合約的另一方確認後才生效，然後便可參與前一日市場或即時市場之整合調度與結算。

3.2.1.3 財務輸電權市場

PJMISO 財務輸電權市場的工具為固定輸電權（fixed transmission rights, FTR），為一種財務契約，目的是提供市場參與者規避電價的不確定性，以固定的價格提供輸電服務，不受壅塞影響。持有者可按每小時發電與負載兩端匯流排之 LMP 差異，得到特定的收入（FTR 乘以 LMP 差）。網路輸電服務之 FTR 是以年尖峰負載為基礎，須指定發電端與負載端；固定點對點服務之 FTR 可在輸電容量預定時一併購買，亦須指定端點。既有的 FTR 可在次級市場中以雙邊合約方式買賣。此外，亦有 FTR 的集中拍賣市場，可供競標剩餘的容量。

3.2.1.4 輔助服務市場

1. 頻率調節（regulation）市場

PJM 有提供調節服務的義務，而輸電用戶亦須購入此項服務，調節服務需求為前一日尖峰負載預測值（尖峰時段）及離峰負載預測值（離峰時段）的 1.1%，配電公司可透過自我排程、與其他市場參與者簽約或是由調節市場購買所需之調節服務。

調節市場的標單需在前一日下午 6 點之前遞出，並且要說明狀況、容量、價格及出力上下限。調節市場於前一日晚上 10 點結清，調節市場結清價格（regulation market clearing price, RMCP）為排入排程中最高的價格，最後支付價格則為 RMCP 或機組標單價格加上機組機會成本兩者中的較高者。在建立頻率調節市場之前，PJM 時有調節服務不足之情況，但在市場成立之後，不但有充足的頻率調節電能，且價格並無變動，系統控制亦有明顯改善。

2. 同步備轉容量（synchronized reserve）市場

參與 PJM 同步備轉容量市場的來源可分為兩層級（tiers）：層級一是由依經濟調度原則上線，並能在接到備轉指令時增加出力的機組組成;層級二包括在非經濟調度點運作的機組，以提供層級一機組不足之額外備轉容量的機組，以及接到 PJM 指令後可自動降載之可調度負載。

PJM 系統中的每個供電業者都必須依其在備轉容量區域（reserve zone） 內所佔即時負載比例，負擔同步備轉容量義務（synchronized reserve obligation）。所有負有同步備轉容量義務的業者可以下列方式滿足其義務：

-自設層級一機組

-自我排程層級二機組/負載

-向其他市場參與者購買

-由備轉容量市場中購買

層級二機組/負載提送賣單的時限為前一日下午六點，未提送標單者之賣價將被設定為 0。為了讓 PJM 能估計可用的層級一同步備轉容量，在實際調度前 120 分鐘必提送升載率、最大備轉容量等資料。同步備轉容量市場在實際調度前一小時關閉，在此之前應提交的資料有：層級二同步備轉容量的可用率、備轉容量投標量。同步備轉容量市場每小時結清一次，由 PJM 評估短缺的同步備轉容量後，指派成本最有效的層級二機組/負載來滿足。

3.2.1.5 容量信用市場

為了確保電力系統的可靠度，系統應保有超過尖峰負載以上容量，PJM operating agreement（schedule 11）中規定了容量信用市場的運作準則。依其用戶之負載量，每個配電公司都需滿足其每日之容量要求，其可透過自己的發電容量、雙邊合約或至容量市場購買容量來滿足容量要求。

容量信用市場包括每日市場及每月市場。每日市場為強制性市場，買方及賣方標單應於早上 7~10 點間提送，註明容量、種類（固定或變動）、價格、日期等資訊，PJM 會於 10：05 評估市場參與者之容量，若市場參與者的容量不足，PJM 會自動將買方標單調為不足之容量，若市場參與者容量過剩，則 PJM 會賣出過剩容量。每月市場則是自願性市場，期間可涵括一個月至數月，買方及賣方標單亦於早上 7~10 點間提送，PJM 於晚上 12 點前結清。

3.2.2 調度中心的成本結構與收入要求

依據 PJMISO 費率（Tariff）、操作協議（Operating Agreement）與可靠度保證協議（Reliability Assurance Agreement），各項服務的費用結算結果如下：

表 3-2-1　PJMISO 2005/2004 結算表

($ in million)	2005	2004
電能市場	$ 16,407.5	$ 5,682.4
輸電壅塞	2,137.5	761.2
PJM 排程、系統控制和調度（營運費用支出）	260.0	211.8
RTO 排程、系統控制與調度（輸電設備擁有者控制中心的費用）	56.3	47.0
虛功供應	172.5	110.6
頻率調節市場	542.7	221.0
熱機備轉容量市場	78.7	55.9
備轉容量	731.4	413.7
全黑啟動服務	16.6	6.0
網路傳輸服務	959.1	613.1
點對點傳輸服務	56.8	72.9
容量	17.5	40.4
過渡期市場擴充與收入彌平	-	62.4
擴充成本回收與 RTO 建置成本回收	4.3	-
故障預防成本分派	305.4	-
發電撤銷	42.3	-
輸電損失（點對點）	70.9	38.1
FTR 拍賣收入	721.1	385.2
中亞特蘭大區域委員會	3.8	3.5
配電設備	13.1	8.8
相位角調整設備	1.9	1.4
負載反應計畫	13.9	1.6
未受排程輸電服務	0.6	3.1
緊急電力	16.0	0.1
其他	0.4	8.5
合計	**$ 22,630.4**	**$ 8,7487**

資料來源：PJMISO 2005 年報

PJMISO 的市場成本可將其分為電能市場、輸電壅塞、輔助服務、輸電服務與其他（包含容量、輸電損失、FTR 拍賣收入等）。可知電能市場所佔比例最大，約 75%，輔助服務成本為次之，約 8%，而輸電服務佔 3%，輸電壅塞佔 9%，其他則佔 5%。

3.2.3 各種收費率結構

PJMISO 的主要收費項目包括公開使用輸電費（open access transmission tariff）、及操作協議費兩大類（operating agreement tariff）。其中公開使用輸電費包括排程、系統、控制與調度服務、各式輔助服務、電能平衡、網路整合、輸電服務、全黑啟動、擴建成本回收等費用。操作協議費則包括電能市場費、頻率調節費、備轉容量費、輸電壅塞費、輸電損失費、緊急電力、負載反應、電錶調整...等項目，以下逐項詳細介紹。

3.2.3.1 公開使用輸電費

1. 輸電服務費

由於使用的方式及傳輸對象的不同，PJM 系統將輸電系統開放的業務分為網路服務（Network Service）及點對點服務（Point-to-Point Service）兩大類。其中，網路服務係指網路負載可由非特定電源或網路電源採用經濟調度的方式供電，在電力市場交易過程中，輸電業者傳輸電力給所有用戶之服務即屬此一範疇。點對點服務則指特定電源供電予特定用戶之輸電服務。輸電費用計算方式與分攤方式如下：

(1)網路整合（network integration）服務

網路整合服務使網路用戶可整合、經濟調度、調整其既有及規劃中的資源來滿足其位於 PJM 網路區域內的負載。網路用戶需繳交之費用包括：

- 每月需量費用：係依其每日尖峰負載及區域網路整合輸電費率計算。每天的網路輸電服務需量費用係由 PJM 為各區域中之網路用戶計算，計算依據為網路用戶的日尖峰負載：

網路輸電服務需求每日費用=日尖峰負載*(年區域網路整合輸電服務費率/365 日)

所收取的容量費用將按其每年輸電收入要求分配給適當的網路業者（TO）。所謂的輸電收入要求是用來維持輸電系統提供網路整合服務所導致的資本成本及運維成本。

TO 網路整合服務收入=該 TO 年輸電收入要求*總區域費用/區域收入要求

- 直接指派設備費（direct assignment facilities charges）：若 PJM 認為輸電系統無法提供固定電對點服務，則輸電業者（TO）有義務擴建或升級線路，其增加之成本由網路用戶分攤。成本由輸電業者估算後提供給 PJM，PJM 再向適當網路用戶收取
- 其他支援設備費：輸電業者提供輸電服務給低於各區輸電費率表所載電壓必要設備之費用，亦須由網路用戶支付。

(2)點對點服務（point-to-point）輸電服務

輸電業者提供的點對點輸電服務又可分為固定點對點及非固定點對點輸電服務。

-固定點對點（firm point-to-point）輸電服務

確定點對點輸電用戶每月須按其預訂之容量付費。每個星期總費用會調整一次，以確保一周內七天的容量費加起來不超過單周費率。用其計算方式如下：

固定點對點輸電服務費用=適用之確定點對點輸電服務費率(表 3-2-2)*服務合約容量(MW)

表 3-2-2　PJM 固定點對點輸電服務費率（2006）

年費率 ($/kW)	月費率 ($/kW)	周費率 ($/kW)	工作日費率 ($/kW)	周末/假日費率 ($/kW)
18.888	1.574	0.3632	0.0726	0.0519

資料來源：PJM(2006),*Open Access Transmission Tariff Accounting.*

此收入將依各輸電業者之收入要求分配給輸電業者：

固定點對點輸電服務收入=固定點對點費用總收入*(TO 之收入要求/PJM 總輸電服務收入要求)

-非固定點對點（non-firm point-to-point）輸電服務

非確定點對點輸電用戶每月須按其預定容量支付費用，目前的折扣後容量費率為 $0.67/MWh。每月應繳費用則是按以下公式計算個別小時費用後，將當月各小時費用相加之總和。因非固定點對點服務將受限於網路壅塞情況，而有停電或被削減之可能，在受限降載時，其所需繳交費用除了扣除被削減之容量之容量費（即需求費）外，還可扣除壅塞費用，若計算出來的值小於零，則該小時費用以零計。在網路無壅塞時，其小時費用即等於小時需求費率（$0.67）。若公式求出之數值為負，則費率以 0 計。

每小時非固定點對點輸電服務費用=[小時需求費率*(預訂容量 MW-被削減 MW)]-(小時壅塞費用，若壅塞費用>0)

所收取之費用收入則按各用戶繳交之網路服務與確定點對點費用比例分配給網路用戶及確定點對點用戶。

用戶之非固定點對點輸電服務收入=(非固定點對點輸電服務費用總收入)*(該輸電用戶網路及固定點對點輸電費用/網路及固定點對點服務費用總收入)

2. 排程、系統控制及調度（Scheduling, System Control & Dispatch）

PJM 排程、系統控制及調度係直接經由 PJMISO 提供，輸電用戶須購買此項服務，某些輸電設備所有人亦提供此項服務。而 PJM 每月的營運費用則以其營業成本為基礎，包括：薪資及其他人事成本、設備、委員會活動及調查、通訊設備、本金或折舊成本、利息與融資成本、支付給 FERC 與 OPSI 的費用等，分成下列七項服務費用回收：

（1）控制地區管理（Control Area Administration）服務：該項服務包括維護 PJM 地區可靠度與管理點對點輸電服務及網路整合輸電服務相關的活動。由 PJM 向輸電用戶收取，以其在 PJM 輸電系統中每小時輸電量（MWh）為基礎，乘上每月的費率（為變動費率），費率每年由 PJM 依預算成本及輸電預測修訂一次。

（2）財務輸電權管理（Finanacial Transmission Rights Administration）服務：包括所有 FTRs 的相關管理活動。本服務的使用分為兩部分，第一部分依該月每小時持有 FTR 的量（MW）計算，第二部分則是按當月提交之 FTR 買單價格價與小時數計算，向所有在年度、月度 FTR 競標中投買單者收取。費率費率每年由 PJM 依預算成本、FTR 數量預測及買賣小時數預測修訂一次。

（3）市場支援（Market Support）服務：包括所有支援 PJM 電能市場與相關功能的活動。本服務的使用分為兩部分，第一部分向在電能市場交易的輸電用戶、發電業者及市場參與者收取，依傳送之電能量計算。第二部分則是依市場參與者提送的前一日電能市場標單價/量對數計算，向網路輸電用戶、需求面、市場賣方、市場買方、發電業者收取。費率費率每年由 PJM 依預算成本、電能數量預測及標單量預測修訂一次。

（4）調節與頻率反應管理（Regulation and Frequency Response Administration）服務：包括與提供調節與頻率反應相當的各種管理活動。向可於調節市場提供調節的合格發電者收取，以每個月調節義務量和受排程的調頻量為基礎乘上月費率。費率費率每年由 PJM 依預算成本、調節使用量預測修訂一次。

（5）容量資源與義務管理（Capacity Resource and Obligation Mangement）服務：包括以下活動：（a）確保會員皆已安排足夠發電容量來滿足容量義務；（b）處理網路整合輸電服務；（c）管理容量信用市場；（d）管理並提供技術支援，這些活動皆透過 eCapacity 平台進行。費用向供電業者收取，以其每月需負責的容量義務為基礎乘上每月的費率。費率費率每年由 PJM 依預算成本、使用量預測修訂一次。

（6）聯邦能源管制委員會年費回收（FERC Annual Charge Recovery）：PJM 身為公用事業及輸電服務提供者，依規定須繳納年費給 FERC，該費用之計算係依據各公用事業跨州輸電量計算，因此 PJM 會向使用到此項服務的點對點及往路整合用戶按每月輸電量回收這項成本。

（7）PJM 組織公司基金（Organization of PJM States, Inc. Funding）：PJM 以月費方式，向點對點及網路整合用戶按每月輸電量，回收它繳給 OPSI 的費用。

排程、系統控制及調度費用之費率基礎為該輸電用戶每小時的區域（Zone）及非區域（Non-Zone）服務使用量。區域輸電是指用戶網路或點對點的負載位於 PJM 輸電區域內，非區域輸電則是指用戶非區域網路負載及點對點電能傳送之負載對象不在 PJM 區域內。每月應繳納給輸電業者之費用計算公式如下：

區域服務月費＝當月輸電用戶區域輸電服務量(MWh)*該區區域服務費率

非區域服務月費＝非區域服務費率*當月總非區域輸電量(MWh)

區域服務費直接歸屬於該區輸電業者，非區域服務費則由各區輸電業者按 open access transmission tariff 中之既定比率分配。

3.虛功與電壓控制（Reactive Supply & Voltage Control）

為維持輸電線路的電壓在正常範圍內，必須有發電業機組提供或吸收虛功電力。此項服務係直接由 PJMISO 提供，輸電用戶需經由 PJMISO 購買。費率的計算係將發電業者的虛功收入要求，依網路與點對點輸電用戶每月輸電使用容量（MW）分攤。費用計算公式如下：

非區域的輸電用戶應繳月費＝分攤因子*PJM 全區發電業者的月收入要求總和

分攤因子=輸電用戶當月非區域輸電使用容量/PJM 總輸電使用容量

區域的輸電用戶應繳月費

*＝分攤因子*區域內發電業者月收入要求總和*調整因子*

分攤因子=輸電用戶當月區域輸電使用容量/該區域總輸電使用容量

調整因子=PJM 內各區域輸電使用容量加總/PJM 當月總輸電使用容量

區域發電業者的收入要求係指位於某區域內的每位發電業者的每月收入要求加總，此收入要求須經 FERC 同意。總收入要求則指整個 PJM 控制地區區域收入要求的加總。每月 PJMISO 支付給每位發電業者的費用將等於其每月收入要求。

4.電能平衡服務（Energy Imbalance）

當 PJM 控制區域內預定排程與真正電能傳輸的不平衡情形超過一小時時則需要電能平衡服務。PJMISO 必須提供此項服務，每位網路用戶皆須向 PJMISO 購買。電能平衡服務也被視為 PJM 電能市場交易，交易量係依據發電、負載與雙邊交易之間的差異來決定，而費用計算方式則以發電或負載的區域邊際價格（LMP）為基礎。

PJM 為點對點輸電服務用戶設有容許偏差範圍+/-1.5%，在此範圍內的偏差可以在稍後的時間補發/少發電來彌平。未彌平的部分 PJM 會向注入點收取 LMP*120%的費用，支付給提出點的價格則為 LMP*80%。超過容許範圍之外的偏差，則只能繳費，以提出點 LMP*150%或$100/MWh 兩者中較高者為支付標準，提出點得到的則是 LMP 的 70%。

電能平衡服務收入的分配則是將超出 LMP 的部分（因為輸電用戶支付高於 LMP 的價格）依該小時售電量比例分配給市場賣方。低於 LMP 的部分（因為輸電用戶過量發電得到價格低於 LPM）則按電能市場購電量比例分配給供電業者。

5.全黑啟動服務

提供全黑啟動服務的機組必須能不靠外來電力自行啟動，在整個 PJM 電力系統當機時負擔恢復供電的責任。PJM 轄區內的輸電業者，都必須安排指定全黑啟動機組，以便在必要時恢復 PJM 統的運作。

被指定做為全黑啟動的機組必須能在 90 分鐘內啟動，且維持 16 小時以上。全黑啟動服務由 PJMISO 提供。PJMISO 與發電業者所簽全黑啟動之合約以兩年為期間，計價方式係將發電業者全黑啟動收入要求分攤給網路及點對點輸電用戶，提供全黑啟動機組的發電業者每個月可得到其年收入要求的 1/12。發電業者的全黑啟動服務年收入需求為：

{(全黑啟動固定成本) + (全黑啟動變動成本) + (員工訓練成本) + (燃料成本)} * (1 + 誘因因子)[5]

全黑啟動費率將依各輸電區域指定的全黑啟動能力而定，再依每月尖峰網路使用量分攤給輸電服務用戶及點對點輸電預定者，計算公式如下：

非區域輸電服務全黑啟動月費

=(輸電用戶當月非區域輸電使用容量/PJM 總輸電使用容量) *PJM 全部發電業者每月全黑啟動收入要求

區域的輸電服務全黑啟動月費

=(輸電用戶當月區域輸電使用容量/該區域總輸電使用容量)* 區域內發電業者每月全黑啟動收入要求總和*(PJM 內各區域輸電使用容量加總/PJM 當月總輸電使用容量)

6.線路擴建成本回收費（Expansion Cost Recovery charge）

2005 年 11 月 1 日起，全部 PJM 區域內的輸電用戶都要依其輸電量繳交擴建成本回收費，並追溯自當年 5 月 1 日。2006 年 6 月起所有供電給 PJM 區域內（Domnion Virginia 區域除外）負載之點對點及網路整合輸電用戶，改為按其月尖峰負載（MW）支付擴建成本回收費。費用為：

AEP、Dayton、ComEd 區= $5.20*當月平均日尖鋒負載

其他地區(Domnion Virginia 區域除外)= $2.50*當月平均日尖鋒負載

[5]誘因因子= 10%

3.2.3.2 操作協議費用

1.電能現貨市場費用

電能現貨市場可分為前一日電能市場與平衡電能市場。其中，PJM 在前一日市場中所決定的交易量（MWh），係依據前一日市場結清時的發電標單（generation offers）、需求標單（demand bids）、遞增標單（increment offers）、遞減標單（decrement bids），與電能交易（energy transaction）決定。平衡市場中所決定的交易量（MWh），則包括即時電能交易、經由 PJM eSchedules 或 eMRT 測試的發電與負載、以及經電錶計量的電力潮流。

前一日現貨市場的買方需支付前一日 PJM 交易量的費用，每小時費用係以其所有匯流排之負載為權重，加權平均前一日各匯流排之區域邊際價格計算，亦即：

前一日現貨市場電能費用=(前一日淨交易量)*(以各匯流排負載加權平均之前一日 LMP)

平衡電能市場電能費用（可正可負）則是依買方的與前一日淨交易量的即時差異量與即時 LMP 計算。亦即：

平衡市場電能費用=(即時境交易量-前一日淨交易量)*(以各匯流排負載偏離量加權平均之即時 LMP)

前一日現貨市場中的電能賣者則可獲得前一日 PJM 交易量的費用，每小時收入係以其所有匯流排之發電為權重，加權平均前一日各匯流排之區域邊際價格計算，亦即：

前一日市場電能收入=(前一日淨交易量)*(以各匯流排發電加權平均之前一日 LMP)

平衡電能市場電能收入（可正可負）則是依市場賣方與前一日淨交易量的即時差異量與即時 LMP 計算。亦即：

平衡市場電能收入=(即時境交易量-前一日淨交易量)*(以各匯流排發電偏離量加權平均之即時 LMP)

2. 頻率調節服務（Regulation ）

頻率調節控制服務的目的在於使發電與負載可隨時平衡並維持頻率於每秒 60Hz 水準。此項服務係委託已上線的發電機組提供，主要是經由自動發電控制設備。頻率調節的來源可為發電機組或需求面反應。

所有供電者皆須按照其負載量占 PJM 控制區域內總負載量比例，分配 PJM 控制區域內的調節服務需求。調節市場由 PJM 負責運作，價格則以市場結清價格（Regulation Market Clearing Price，RMCP）、標單價格與機會成本為計算基礎。

自我排程調節服務提供者每小時可獲得的收入為：

RMCP 收入=調節 MW*該小時 RMCP 價格

若是受到 PJM 指令而提供調節者則可獲得 RMCP 和其賣單價格（若是發電者則再加上機會成本）中較高者。集中排程調節提供者的標單賣價（若是發電者則再加上機會成本）高於 RMCP，則該提供者可獲額外收入：

損失機會收入=(調節標單賣價+機會成本)-RMCP

機會成本的算法，若是要改變出力來提供調節服務者，則機會成本為其經濟最佳出力水準與提供調節時出力水準的標單價格差異。2005 年 12 月之後，若 LMP 低於發電者的最低經濟出力標單價格，則機會成本還要計入下二者中之低者：（1） 最低經濟出力乘上最低經濟出力之標單價格與其發電匯流排 LMP 之價差，或是（2）提供調節時出力與其最低經濟出力之差異，乘上其發電匯流排之 LMP。

調節服務的買方須支付的費用為每小時 RMCP 乘上其每小時購買量。PJM 先加總一小時內所有的調節供應量，再依其在 PJM 區域中之負載佔比分攤給每個供電者，每位供電業者的調節義務則為總調節量乘以其負載佔比，之後調整透過雙邊合約交易解決的調節義務量，再依此計算 RMCP 費用：

調整後義務(MW)=調節義務+已購入調節-已賣出調節

*RMCP 費用=調整後義務*RMCP*

淨調節購入量=調整後義務-自我排程的調節

若有支付給調節提供者的機會成本，則要由買方按淨購入量共同分攤：

*機會成本費用=(總機會成本*淨調節購入量)/PJM 調節總購入量*

3. 操作備轉容量（Operating Reserve Service）

當系統發生意外時，操作備轉容量須立即出力，操作備轉容量由已上線且負載小於最大出力的發電機組提供。PJMISO 需提供此項服務，每位 RTO 與網路用戶亦須向 PJMISO 購買此項服務，可由已上線未出力（on-line but unloaded）的發電機組、迅速啟動（quick-start）發電機組或可停（interruptible）的負載提供。

為求得服務提供者可獲得之收入，PJM 會先計算提供此項服務者前一日電能市場價值：

*前一日電能市場價值=該提供者受排程 MWh*前一日市場 LMP*

各服務提供者的前一日操作備轉容量日收入計算方式為先加總其前一日小時標單的賣價，再加總其每小時的前一日電能市場價值，前一日操作備轉容量收入則是[前一日標單的賣價總和]超出[前一日電能市場價值總和]的部分。

至於平衡操作備轉容量也相當類似，先由 PJM 計算提供此項服務者之即時電能市場價值：

*即時電能市場價值=(即時 MWh-受排程 MWh)*即時 LMP*

各服務提供者的即時操作備轉容量日收入計算方式為先加總其當日每小時即時標單的賣價，再加總其每小時的即時電能市場價值，發電業者提供操作備轉容量的收入為：

即時操作備轉容量收入=[即時標單的賣價總和]-{[即時電能市場價值總和] +[總平衡市場價值]+[前一日操作備轉容量收入]+[調節市場收入超過賣價與機會成本部分]+[同步備轉容量收入超出標單賣價、機會成本、電能成本、起動成本的部分]+[虛功服務收入]}

在前一日備轉容量的成本應由每位市場參與者分攤，分攤基礎為（1）前一日電能市場的預定排程和所獲得的遞減標單；（2）前一日電能市場中由 PJM 控制區域內輸送至控制區域外的預定售電量（MWh），不包含區域外的雙邊交易。即時運作備轉容量的成本應由每位市場參與者分攤，分攤基礎為每小時實際輸送電量與前一日結清排程量之差異。

4. 同步備轉容量

同步備轉容量每小時計價一次，層級一提供者可獲得的收入為：

發電機組增加出力(MW)(同步電能貼水-每小時 LMP)*

其中同步電能貼水（synchronized energy premium）是指發生需要同步備轉容量的時間內，每五分鐘的 LMP 平均值再加上$50/MWh。層級二提供者可獲得之收入則為（1）層級二同步備轉容量市場結清價格*其同步備轉容量或（2）其同步備轉容量標單價格*其同步備轉容量（若是發電機組則再加上機會成本、電能使用成本與啟動成本），二者中較高者。

層級一提供者的收入將依各市場參與者的層級一同步備轉容量義務比例分攤，只有在發生事件時才需支付。層級二同步備轉容量費用則為每小時層級二結清價格乘上自我排程與購自市場的 MW 數量，加上其他發生之費用。

5. 輸電壅塞

輸電壅塞費用可分為隱含（implicit）及外顯（explicit）兩類，又各再分為前一日及即時壅塞費用。隱含的壅塞費用是將發電越過一個受限的系統傳送至負載的費用，與 PJM 成員發電及受排程購電（扣除負載及受排程售電）間的價差有關。外顯的壅塞費用則是在受限時段將電能傳送過輸電系統的壅塞費用，與一項交易中受排程的注入點及提出點間價差有關。輸電用戶支付外部交易的壅塞費用，買方則付內部交易的壅塞費用。

(1) 隱含的壅塞費用

前一日壅塞費用：先計算前一日淨電能帳款（Net Energy Bill），即前一日的負載總費用[6]（charge）扣除前一日的發電總收入[7]（credits）。則每小時壅塞費用即等於前一日淨電能帳款扣除前一日現貨市場電能的費用。

前一日淨電能帳款=前一日負載總費用-前一日發電總收入

前一日隱含壅塞費=前一日淨電能帳款-前一日現貨市場電能帳款

即時壅塞費用：方法類似前一日壅塞費，先計算平衡淨電能帳款，公式為：

平衡淨電能帳款＝平衡負載費用-平衡發電收入

平衡負載費用=(即時負載 MWh+即時受電交易 MWh-前一日需求 MWh-遞減交易 MWh-前一日售電交易 MWh)*即時匯流排 LMP

平衡發電收入=(即時發電 MWh*所有權%+即十夠電交易 MWh-前一日發電MWh*所有權%-遞增交易MWh-前一日購電交易)*即時匯流排 LMP

平衡隱含壅塞費＝平衡淨電能帳款-平衡現貨市場電能的費用

(2) 外顯的壅塞費用

外顯壅塞費的計算較為簡易，只考慮注入點與提出點間的 LMP 差異，也就是說，一項交易的前一日、平衡外顯壅塞費用分別為：

前一日外顯壅塞費=前一日交易MWh*(提出點前一日LMP-注入點前一日 LMP)

平衡外顯壅塞費=(即時交易 MWh- 前一日交易 MWh)*(提出點即時LMP-注入點即時LMP)

---

[6]前一日負載費用=前一日需求 MWh*前一日負載匯流排 LMP，或=遞減交易 MWh*前一日 LMP，或=前一日出售電能 MWh*注入點前一日 LMP

[7]前一日發電收入=前一日發電 MWh*所有權%*前一日發電匯流排 LMP，或=遞增交易 MWh*前一日 LMP，或=前一日購入電能 MWh*提出點前一日 LMP

PJMISO 會將所收取的壅塞費（包括外顯與隱含）分配給 FTR 持有者，以 FTR 目標分攤（FTR Target Allocation）為基礎，也就是 FTR MW 乘上供給端與需求端 LMP 的差異。若年終所收取的壅塞費用仍有剩餘則分配給 ARR（auction revenue right）持有者與固定輸電用戶。

6.輸電損失

點對點輸電用戶需支付輸電損失費用，點對點輸電使用容量大於 200MW 者亦可選擇以增加發電的方式來代替輸電損失費用的支付。輸電損失費用計算方式如下：

前一日輸電損失費=前一日交易量 MWh*PJM 負載加權平均前一日 LMP*損失因子

平衡輸電損失費=(即時交易量 MWh-前一日交易量 MWh)*PJM 即時負載加權平均 LMP*損失因子

PJM 目前將損失因子訂為尖峰時段 3%，離峰時段 2.5%。PJM 自點對點輸電用戶收到的輸電損失費總和將分配給各供電業者，分配基礎為即時負載佔 PJM 總負載之比例。

7.其他費用項目

PJM 的費率項目還有以下諸項，其計算方式簡要介紹如下：

（1）緊急電力：由 PJM 市場參與者依即時與前一日市場交易量之差異量比例分攤此項成本/收益。

（2）負載反應計畫：參與計畫的市場參與者依其實際降載量獲的即時區域 LMP 的收入，市場參與者則依即時與前一日市場交易量之差異量比例分攤此項總成本。

（3）電表調整（metering reconciliation）：控制區域間的電錶誤差調整量將依月即時負載量分攤給區域內所有裝有電錶的功電業者，乘上負載/發電加權平均 LMP 後即為電表調整費用/收入。

（4）相位角調整設備（ramapo phase-angle-regulator 設備）：係持有成本，由輸電設備所有人按其輸電收入要求比例分攤。

（5）容量信用市場（Capacity Credit Markets）：按每日、每月、長期容量信用市場結清價格結算。每日容量不足者支付之費用分配給該日有多餘容量者。

（6）FTR 競標（FTR Auctions）：以市場結清價格（market clearing price）結算，淨支出/收入則分配給 ARR 所有人。

3.2.3.3 公共利益基金（Public Benefits Fund；PBF）

公共利益基金之主要用途在於提供州內低收入補助、能源效率計畫收支、消費者教育及再生能源之示範與發展等，預計全美可籌措 30 億美元，而主要徵收方式為授權州政府向消費者（電力用戶）收取系統利益費（System benefits Charge；SBC）來推動再生能源之研發、能源效率以及低收入補助等計畫。而此費用無任何排除條款，即每位電力用戶皆需支付此費用，不管其向哪家公司購電。SBC 的收取方式有三：一為比例費，即根據其用電量收費，每 KWh 收取一固定金額，以成立再生能源信託基金（Renewable Energy Trust Fund），推動再生能源以及能源效率計畫；二為平頭費（flat fee），即每位電力用戶無論其用電量多少都支付相同金額。

表 3-2-3　PJM 各州公共利益基金（PBF）之實施情形

	計畫或基金名稱	基金運用對象及用途	基金目標金額	收取對象及方式	基金管理單位	相關管制法規
德拉威州	公共利益基金	運用對象為商業、工業、住宅用戶。用於從事有關環境保護與能源效率之計畫。	每年 0.015 億美元	電力用戶支付，0.0178 美分/MWh	德拉威經濟發展部	The state restructuring law
伊利諾州	再生能源信託基金及清潔能源社區信託基金	再生能源信託基金：運用對象為商業、工業、住宅、一般用戶、公用事業。用於低收入戶電費補助與住宅節能、再生能源發展之獎勵和回饋計畫、以及能源效率計畫。 清潔能源社區信託基金：運用對象同上。用於再生能源與能源效率計畫，以及淨媒（clean coal）計畫。	再生能源信託基金：每年 0.5 億美元 清潔能源社區信託基金：2.5 億美元	再生能源信託基金：電力用戶支付 住宅、小商業用戶以及小天然氣用戶：每月 0.5 美元 大商業用戶及大天然氣用戶：每月 37.5 美元 清潔能源社區信託基金：愛迪生電力公司（Commonwealth Edison Corp；ComEd）設立 2.5 億美元之基金帳戶	再生能源信託基金：依利諾商業及社區事務部門 清潔能源社區信託基金：依利諾清潔能源社區基金會（參議員、眾議員、州長、3 位州政府單位之代表，共六位）	Public Act 90-561(HB362)
紐澤西州	社會利益費	對象為商業、工業、住宅、學校及公用事業。用於能源效率、再生能源發展及低收入戶補助方面。	3 年約 3.58 億美元	電力用戶支付，收取比例由新澤西公用事業委員會決定	新澤西公用事業委員會	Electric Discount and energy Competition Act
俄亥俄州	能源效率周轉貸款基金計畫	對象為商業、工業、住宅、公用事業。用於再生能源發展與能源效率方面。	10 年 1 億美元	電力用戶支付，收取比例由公共利益諮詢委員會決定	公共利益諮詢委員會	Amended Substitute Senate Bill No.3, 1999-2000
賓州	4 家綜合電業各別成立基金，如下： GPC：永續能源基金 WPPC：永續能源基金 PECO：永續發展基金 PP&L：永續發展基金	對象為商業、工業、住宅、公用事業。用於再生能源發展與能源效率計畫。	GPC：0.121 億美元 WPPC：0.114 億美元 PECO：0.32 億美元 PP&L：0.205 億美元	基金收取對象為電力用戶，但收取比例 4 家綜合電業各不相同	4 家綜合電業各自成立獨立委員會監督	

資料來源：http://www.dsireusa.org, 經本研究整理

3.2.3.3 再生能源配比標準（Renewable Portfolio Standard；RPS）

再生能源配比標準（RPS）的目的在於確保電量消費中再生能源可佔有一特定比例，因此規定售電業者於其售電量中需包含特定比例之再生能源，稱之為「再生能源配比目標」（The Renewable Portfolio Goal）。配比標準或目標的設定應具中立公平性，即每位售電業者應被賦予相同比例的再生能源義務量。此義務可透過交易之方式來滿足，假設每位售電業者之再生能源配比標準為其銷售量之 5.5%，則當州內某家售電業者再生能源所佔比例已達 10%時，則其可將多餘的再生能源信用額度售予不足者。一般售電業者達成再生能源配比標準之方式有二：一為自行提供足夠的再生能源電力；二為購買可交易之再生能源信用額度來滿足要求。

表 3-2-4　PJM 各州設置再生能源標準者

	合格之再生能源技術	配比標準或目標
伊利諾州	太陽光能、風力、生質能	2010 年 5%，2020 年 15%
紐澤西州	太陽光能、沼氣、風力、生質能、水力、地熱、燃料電池、廢棄物發電、波浪發電、潮汐發電	2000 年為 2.5%，至 2012 年需增加至 6.5%。
賓州	太陽熱能、太陽光能、風力、生質能、地熱、廢棄物發電	2%，之後每年增加 0.5%

資料來源：http://www.ies.ncsu.edu，經本研究整理

3.3 新加坡

3.1.1 電力市場運作

新加坡電力池在 1998 年開始運作後，其電業改革堪稱亞洲先趨。為檢視電力池運作成效，新加坡政府於 1999 年 9 月展開了一連串調查研究與檢討會議，並於 2000 年 3 月作出進一步開放電力市場的決議。該決議中要求政府應明確電業中屬於可競爭（contestable）與不可競爭的部門，進行不同的市場制度設計與法令規範。2003 年 1 月 1 日新的電力市場成立，由 EMC（Energy Market Company）擔任電力交易所及市場管理者的任務。

2003 年 1 月 1 日，新的電力市場開始運作。新加坡的新電力市場包括批發與零售市場，批發市場又分為即時市場（real-time market 或 spot market）與輔助服務市場（procurement market）。就現貨市場而言，市場參與者可以不必強制透過電力池而可以採用雙邊契約的模式進行交易，買賣雙方在即時市場進行電能、備用電力與頻率調節的交易。此外，備用電力市場提供發電業者得以透過簽約或競標的方式提供輔助性服務，以增加系統的穩定與可靠度，由 EMC 代表 PSO（Power System Operator）與業者簽約購買輔助服務（備用電力與頻率調節除外），以維護系統安全。

電力系統操作者（power system operator, PSO）為 EMA 裏的一個部門，負責發電與輸電系統運作的安全及可靠，監督、控制並指揮批發市場中之發電與輸電調度。輸、配電網路系統由 SP PowerAssets 所有，仍受管制，由其指派 SP PowerGrid 提供輸、配電服務並管理輸電網路的擴建。

負責售電業務的有售電業者（retailers）及市場服務公司（Market Support Services Licensee, MSSL）。在市場運作初期，MSSL 只有一家，即既有之 SP Services Limited，其義務為：（1）讀表及電表資料管理；（2）為可競用戶或售電業者至批發市場獲取電力；（3）協助可競用戶與售電業者完成用戶移轉；（4）提供電力批發市場與零售市場之其他相關服

務；(5) 供電給不可競用戶。售電業者則僅能售電給可競用戶，又可分為市場售電業者（向 EMC 登記為市場參與者，直接自批發市場購電）及非市場售電業者（由 MSSL 代為自批發市場購電）。

3.3.1.1 即時市場

即時市場的交易區間以半小時為單位，依發電業者之標單及 EMC 之負載預測（由 PSO 提供），以經濟調度為原則，每半小時決定一次調度的電量與各發電設備所需頻率調節與備用容量，並計算電能、備用容量及頻率調節之現貨價格。其訂價方法採節點訂價，各節點因輸電損失及限制而有不同價格。被調度的發電廠可以得到其指派之節點之節點價格，電能買方則支付相同的價格（Uniform Singapore Energy Price, USEP），為所有提出節點價格的加權平均值。雖然節點訂價已解決一部分輸電損失問題，支付給發電者的總金額通常少於由負載端所收到的電費，因為壅塞及損失並未完全被節點訂價考慮進去。因此在結算過程中，會產生剩餘，將會退回給用戶。

3.3.1.2 雙邊合約市場

由於屬新加坡電力集中交易市場屬自願性電力池，亦容許發電業者及售電業者或大用戶簽訂雙邊合約，但所有的實體電力交易皆透過 EMC 來結算。此外在市場運作初期，EMC 亦提供財務避險合約（稱為 vesting contract）給發電業者，以降低大業者之市場力並促進電力價格的穩定，其避險量將隨大發電業者市場力之消失而降低。簽約的另一方為 MSSL（SP Service Ltd.），透過 EMC 的結清系統來結算這些避險合約，其所得到的利益或發生的成本則將一部分直接分配給不可競用戶，另一部分則間接透過售電業者分配給可競用戶。

3.3.1.3 輔助服務市場

新加坡之輔服務有些是自批發市場購買，其餘則是簽約購得。其中備用容量及調節服務（regulation）是市場結清程序的一部分，其餘輔助服務則是由 EMC 代表 PSO 分別與發電業者簽訂合約提供。有現貨市場的輔助服務有：

1. 備用容量：應付排程中機組突然故障之用。對新加坡電力系統而言，因為有部分機組占了總需求相當大的比例，因此備用容量極為重要。系中提供的備用容量共有三種：8 秒、30 秒及 10 分鐘。除了發電機可提供備用容量外，由可停負載（interruptible load）提供。註冊為備用電量提供者的發電機組或可停負載，必須保證在所有調度區間內隨時都有有效的常設標單(standing offer)，若提供的備用電力較預期超過 10MW 或 5%以上，則需遞交變動標單(offer variation)給 EMC。標單上須註明備用容量類別、標單種類(常設或變動)、調度區間、五個遞增的價格-數量對。PSO 須事先決定各調度區間所需之各類型備用容量，再由 EMC 負責各類型備用容量即時市場之排程，以 MCE(Market Clearing Engine)算出電能、備用容量、頻率調節之即時調度排程與價格。提供備用容量或發電業者或負載設備（可停電力），可獲得備用容量的市場價格。
2. 調節（負載追隨）：用於調整實際負載與預期負載之差異。由 PSO 事先決定各調度區間所需之調節量，由 EMC 負責即時調節市場之運作與排程。提供備用容量或頻率調節的發電業者可獲得頻率調節的市場價格。

因為發電機組之容量可供能量、備用容量及調節之用，因此 MCE 模型必須考慮備用容量、調節服務及能量標單間最佳（最小化成本）的抵換關係。

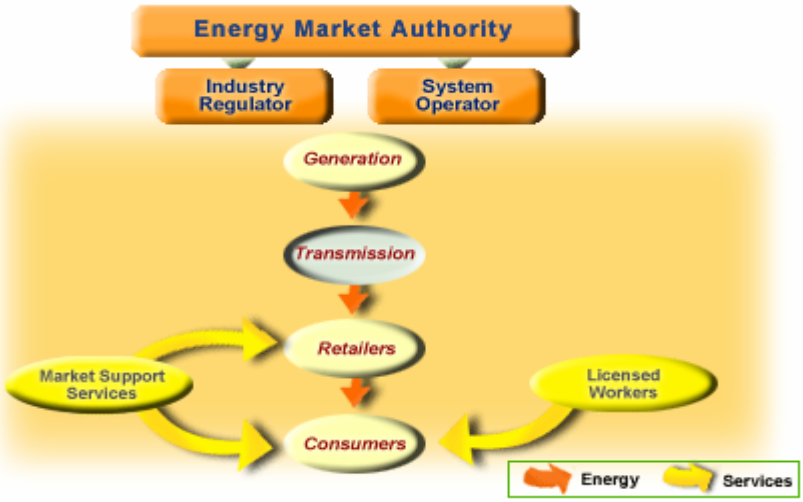


圖 3-3-1　新加坡電力市場結構

資料來源:http://www.ema.gov.sg

3.3.2 各種收費率結構

1. 市場服務費:

（1）向 EMC 註冊登記費:五千新幣(只收一次，不退費)

（2）每 MWh 市場費:約新幣 1.5 至 2.0/MWh

（3）付給 SP 的電錶服務費，包括電錶測試:$30/次/電錶、讀表:$80/次、電錶資料稽查:$100/人日、急件電錶裝設:平日$150/件，假日$300/件、一般電錶裝設/更換: 平日辦公時間後$150/件，假日$300/件

2. 輸電費用

由擁有輸電資產的 PowerAssets 收取，項目包括連結費及系統使用費等。

（1）連結費

用來回收連結客戶與 PowerAssets 網路/變電所之電纜以及相關設備、設施的成本。依不同用戶種類分別收取。與低壓系統相連者支付一次性服務連結費，依其負載需求而有不同費率，若不須提供變電所，則按其 kVA 所用到之高、低壓網路、電纜成本計算。若需設立新變電站，則以使用到之高壓網路、新配電變電站、電纜成本計算，按各新用戶之 kVA 比例分攤。與高壓（6.6kV&22kV）或特高壓（EHT:66kV, UHT:230kV 以上）系統相連者則依連結使用到的纜線、變電設備、網路設備付費，PowerAsset 會負責單一事故水準之安全性(single contingency)。若用戶要求更高的可靠性，則應負擔額外設備之全額成本。2006 年 4 月起適用之連結費率如下:

表 3-3-1 服務連結之工程費

Category	Connection cost ($mil)	Engineering Fees (%)
1	Up to 0.1	20.0
2	Up to 1.0	7.5
3	Up to 5.0	6.5
4	Up to 10.0	6.0
5	Up to 20.0	5.5
6	Up to 30.0	5.0
7	More than 30.0	4.5

資料來源: SP PowerAssets(2006), *Transmission Service Rate Schedule*.

表 3-3-2　低壓標準連結費(纜線長度在 15 公尺內)

Capacity Requirement in kVA	Capacity of Final service Cable	Type of Final LT Service Cable	Development without Substation Standard Connection Charge	Development with Substation* Standard Connection Charge
			$	$
Underground Connection				
Up to 15 (existing premises)	23	35mm^2 2C	1,600	)
Up to 15 (new premises)	23	35mm^2 2C	1,900	)
16 - 23	23	35mm^2 2C	2,800	)
16 - 45	75	35mm^2 4C	5,300	)
46 - 75	75	35mm^2 4C	8,800	6,700
76 - 140	140	120mm^2 4C Al	16,700	)
141 - 180	180	185mm^2 4C Al	22,000	)
181 - 230	230	300mm^2 4C Al	28,700	)
231 - 280	280	300mm^2 4C Cu	34,400	8,500
281 - 460	460	2x300mm^2 4C Al	NA	12,600
461 - 560	560	2x300mm^2 4C Cu	NA	17,700
561 - 1000	1,000	7x500mm^2 1C	NA	26,000

資料來源: SP PowerAssets(2006), Transmission Service Rate Schedule.

表 3-3-3　發電業連結費

電壓等級	費率
400kV 或 230kV	裝置容量每 MW$50,000
66kV	與高壓、特高壓用戶同

資料來源: SP PowerAssets(2006), Transmission Service Rate Schedule.

（2）系統使用費

系統使用費係依用戶提出點的電壓不同收取的輸電服務費。用戶費率類別分為六類:

- 臨時供電:只供應土木工程、營建用臨時低壓及高壓兩種服務，按費率表收費。高壓用戶之臨時供電合約期限為一年。

- 低壓(400v/230v)再分為低壓大用戶及低壓小用戶。小用戶指不可競用戶，按月計算，每月每個提出點按用戶 kWh 平均分攤。大用戶則為可競用戶，裝有即時電錶，計價標準為每半小時即時電量(kWh)，各提出點之費率則分為尖峰(7am~11pm)、離峰時段(11pm 至隔日 7am)收費，每月結算一次。
- 高壓(22kv/6.6kv):高壓大用戶指每月合約容量大於 1700kW 者，每月合約容量小於 1700kW 者則為高壓小用戶
- 超高壓(66kv)
- 特高壓(230kv 以上)

前三類用戶(高壓、特高壓、超高壓)應繳的使用費分為契約容量費、尖峰時段費、離峰時段費、虛功費用、未簽約容量費與非契約備用容量費等項目收費。

- 契約容量費:按月依簽約容量 MW 收費，契約期限為五年，1~2 條饋線高壓用戶最低契約容量為 1,700kW，3 條饋線以上高壓用戶最低契約容量為 12,750kW，超高壓用戶最低契約容量為 25,500kW，特高壓最低契約容量為 85,000kW。
- 尖峰時段費:按每月於尖峰時段(7am~11pm)傳送電量計價。
- 離峰時段費:按每月於離峰時段(11pm ~7am)傳送電量計價
- 虛功費用: 按月依使用之超量 kVArh 收費。超量 kVArh 為用戶該月由網路接收的 kVArh 超出同月 kWh 消費量 62%的部分。
- 未簽約容量費:依該月使用之未簽約容量收費。未簽約容量即為該月最高負載(kW，以半小時電錶測量數值為依據)超出契約容量的部分。
- 未簽約備用容量費:依該月使用之未簽約備用容量收費。收費對象為具備分散型發電設備的用戶，他們能將限制由網路提出之電力需量。未簽約備用容量係為分散型發電設備故障而導致需量(kW，以電錶測量數值為依據)超出契約容量 120%以上且持續至少十秒的部分。

表 3-3-4　系統使用費

	Contracted Capacity Charge ($/kW/month)	Peak Period Charge (¢/kWh)	Off-Peak Period Charge (¢/kWh)	Reactive Power Charge (¢/kVArh)	Uncontracted Capacity Charge [7] ($/kW/month)	Uncontracted Standby Capacity Charge [8] ($/kW/month)
Ultra High Tension [1]	6.19	0.26	0.02	0.44	9.29	30.95
Extra High Tension [2]	6.74	0.39	0.04	0.48	10.11	33.69
High Tension - Large [3]	7.04	1.19	0.13	0.59	10.56	35.20
High Tension - Small [4]	7.04	1.31	0.14	0.59	10.56	35.20
Low Tension - Large [5]	-	5.41	4.38	-	-	-
Low Tension - Small [6]	-	5.41		-	-	-

資料來源: SP PowerAssets(2006), Transmission Service Rate Schedule.

（3）輔助服務費用

有現貨市場的輔助服務，每半小時的備用容量成本由所有 10MW 以上的發電設備依對備用容量需要的貢獻率回收，計算成本分配比率的模型稱為”runway”，該模型會給發電量較多，過去可靠度紀錄表現不佳的發電設備較高權重。由於頻率調節服務是因應負載及發電微量變動的需要產生的，因此由負載及發電設備被調度的前 10MW 分攤。其他由 EMC 代 PSO 簽約提供之輔助服務成本，則由市場參與者的每月電能額外費用中收取(monthly energy uplift)。併在每月額外費用中收取的還有 EMC 與 PSO 的行政管理費、電力進出口、賠償、爭議調解等相關成本。

3.4 紐西蘭

紐西蘭電力市場屬於集中交易與雙邊合約交易並存系統，故電力用戶可透過電力交易商（energy trader）或自行至市場內競價購買所需電力，亦可以簽訂雙邊契約之方式直接和發電業者在市場外進行電力買賣。主要發電業有六家（Contact Energy、Genesis Power、Meridian Energy、Mighty River Power、Todd Energy、Trust Power），約有共 40 個左右的發電廠經由網路注入點（grid injection points）與國家輸電網路相連。發電總裝置容量約為 8,362MW。國家電網系統的所有者為國營輸電公司 Transpower，與電力委員會（Electricity Commission）簽約提供即時網路管理服務。Transpower 亦兼辦系統操作者（SO）角色。此外全國約有 28 家配電業者，出售其配電服務給售電業者，也有一些商業及工業用戶直接與配電業者簽約要求供電。售電業者自電力批發市場以現貨價格向發電業者購電，其售電價格包括了電力取得成本及輸配電成本。

3.4.1 電力市場運作

3.4.1.1 集中交易市場

紐西蘭電力批發集中交易市場在 1996 年成立，又稱為現貨市場或實體電力批發市場。每日批發電力在此進行買賣，屬多邊合約市場，按電力市場規則運作。電力集中交易市場參與者包括：發電業者、零售業者（又稱為購電者）、大型工業用戶及仲介商，市場參與者使用資訊系統 COMIT 來進行交易。買賣雙方在市場價格決定的前一天下午一點之前，向系統操作者（system operator）提出為期 24 小時期間的每半小時之電能數量與競價標單，在交易區間開始之兩小時以前仍可撤換競價標單，而現貨市場價格則由訂價管理者（pricing manager）依出價標單與報價標單排列競比而決定。其訂價模式為節點訂價法（nodal pricing），每一交易時段為 30 分鐘，依各節點所在位置之供需狀況、輸電壅塞、輸電損失等因素各有不同價格，以反映

該節點上之供電邊際成本。電力委員會每個星期皆會在其網頁之批發市場報告中公布每天電力批發市場之半小時價格、日平均價格、南北島間輸電量、備轉容量價格、負載、發電配比、水力存量、長期合約價格、週平均價格等資訊。

3.4.1.2 雙邊合約交易

此外，電力業者也可透過雙邊契約在市場外買賣電力，但場外之電力交易仍必須與集中市場的交易整合。簽訂場外雙邊合約的發電業者及售電業者都必須告知國家帳目調整管理者（National Reconciliation Manager, NRM）其合約內容（包括：買方、賣方、開始日期、截止日期、網路注入點、網路提出點、交易發生點，但不包括商業資訊），Transpower 也必須告知 NRM 計算輸電損失因子的方法，NRM 才能用來將輸電損失分攤給各 MARIA 參與者的雙邊合約，然後 NRM 會將其合約資料與每月的半小時電錶實際量測讀數、輸電損失因子比較、調整後，提供帳目調整資訊給簽約雙方。至 2004 年三月底紐西蘭的電力交易約有 30%是透過場外交易完成。電力零售市場則是售電業者將其在電力批發市場買來的電能出售給小型工業用戶、商業用戶及住宅用戶。售電業者亦可向分散型發電設備業者購電。

3.4.1.3 備轉容量市場

另外，紐西蘭亦已建立瞬間備轉容量（instantaneous reserve, IR）之輔助服務市場，在有發電機組或輸電設備故障時，用來維持系統頻率。所謂的瞬間備轉電力可分為兩種：

1. 快速瞬時備轉（fast instantaneous reserve），係為保持系統頻率在電網運作安全政策規定的頻率下限及以上，事故後 6 秒內提供的備轉出力。可由發電機組可緊急調度發電容量及可停電力（interruptible power）提供，其在紐西蘭的備轉電力市場是以 6 秒鐘為一交易單位。

2. 持續瞬時備轉（sustained instantaneous reserve），為使電力系統頻率恢復至電網運作安全政策規定的數值，60 秒內提供的平均出力。瞬間備轉容量可由熱機備轉容量（spinning reserve）或可停電力提供。服務之提供方式係透過半小時市場，由電業提送標單，載明對應的交易時段、網路輸入點或網路輸出點、及合理預計瞬時備轉數量。

3.4.1.4 財務契約市場

幾乎所有發電業者與購電業者在市場外交易所簽訂的各種財務雙邊契約，皆在財務契約市場的範圍內。它的主要功能在於避險，防止電價波動過大對售電與購電造成之傷害。在財務契約市場中只有電力契約市場參與者 （TCMP） 能進行契約交易，每一契約均有 M-co 訂定之規範，交易在 M-co 規定的交易時間內進行，出價與報價必則透過 M-co 的電子交易系統（COMIT）傳送，市場規則規定第一個表示接受出價或報價的 TCMP 具有成交權，M-co 應按簽收時間先後順序成交每筆出價和報價。財務契約市場的交易標的不拘泥於任何特定形式。目前電力市場中有電力期貨、遠期契約、換約交易（SWAP）、選擇權（Option）等多種類型。

3.4.2 各種收費率結構

3.4.2.1 輸電服務

紐西蘭電力監管法規（Electricity Governance Regulations and Rules Sec IV）規定網路服務的定價辦法，由電力委員會公布制定定價方式的流程，Transpower 決定定價方式，再呈電力委員會核定，最後由 Transpower 公布費率。Transpower 為國營事業，其輸電資產的成本必須由用戶所繳的費用中回收，其收入要求包括：資本（以最佳剝奪價值 ODV 計算）、維修、運轉及經常費用（overhead）成本等，分為兩類：1.高壓交流收入要求（HVAC revenue requirement）：回收高壓交流電資產;及 2.高壓直流收入要求（HVDC revenue requirement）：回收南北兩島間連線相關之成本。

Transpower 自 2003 年 4 月開始實施的訂價方式，將網路輸電服務費用分為四個項目類：連結費（connection charge）、互連費（interconnection charge）、高壓直流費（HVDC charge）及經濟價值調整費（economic value adjustment charge）。前三項費用係將每年的收入要求分配給與網路資產相連之送電用戶或受電用戶（如圖 3-4-1）。

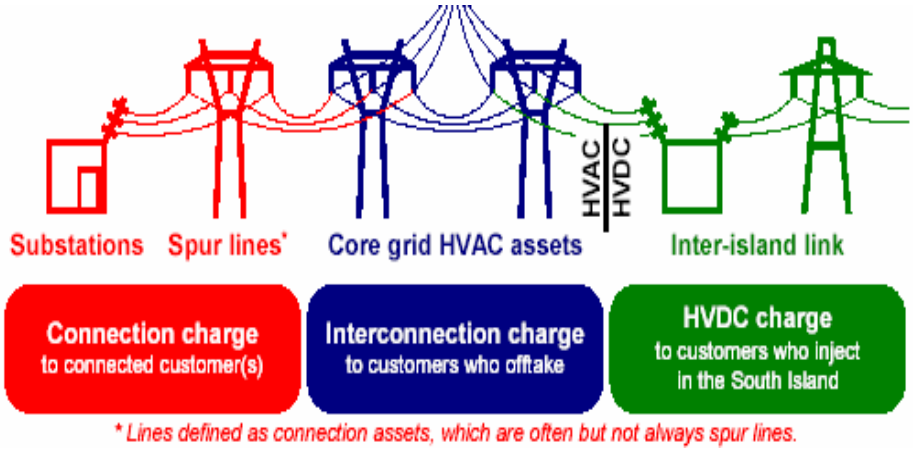


圖 3-4-1　網路連結服務費用

資料來源：Transpower(2002), *pricing for grid connection service.*

1. 連結費：用以回收用戶連結至網路主幹相關資產之 HVAC 收入要求。所有與網路連結的用戶都必須負擔連結費，若有兩個以上用戶共同使用一個資產，則按其尖峰受電量/送電量來分攤成本。連結費的計算以年為基礎，但平分在 12 個月的帳單中。

$$連結費 = \Sigma\{(ORC \times ARR) + M + O + G\} \times CA$$

ORC：連結資產的最佳重置成本

ARR：資產報酬率

M：維護成本

O：運轉成本

G：（注入用戶之）經常費用

CA：用戶應分攤的連結資產

其中，連結資產分攤方式係按用戶最大需求（anytime maximum demand, AMD[8]）及/或最大注入（anytime maximum injection, AMI[9]）比例分攤。

2. 互連費：用以回收連結費未涵蓋到的 HVAC 收入要求，為一固定費率(\$/kW)，按由網路系統提出的電力計算，其費用為最大需求(AMD)乘上互連費率，再除以 12，將年費轉換為月費。因為每個月的 AMD 不同，因此每月的互連費亦有差異。互連費率計算為每年一次，將連結費未涵蓋到的 HVAC 收入要求除以所有提出點的 AMD 預估值總和。亦即：

互連收入要求=HVAC收入要求-用戶連結費用收入總和

互連費率=互連收入要求/所有用戶AMD總和

用戶互連費=1/12×互連費率×該用戶過去12個月AMD總和

3. 高壓直流(HVDC)費：用以回收南島(Benmore)與北島(Haywards)間的連線成本收入要求，亦為固定費率（\$/kW)，由南島所有注入網路的電力分攤，其值等於尖峰注入值（AMI）乘上高壓直流費率，再除以 12，將年費轉換為月費。高壓直流費率計算為每年一次，將高壓直流收入要求除以南島所有注入點的尖峰注入預估值總和。

高壓直流費率=HVDC收入要求/南島用戶AMI總和

用戶高壓直流費=1/12×高壓直流費率×該用戶AMI

4. 經濟價值（EV）調整費：由於用來計算前三項費用的收入要求皆為預測值，與實際的收入要求可能有差異（如資產 ODV 值變動等因素)，因此必須有此調整項以確保 Transpower 的收入不會過多或過少。此費係按所有用戶的連結費、互連費及 HVDC 費比例分攤。

年經濟價值調整項=1/3×{累積獲利/損失+當年預期獲利/損失+次年預期獲利/損失}

[8] AMD：一年內最高的 12 個需求尖峰平均植。

[9] AMI：一年中最大的注入值。

經濟價值調整月費=1/12×{HVAC 比率[10]×連結費+ HVAC 比率×互連費率× AMD+ HVDC 比率[11]× HVDC 費率× AMI}

紐西蘭之網路連結服務費用可歸納如圖 3-4-1。

3.4.2.2 輔助服務

Transpower 肩負全國電力供給的穩定和安全之責，為此 Transpower 發展一系列的有關輸電系統的安全產品，每種產品都有其市場價格，包括熱機待轉容量，頻率控制、無效電力、可停負載、全黑啟動等，這些產品有的可由發電業者或負載用戶提供，Transpower 必須向其購買以維持電力之穩定。想要提供輔助服務的電業，必須提送輔助服務標單（ancillary service offer），註明其服務型式（備用容量、無效電力或其他），在交易區間的兩小時前都可以更改標單。

1. 頻率調節備轉容量（frequency regulation reserve, FRR）：用來應付負載的輕微變動（不含超過 60MW 以上之低頻事故[12]），將網路頻率維持在標準範圍內，通常由一或多組發電機組提供。Transpower 會事先安排提供頻率調節服務的發電業者，這發電業必須為其打算提供服務之電廠/電站群(block)提送標單，以接受排程。可獲性成本(availability cost)將按標單與提供的時間以半小時為單位計算;變動成本則透過受限運轉/損失費用（constrained-on/off payment）支付。此服務之成本皆由需求端負擔。

2. 瞬間備轉容量（instantaneous reserve, IR）：在有發電機組或輸電設備故障時，用來維持系統頻率，根據 NZEM 運作規則之規定，所謂的瞬間備用電力可分為兩種：(1) 快速瞬時備用（fast instantaneous reserve)，係為保持系統頻率在電網運作安全政策規定的頻率下限及以上，事故後 6 秒內提供的備用出力。發電機組可供電力池系統緊急調度發電容量及可停電力(interruptible power)，其在紐西蘭的備用電

[10] HVAC 比率：指 HVAC EV 調整項與 HVAC 收入要求之比率，2003/4/1~2004/3/31 之值為-10%。
[11] HVDC 比率：指 HVDC EV 調整項與 HVAC 收入要求之比率。2003/4/1~2004/3/31 之值為-10%。
[12] 由瞬間備轉容量應付。

力市場是以 6 秒鐘為一交易單位。（2）持續瞬時備用（sustained instantaneous reserve），為使電力系統頻率恢復至電網運作安全政策規定的數值，60 秒內提供的平均出力。瞬間備轉容量可由熱機備轉容量（spinning reserve）或可停電力提供。服務之提供方式係透過半小時市場，由電業提送標單，載明對應的交易時段、網路輸入點或網路輸出點、及合理預計瞬時備用數量。NZEM 有一套專門計算瞬間備用電力價格的公式，在此公式中，即時輸電線路限制與損失的價值均由 NZEM 進行設算，考慮因素包括每日修正之各交易時段的邊際區位因子（marginal location factors），現貨市場參與者所提報的競價資料，以及網路操作者提供之調度資料，得出瞬間備用電力之市場結清價格。此服務之可獲性成本（availability cost）即為被接受的邊際備轉容量標單價格乘以被調度量，由發電者支付。事故成本（event cost）則由肇因者按事前設定價格支付。

3. 過頻備轉容量（over-frequency reserve）：當有大量電力輸送至北島，或南島忽然有負載降低情形時，南島可能會發生頻率瞬間提高的現象，因此需要備轉容量來防止頻率繼續提高並且使頻率恢復至正常。過頻備轉容量服務是由南島備有過頻電繹（over-frequency relay）之發電業者透過競標長期提供。此項服務成本由南島出力超過 60MW 的電廠負擔。

4. 電壓支持（voltage support service）：通常電力系統中電壓控制的主要來源為發電機 VAR 控制與高壓輸電系統中內在的 VAR 產生/吸收（generation/absorption）能力。在正常調度狀態下，無效電力是由 Transpower 的電壓支持設備、注入有效電力的發電者或是網路業者設備提供。若 Transpower 認為中期有額外的電壓支持需要，則會與業者簽訂中期合約。若所有的設備與中期合約都不足以應付需求時，Transpower 會至 NZEM 中以受限運轉方式取得用做電壓支持之發電，其價格即為標單（offer）價格。此項服務成本由用戶提出端按區域收費。

5. 全黑啟動（black start）：系統重新啟動或是全黑啟動服務可由發電廠提供，意指不需要使用任何外部的電力來源，發電廠中的發電機組即可同步運轉連結到電網。全黑啟動是每年由業者透過競標提供。成本由發電端及用戶負載端以 50：50 比例分攤。

3.4.2.3 受限停機與受限運轉

紐西蘭對不平衡電力之處理可分為受限停機及受限運轉兩種狀況。

1. 受限停機（constrained off situation）

在某個交易時段，若發電者之報價報價低於該電網輸入點在該時段之最終價格，但在該交易時段調度卻未接到調度指令，則發生受限停機之情況。在前一帳單期間任一交易時段發生受限停機情況下，結清管理者應按下式計算每個發電者在每個受影響之價格區間之受限停機金額（constrained off amounts, COF）

$$COF_g = Q_{cof} \times (P_f - P_o)$$

式中

Q_{cof}：該交易時段內，報價區間之受限停機數量（MWh）；

P_o ：受限停機數量之報價價格；

P_f ：該電網注入點同一交易時段之最終價格。

清算人應在公佈最終價格的時限內，向每個發電類市場參與者公布前一帳單期間有關受限停機情況的內容包括：受限停機金額、遭受受限停機的發電類市場參與者和電網輸入點。若是系統操作者係因電壓維持、過頻被轉或瞬間備轉等系統安全原因造成受限停機，則系統操作者應承擔所有受限停機金額。若因非安全原因而發生受限停機，則系統操作者應分攤之費用（$SOCOFNS_{so}$）如下：

$$SOCOFNS_{so} = TCOFP * (SOQ_{coffns} / TQ_{coff})$$

式中

TCOFP：該交易時段內受限停機總支出；

SOQ_{coffns}：系統操作者告之結清經理之非安全理由受限停機數量；

TQ_{coff}：總受限停機數量。

若系統操作者告知結清經理在交易時段中發生頻率維持情況，則系統操作者應負擔之費用（$SOCOFFK_{so}$）如下：

$$SOCOFFK_{so} = TCOFP*(SOQ_{cofffk}/TQ_{coff})$$

式中之 SOQcofffk 為用於頻率維持的數量。發電業者並不會因為受限停機而得到補償，除非與系統操作者簽有輔助服務協議。

2. 受限運轉（constraint on situation）

某發電類市場參與者對於某一交易時段其電網輸入點的計量數量的報價高於同一交易時段該電網輸入點的最終價格，當該發電者仍執行了系統操作者下達的發電調度指令時，則發生受限運轉情況。對於任一交易時段，相關參與市場之發電者有權得到受限運轉補償金（constrained on compensation）。

如果前一賬單周期的任一交易時段出現了受限運轉情況，結清經理應依據下列公式為每個發電者的每一受影響價格區間計算受限運轉補償金額：

$$COC = Q_{con} \times (Po-Pf)$$

式中

COC：應付給發電者之受限運轉金額

Q_{con}：該交易時段報價區間之受限運轉數量（MWh）；

P_o：發電者之受限運轉數量對應之報價價格；

P_f：該交易時段該電網輸入點之最終價格。

根據上述公式計算之該電站群之發電廠之金額合計，即為該電站群之受限運轉金額。

如果在前一帳單周期某一交易時段發生受限運轉情況，並且依據市場規則已將此情況通知清算人，結清經理應用下列公式計算受限運轉金額中應由系統操作者應分攤的部分。若是系統操作者係因電壓維持、過頻被轉或瞬間備轉等系統安全原因造成受限停機，則系統操作者應承擔所有受運轉機金額。若因非安全原因而發生受限運轉，則系統操作者應分攤之費用（$SOCOFNS_{so}$）如下：

$$SOCONNS_{go} = TCONP*(SOQ_{conns}/TQ_{con})$$

式中

$TCONP$：該交易時段內受限運轉總支出；

SOQ_{conns}：系統操作者告之結清經理之非安全理由受限運轉數量；

TQ_{con}：總受限運轉數量。

若系統操作者告知結清經理在交易時段中發生頻率維持情況，則系統操作者應負擔之受限運轉費用（$SOCONFK_{go}$）如下：

$$SOCONFK_{go} =TCOFP*(SOQ_{confk}/TQ_{con})$$

式中之 SOQ_{confk} 為用於頻率維持的數量。

在任一電網提出點購買電能之購電者都應向在任一電網注入點之受限運轉發電者支付受限運轉補償金；購電者應付之補償金額公式如下：

$$COC_p =(COC_g-COC_{so}) \times(P_q/TP_q)$$

COC_p：購電者應付之受限運轉金額；

COC_g ：該交易時段受影響之所有發電者應得之受限運轉補償金總和；

$SCOC_{so}$：該交易時段系統操作者應付給發電者之受限運轉金；

P_q：該交易時段該購電者購買之總電能；

TP_q：交易時段所有購電者購買之總電能。

（1）同時計算受限運轉金額和最終價格並公佈之

結清管理者在計算受限運轉金額的同時應制定最終價格，並在規定的時限內，向每個發電類市場參與者公布有關受限運轉金額情況的內容包括：受限運轉金額、得到受限運轉金的發電類市場參與者和對應的電網輸入點。

3.4.2.4 電力委員會費用（Electricity Commission Levy）

2001 年 6 月至 9 月以及 2003 年 6 月至 9 月，紐西蘭電力批發市場電價持續狂飆居高不下，紐西蘭政府就放棄了輕手管制政策，而改以類似澳洲的管制方式。NZEM 的法規委員會（Rules Committee）及 MARIA 統管局（Governance Board）在與產業諮詢後，同意進行兩者結構之合理化，於 2003 年 9 月 1 日成立紐西蘭電力委員會 NZEC （Electricity Commission），取代原有的 NZEM 及 MARIA。電力委員會之董事會（Board）由一個主席及五位委員組成，整個委員會則有 40 名左右的員工，負責依據電業法（Electricity Act 1992, Amendment Act 2001, 2004）及政府之能源政策管理整個電力批發及零市場發、輸、配、售電部門之運作，其成本透過電力委員會費向各電力業者回收，發電業、售電業、配電業與輸電操作者的費率不同，且每年費率會依委員會預估的年成本調整，依發電量、購電量、輸電量及/或連結的用戶量收取。依 2005 年制定之 Electricity（Levy of Industry Participants） Regulations，電力委員會對本費用的計算方式為：

1. 統計花費於各項活動之成本（包括間接成本），再依下表比例分攤給不同電業。2005 年 7 月 1 日~2010 年 6 月 30 日這五年間，每年要回收的收入為 2,897,216 紐西蘭幣。

表 3-4-1　紐西蘭電力委員會活動成本分攤

活動	發電業者	購(售)電業者	配電業者	Transpower
共同品質(commom Quality)運作	1/3	1/3	1/3	
市場操作	1/2	1/2		
登記與用戶作業		1/2	1/2	
供電安全作業		全部		
輸電運作				全部
用電效率作業		全部		
其他活動	1/3	1/3	1/3	
MACQS 改革作業	1/3	1/3	1/3	

2. 各類市場參與者應負擔的各項成本將除以下表之費率基礎，即得到單位費率。

表 3-4-2　紐西蘭電力委員會計費基礎

活動	發電業者	購(售)電業者	配電業者
共同品質(common Quality)運作	預期年發電量	預期年購電量	預期年配電量
市場操作	預期年發電量	預期年購電量	
登記與用戶作業		預期年用戶量	預期年用戶量
供電安全作業		預期年購電量	
輸電運作			
電力效率作業		預期年購電量	
其他活動	預期年發電量	預期年購電量	預期年配電量
MACQS 改革作業	預期年發電量	預期年購電量	預期年配電量

3. 電業依其種類，將各單位費率乘上其當月實際發電量、購電量、配電量或 1/12 用戶量，即為該月應繳之費用。

3.5 澳洲

1996 年 5 月澳洲政府通過國家電力法規(The National Electricity Code；NEC)，要求將發、輸、配電業務加以分離，引進競爭機制，使澳洲電力自由化改革有一明確之依據。1998 年昆士蘭州建立了昆士蘭電力市場，同年澳州的國家電力市場 (National Electricity Market、NEM)也正式形成。澳洲的集中交易市場係屬強制性（mandatory)，涵蓋範圍包括首都特別行政區、昆士蘭、新南威爾斯、維多利亞、南澳及塔斯馬尼亞六個區域，由國家電力市場管理公司（National Electricity Market Management Company, NEMMCO)負責市場管理及系統運作，每年交易的電量約有 165,000 GWh。發電業者約有 50 家，輸電線路則由各行政區獨佔之輸電網路服務提供者（Transmission Network Service Provider, TNSP，共九家）擁有，配電業者則有 14 家。所有電力市場的活動，都必須受到澳洲國家電力法規（National Electricity Code, the Code）所規範，以確保所有市場參與者或有意參與者，可以公平及合理地使用資源。

3.5.1 電力市場運作

3.5.1.1 集中交易市場

澳洲的集中交易市場（National Electricity Market, NEM）係屬強制性（mandatory)，涵蓋範圍包括首都特別行政區、昆士蘭、新南威爾斯、維多利亞、南澳及塔斯馬尼亞六個區域，自 1998 年開發運作，市場架構如圖 3-5-1 所示，由國家電力市場管理公司（National Electricity Market Management Company, NEMMCO）負責市場管理及系統運作，每年交易的電量約有 165,000 GWh。發電業者約有 50 家，輸電線路則由各行政區獨佔之輸電網路服務提供者（Transmission Network Service Provider, TNSP，共九家)擁有，配電業者則有 14 家。所有電力市場的活動，都必須受到澳洲國家電力法規（National Electricity Code, the Code）所規範，以確保所有市場參與者或有意參與者，可以公平及合理地使用資源。法規並對電力網路、發電設備和用戶連結設備做技術上的規範，使輸送的電力都可以符合其標準。

想在市場中售電的發電業者必須向 NEMMCO 提交標單，註明想出售的電量及價格。標單分為三類：

- 日標單（daily bid）：在前一日中午 12:30 以前提交，做為調度前預測（pre-dispatch forecast）之依據。
- 重新投標（re-bid）：最晚可至調度開始前五分鐘提交，變更先前提出之日標單的電量，但不可變更價格
- 預設標單（default bid）：在未提交日標單時所預設的標單，屬「有信心之商業行為」，通常反映發電機組之基載水準。

依據收到的標單依報價遞增排序後，NEMMCO 的排程系統可決定滿足市場負載需求所需之發電機組、發電時間、發電量。當線路或互聯網路發生壅塞時，則原來在排程之外的發電機組亦可能被要求發電。

NEMMCO 的調度區間為五分鐘，亦即每五分中發布一次調度指令，因此一天共有 288 個調度區間。計算調度價格，係以電力供給調整電力網路損失後滿足需求的邊際成本作為水準，在計算這個調度價格的同時，必須考慮網路的電力損失，一般而言，這個調度價格通常是滿足需求時，最後一個進入電力系統之發電機組的標單報價。澳洲目前規定調度價格係以每五鐘計算一次，而現貨價格則每 30 分鐘（稱為交易區間）計算一次，現貨價格即為半小時內六個調度價格的直接加權平均價格，現貨價格在每半個小時結束時都必須公佈。互聯網路的容量限制是各區域現貨價格不同的主因，其他的因素還包括各區當地不同的燃料使用，也會影響調度價格。

澳洲電業法規要求在每個電力區域在決定電力現貨價格時，必須要考慮區域間電力損失，而此損失的計算是動態的，是隨著需求和發電的情況而改變。通常區域間電力損失的水準以損失因子來表示，稱之為「區域間損失因子」。區域間損失因子是用來調整標單買價與標單賣價的價格，以決定那一個發電機組要被用來調度以滿足電力需求。各電力區域內的電力由發電業者傳送到市場用戶之前，有可能發生區域內的電力損失，這些損失之計算要透過「區域內損失因子」之設定。區域內損失則基於過去歷史實際的電力損失資料所求出屬靜態設定。

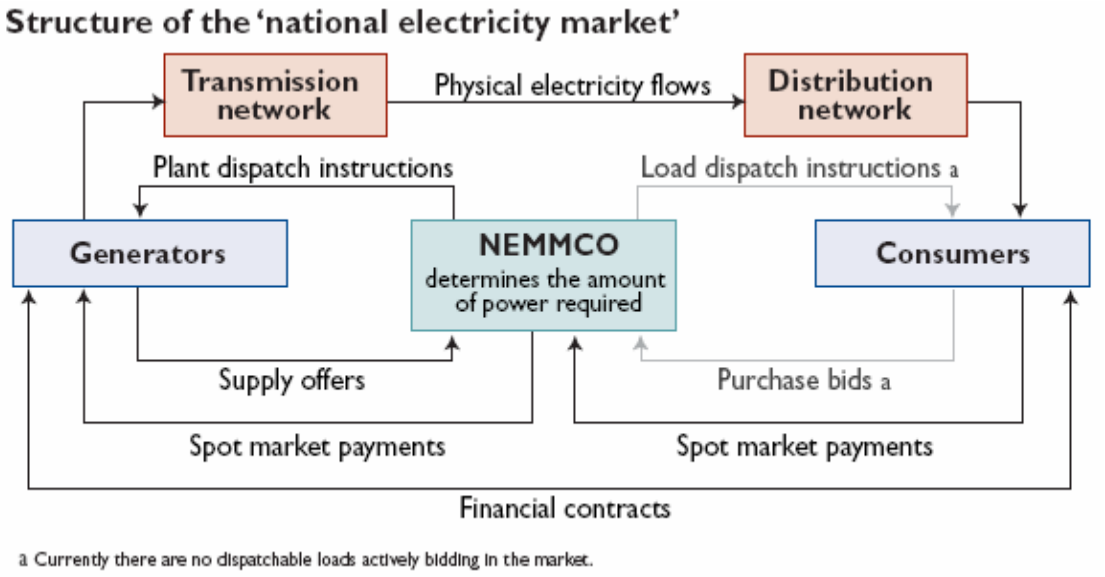


圖 3-5-1　澳洲電力市場架構

資料來源：　NEMMCO (2004), An Introduction to Australia's National Electricity Market

3.5.1.2 輔助服務市場

NEM 開始運作初期，輔助服務皆是由 NEMMCO 與輔助服務提供者簽訂長期契約來供應。後來 NEMMCO 於 2001 年 9 月 30 日建立市場輔助服務（market ancillary service），首先開放的是頻率控制輔助服務（frequency control ancillary service, FCAS）市場，按不同頻率控制需求，分為 8 個獨立的市場：

1. 頻率調節(Regulation)

（1）調節升高（Regulation Raise）

（2）調節降低（Regulation Lower）

2. 意外事故(Contingency)

（1）快速升高（Fast Raise, 6 Second Raise）

（2）快速降低（Fast Lower, 6 Second Lower）

（3）緩慢升高（Slow Raise, 60 Second Raise）

（4）緩慢降低（Slow Lower, 60 Second Raise）

（5）延遲升高（Delayed Raise, 5 Minute Raise）

（6）延遲降低（Delayed Lower, 5 Minute Lower）

市場參與者必須按其想參加的市場，向 NEMMCO 註冊登記，在註冊後，服務提供者方可透過 NEMMCO 的市場管理系統提送一個 FCAS 市場標單（offer 或 bid）。服助服務提供者提送的頻率升高標單表示該參與者在特定的時間，為升高系統頻率，所能注入系統之 MW 數；相反的，頻率降低標單則表示該參與者在特定的時間，為降低系統頻率，所能由系統提出之 MW 數。

在每個調度區間內，NEMMCO 的 SPD 調度系統軟體必須由提送之 FCAS 標單中，採用足夠的 8 種 FCAS 產品，以滿足系統之 FCAS 需求。同時 SPD 會將 FCAS 按其成本排序，被採用的最高成本標單價格決定了該類 FCAS 市場的邊際成本。

3.5.2 電力市場各種費率結構

3.5.2.1 市場參與者費用(participant fee)

依據澳洲國家電力市場法規第 2.11.1 條的規定，NEMMCO 必須制定、檢討、決定並公布市場參與者費用結構。澳洲 NEMMCO 收取之參與者費用之費率結構與計費基礎如圖 3-5-2 所示（適用於 2006 年 7 月至 2011 年 6 月）。

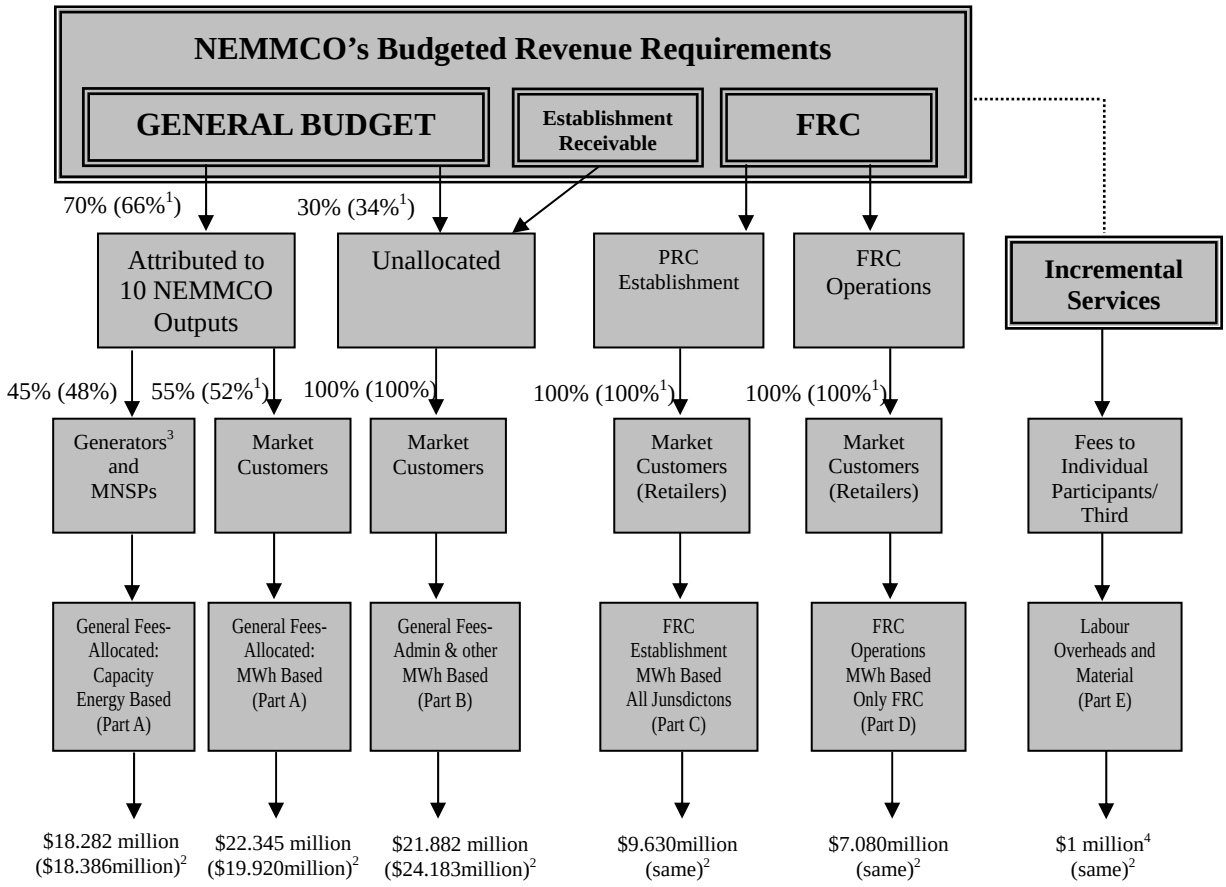


圖 3-5-2　澳洲費率結構

註:括弧內數字為前次制定之費用,用於比較

1. 一般費用(general fees)

NEMMCO 回收其一般成本(general costs)之方式係將其各產出(output，如表 3-5-1 中之電力系統安全、電力系統可靠度...等)之成本依不同市場參與者類別於各產出的預算收入要求中的涉入程度來分攤，如表 3-5-1 所示。總計市場用戶將分攤一般成本 40.8 百萬澳幣的 55.39%，其餘發電業者與市場網路服務提供者應分攤部分再按 2:1 比例分配，第一部分是電力系統安全、電力系統可靠度、資訊及系統管理產出的成本，由市場發電業者、非市場排程發電業者與市場網路服務提供者分攤，佔總成本 29.74%;第二部分為其餘產出的成本，由市場發電業者與市場網路服務提供者分攤，佔 14.87%。

表 3-5-1 不同參與者分攤到的產出成本比例

參與者類別	電力系統安全	電力系統可靠度	市場結算	市場操作	審慎監理	結算剩餘拍賣	批發市場改善	資訊佈達	零售市場改善	資訊及系統管理
市場用戶(多為售電業)	50%	75%	51%	50%	25%	未分配-另行回收	50%	50%	100%	50%
發電業者與市場網路服務提供者	50%	25%	49%	50%	75%		50%	50%	0%	50%
總計	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

除前述可分配成本外(圖 3-5-1 中之 Part A)，尚有無法分配的一般預算收入要求(圖 3-5-1 中之 Part B)，約佔總收入要求 30%，這部分 NEMMCO 亦可依法向市場用戶(售電業)回收。另有一部份是用來回收 NEMMCO 因準備設立 NEM 所產生的成本，設立成本包括三大項:折舊費用、貸款利息以及設立應收帳款(即 NEM 成立時，NEMMCO 發生的非資本支出，如設立之營運成本)。這些項目分開記帳，並在 NEM 開始運作後資本化，分十年向市場用戶回收。在 2006 年 6 月 30 日時，設立應收帳款還有 11.4 百萬澳幣待回收，未來前兩年每年將回收 4.45 百萬澳幣，剩餘數額則於第三年回收。

2. 加值服務費(Incremental Services fees)與註冊費(registration fees)

加值服務費用係用於回收 NEMMCO 可確認是因為提供服務給特定對象因而增加之成本，這些服務由業者自由選擇採用，NEMMCO 評估花費在此項服務之人力、間接成本與其它成本後，向該接受服務之對象收取。

NEMMCO 評估 2000 年後即未調漲的註冊費率後，認為已無法反映目前之人工成本，因此將每一份新註冊申請費用自 1,700 澳幣調漲為 3,500 澳幣。

3. 全面零售競爭費用(FRC fees)

NEMMCO 利用此費用回收推動全面零售競爭活動與 B2B 通訊系統成本，亦即提供零售用戶在售電業間移轉服務之相關成本。雖然各州實施零售競爭速度不一，但推動較晚尚未實施全面零售競爭的州並無法使 NEMMCO 省下構建 FRC 系統的資本成本，因此 FRC 營運成本回收對象為已實施全面零售競爭各州(即除昆士蘭與塔斯馬尼亞之外的州)售電業者，依其集中市場的購電量分配;FRC 設置成本則向全部售電業者依其在集中市場的購電量回收。NEMMCO 已發生的 FRC 成本共 46 百萬澳幣，其中設置成本為 38 百萬澳幣，營運成本則為 8 百萬澳幣。

B2B 通訊主要發生在售電業者與配電往路服務提供者間，有助於業者間的資料自動化交換，對於大量零售用戶之移轉十分必要。NEMMCO 估計所需成本為 2.075 百萬澳幣，計入 FRC 費用中的營運費用收取。

4. 參與者補償基金費用(Participant Compensation Fund)

此基金係在發生排程錯誤時，用來賠償受排程的發電業者及受排程網路服務提供者，其成本僅向受排程的發電業者及受排程網路服務提供者回收，以售電收入為費率基礎。但於某些情況下，參與者將不需要繳交此費用，例如在同一財務年度中，於前一週此費用已達到一百萬澳幣者，或是在總市場參與期間中，此費用已累積到五百萬澳幣者。

前述市場費用之收入要求、收費對象及費率可歸納為表 3-5-2。

表 3-5-2　澳洲市場費用項目及費率

NEMMCO 2006/2007 Budgeted Fee Revenue Requirement (All Fees and rates are quoted exclusive of GST)		Paying Participants	Basis of Payment
NEMMCO FEE REVENUE REQUIREMENT			
Market Customer Allocated Fee	23,246,300	Market Customers	$0.12468 /MWh of Cust Load
Market OR Scheduled Gen & MNSP Allocated Fee	12,679,800	Generators (except non-market, non-scheduled) & MNSPs	} Daily rate calculated from MWh and MW
Market Gen & MNSP Allocated Fee	6,339,900	Market Generators, & MNSPs	applicable in 2005 (see Fee Determination)
NEMMCO Allocated Fee Revenue	42,266,000		
General Administration Fee	18,114,000	Market Customers	$0.09716 /MWh of Cust Load
Establishment Fee Receivable	4,450,000	Market Customers	$0.02387 /MWh of Cust Load
NEMMCO General Administration Fee Revenue	22,564,000		
NEMMCO Budgeted Fee Revenue (before FRC)	64,830,000		
FRC Establishment	6,960,000	Market Customers with a retail licence	$0.04300 /MWh of Cust Load
FRC Operations	6,700,000	Market Customers with a retail licence	$0.05761 /MWh of Cust Load in Jurisdictions with FRC
Full Retail Competition Fee Revenue	13,660,000		
Total NEMMCO Budgeted Fee Revenue	78,490,000		
OTHER REVENUE REQUIREMENTS			
Advocacy Panel	1,750,000	Market Customers	$0.00939 /MWh of Cust Load
National Electricity Tribunal Fee	-	Market Customers	$0.00000 /MWh of Cust Load
Participant Compensation Fund Fee	-	Scheduled Generators & Scheduled NSP	$0.00000 /$ of energy sales
Registration Fee	70,000	Rule Participants	$3,500 per application
Incremental Services Fee	680,000	Rule Participants	All directly attritutable incremental costs per service
Total NEM Budgeted Fee Revenue Requirement	80,990,000		

Other data used in budget:	Market Customer load forecast for 2006/2007	186,441,456 MWh
	Retailer load forecast 2006/2007	161,877,405 MWh
	Retailer load forecast for FRC Jurisdictions 2006/2007	116,304,923 MWh
	Market generator and MNSP capacity in 2005	44,894 MW
	MNSP and generator capacity (excluding non-market, non-sched.) in 2005	45,100 MW
	Market generator and MNSP energy in 2005	196,234,469 MWh
	MNSP and generator energy (excluding non-market, non-sched.) in 2005	197,355,096 MWh

資料來源: http://www.nemmco.com.au/

3.5.2.2 輸電費用

澳洲電業規則(National Electricity Rules)中對網路資產擁有者之年度總收入訂有法定收入上限（revenue cap），型式為 CPI-X，此法定收入上限至少每 5 年調整一次，上限之計算因子包括預期之電力需求成長、服務水準之要求、潛在資本與勞動效率之提升、資本成本、稅捐、財務指標、以及輸電產業的商業存活力等。輸電服務定價之過程共分三個步驟，茲說明於下：

1. 分攤年度總收入要求

網路服務提供者全年的收入不可超出電業法規當中所設定之上限，且年度總收入要求必須按照不同的輸電服務分類加以分攤；各類輸電服務皆其有年度收入要求，加總之後即是輸電網路擁有者的年度總收入要求。因此，在分攤年度總法定收入時，網路擁有者首先需對輸電服務加以分類，之後列出輸電網路系統的資產，最後將輸電服務成本(分為運轉成本與維護成本)按提供之服務類別加以詳細分類。有關輸電服務分類之間的關係，與其成本及計價方法參見圖 3-5-2。

輸電服務主要分為下列四個類別：

（1）對單一連接點的發電業者提供之「進入服務」（entry service），

（2）對單一連接點的輸電用戶提供之「提出服務」（exit service），

（3）輸電網路系統使用服務，

（4）用以維持輸電系統安全等無法按區域分配，但卻能使輸電用戶全體受益之「共同服務」（common service）

輸電資產成本，將被劃分到進入、提出、共同服務與系統使用服務項目上，收入要求則按照各項輸電服務成本進行分攤。其中進入與提出服務是按進入、提出設施之資產成本，對各區域電力用戶進行平均分攤。至於輸電系統使用費係按反映網路成本訂價（cost reflective network pricing, CRNP），亦即以每位用戶對電力潮流之貢獻度加以分攤成本，而貢獻度則按用戶去年代表性負載情形估算，代表性負載情

形包括 30 天的最高系統需求及 10 天的互連系統之最高需求；共同服務費則按每個區域網路之共同服務費費率透過電力潮流在每個區域分佈情形加權平均計算。

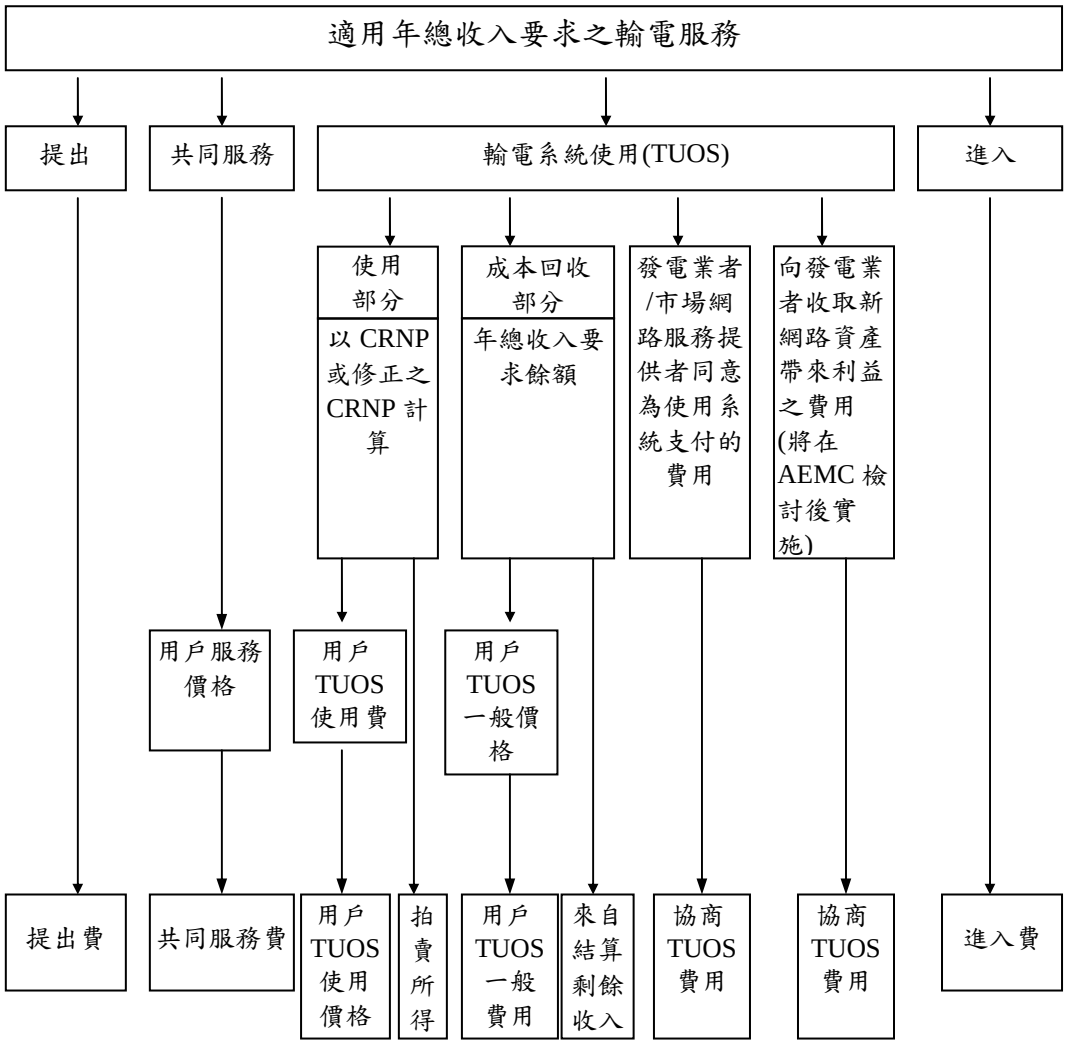


圖 3-5-3　澳洲輸電服務分類與成本、計價方法

2. 分攤輸電成本

（1）分攤個別輸電系統資產成本

輸電系統之資產將依照提供不同性質服務之區分為進入服務資產、提出服務資產、輸電系統使用服務資產與共同服務資產。輸電網路服務提供者應將年總收入要求分攤至各服務類別之資產，分攤方式如下列公式所示：

$$ARR_{ij} = \frac{AARR_j \cdot ORC_{ij}}{\sum_{i=1}^{n} ORC_{ij}}$$

其中，ARR_{ij} 為提供第 j 種輸電服務的資產中，第 i 項資產之收入要求（j＝進入、提出、輸電系統使用、共同服務，n 為 j 類資產數目）；$AARR_j$ 為第 j 種輸電服務之年收入要求；ORC_{ij} 為該項資產最適重置成本（optimized replacement cost）。以進入服務為例，各項資產的法定年收入等於進入服務的法定年收入乘以某項資產重置成本之比重，提出、共同服務及輸電系統服務各項資產的法定年收入亦依此類推。

（2）分攤網路連結服務成本至輸電用戶與發電業者

- 進入服務:將該進入點上所有提供進入服務的資產之年收入要求加總，即可得出該進入點之年收入要求，亦即該點之進入成本，再將該成本分配給與該點相連結之發電業者。
- 提出服務: 將該提出點上所有提供提出服務之資產的年收入要求加總，即可得出該提出點之年收入要求，亦即該點之提出成本，再將該成本分配給與該點相連結之輸電網路使用者。
- 當某項資產同時用於進入和提出服務時，網路提供者必須協調相關網路使用者並訂定公平之分攤方式。

（3）分攤網路系統服務成本至輸電用戶與發電業者

輸電往路服務提供者所有用來提供輸電系統使用服務的資產，其年收入要求可透過以下三種管道回收:

- 發電業者之輸電系統使用服務費(charges for Generator transmission use of system service)
- 對於協商決定之系統使用服務成本，則依與發電業者協商敲定之費用收取;對於新輸、配電網路投資之使用，則不必分攤，完全由輸、配電用戶承擔。
- 網路用戶輸電系統使用服務費(charges for Customer transmission use of system service)

應由輸電系統使用服務費回收之年收入要求，扣掉自發電業者收取之系統使用服務費後，剩餘未回收之成本則由用戶輸電系統使用服務費及拍賣收入回收。輸電服務提供者應將應收之用戶輸電系統使用服務費分攤至每一個有輸電用戶連結的輸電網路連結點。分攤的方式為反映成本網路定價法(CRNP)，或是經 AER 核准之修正反映成本網路定價法(modified CRNP)法[13]。

此外，輸電網路服務提供者必須在年總收入要求中扣除:1.預估由發電業者之輸電系統使用服務費回收成本;2.預估可由市場網路服務提供者之協商系統使用服務費回收之成本;3.預估可由用戶使用費回收之成本;4.預估可由拍賣收入及結算剩餘回收之成本;5.前一年輸電收入超過收入要求的金額，再加上 1. 前一年輸電收入低於收入要求的金額，2.因價格上限可能導致用戶 TUOS 使用費不足以回收的成本估計值;3.為反應發電者或市場網路服務提供者加入輸電系統所節省之輸電成本而支付給發電者或市場網路服務提供者的費用，以決定每個財務年度提供輸電系統使用服務收入要求的剩餘或短少金額。此差異金額應透過用戶輸電系統使用服務一般價格(customer TUOS general prices)與用戶輸電系統使用服一般費用(customer TUOS general charges)向輸電用戶收取或退費。

■ 結算剩餘拍賣收入(revenue from auction proceeds)

[13]成本反映網路定價法的主要假設在於發電來源的定義及其提取點，本法採用「電距離」來決定發電至提用電之間的距離，而在特定地點，距離較近的供電廠比距離較遠的供電廠提供較多比例的負載。在電機專有名詞中「電距離」指的是兩地點間的阻抗，可由標準工程計算之「故障水準計算（fault level calculation）」得之。一旦特定供電與提供負載的供電業者決定後，就可追蹤提供負載網路的流量有多少。而特定提用點的使用量是以提供到使用的流量對所有負載與供電業者的使用量之比例來衡量。成本反映網路定價成本法分攤計算步驟：

（1） 計算個別輸電網路資產所須的年收入。
（2） 計算特定運作情況下，個別網路資產提供網路各點輸配電服務的利用比例。
（3） 將受益期間內個別網路元件利用比例加以平均，以決定平均利用率。
（4） 根據上述計算之利用比例，加以分攤個別網路元件的收入要求至各使用者。
（5） 將在網路各點上之個別網路元件成本之分攤金額相加，以得到各點的總分攤成本。

（4）分攤共同服務成本

輸電網路服務提供者每年應將年總收入要求分攤至每項提供共同服務的資產，以決定各連結點上的共同服務價格以及共同服務費用。

3. 輸電服務價格

各項輸電成本經由分攤之後，可以劃分為:

（1）發電業者之進入費：每年為一固定金額，費用即等於其連結點之進入成本。

（2）輸電用戶提出費：每年為一固定金額，費用即等於其連結點之進入成本。

（3）協商系統使用費:發電業者或市場網路服務提供者依約定之變動費率繳交。

（4）用戶 TUOS 使用價格及費用：輸電用戶系統使用成本之分攤必須由各連結點之輸電用戶系統使用價格及費用回收，此變動價格結構應由反映影響影響網路投資的各項輸電網路因素，且價格可包含下列任一項或多項的組合：1.需量基本價格($/kW)、2.能量基本價格($/kWh)、3.固定費用($)。用戶 TUOS 使用價格必須配合電錶實際測量的輸電系統使用量或事先約定的使用量，以計算用戶 TUOS 使用費用。此外，每年價格變動幅度設有上限 2%。

（5）用戶 TUOS 一般價格及費用：用來回收年總收入要求差額的用戶 TUOS 一般費用，每年須由輸電網路服務提供者決定各連結點上歷史或實際提出每電量之用戶 TUOS 一般價格(能量價格)及單位合約容量之用戶 TUOS 一般價格(容量價格)，以此二者中回收金額較低者做為該點 TUOS 一般價格，再以該點能量價格乘上用戶由該點輸電系統提出之電量，或容量價格乘以用戶當年最大合約需量，以計算用戶應繳一般費用。若有事先議定之較低價格，則照約定價格計算。

（6）輸電用戶之共同服務費: 用來回收輸電用戶共同服務成本的用戶共同服務費，每年須由輸電網路服務提供者決定各連結點上歷史或實際提出每電量之共同服務價格(能量價格)及單位合約容量之共同服務價格(容量價格)，以此二者中回收金額較低者做為該點共同服務價格，再以該點能量價格乘上用戶由該點輸電系統提出之電量，或容量價格乘以用戶當年最大合約需量，計算用戶應繳共同費用。若有事先議定之較低價格，則照約定價格計算。

綜合而言，澳洲對輸電服務價格的設算，同時結合了經濟理論、會計原則及電機工程原理。定價的過程，首先應用公用事業定價法的收入上限概念及會計成本分攤方法，以輸電網路的各項資產設備價值決定其年收入要求，此法定收入即為該項資產設備必須回收的成本；而後利用電機工程模型及分析技術，依負載發生的情況，計算每筆負載在各項輸電設備的容量需求及實際流量；最後，決定每筆負載在各項輸電設備上必須分攤的成本比例，再將網路成本分攤至每筆負載上。

3.5.2.3 輔助服務費率

1. 頻率控制輔助服務(Frequency Control Ancillary Service)

澳洲已成立頻率調節輔助市場，共分為八類市場。由服務提供者向 NEMMCO 市場管理系統提出標價，NEMMCO 再依價格高低排列，確保所提供的電力符合需求後，以入圍的最高的價格作為對應服務類別的市場邊際價格。在每一交易區間，SPD 會決定每一服務需求的結清價格，此價格將被用來決定支付給服務提供者的費用，公式如下：

頻率控制輔助服務費用=$MWE \times CP/12$

式中 **MWE** 是 **SPD** 所結算支援此服務的電力輸出量

CP 是該調度區間的市場結清價格。

值得注意的是，服務提供者所提出的標價與 SPD 的結清價格皆是以每小時出力為一單位，但一調度區間為五分鐘，所以必須將結清價格除以 12。因此，一交易區間半小時的發生費用，即為其中六次調度發生費用的總和。

所有支付給頻率控制輔助服務提供者的費用，皆由市場參與者回收。由於只有最大發電機損失需要意外升載（contingency raise）輔助服務，其所包含三項服務皆由發電業者支付。另一方面，最大負載或輸電元件的損壞，需要意外降載（contingency lower）服務的支援，因此，其所包含的三項費用皆由用戶（customers）支付。所有意外事件輔助服務（contingency service）皆以發電量或消費量，依比例向參與者回收。

至於調節輔助服務（regulation service）的成本，則是以「肇因者付費」（Causer Pays）的原則來回收。因此，NEMMCO 會考慮發電與負載對頻率變動的所扮演的角色，以計算肇因費用因子（causer pays factor）。換句話說，若參與者協助回復頻率至正常區間，則分攤到較少的費用因子；反之，參與者若造成頻率的偏移，則被分配到較高的費用因子。而對於未受監控（未裝設 SCADA）的用戶，其費用因子將視其在交易區間中扣除可歸屬於受監控用戶造成之偏移後剩餘之頻率偏移量，按各負載之消費電量來決定；所有調頻輔助服務費用，皆由參與者依費用因子分攤來回收。全部參與者皆受相同待遇，不因區域而異。

2. 網路控制輔助服務(Network Control Ancillary Services, NCAS)

其成本是由 NEMMCO 與服務提供者共同協調而訂定的長期契約來決定，可包含下列兩項費用：

- 發生費用(Enabling Payments)，只在實際提供輔助服務時支付。
- 可獲性費用(Availability Payments)，可獲得此服務的任何交易區間皆須支付。

網路控制輔助服務可再分為電壓控制與網路負載控制兩類。

（1）電壓控制(Voltage Control)

控制系統電壓的方式之一是透過電壓控制輔助服務的調度，由發電機吸收或產生無效電力，可以再分為同步補償器(Synchronous Compensator)及發電模式(Generation Mode)兩類[14]。

- 電壓控制發生費用

  只適用於簽約同步補償器的設備上，其每一交易區間的費用計算如下：

  電壓控制服務發生費用=

  $$MVARE \times (MTA + MTG) + (EP \times EU)$$

  $$EP = MIN(PP, (MP \times 1.1)) \times 0.5$$

  式中

  MVARE($/MVAr) 是合約所訂的發生費率(enabling rate)。

  MTG/MTA(MVAr) 是下列三者之較小值：

  -合約中所訂的無效電力產生/吸收能力；

  -最近一次測試時的無效電力產生/吸收能力;

  -在交易區間開始前系統操作者最後獲知的無效電力發電/吸收能力。

  PP ($/MWh)是合約中載明，服務提供者在交易區間原應為該機組消耗之電能所支付的估計價格。

  MP ($/MWh)是法規規定在該交易區間中，服務提供者因該機組消耗之電能，可獲得之市場價格，為地區參考價格與相關的輸電損失因子之乘積。

  EU (MW)是合約註明機組做為同步補償的估計電能使用量。

[14]同步補償器是指不在市場上發電時，能產生或吸收無效電力的機組;發電模式則是指在市場上發電時，亦能產生或吸收無效電力的機組。

■ 電壓控制可獲性費用

只適用於發電模式的服務上，費用則是以機組每半小時在電能市場中所受調度為基準。計算方式如下：

產生無效電力機組

MVARG×(MTG - MMCG)

吸收無效電力機組

MVARA ×(MTA - MMCA)

式中

MVARG/MVARA ($/MVAr)是合約所訂產生/吸收無效電力的可獲性價格。

MTG/MTA 是下列三值中之較小值：

- 合約中所訂的無效電力發電/吸收能力；

- 最近一次測試時的無效電力產生/吸收能力;

- 在交易區間開始前系統操作者最後獲知的無效電力發電/吸收能力。

MMCG/MMCA (MVAr)法規要求之產生/吸收無效電力的能力

（2）網路負載控制(Network Loading Control)

NEMMCO 用來控制互連網路電流在短期限制內的輔助服務。共有自動發電與卸載兩種方式可提供此服務。

■ 自動發電控制(Automatic Generation Control, AGC)

自動發電控制可分為調頻的(regulatory)與非調頻的(non regulatory)兩類，前者可在 SPD 執行「共同最佳化」(co-optimization)之下來做調度，而後者只可由手動的方式來調度。自動發電控制服務提供者收取發生(enabling)費用，由下列公式來決定：

$RL × Min((UL - LL), (CRR + CRL), BS)

式中

$RL 是合約中的可發生價格(enabling price)

UL 是取下列兩值中的較小值

- 系統操作者最後所通告控制區間的最高極限(high limit)。

- 發電機組以其提升出力變化率(raise ramp rate)的速度運作五分鐘後，所達成的電力產出水準。

LL 是取下列兩值中的較大值

- 系統操作者最後所通告控制區間的最低極限(low limit)。

- 發電機組以其減低出力變化率(lower ramp rate)的速度運作五分鐘後，所達成的電力產出水準。

CRR 是當發電機組增加出力時，五分鐘內可做出的反應。

CRL 是當發電機組減少出力時，五分鐘內可做出的反應。

CRR 和 **CRL** 兩值在合約中皆有載明。

BS 是合約中所規定最大發電機組的大小。

■ 卸載(Load Shedding)

卸載可在 SPD 執行「共同最佳化」(co-optimization)之下來做調度，也可只由手動來完成調度。值得注意的是，卸載限制只適用於不可調度的負載。此項服務產生發生費用，每一交易區間支付費用如下：

卸載服務發生費用=***LSE×LSCR***

式中

LSE($/MW)合約中所訂之卸載發生價格。

LSCR(MW)是卸載控制範圍，由下兩數量之較小值決定之：

- 合約中載明的卸載量；

- 服務提供者最被告知 NEMMCO 的可卸載量。

此服務之可獲性費用則為:

卸載服務可獲性費用=***LSA*×*MWR*×*CF***

LSE($/MW)為合約中所訂之卸載可獲性價格。

MWR(MW)為以下三者中最小值:

(1) NEMMCO 在交易區間中的第一個調度區間開始時測量到的可卸負載，且>=LSCR 的 80%

(2) 服務提供者最被告知 NEMMCO 的可卸載量

(3) LSCR

網路控制輔助服務費用將由市場用戶回收。

3. 系統重新啟動輔助服務(System Restart Ancillary Service, SRAC)

由 NEMMCO 與服務提供者簽訂長期合約提供。只包含可獲性費用。系統重新啟動服務可分為一般性重新啟動服務(general restart source, GRC)及負載回流重新啟動服務(trip to house load restart source, TTHL)二大類。一般重新啟動服務隨時都可獲得，除非服務提供者告知停止服務；而負載回流重新啟動服務只在簽約發電機組在電能市場中運作，且服務提供者未告知停止此項服務時可獲得。此服務之可獲性費用公式計算如下：

系統重新啟動輔助服務可獲性費用=**RC**×**CF**

式中

RC 是合約價格。

CF 是表示此服務可獲性的指示標幟(compliance flag)。在機組無法依約於交易區間內出力，或出力不足最低標準時，CF=0，否則 CF=1。

系統重新啟動輔助服務費用將由發電業者與用戶以 50/50 的比例分攤。

3.5.2.4 再生能源配比

澳洲聯邦政府為鼓勵額外再生能源發電、降低溫室氣體排放，以及確保再生能源產業發展符合生態要求，特制定「再生能源電力法2000」（Renewable Energy Electricity Act 2000），透過合格再生能源發電許可證的發放，規範特定購電者，即義務個體，於當年所購得的電力中，需包含特定比例之再生能源。倘若所規範之義務個體未達到標準，即未繳足再生能源許可證，則需根據所短少數量支付「再生能源短少罰金」（renewable energy shortfall charge）。「再生能源電力法2000」自2001年1月1日開始生效，有效實施期間至2021年1月1日止。

「再生能源電力法 2000」所規範合格之再生能源發電，包括水力、風力、太陽光電能、蔗渣組合發電、黑溶液（black liquor）、木材廢棄物、能源作物（energy crops）、農作物廢棄物、食物及農業潮濕廢棄物、掩埋場沼氣、地方固體廢棄物燃燒發電、污水沼氣、地熱泉水（geothermal-aquifer）、潮汐發電、太陽能熱水、波浪發電、海洋溫差發電、燃料電池發電及乾熱岩石發電等。至於法規中所規範之義務個體，即符合下列條件之購電者：

（1）從國家電力市場管理公司 NEMMCO 取得電力者。

（2）未註冊於國家電力法規下之電力最終用戶直接向發電業者購得電力者。

（3）最終電力用戶本身即是發電者，發電端及用電端相隔一公里以上，且此間線路非僅用來傳輸此兩點間的電力。

再生能源義務個體當年所需擔負的再生能源比例，將會於該年3月31日前由法規明訂公佈，或根據下列之方式算計出：

（1）2001年1月1日至2002年1月1日的比例為0.24%；

（2）2002年1月1日之後：（前一年之再生能源比例）×（當年所需再生能源發電量/前一年所需再生能源發電量）。

而每年所需之再生能源發電量列於下表：

表 3-5-3　澳洲聯邦政府再生能源發電量要求

再生能源義務期間	額外再生能源發電量需求（MWh）
2001	300
2002	1,100
2003	1,800
2004	2,600
2005	3,400
2006	4,500
2007	5,600
2008	6,800
2009	8,100
2010-2021	9,500

資料來源：“Renewable Energy (Electricity) Act 2000 No. 174”，Office of Legislative Drafting, Attorney-General’s Department, Canberra, 2000.

再生能源義務個體利用購買認可再生能源發電所取得之再生能源許可證，來抵減其所需負擔之再生能源比例。再生能源許可證不可重複使用，但可於義務個體間移轉，無論是發電業者所取得之再生能源許可證，或是經由移轉後之許可證，皆需向管制者註冊。但若義務個體當年無法繳足義務之再生能源許可證，則以支付「再生能源短少罰金」的方式來履行義務。然而，若不足額之再生能源許可證少於義務再生能源配比 10%，則義務個體不需支付罰金，不足額之再生能源累積至下一年度，即成為當年之「累積再生能源短少數額」（carried forward shortfall）。「再生能源短少罰金」由下列公式算計出：

（再生能源許可證不足額）x（罰金比例）

罰金比例於「Renewable Energy (Electricity) (Charge) Act 2000」中明定為 40 澳幣/MWh。

義務個體每年需向管制者提出當年購得總電量及任何再生能源短少聲明，若管制者認為有疑義，即可根據義務個體所繳交之聲明文件及再生能源義務許可證等，重新評估及修改其當年之再生能源短少數額及需支付之罰金。在義務個體支付罰金之後三年的期間，稱為「容

許退還期間」(allowable refund period)，在此期間中管制者可根據義務個體補繳之再生能源許可證數量，退還其已支付之罰金。而補繳許可證之價值，即等於義務個體當年對再生能源不足額每 MWh 所支付之罰金，必須注意的是，義務個體所補繳之再生能源許可證總價值，不得超過其當年所支付之再生能源短少罰金。管制者則根據下列方式，計算出應退還予義務個體之金額：

補繳再生能源許可證可獲退費

=***（再生能源許可證價值）－（行政費用）***

3.6 日本

3.6.1 電力市場運作制度

日本整個電力市場原由具有區域專營權之 10 家民營綜合電力公司負責提供其營業區域內的發、配、售電力服務。依據原「電氣事業法」之規定，各電力公司僅能在其營業區域內供電，不得跨區供電，因而十家電力公司間並無競爭關係存在，各電力公司在其區域內享有獨占地位，造成經營效率不佳，發電成本相當高。日本政府遂決定實行電業改革，以維護供電可靠度與提高供電效率為目標，分別於 1995 年及 2000 年修訂「公用電業法」與「電氣事業法」。

1999 年 5 月的電業法修正則著重於零售市場的開放，於 2000 年 3 月開始實施，開放「特定規模電氣事業」(power producer and supplier, PPS）之設立，這些電業有自己的發電廠，並兼營售電業務，透過區域電力公司的網路代輸，供電給有選擇權的用戶。凡用電規模大於 2,000kW 以上用戶，即可行使用戶購電選擇權，向其他區域電力公司或是 PPS 購電。但既有的 IPP 只能將其電能售予綜合電業，方式為由綜合電業估算所需向外購買之電力，公開招標，價格最低之 IPP 即有優先售電權利。

目前日本電力市場結構除 10 家綜合電業提供發、輸、配、售電服務及 IPPs 參與發電競爭外，另外有 3 家特殊電業（分散型電力）提供特殊發電來源電力服務，54 家 IPP，以及 9 家供電業者（PPS）透過競爭性零售市場供電予大型工業用戶，整體電力市場經營型態及運作模式如表 3-6-1 所示。

表 3-6-1　日本電業經營型態

主　要　經　營　者			經營型態
發　電	輸　電	配　電	
公民營	民　營	民　營	● 發電業開放 ● 綜合電業提供代輸服務 ● 綜合電業及 PPS 售電

日本之電業自由化採階段式進行，初期僅實施部分自由化，為檢討市場結構並規劃未來電力市場藍圖，日本經濟產業省（Minister of Economy, Trade and Industry, METI）的資源エネルギー庁（Agency for Natural Resources and Energy, ANRE）下之電気事業分科会 （Electricity Industry Committee），自 2001 年 11 月開始開會，於 2003 年提出了「未來電力市場系統架構」（今後の望ましい電気事業制度の骨格について），做為修訂公用電力產業法之依據，2005 年 5 月再提出詳細規劃（今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について）。除了擴大用戶選擇權之適用範圍外，重點在於電力網路之公平及透明化，以及電力交易所之建立，綜合電業、IPP、PPS 都可至電力交易所進行電力交易，為自願性電力池型態。日本電力市場之架構如圖 3-6-1 所示。

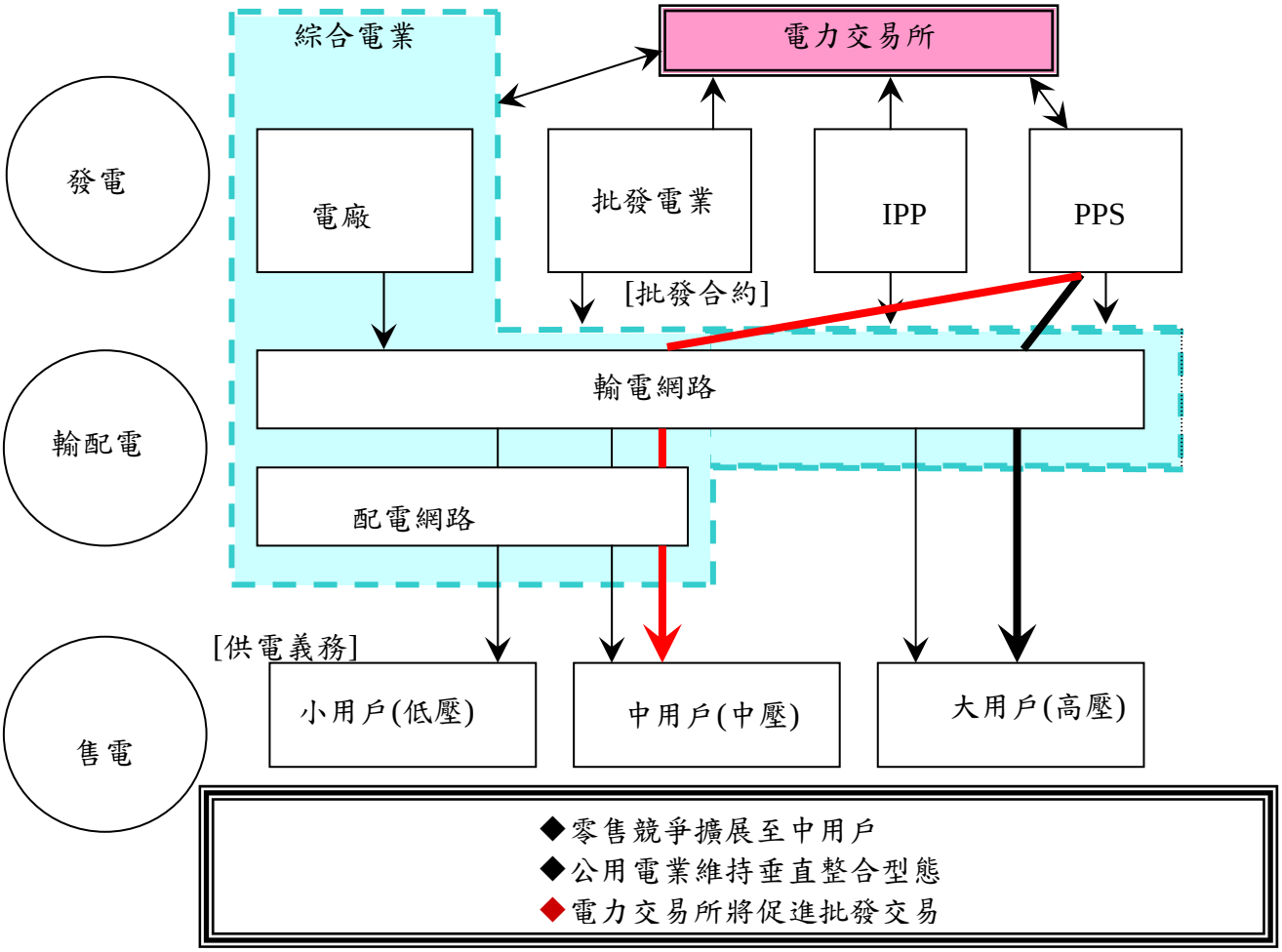


圖 3-6-1　日本電力產業市場結構圖

資料來源：Jun-ichi Naito (2003), Liberalization of the Electric Power Sector in Japan

日本電力交易所於2005年4月成立，為自願性批發電力池型態。共由21個會員（包括綜合電業與PPS、IPP）組成。營業時間為星期一至星期五的上午8點至下午5點。分為前一日市場與長期合約市場，其交易商品僅有實體電力合約交易而無財務合約，而且只有擁有發電設備及零售合約的業者才能參與交易，用戶不可進入交易。參與交易的業者必須事先註冊其交易的期間及可交易的電量，作為投標電量的上限，並依投標上限繳交保證金（預託金）。

3.6.1.1 前一日市場

前一日交易市場以30分鐘為一交易時段，每日共分為48個合約，投標競價單位為1KWh，價格單位為0.01日元，合約單位為500KWh。交易日前五日便可開始透過交易系統遞標單，非交易當日的營業日接受標單時間為上午10點至下午4點，交易當天則僅在上午8點30分至9點 30 分間接受投標。在可投標的時間內可隨時修正或取消已提送之標單，買賣電標單最多可分為15個價格區間。最後市場價格與電量係由供給需求曲線之交點決定。若區域間發生線路壅塞，則將區域間輸電限制加入，重新計算兩區域的均衡價格與電量，稱為「市場分斷處理」。買入總金額與賣電總金額間的差異（稱為市場間約定代金差額）則充做交易所收入。交易所於成交兩個營業日內完成結算。輸送合約電力所發生之代輸費用由買方負擔。

3.6.1.2 期貨合約市場

長期合約市場之商品包括24小時固定電量約與尖峰小時約(於早上8點至晚間10點間固定出力)，競價單位亦為1KWh及0.01日元，期間為一個月。交易時間為交易所營業日上午10點至12點，以及下午1點至3點。市場上共有連續12個月的合約供交易，每個月的合約由前一年同月月初開始交易，至前一個月倒數第九個營業日結束交易。合約與送電單位為30分鐘500KWh。在參與交易前，各參與者都必須簽訂「買賣基本契約」，承諾按成交合約內容辦理。電力交易所負責撮合買賣標單，但不負責帳務結算。無論標單是否成交，交易者皆需於月底向交易所繳

交手續費。除了電力交易所列出的定型化長期合約外，電力交易所另設有期貨揭示版市場，各交易者可自行決定合約形式，刊登在交易平台上，尋求買方或賣方。

電力交易所開始運作初期，前三個月前一日現貨市場交易量只有原先目標的 1/10，每日平均現貨交易量只有 1,000MWh，佔總供電量 0.03%，市場電價相當平穩，平均電價每度約為 8 日元，但綜合電業賣給工廠或旅館的電價為 10 日元，因此不願至交易所售電給 PPS，而 PPS 除了至市場購電之電能價格外，必須付每度 2~5 日元的輸電費用，才能供電給用戶，無法與綜合電業競爭，因此購電意願亦不高。長期合約的交易量更少，到六月底前只成交了 9 個合約。在經過一年多的運作後，目前已可維持在 300 萬度左右，達到原先預期水準，且交易量穩定。至 2005 年底累積交易量為 5.9 億度，2006 年 9 月底為止累計交易量已達 17 億度，交易量倍增，而價格波動約介於 6~10 日元間。期貨市場方面，2006 年 3 月底累計合約量 28 個，約定交易量約 1.5 億度，合約類型以日間型為主。

3.6.2 電力市場各種費率結構

3.6.2.1 代輸費用及輔助服務費用

日本的電網全屬 10 家綜合電業所有，當 PPS 供電給用戶時，因為自己並無輸配電網路，必須透過綜合電業的網路來傳送電力，並繳納代輸費用給綜合電業。此外，PPS 本身並不提供輔助服務，而是由綜合電業提供，一併納入代輸費率中回收其成本。為確保 PPS 能與綜合電業公平競爭，代輸費率及條款係由綜合電業按 METI 之規則擬訂後，送交 METI 核准後才可實施。目前各電力公司之代輸費率皆按需求容量及電能兩部訂價，以郵票法計算，將一年間輸配電系統之總成本以及輔助服務成本，除以契約容量及電量，即得代輸費率，凡使用到該區的網路則支付該區域電力公司所訂之代輸費率乘以代輸電量，若使用到兩家公司之網路則須分別支付兩家電力公司之代輸費用，以及跨區費用，亦以郵票法計算，但僅收能量費用每度 0.3 日元。備用電力、線路工程費則另外計費。

未來為了促進電力系統活絡化，避免不同代輸費率及跨區費用影響代輸之推動，METI 打算使代輸費率一致化，僅收取固定價格的輸電系統使用費（$/度），不論傳送多遠的距離與是否跨區，皆支付相同的代輸費用。但為了避免對不同條件的綜合電業造成不公平負擔，輸電系統使用費收入的分配將事先制訂分攤規則。此外，為了制訂共同之輸電系統使用費，ANER 也要求各綜合電業重新檢討其輸電系統成本，其方法須符合發電部門公平競爭及儘量降低輸電系統使用費費率之目標。

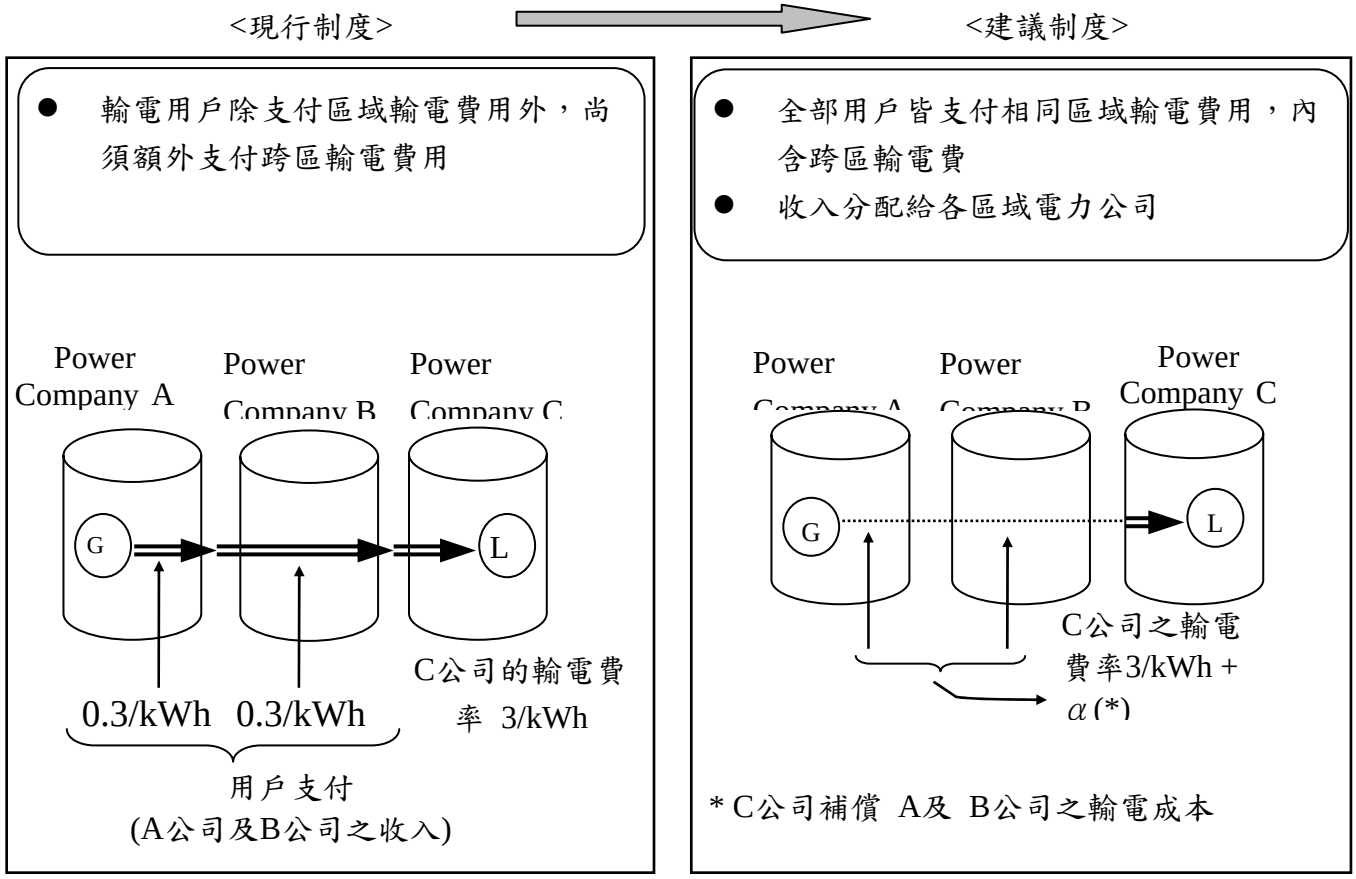


圖 3-6-2　代輸費率改革

資料來源：Jun-ichi Naito (2003), Liberalization of the Electric Power Sector in Japan

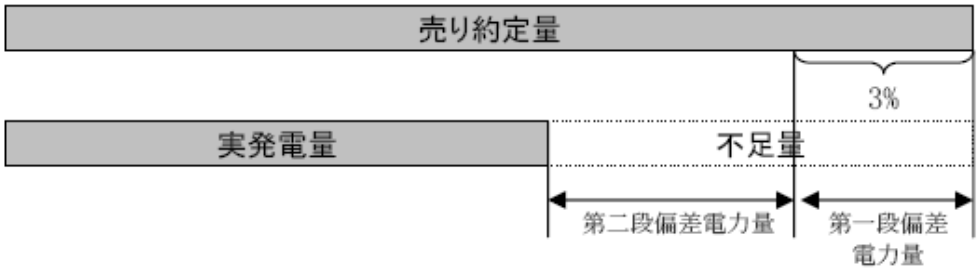
3.6.2.2 電力交易所交易手續費

凡在電力市場交易者，在註冊時須先繳交十萬日元入會金（每增加一可登入系統之使用者須另繳五萬日元），以及交易會員信任金十萬日元，作為會員信用保證及年金滯納準備等用途，在退出市場時將退還餘

額。之後每年會費為五十萬日元，額外使用者之年費為十萬日元。實際交易時必須支付手續費給電力交易所，前一日現貨市場的交易手續費為買賣方各支付每度 0.03 日元，定型化長期合約市場交易手續費亦為每度約定電量 0.03 日元，自由交易平台市場之手續費則為刊登期間每日 3000 日元。賣方供應的電力若有不足時，則買方可向電力交易所要求賠償，肇因之賣電者除了必須由賣電收入中扣除電量不足賠償金外，另需繳納賠償手續費每合約 1,000 日元。賠償金額之計算公式如下：

賠償金額＝第一段偏差電力量 * 第一段單價+第二段偏差電力量*第二段單價

所謂的第一段偏差電量係指約定電量 3%以內的差異量，第二段則指 3%以上的差異量，如下圖。



第一段および第二段単価

第一段単価	(未定)円/kWh
第二段単価	(未定)円/kWh

第一段単価および第二段単価は，一般電気事業者のいわゆるインバランス料金が発表された後，それらを勘案し，設定する。

圖 3-6-3　日本送電量不足賠償金計算

3.7 德國

3.7.1 電力市場運作制度

德國為歐洲最大的電力市場，在 1998 年以前，德國電力產業並不夠自由化，主要原因在於德國的聯邦、省及市政府之間，對於電力公司的管制方式不盡相同，並無全國統一之電業管制模式。自 1957 年以來，德國政府原則上准許電業擁有獨占的專營權，電力公用事業有權使用各城市的公共路權（rights of way），此種專營權排除他人架設電線網路的權利。

在電業自由化之前，德國電力市場是由將近八十家區域性及九百家小地區電力公司組成，並由九個跨區域的大型垂直整合的電力公司控制了絕大部分的發電戶及相互聯結的主要輸電網路。每個電力公用事業都享有固定之營業區域，無法自由跨區售電。區域性的配電公司直接向發電廠買電，再賣給用戶。其中五百家是由地方政府或市政府所擁有，三百五十家則屬私人或鄉村合作社所擁有。這種由各都會區或鄉鎮市區所擁有、經營和監督的獨占性公用事業，不論在定價、管制、或營運方面，都受到當地政府主管當局的監督及影響，是故彼此間不易整合或跨區競爭。

因應歐盟要求，德國政府於 1998 年修正能源業法，大幅開放電力網路供所有市場參與者使用，並放寬電業經營範圍，獨立發電廠 (IPP)得要求電力公用事業將 IPP 所生產的電力代為輸送到其他用戶。其自由化架構之最大特色是採取輕手管制，不設置專責的電業管制機構，而是由電力業者、大電力用戶及德國商會代表共同組成的協會來制定各種規則，自我監督。

德國現階段約有兩千多家大小不一之電廠，發電總裝置容量約為 100GW，其中 80%的電廠係由四大電力集團 Eco（28％）、RWE（27％）、EnBW（7％）及 Vattenfall（18％）所掌控。由於發電部門由少數集團掌控，故德國發電部門成為寡占市場，而影響到發電市場之完全競爭。

3.7.1.1 前一日市場

德國在電業自由化初期，並無電力交易所，直到 2000 年才出現電力交易所，位於萊比錫的 European Energy Exchange(EEX)，於是開始有前一日實體電力現貨市場。市場參與者需於前一日中午 12 點前遞送其買、賣標單，形式有以 0.1MW 為單位的小時合約及以 1MW 為單位為期數小時的區間合約。收到所有標單之後，EEX 會依需求及供給曲線決定單一市場結清價格，由於沒有網路壅塞情形，德國之電力現貨價格全國皆相等。

EEX 自 2000 年成立之後，電力交易量持續增加，2001 年之交易量為 14TWh，2002 年增為 25TWh，2003 年再增加至 48TWh，2004 年則有 59TWh 的電量透過電力現貨市場完成交易，約佔電力總消費的 11%。

3.7.1.2 期貨合約市場

除了前一日市場外，EEX 在 2001 年又設立了衍生性商品市場，主要交易商品包括單純的財務期貨合約及實體電力的期貨合約，兩者又可在分為尖峰與離峰合約。這些合約的期間(月、季、年)、時段、送電地點、電量(每小時 1MW)、可交易時間等，都有固定的形式。在財務結算後，實體合約電量可由現貨市場購買、出售來滿足。

3.7.2 輸電費用及輔助服務費用

德國 1998 年新訂的能源業法對於輸電費率並無規範，主要是交由業者協商決定，此一協商之結果稱為 Verbandevereinbarung(VVI)協議，後來在 1990 年再度修正，產生了另一全新的協議 VVII。依據 VVII，德國分為兩個電力交易區，北區由五家垂直整合電業的輸電網構成(VEAG、PreussenElektraNetz GmbH and Company KG、VEW Energie AG、HEW、Bewag AG)，南區則由其餘四家電力公司之電網構成(EnBW Transportnetze AG、RWE Energie AG、Bayernwerk Netz GmbH)。

同一電力交易區內的輸電費用稱為網路使用費(grid utilization charge, GUC)，其收費不僅包括輸電服務的成本，同時也涵蓋了網路操作者提供輔助服務的成本與輸電損失的成本。在同一交易區內，網路使

用費僅由輸電線路成本及交易電量大小決定，亦即採郵票法計算，將網路全年成本除以年尖峰負載即可得到每年千瓦(kW)網路使用費費率。

為了簡化用戶應繳費用之計算，且德國有幾百家公用電業擁有網路，因此每家網路操作者都會公布各電壓等級及各開關點之每年千瓦及每度網路使用費費率，因此用戶之網路使用費即可由三項參數計算:提出電力之網路電壓等級、年尖峰負載、年使用期間(即全年電力消費量除以尖峰負載)。各公用電業之網路使用費費率差距相當大，每度費率可介於 2.76 至 5.56 分，其間差距除了來自真正的成本差異外，業者對費率之計算、分攤給不同用戶、電壓等級的方式有相當大的彈性空間也是費率差異的主要原因，VVII 只是一個計算輸電費用的基本規則，亦曾出現過網路操作者拒絕代輸或偏離 VVII 計費的案例。

對於跨區或與鄰近歐盟國家電力交易的輸電服務，則另外加收輸送費(transportation charge)。此跨區輸送費費率是固定的，每度 0.1278 分，其中，度數是以電錶每 15 分鐘所量測到的跨區淨電量數據計算。進口電力的交易者必須支付給其用戶所在地負責操作網路之公用電業此筆費用。

除了網路使用費外，用戶尚須支付電錶及帳單服務的成本給網路操作者。若有新用戶與網路連結，或是擴建新線路，則網路操作者可向用戶收取全額成本。

3.8 各國比較

本節針對各國電力市場與調度中心相關收費制度做出比較，以提供較適合我國國情的電力市場交易成本與相關費用參考。茲將前述各國之各種電力交易相關費用歸納整理為表 3-7-1。就電力調度中心運作形式來說，有兩種模式，一為成立獨立輸電公司，在其下設有系統運作部門（調度中心）；二為成立輸電公司管理與擁有輸電資產外，並另外成立獨立調度中心。就目前我國的行政院版電業法修正案中的規定，未來我國電力調度中心成立形式應為第二種—「成立獨立的電力調度中心」。

而就成本結構來說，電力調度中心的成本結構可大致分為兩類，一為市場成本，二為營運成本。其中市場成本係為維持電力系統安全與可靠的成本，如輔助服務的購買、轉供服務的提供、壅塞費、即時電能等。營運成本則為電力調度中心維持其本身正常運作的支出，如員工薪水、法律與顧問服務、租金、軟硬體資訊設備、折舊與攤銷等。調度中心需設計合理的費率結構與計算方式來回收這些成本。

至於各家調度中心的費率結構，收費項目與名目差異甚大，不過主要是以服務內容來定義，如此可清楚得知該項費用的內容為何。而仔細觀察各調度中心的費率結構，可將其歸納整理為電力系統運轉費、市場服務管理費、轉供（輸電）費三大項。其中，電力系統運轉費主要在於回收市場成本中的輔助服務成本，即目的在於回收調度中心為維持系統可靠與安全等成本。至於市場服務管理費則是註冊、登記、負載預測、電力系統規劃、資訊揭露、清算、結算、信用擔保及其他相關費用，主要在於回收調度中心的營運成本。電力轉供服務費則可分為系統使用費與連結費，主要在於回收市場成本中的輸電成本。

表 3-7-1　各國電力交易相關費用

	英國			美國 PJM			新加坡		
電力調度費	費用	付費者	計費基礎	費用	付費者	計費基礎	費用	付費者	計費基礎
1.市場服務費	平衡服務系統使用費	平衡機制市場會員	依在平衡機制市場之交易量	1. 控制地區管理服務費 2. 財務輸電權管理服務費 3. 市場支援服務費 4. 調節與頻率反應管理服務費 5. 容量資源與義務管理服務費 6. 聯邦能源管制委員會年費回收 7. PJM 組織公司基金	1. 輸電用戶 2. FTR 競標中投買單者 3. 在電能市場交易的買賣方 4. 可於調節市場提供調節的合格發電者 5. 供電業者 6. 點對點及網路整合用戶 7. 點對點及網路整合用戶	1. 每小時輸電量 2. 一部分依該月每小時持有 FTR 的量計算，一部分按當月提交之 FTR 買單價格價與小時數計算 3. 傳送之電能量 4. 每月調節義務量和受排程的調頻量 5. 每月需負責的容量義務 6. 每月輸電量 7. 每月輸電量	1.註冊登記費 2.市場費 3.電錶服務費	1.市場參與者 2.市場參與者 3.配、售電業(發電業自行裝設)	1.次 2.交易電量 3.件
2.電力運轉費 (輔助服務)	納入平衡服務系統使用費計算			1. 虛功與電壓控制 2. 電能平衡服務 3. 全黑啟動 4. 頻率調節服務 5. 操作備轉容量 6. 同步備轉容量 7. 輸電壅塞 8. 輸電損失	1. 輸電用戶 2. 輸電用戶 3. 輸電用戶 4. 供電業者 5. 市場參與者 6. 市場參與者 7. 輸電用戶 8. 輸電用戶	1. 輸電使用容量 2. 偏差電量 3. 輸電使用容量 4. 負載量 5. 前一日電能市場預定排程/每小時實際輸送電量與前一日結清排程量之差異 6. 依市場參與者之同步備轉容量義務比例分攤 7. 電能交易量 8. 電能交易量	1. 備用容量成本 2. 其他簽約提供之輔助服務成本	1. 10MW 以上的發電設備 2. 電能市場參與者	1. 對備用容量需要的貢獻率 2. 電能交易量

表 3-7-1　各國電力交易相關費用（續 1）

	英國			美國 PJM			新加坡		
	費用	付費者	計費基礎	費用	付費者	計費基礎	費用	付費者	計費基礎
轉供費	輸電系統使用費	1.發電業者 2.需求端	1. 發電之容量 2. 需求容量及能量	-網路整合服務 1.每月需量費 2.設備費 -點對點輸電服務費	-網路整合服務用戶 -點對點輸電服務用戶	-網路整合服務 1. 日尖峰負載 2. 依擴建網路、設備所增加成本收取 -點對點輸電服務按合約預訂容量計費	系統使用費: 1.契約容量費 2.尖峰時段費 3.離峰時段費 4.虛功費用 5.未簽約容量費 6.非契約備用容量費	用戶	1. 按月依簽約容量 MW 收費 2. 每月尖峰時段電量 3. 每月離峰時段傳送電量 4. 按月依使用之超量 kVArh 收費 5. 依該月使用之未簽約容量收費 6. 依該月使用之未簽約備用容量收費
	連結費	發電業者與用戶	依連結資產年均化成本計算(£/年)				連結費	1. 發電業 2. 用戶	1. 依 MW 容量分攤連結資產年均化成本 2. 依 kVA 容量分攤連結資產年均化成本

表 3-7-1　各國電力交易相關費用（續 2）

	紐西蘭			澳洲			日本		
	費用	付費者	計費基礎	費用	付費者	計費基礎	費用	付費者	計費基礎
電力調度費									
1.市場服務費	電力委員會費用	1. 發電業 2. 售電業 3. 配電業 4. 輸電操作者	1. 發電量 2. 購電量 3. 輸電量 4. 連結的用戶量	市場參與者費用: 1. 一般費用 2. 加值服務費 3. 註冊費 4. 全面零售競爭費 5. 參與者補償基金費用	1. 售電業、發電業與網路服務提供者 2. 接受服務者 3. 註冊登記者 4. 售電業者 5. 受排程的發電業者及受排程網路服務提供者	1. 用戶負載、容量、能量 2. 次 3. 次 4. 市場購電量 5. 每元售電收入	1. 入會金 2. 交易會員信任金 3. 年費 4. 交易手續費 5. 電量不足賠償金	1. 市場參與者 2. 市場參與者 3. 市場參與者 4. 市場交易者 5. 肇因者	1. 次 2. 次 3. 年 4. 交易電量 5. 偏差電量
2.電力運轉費(輔助服務)	1. 頻率調節備轉容量 2. 瞬間備轉容量 3. 過頻備轉容量 4. 電壓支持 5. 全黑啟動	1. 需求端 2. 可獲性成本由發電者支付。事故成本由肇因者支付 3. 南島出力超過 60MW 的電廠 4. 配電業者 5. 發電端及用戶負載端	1.~3. 容量費用依淨尖峰能力分攤,能量費用由肇因者負擔 4. 依 Kvar 分攤 5. 容量費用依裝置容量計,能量費用由肇因者負擔	1. 頻率控制服務 2. 網路控制服務 3. 系統重新啟動服務	1. 意外升載輔助服務由發電業者支付。意外降載服務費用由用戶支付。 2. 市場用戶 3. 發電業者與用戶	1. 發電量或消費量 2. 負載量 3. 發電業者與用戶以 50/50 的比例分攤。	併入轉供費計收		

表 3-7-1　各國電力交易相關費用（續 2）

	紐西蘭			澳洲			日本		
	費用	付費者	計費基礎	費用	付費者	計費基礎	費用	付費者	計費基礎
轉供費	連結費	發電業者及用戶	1. 尖峰受電量/送電量	進入費與提出費	與輸電網路相連結之發電業者與網路用戶	連結資產的年收入要求	1. 區域輸電費用 2. 跨區代輸費	輸電用戶	需求容量及電能兩部訂價
	1. 互連網路費 2. 高壓直流費 3. 經濟價值調整費	1.用戶 2.注入南島網路的發電業 3.發電業者及用戶	1. 由網路系統提出電量 2. 尖峰注入值 3. 按前三項費用總和分攤	1. 協商系統使用費 2. 用戶 TUOS 系統使用費 3. 用戶 TUOS 一般價格及費用 4. 共同服務費	1. 發電業者與市場網路服務提供者 2. 輸電用戶 3. 輸電用戶 4. 輸電用戶	1. 協商敲定 2. 輸電系統使用量 3. 提出電量或合約容量 4. 提出電量或合約容量			

第四章　我國電業自由化後電業所應負擔之各項交易成本、費用及其分攤方式

依電業法修正案之規劃，未來我國電業自由化後，電業間所產生的交易成本，多由調度中心負責收取。而我國調度中心依政府電力自由化政策將分兩階段成立，第一階段在電力調度中心成立前，將由綜合電業（台電）公司進行內部重組，成立系統運轉部門作為調度中心之前身，待電力調度中心成立後，則自台電公司分離。因此在第一階段調度費係由台電統籌收支，第二階段則由中央主管機關擬訂各種費率計算公式，獨立調度中心擬訂費率、收取各項費用，而其中許多業務及資產則必須與台電公司釐清界限，以作為費率訂定及成本分攤之歸屬。電力調度費係為回收電力調度中心與每年的預算收入及輔助服務之成本，轉供費則是由調度中心代收之輸電費用。其中電力調度費又分為市場服務管理費及電力系統運轉費;市場服務管理費包括註冊、登記、資訊揭露、清算、結算、信用擔保及其他相關費用;電力系統運轉費則包括電壓、頻率調整、全黑啟動、備用容量、電能平衡及其他輔助服務項目；另外，由電力調度中心代收之轉供服務費則可分為系統使用費與連結費。無論是何種費率，結構之設計皆應當簡明，使業者可清楚得知其供電成本。

4.1　電力調度中心之功能

雖然電力調度的內容是協調電力系統的即時操作，行政院電業法修正草案中的第七條訂定了電力調度中心的五大目標(原則)：安全、公平、公開、經濟效率，及能源政策。為了使系統能達到即時的安全經濟調度，調度中心將具備下列功能：

1. 管理決定供電安全與品質標準的過程。
2. 管理決定適當交易合約條件的過程。
3. 決定電網運作合約的標準條件。可經由一系列的個別合約或多邊協定以確保供電的安全與品質。

4. 規劃所有電網的發電、停修和檢修，在滿足交易目標時，亦需同時滿足適當的電網安全要求。
5. 規劃所有的發電機組和負載的預定排程。
6. 購買所有必要的輔助服務以支持即時的必要品質標準。最好能經由市場機制獲得。
7. 即時調度所有之發電、可調度負載和輔助服務，以確保交易和安全目標之達成。
8. 管理即時壅塞和不平衡電能。如果採用節點訂價調度方式的話，此部份功能將變成現貨市場中調度、訂價和結算程式中的一個自動處理部份。
9. 資訊揭露。包括電網、預定的檢修停機、交易和安全資訊，也包括排程、調度和訂價資訊。
10. 按交易與安全目標運作即時的、重要的輸電系統，這部份的功能可以經由與輸電運作者簽約的方式達成。
11. 收集所有的電網上為交易目的之電表計量資訊。
12. 調節所有電網上的交易。
13. 結算所有電網上的交易。

4.2 電力調度中心之成立捐助金

依行政院審查通過之電業法修正案第八條規定:「電業應按其裝置容量及輸電容量，捐助成立財團法人電力調度中心。第一項電業捐助金額及方式，電力調度中心申請設立許可之要件、程式、設立基準、監督及管理事項之規則，由中央主管機關定之。」可知設立電力調度中心所須之各項成本，將由綜合電業、發電、輸電業共同捐助。依國外成立電力調度中心經驗，其設立成本項目如表 4-1 所示。主要的成本來自資訊系統之軟硬體及人力、資產成本。新的必須的資訊技術（IT）包括：

1. 新的能源管理系統 EMS。現存的能源管理系統 EMS 如果不經過修正，不太可能支持電力調度中心附加的資訊要求。

2. 相關市場運作的資訊之傳送與公佈，例如紐西蘭的 COMIT 資訊系統與美國的 OASIS 資訊系統.。

3. 排程。

4. 調度。

5. 價格決定。

6. 電網操作。

7. 收集電表計量資訊。

8. 調節所有電網上的交易。

9. 結算所有電網上的交易。

電力調度中心設立成本高低將依資訊系統不同規劃而有差異，王京明等（民 91）提出四種成立電力調度中心方案，並分別估計其成本，如表 4-2 所示。另外，電業法修正案第十四條新增之「營運保證金」，因係於電力調度中心成立時即提撥，因此亦列入設立成本中，由電業共同負擔，之後若營運保證金因支用而有短缺時，則由電力調度費中收取補足。若以一日電能交易金額估算，營運保證金約需提撥十億元。

- 方案一是 ISO 擁有自己的 EMS 與 SCADA 系統，架構於目前〈或類似〉台電中央 SCADA 系統之上，與區域 SCADA 直接連線以收發 69kV 資訊；
- 方案二是 ISO 使用台電更新後〈涵蓋 69kV〉的中央 EMS 與 SCADA 系統之上；
- 方案三是 ISO 擁有自己的 EMS 與 SCADA 系統，69kV 資訊來自使用台電更新後〈涵蓋 69kV〉的 SCADA。
- 方案四是 ISO 擁有 EMS，但使用台電更新後〈涵蓋 69kV〉的 SCADA〈涵蓋 69kV〉。

表 4-2 中，方案一及方案三因調度中心擁有自有的 EMS 與 SCADA 系統，因此成本較方案二、四高，而方案一與方案三之差別則在於調

度中心 SCADA 是否與台電地方區域 SCADA 連線，因此成本差異很小，視為相同。方案四則因調度中心擁有自建之 EMS 系統，因此成本較方案二為高。

表 4-1　調度中心設立成本

電力調度中心設立成本	資訊系統	新的能源管理系統（含複製）、修正的通訊基礎建設、清算與結算、排程、訂價與調度系統、市場資訊系統、電表資料收集、輸電開關切換系統的介面、調節
	其他	人力招募與訓練、建立程式與系統、建築設施

資料來源:錢玉蘭、王京明等（民 90）,「電力調度費率結構及計算公式之研究」。

表 4-2　電力調度中心設立成本概估　　(單位:元新台幣)

	方案一	方案二	方案三	方案四
電力調度中心統管設計	3,756,412	3,756,412	3,756,412	3,756,412
將所有團體納入新交易協定中	4,591,600	4,591,600	4,591,600	4,591,600
電表計量與帳目調節標準	6,215,600	6,215,600	6,215,600	6,215,600
發展詳細的成本分攤演算法則	32,112,400	32,112,400	32,112,400	32,112,400
輸電附加服務成本誘因	6,915,600	6,915,600	6,915,600	6,915,600
詳細的安全規則與過程	6,280,800	6,280,800	6,280,800	6,280,800
定義詳細的調度規則	19,990,800	19,990,800	19,990,800	19,990,800
定義SPD的輸電模式	7,280,800	7,280,800	7,280,800	7,280,800
調度服務的訂價	7,780,800	7,780,800	7,780,800	7,780,800
發展電力調度中心合約及誘因	7,380,800	7,380,800	7,380,800	7,380,800
發展附加服務的合約	6,880,800	6,880,800	6,880,800	6,880,800
詳細的電力調度中心程式發展	7,280,800	7,280,800	7,280,800	7,280,800
總設計成本	**116,467,212**	**116,467,212**	**116,467,212**	**116,467,212**
建置執行成本				
建置執行支援成本				
電力調度中心人員招募	6,990,800	6,990,800	6,990,800	6,990,800
電力調度中心/台電契約的發展	26,554,000	26,554,000	26,554,000	26,554,000
市場運作者系統的購買	18,827,000	18,827,000	18,827,000	18,827,000
市場運作者系統的裝置與測試	9,680,400	9,680,400	9,680,400	9,680,400
系統運作者系統的購買	16,355,088	16,355,088	16,355,088	16,355,088
系統運作者系統的裝置與測試	7,432,800	7,432,800	7,432,800	7,432,800
總建置執行支援成本	**85,810,088**	**85,810,088**	**85,810,088**	**85,810,088**
設計與建置執行支援成本總計	**202,277,300**	**202,277,300**	**202,277,300**	**202,277,300**

表 4-2　電力調度中心設立成本概估（續）

系統運作發展				
資訊系統				
EMS / SCADA系統	428,750,000	78,750,000	428,750,000	341,250,000
排程調度與訓練系統	300,000,000	300,000,000	300,000,000	300,000,000
修改通信系統架構	15,000,000	15,000,000	15,000,000	15,000,000
輸電切換系統介面	2,100,000	2,100,000	2,100,000	2,100,000
最終市場測試	30,000,000	30,000,000	30,000,000	30,000,000
資訊系統成本小計	**775,850,000**	**425,850,000**	**775,850,000**	**688,350,000**
系統運作功能開發成本總計	**978,127,300**	**628,127,300**	**978,127,300**	**890,627,330**
市場運作功能開發				
資訊系統				
電表計量資訊蒐集	50,000,000	50,000,000	50,000,000	50,000,000
帳目調節、清算與結算	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000
訂價模組	35,000,000	35,000,000	35,000,000	35,000,000
最終市場測試	20,000,000	20,000,000	20,000,000	20,000,000
資訊系統成本小計	**325,000,000**	**325,000,000**	**325,000,000**	**325,000,000**
人員培訓	35,000,000	35,000,000	35,000,000	35,000,000
備用款	872,700	872,700	872,700	872,700
新的ISO設置地點(建築物改裝)	30,000,000	30,000,000	30,000,000	30,000,000
其他成本小計	**65,872,700**	**65,872,700**	**65,872,700**	**65,872,700**
市場運作功能開發成本總計	**390,872,700**	**390,872,700**	**390,872,700**	**390,872,700**
設立成本總計	**1,369,000,000**	**1,019,000,000**	**1,369,000,000**	**1,281,500,000**

資料來源：王京明等(民 91)，「電力調度中心先期規劃作業」及台電公司(民 96)。

由於電業法修正案規定此項成本由電業按裝置容量及輸電容量捐助，但因發電業裝置容量與輸電業之輸電容量單位不同，此項成本可由先按發電部門之年發電量、輸電部門年輸電量乘上權數(依部門收益分攤，發電:輸電約 7:3)分攤，同一類型電業再依其裝置容量或輸電容量比例分攤，亦即:

部門別應捐助基金 $Fund_i = W_i * 總設立基金 * KWh_i / \sum_i KWh_i$

i =發電部門、輸電部門

W_i= 應分攤權數，發電部門=0.8，輸電部門=0.2

KWh=年發/輸電量

每一部門 i 中個別廠商 n 應捐助金額:

$Fund_n = Fund_i * Capacity_n / \sum_n Capacity_n$

n =個別業者($n \in i$)

Capacity=個別發電業、綜合電業之發電裝置容量或輸電業之輸電容量

為求公平，在電力調度中心成立後才加入市場的新業者，或是擴建其容量之電業，亦應按其容量繳交相同費率之捐助金給電力調度中心，可保留做為營運保證金或擴充調度中心設備之用途。既有綜合電業(台電)可捐贈其調度相關資產、設備，折抵其應繳之調度中心成立捐助金，以節省資源。

4.3 電力調度費

行政院審查通過之電業法修正案第十一條規定:「電業所生產或購售之電能經由電力調度中心調度者，應按其接受調度總量繳交電力調度費。」合理之電力調度費率應考慮兩層面：第一，是使電力調度中心可以回收其成本，並取得合理的報酬；第二，則需考量社會的公平與效率，在公平原則下的費率結構必須使各類市場參與者能夠確切負擔其電力供應所產生的成本。

依回收之成本項目不同，電力調度費可包括市場服務管理費及電力系統運轉費兩個項目。市場服務管理費係回收調度中心每年營運成本，電力系統運轉費則是用於回收維持電力系統正常運轉並保持安全可靠的標準所需之成本，項目包括:輔助服務、輸電損失及網路壅塞成本。

4.3.1 市場服務管理費

4.3.1.1 市場服務管理費回收之成本項目

市場服務管理費的收費目的在於回收調度中心日常營運的成本，由其業務範圍來看，包含之項目繁多，表 4-3 即為調度中心所包含的營運成本細目，其內容與成本特性可分述如下：

表 4-3 調度中心營運成本

營運成本	人事成本	安全與品質標準行政、一般管理結構、法規行政、輔助服務採購與行政、電錶計量與調整、斷電協調、輸電系統運作、結算與清算、市場監理、一般資訊系統支援、排程、訂價、調度
	其他	軟件執照與維護、硬體維護、通訊線路租用、台電 SCADA/EMS 連用、輸電開關切換合約、建築維護、市場參與補償金、其他雜項費用（如註冊、資訊揭露、負載預測、.....）

資料來源：錢玉蘭、王京明等(民 90)，「電力調度費率結構及計算公式之研究」。

1. 註冊登記：按法規規定進行市場參與者之註冊登記工作，其成本分攤者為市場參與者，以新進市場參與者數目計算成本，屬於變動成本。
2. 資訊揭露：電力調度中心需負責計算與發表機組可用性資訊、備用電力預測、網路限制、機組排程。其成本發生基礎為準確度、即時性、與資料的使用量。其中資料的建立與揭露為固定成本，資料的使用則為變動成本。
3. 結算與寄發帳單：定期計算並寄發帳單，由市場參與者來分攤，多為固定成本，至於寄發帳單與錯誤訂正成本則因市場參與者數量而變動。
4. 信用監督：管理各市場參與者的信用狀況，其成本發生基礎與付款者的財務健全程度有關，主要為固定成本但會因市場參與者數目而變動。
5. 諮詢服務：一般性之諮詢解答，成本發生基礎為所花費時間或打入電話數目，一般是以尖峰或平均電話通數計算，為變動成本。

6. 電錶計量：電錶資料之處理、蒐集、確認。成本發生基礎為電錶數量及資料之多寡，多為固定成本及因電錶裝置數量而變動。
7. 負載預測：每年須定期公告電力系統之長短期負載預測，所發生之成本為固定成本。

4.3.1.2 市場服務管理費預算估算

電力調度中心每年發生之運轉和維護之營運成本為市場服務管理費所要回收的對象，在市場參與者數量小幅變動時，並不會對電力調度中心成本產生顯著之影響，唯有市場參與者數目巨幅變動時，才會改變電力調度中心的營運成本，進而影響市場參與者相關之分攤費用；而其他相關變動成本，往往取決於接受電力調度中心服務之市場參與者數目。表 4-4 為依據台電 96 年提供之調度業務相關成本資料與紐西蘭 M-CO 公司為台灣電力調度中心所估算之未來電力調度中心每年預估營運成本，估算基礎為員工約兩百人，分為組織發展部(24 人)、資訊服務部(32~40 人)、市場運作部(26 人)與系統運作部(130~140 人)。若前一年調度中心收取之電力調度費與其收入預算要求有差額時，則於次年調整費率彌平差額。

表 4-4　電力調度中心營運成本　　(單位:元新台幣)

人事成本	
執行與小組支援	132,000,000
市場運作	52,000,000
系統運作	169,292,409
人事成本總計	**353,292,409**
其他運轉成本	
從台電租用 SCADA/EMS 設備	140,208,333
軟硬體折舊與版權	8,596,000
硬體維護	6,690,000
輸電開關契約	50,000,000
建物維持與租用	31,250,000
通訊線路租用成本	33,123,000
其他雜支	40,000,000
其他費用小計	**309,867,333**
總營運成本	**663,159,742**

資料來源：王京明等(民 91)、台電公司(民 96)，本研究整理。

4.3. 1.3 市場服務管理費之計價與收費

電力調度中心各種營運成本的回收原則如下：

1. 每年重覆發生之費用/成本須於費用/成本發生當年回收（若有收入短缺，則於次年回收）；
2. 資本成本（在調度中心開始營運後發生）以符合一般會計原則之資產之折舊或分期償還方式回收。

另外，為符合公平效率的原則，上述市場服務管理費之各項費率項目皆需透過市場參與者回收其發生之成本，至於費率計算及分攤方法，依據獨占廠商訂價理論模型及費率結構，可有不同計算方式及分攤公式，依各國實際實施情況，可概分為兩種方式：「綑綁套裝收費」（bundled）與「分項收費」（unbundled）。所謂「綑綁套裝收費」，是將總預算收入，平均分攤給全部市場參與者。而「分項收費」，是先將總預算收入，依服務性質區分成若干項，再逐項向相關參與者收取費用。前一章提過各國的市場服務管理費回收方式，如英國、日本、德國是採用「綑綁套裝收費」方式，紐西蘭及 PJM 是採用「分項收費」的方式。至於我國的調度中心應採何種收費方式，目前尚無定論，但建議初期應以「簡單」為原則。

1. 綑綁套裝收費

將全部市場服務管理費合併為一費用項目，如英國。英國 NGC 由「內部系統平衡服務使用費」回收其調度業務的設立與營運成本，並以交易機組在相對應交易期間電表計量的交易量，占平衡機制市場內當日各期間所有機組的總交易量之比例，將之分攤與所有系統使用者。我國電業法修正草案則規定，由「電力調度費」來回收表 4-3 中的調度中心營運成本（電力系統運轉費於下一節討論）。假設電力調度中心每年營運成本為 OC，則每期應回收之市場服務管理費可表示為:

$$\textit{應回收之市場服務管理費 } ADM = OC + A$$

其中 A 為調節項，用以調整前一年營收多餘或虧損之情形。至於費用分攤對象及分攤方式，建議分攤至發電業及綜合電業。此方式只需與發電業及綜合電業簽署雙邊合約，再由發電業及綜合電業自行將此費用轉嫁與其簽約之相關用戶即可，費率計算較為簡易。

為因應調度中心之營運成本需每年重估計，且市場服務管理費亦需每年作一次微調。而合約中費率的計算方式，可以每年之總預測發電量為基礎，發電業及綜合電業再依其整年實際之電表計量付費。亦即，合約中所簽訂之「市場服務管理費」費率可表示為:

$$\textit{市場服務管理費費率(\$/KWh)} = ADM / Q$$

其中 ADM 為考慮前期之盈虧所調整後，當年應回收之市場服務管理費，而 **Q** 則全部發電業及綜合電業該年之預期總發電量。若一發電業或綜合電業該年總發電量為 q_i，則其該年必需支付的「市場服務管理費」為:

$$\textit{單一發電業者或綜合電業繳交之市場服務管理費} = ADM/Q * q_i$$

假設全年之實際發電量，即為全部發電業及綜合電業整年實際電表計量之總和為 Q'，則該年實際收取之市場服務管理費為:

$$\textit{實際收取之市場服務管理費} = \Sigma q_i * ADM/Q = Q' * ADM/Q$$

次年市場服務管理費之調節項 A_{+1} 為

$$A_{+1} = -[(ADM * Q'/Q) - ADM] + R = ADM(1-Q'/Q) + R$$

R 為除了實際發電量與預期發電量差異以外原因所導致之收入與預算差異（如新近業者繳交之設立基金、非預期之成本變動等）。次年調整後應收之市場服務管理費 ADM_{+1} 則為:

$$ADM_{+1} = OC_{+1} + A_{+1} = OC_{+1} + ADM(1-Q'/Q) + R$$

2. 分項收費

我國調度中心電力調度費未來若採取非綑綁分開收費的方式，可仿照國外作法，將電力調度費，依調度中心提供之服務性質區分為五類，為註冊費、排程調度費、電表登錄費、結算費用與行政費用。至於各項費用之分攤對象及分攤比例並不一致，其中排程調度費的主要回收對象為發電業、綜合電業與用戶，電錶登錄費則為用戶負擔，結算費用亦由發電業、綜合電業與用戶分攤，行政費用與註冊費用則由全部參與者來共同分攤。由於我國未來在電力市場交易之市場參與者僅有綜合電業、發電業、配電業，在註冊登記後，除註冊登記項目外之電力調度費，可皆由發電業及綜合電業承擔，之後再透過售電價格或雙邊合約轉嫁給配電業及用戶。

4.3.1.1 中提到調度中心市場服務管理費所回收之成本項目包括註冊登記、負載預測、資訊揭露、結算與寄發帳單、信用監督、諮詢服務與電表計量等，若歸類為五大項，則如表 4-5 所示：

表 4-5 市場服務管理費之分類

費用項目	註冊費	排程調度費	電表登錄費	結算費用	行政費用
服務內容	註冊登記	資訊揭露 負載預測 電源開發 排程調度	電表計量 資訊傳送	結算 寄發帳單	信用監督 諮詢服務 其他費用

該年各項費用預算收入可表示如表 4-6：

表 4-6　市場服務管理費各費用項目之收費要求

	估計佔市場服務管理費之比例	當年應收費用總額
排程調度費	P_1	$P_1 \cdot ADM$
電表登錄費	P_2	$P_2 \cdot ADM$
結算費用	P_3	$P_3 \cdot ADM$
行政費用	P_4	$P_4 \cdot ADM$
註冊費用	P_5	$P_5 \cdot ADM$

其中，ADM 與前小節同，為調度中心當年經微調後所應回收之市場服務管理費，且 $\mathbf{P_1+P_2+P_3+P_4+P_5= 1}$，因此恰好可以回收其營運成本。

以下針對非捆綁分開收費之市場服務管理費各項費用分攤對象及方式，提供可行之建議：

(1)行政費用與註冊費用

行政費用為操作一調度中心必然產生之費用，很難歸因於發電業者、綜合電業或用戶所造成之費用比例，故建議由大家共同平均分攤。註冊費用亦然，因為發電業、綜合電業、配電業與大用戶都必須向調度中心註冊，以獲取服務，且每一參與者只需註冊一次，權數相同，故由市場參與者平均分攤。

(2) 電表登錄費與排程調度費

建議向發電業者、綜合電業與用戶回收。可明確歸因的部分，如裝置電表費用，自然依參與者之裝置電表數個別計費；無法歸因的部分，可以當年總預測發電量與總預測負載量之和為費基，發電業、綜合電業與用戶再分別依其實際電表計量，按比例付費。

(3)結算費用

可歸因的部分，如寄發帳單等，可由發電業、綜合電業與用戶全部平均分攤。其餘無法歸因的部分，建議由發電業、綜合電業及用戶個分攤一半。至於個別發電業、綜合電業及個別用戶間之分攤基礎，發電業者可以其實際發電量佔總預測發電量為基準，而用戶則依其實際負載量佔總預測負載量之比例付費。

若採行「非綑綁分開收費」之方式回收調度中心營運成本，則「市場服務管理費」之分項並不限於之前討論的五大類，例如美國 PJM 則將之分為電能調節費、配電設備費、系統衝擊研究費、FTR 拍賣費用、緊急電能費用、相位角調節服務費、容量信用市場費用等等，極為繁瑣。因此，若採用此方式，必須謹慎詳細規劃，決定市場服務管

理費費用分項的依據，以及分類之後各項費用的回收對象與回收方式。所以在電業自由化初期，本研究建議應以簡單為原則，除註冊登記可獨立收費外，其餘成本項目可以「綑綁套裝收費」之方式，向發電業及綜合電業回收調度中心營運成本。待調度中心各項營運成本的資料建立完成，較易評估各項費用項目的分配比例，再考慮「分項收費」之方式。

4.3.2 電力系統運轉費

電力系統運轉費主要用以回收輔助服務成本以及輸電損失、網路壅塞之成本，這是世界電業自由化成熟國家所採用的方式，做為電業自由化長期願景，我們建議未來調度中心應負責輔助服務之安排與費用分攤，不論透過市場或簽約取得，皆宜納入電力系統運轉費項下收取，且不論綜合電業、發電業或用戶皆應按調度中心收費辦法繳納。目前根據主管機關能源局之規劃，在電業法通過後之自由化初期，輔助服務費用將併入轉供費項下與輸電費用一併收取，此種方式適合我國電業目前所有輔助服務皆由一家綜合電業提供的情況，但進入自由化成熟階段後，輔助服務勢必將會透過市場競爭由發、輸、綜合電業或用戶提供，屆時輔助服務就不宜放入轉供費項目收取，而應分開獨立收費或如本節建議納入電力系統運轉費項下收取。

4.3.2.1 輔助服務成本之計價與收費

電力系統的安全係指維持電力系統於可控制的狀態下，需將電壓、電力潮流、頻率都控制在一定標準內，而不會損害發電機或電力設備。電力系統的可靠則是指使電力系統能維持負載需求，且隨時保持供需電能平衡。電力調度中心需獲取足夠的輔助服務以維持電力系統之安全可靠，如頻率控制、電壓控制、全黑啟動、不平衡電能及備用容量等。

輔助服務市場有一定的特徵與限制，必須受到相當程度的管制，且須具備集中購入與協調功能。此功能通常屬於調度中之職權，負責確保必要輔助服務之獲得，以滿足電力系統網路安全標準。調度中心用於取得輔助服務的成本將透過電力系統運轉費回收。

輔助服務的成本特性需依輸電服務提供者的特性、供需特性、網路複雜程度、與系統狀態而異，其購入方式則可分為透過電力調度中心與業者簽約方式為之，或是依據即時市場機制的即時價格決定。輔助服務的訂價結構可以反應當時電力市場的發展情形與競爭水準。剛開始時輔助服務的提供者可能只有一家業者，此時可採用簡單的議價契約。當發電多樣化與需求參與者複雜化後，電力市場的競爭性提高，此時電力市場的訂價系統應盡快演變成現貨市場的購買系統。輔助服務市場其特性如下：

1. 輔助服務商品通常有複雜的技術性。
2. 通常只有少數的參與者（在某些情況下，尤其是在市場成立的初期，可能只有一或二個提供者）。
3. 由於協調因素及技術限制，調度中心須事先評估在意外發生時輔助服務的需求程度，而非由供應者在輔助服務需求突然上升時，立刻做出反應並提供服務。也就是說，所謂雙向市場的概念「供給面與需求直接互動而結清市場」無法直接應用於輔助服務市場。
4. 某些特定輔助服務必須強制部分發電業者及/或需求者參與交易，以維持網路安全。

輔助服務費計價方式，一般分爲兩類:「合約機制計價」與「市場機制計價」。其中，合約機制分爲「可獲性費率」與「事件發生費率」:前者是以合約中簽訂的容量爲計價的標準，亦稱爲「容量費率」，而後者則是以事件發生後電錶所計量的能量爲計價標準，亦稱爲「能量費率」。而市場計價方式分爲「市場邊際結清價格」（Marginal Clearing Pricing，MCP）與「市場報價成交價格」（Pay As Bid）。

很多輔助服務同時具有「保險」的功能，如全黑啟動、備轉容量、及電壓控制等。他們對緊急事件的隨機處理，可以降低用戶的購電及輸電成本。而保險系統通常牽涉到兩種費用，一種是「保險費」（Insurance Premium），無論服務提供與否，皆需要收取此項費用。在輔助服務的範疇中，又稱之爲「可獲性費用」。由於保險費爲一固定費用，無法反應服務提供所發生的真正成本，若僅收取此一固定費

用容易造成有心人爲了謀取利益，蓄意促使意外事件的發生。爲了避免嚴重的道德危機，保險系統則另收取一項費用。即事件肇事者必須支付的費用，其收費方式可能是一筆額外費用，也可能是以短期風險貼水調高的方式收費。在輔助服務中，此種費用稱爲「事件費用」或「發生費用」。換言之，在輔助服務成本分攤方式的決定上，大多牽涉到「兩部訂價法」，亦即爲以上所述的「可獲性費用」與「事件費用」。「可獲性費用」依定義爲整個系統於運作期間的平均成本之分攤，自然對各參與者的風險與反應較不具影響力及有效性。換言之，「可獲性費用」著重於公平與分攤原則，與經濟效率面較無關連。

調度中心購買輔助服務的成本應有效率分攤，且盡可能將其直接分攤至引起輔助服務需要的肇因者。如此將使肇因者得知其利用網路所需支付的安全成本，並提供誘因使其願意支付費用來獲得此項服務。另外，肇因者為降低購買成本，會加強本身的安全表現，和支持新安全技術的發展。

輔助服務的設計，必需要符合「可數量化」（quantifiable）及「可測量」（measurable）的原則，且對網路品質與安全性之要求能有所貢獻。此外，輔助服務也必須要能符合機組之性能，以及需求面的要求。茲將各類輔助服務之計價與收費方式歸納如下：

1. 備轉容量：

台電公司將備用電力劃分為「備用容量」與「備轉容量」（亦稱為即時備轉或備轉容量）兩種。台電對於「備用容量」之解釋與取用原則，是為了因應電力系統「尖峰負載」需求之可用而為用之發電容量，以及為「預期停電事故」而導致電力短缺所必備之額外可用發電容量；而「備轉容量」則係指系統為解決「不平衡電力」或為維持部分與電力系統併聯運轉之發電機組在額定出力下運轉的剩餘發電容量。

(1)容量費用（可獲性費用）

備轉容量之訂價方式應由調度中心訂定參考價格，費率基礎是以百萬瓦（MW）為計算單位，發電業者可以自行提供備轉容量或者是向其他發電業者購買，備轉容量價格以等值關係為買賣原則，取得方式則是以招標簽約方式或是個別議價方式。機組平均容量成本可做為費率訂定之參考，但是必須是符合要求的特定機組或同類型機組的平均容量成本。

(2)能量費用（事故發生費用）

備轉之能量費用亦是以肇因者付費為原則，價格亦受監督機構或調度中心管制，以已使用之備轉能量數為付費條件。費率之訂定應參考事件發生後提供備轉容量機組的平均變動成本，價格以電錶計量之仟度（MWh）為計算基準。

(3)備轉容量成本分攤方式

容量費用是將調度中心所支付之備轉容量總容量費用，依發電業者的機組淨尖峰能力平均分攤於發電業者，按其擁有機組之淨尖峰能力（MW）佔全部機組總淨尖峰能力（MW）之比例計算。能量費用則是以肇因者付費為原則，按備轉容量實際發電量與發電成本向肇因者回收。

2. 電壓控制與虛功支援

各區域間之無效電力價格會隨其各自之電力供需狀況而有所不同。目前大多數的電錶都能夠測量無效電能與有效電能，因此需要此項服務時，發電業者提供該項服務將不會有太大的困難，且電力調度中心可以很容易確認出此項輔助服務之使用者。至於費率的訂定可單純以依簽約時所發生的成本來設算「平均價格」，而費率基礎是以 MVARh 為計算基準。

電壓之支援與控制是來自「發電端」與「輸電端」二方。廣言之，一般調度中心會將輸電端之電壓控制併入輸電之費率中，而不另行獨立成為一項交易項目，故真正在輔助服務市場交易之電壓控制乃指發電端所提供之電壓控制。

因為無效電力的最初提供成本應該為零，只有在需要新設備或補償現有之該項服務提供者時，才需要有一套測量與分攤成本的機制。若以全日的總電壓負載變動為分攤標準，則可將成本轉嫁給「全體用戶」；若以各地區 15 分鐘電壓負載佔總變動負載比例計算基準，以地區性虛功的提供（或吸收）為基礎而分攤成本，則可將此成本分攤給「肇因者」。

3. 頻率控制

調節頻率乃是利用互聯網路中的「自動發電控制系統」（AGC）之發電機組，隨時自動調整發電機組之瞬間出力，使得發電端與負載端在面臨即時之變化的同時，仍然可以隨時保持平衡。需特別注意的是，自動調整發電機組除了在數秒鐘之內可以即時調整出力以維持電力供需之均衡機組之外，此項輔助服務亦有維持系統頻率之功能，同時將實際供需與理想排程之差距降至最小。

在自動發電控制訂價方面，亦有若干需特別注意的地方。若以「需求面」來說明，其費率結構應按負載型態訂定，此項負載型態又可分為兩個層面來解釋：用戶端的負載有較穩定與較不穩定之差別，對於負載相當穩定的用戶，其使用到自動發電控制機組的機會較低。相對而言，若某電力用戶的負載不時有大幅度的變動，則電力系統往往必須為配合此一特定用戶之需求而時時調整其發電容量。因此，若是此項服務之用戶端費率完全根據平均負載之高低來訂定，則根本無法反映不同用戶對此項服務提供者所造成的不同成本。其次，用戶之個別負載型態亦隨時間不同，而有尖峰與離峰之別，因此，訂價格不宜採取「齊頭式」統一費率，而應考慮個別用戶在「各個時間點上之負載變動」對於「總負載變動」之影響，作為訂價之參考依據。費率的訂定可依特定機組來設算平均容量及能量費用，而費率是以電錶計量的每仟度（MWh）為基礎。

發電業者提供此項服務的主要成本是「增加或減少電能產生的機會成本」及「AGC 的設備與人事成本」。此項輔助服務之提供者可

以很容易由自動發電控制系統的指令紀錄中得知供給之數量。但此項輔助服務的使用者卻不易確認，需要測量各即時負載的負載變異程度，在實務上難以執行。建議以各地區瞬間變動負載佔總變動負載比例做為計算基礎，則可將此成本分攤給「肇因者」。亦即由調度中心每 30 分鐘結算一次，並依各地區瞬間變動負載占總變動負載之比例，將全部費用按區域分攤，再由供電至該區之發電業者及綜合電業依其供電給該區之電量（MWh）佔該區總電量（MWh）之比例分攤。假設調度中心支付的調節總容量費用 A，總能量費用 B，且綜合電業或發電業者供電至某區之電量與該區總供電量成一比例 p，則其必須支付之調節費用為

綜合電業及發電業者需支付之調節費用=

p・[（該區瞬間變動負載）/（總變動負載）]・ **(A + B)**

而綜合電業及發電業者支付調節費用之費率=

[（該區瞬間變動負載）/（總變動負載）]・**(A+ B)** /（該區總供電量）

4. 全黑啟動

系統重新啟動或是全黑啟動服務可由發電廠提供，意指不需要使用任何外部的電力來源，發電廠中的發電機組即可同步運轉連結到電網。當主要輸電系統皆當機後，這些服務可使電力系統逐漸恢復運轉。為確保電力系統全面當機後可迅速的恢復到運作狀態，調度中心必須在電網的不同區域內安排全黑啟動服務。尤其對於將來可能與主要輸電網路分離的地區更需重視此服務。此服務可確保在競爭環境下，發電廠仍有動機維持一部分容量做為全黑啟動之用

(1)容量費用（可獲性）

全黑啟動的可獲性對於各種聯結的機組有正面的影響；相反的，則全都必須面對因停電造成損失的風險。全黑啟動的容量是根據發電機組的大小來決定的。調度中心「可獲性成本」的回收是由各區之發電端與需求端共同付費。可獲性費用將由調度中心按各區訂價方式簽

約議價，以「符合全黑啟動要求機組」的平均容量成本訂價。費率基礎雙方皆以百萬瓦（MW）為收費基準。

(2)能量費率（事故發生費用）

若不包含「發生費用」，停電的肇因者將只有少數的誘因來嘗試減輕事件發生的可能。對於大部分的資產擁有者來說，重新啟動網路的直接成本只與總成本有些微的關係。因此藉由事件發生方式收費來完全回收全黑啟動的成本，將不會提高「風險貼水」（Risk Premium）至任何顯著的程度。因此，調度中心之能量費用（發生費用）以向肇因者收費為原則。此項服務費率是以事件發生後全黑啟動機組的平均變動成本訂定，費率基礎是電錶計量之電量（MWh）為收費基準。在無法判定肇因者時，則由全體發電業者、綜合電業共同分攤。

(3)全黑啟動之成本分攤

全黑啟動之成本由於必須隨時維持機動性以備不時之需，因此電力系統正常運作時期時，主要的成本爲設備維修、人員訓練、設備折舊、與燃料儲存的成本，這些成本本質上屬於容量成本，是由全部發電業者分攤，按其擁有機組之發電量（MWh）佔全部機組總發電量（MWh）之比例分攤。

全黑啟動能量成本分攤為「肇因者付費」，由造成全黑啟動之地區的發電業分攤，依其機型之發電量（MWh）佔該區機組總發電量（MWh）之比例計算。由於全黑啟動常無法判定肇因者，因此亦可考慮由全體發電業者、綜合電業共同分攤。

4.3.2.2 輸電損失及壅塞成本

調度中心執行電力調度時，會產生輸電損失及壅塞成本，此兩成本可歸入電力系統運轉費收取。輸電損失成本由於每筆輸送電能的大小、方向及距離皆不同，因此不宜按電量分攤，而必須藉由合理有效之輸電損失模型計算而得。經由輸電損失模型，可得到各輸電線路在不同時段的輸電線損失流量，乘以該時段每度發電成本，即可得到各線路在尖峰、半尖峰及離峰各時段輸電損失成本，再除以各線路在各

時段實際輸電量，即為各線路各時段每度輸電變動成本，亦即每度輸電損失成本。而每筆負載應分擔的輸電損失費用，則視其電力潮流實際流經線路或網路計算而得。在自由化初期，為求簡易，可將台灣分為數個區域訂定輸電損失費率，依輸電區域及電量計算應繳之輸電損失費用。

輸電擁塞成本來自於輸電網路限制，如果輸電訂價不能充分反映擁塞成本，則會造成網路資源配置失當。反映網路限制成本於輸電訂價有三個方法：（1）當擁塞發生時，根據事前簽訂之協定，系統使用者限制其使用量；（2）針對經過網路限制點之電能，每度電收取強制性的線路壅塞費；（3）在輸電容量費率中考慮輸電公司重新調度成本。

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。因此自由化的電力市場必須重視輸電壅塞管理，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，不加處理，則會造成和垂直壟斷的綜合電業一樣的後果，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。有效率的處理方式，依經濟學原理已如前述，主要可分為兩類，一是以稅費的方式，適當反應輸電壅塞的成本，再透過有效率的訂價結構，讓使用者或造成壅塞者付費。另一種則是透過建立可交易財產權市場的方式，將輸電容量視為是一種可交易的輸電權，然後透過此種輸電權的買賣，以決定輸電容量的有效訂價，這兩種方式使用得當最後都可以達到輸電壅塞外部性內部化的結果。

依主管機關之規劃，未來台灣輸電壅塞管理係採簽訂輸電容量合約、收取容量費率方式，在超用容量時，則發電業或用戶需繳納超約費用，此費用則用來支付造成之輸電壅塞重新調度成本。

4.4 電力轉供費

依電業法修正案第十一條:「綜合電業及輸電業設置之輸電線路及變電所，應依其轉供電能數額及費率，向使用該電業設備之電業收取費用。前項轉供費用，得由電力調度中心代收之。」電力調度中心亦需負責提供電力轉供服務，即電力調度中心代電力業者或用戶使用綜合電業之輸、配電設備，將電力傳送給其他與電力業者或用戶簽約的買方或賣方，並為綜合電業與輸電業代收轉供費。由於電力轉供會涉及到挑肥撿瘦（cherry picking）和搭便車（free rider）等議題，一向備受爭議。而在電力市場逐漸邁向公平競爭的時代，轉供費率的制訂方式更顯重要，因為適當的轉供費率可確保此服務的提供對於電力調度中心與輸、配電業者皆獲利。輸電成本可大致分為固定成本與變動成本。固定成本是指不隨輸電數量多寡而變動之成本支出，包括輸電線路、變壓器、電線桿、鐵塔、以及維護輸電設備的人事支出與維護材料、備用容量等。而變動成本是指會隨代輸轉供服務數量多寡而變動之成本支出，包括電力公司因電力代輸轉供而導致上網發電機組調度改變的成本、維持輸電系統穩定電壓的成本等。台電公司 95 年輸電成本如表 4-7 所示。

表 4-7　台電供電區營運處輸電成本

項目	臺北	新桃	臺中	嘉南	高屏	花東	總管理處及其他單位	合計（千元）
供電量(千度)	40,117,668	50,331,146	29,955,027	26,940,772	30,049,604	3,049,904	3,297,435	183,741,556
營運費	614,086	379,737	430,391	394,778	449,620	136,174	435,543	2,840,328
維護費	500,026	445,936	393,645	332,961	420,145	108,379	374,878	2,575,970
輸電設備折舊	3,128,924	3,777,721	3,837,593	3,036,307	2,943,612	598,212	214,803	17,537,171
輸電一般稅捐	113,299	32,704	17,395	18,120	35,762	3,033	26,846	247,160
總　計	4,356,335	4,636,097	4,679,024	3,782,167	3,849,139	845,798	1,052,069	23,200,629

資料來源:台電公司(民 96)

4.4.1 電力轉供訂價方式

基本上各國電業自由化轉供訂價的最高原則是:轉供費率必須公平、合理、且無不當歧視性與選擇性，以促進市場之競爭。此外，轉供費率的制訂也必須符合以下原則：

- 各用戶之轉供費率需反映提供該用戶輸電服務的成本，因此不同用戶依其使用輸電系統情形支付不同的費率。而且允許輸電的電力事業能回收成本與合理利潤。
- 不論是電力事業本身的用戶或轉供用戶的輸電服務，電力事業應對相同的輸電服務收取相同的費率。
- 轉供費率應促進經濟效率，包括有效使用現存輸電設施、以及有效擴增輸配設施之投資。
- 避免轉供用戶與既有電力事業用戶產生交叉補貼情形。
- 轉供訂價應實際可行，便於行政管理。

目前電力轉供計價的種類及方式大致可分為下列五種:

1.郵票法

轉供費率藉談判方式決定，將網路成本及設備成本合併計算，決定出雙方同意的轉供單價，再依此收費。此法並不需考慮輸送電力所需經過的路徑，而只依照輸送電力多寡為收費標準。雖然此方法在執行上相當簡便，但由於太過簡便化，未考慮的問題甚多，未能完全反應機會成本,且在同時有多筆轉供交易發生時,會有交互補貼的可能。

2.契約路徑法

此法為在傳輸網路上由買賣雙方決定出一條或多條的主要輸電線路，然後依此契約路徑的使用情形，來訂定收費標準。但電力在網路上的傳輸並無法僅藉由特定的網路傳送,而是必須由系統中所有發電機的發電量和電流的克希荷夫定律共同決定。以實際的電力系統而言，電力潮流是屬於全網路的，很難藉由特定的局部網路傳送，因此不能只評估特定的契約線路，由於契約路徑法在費率的計算上，並未

能真實反應整個網路的傳輸成本，故在長距離傳輸上此法並不盡理想，但儘管如此，卻不失為一實際、簡單、可實行的方法之一，以避免因計算所有網路傳輸路線潮流變化所需耗費的成本。

3.百萬瓦哩法

此法之提出以使用輸電網路容量做為評估依據，電力轉供必須考慮網路成本，在使用此法前通常先對每個傳輸設備（包括所有輸電線與變電設施）做評估。再根據建造成本和輸送成本的不同，各自訂出一個權重函數，例如：輸電線可以長度為主要依據，變壓器可以容量大小為主要依據，再由負載潮流程式計算出電力輸送在每一個傳輸設備上的有效功率作為計算比例的依據。百萬瓦哩法便是利用網路中每一個設備流動的有效功率比例與前述權重函數的乘積來決定分擔網路成本的比例數。而在實際的網路中除考慮有效功率外，亦須考慮無效功率及整個網路可靠度和其他系統參數的影響，才能真正反應出使用的程度。

4.邊際成本法

此法是實際計算出傳送最後一個單位電能量所必須增加的成本來做為電力轉供的費率，此法的計算考慮到諸多的發電成本。並同時考慮發電機和輸電線的容量限制，來計算電力轉供費率。依此法計算雖然能反應出真正的成本，但面對多個使用者時，再加上此法所考慮因數眾多，計算非常繁瑣，故並非實用之計價應用方式。尤其以目前電業法修正草案的市場交易結構係以雙邊合約為主的架構下，每一機組之交易價格並不透明，因此並無法計算節點或區域之價格，因此在此一架構下，邊際成本法尚無法應用於台灣的未來過渡期自由化市場。

4.4.2 電力轉供費率之收費項目

1. 系統使用費

係指市場參與者使用電力調度中心所控制的電網所需支付的費用，可分為固定費率與變動費率，固定費率包括輸電資產投資與電力

系統規劃成本，變動費用則包括輸電系統的變動運維等成本，此二項目歸於電力轉供服務費中，將由電力調度中心代為收取，再轉交給輸電服務提供者。

我國之轉供代輸費率計算方法，若採二部定價法，則回收設備投資成本之固定費率訂定流程如圖 4-1 所示。

- 輸電成本須有獨立之會計帳：

  輸電成本應自發電及配售電成本當中獨立出來，並依其成本設定法定收入上限。

- 各項輸電資產價值重估：

  以合理之會計方法，如資產重置成本法，最適資產重置成本法，最適剝削成本法等（Optimal Deprival Valuation），計算各項輸電資產設備價值，以做為分攤法定收入之依據。

- 各項輸電資產依其提供輸電服務性質加以分類：

  可將輸電資產分為連結資產、系統使用資產、輔助服務資產等類別。

- 將法定收入依資產設備價值分攤至各項設備，並計算各類服務應回收成本。
- 依每筆負載對各項輸電設備使用程度，計算該筆負載應分攤之成本比例。
- 應用適當之訂價方法，計算每筆負載在各類服務應收費率。
- 計算每筆負載應收轉供固定費用。

上述 1 至 4 步驟必須遵循會計原則，第 5 步驟則藉助電機工程模型計算而得，最後費率之制定是以經濟理論為訂價基礎。至於變動費率，主要為變動運維、輸電損失及壅塞重新調度成本，必須經由電機工程模型納入各項影響電力潮流之因素，加以模擬估算而得。輸電損失與壅塞成本列入調度中心之電力調度費中回收，轉供之變動費率僅回收與調度無關之變動運維成本。

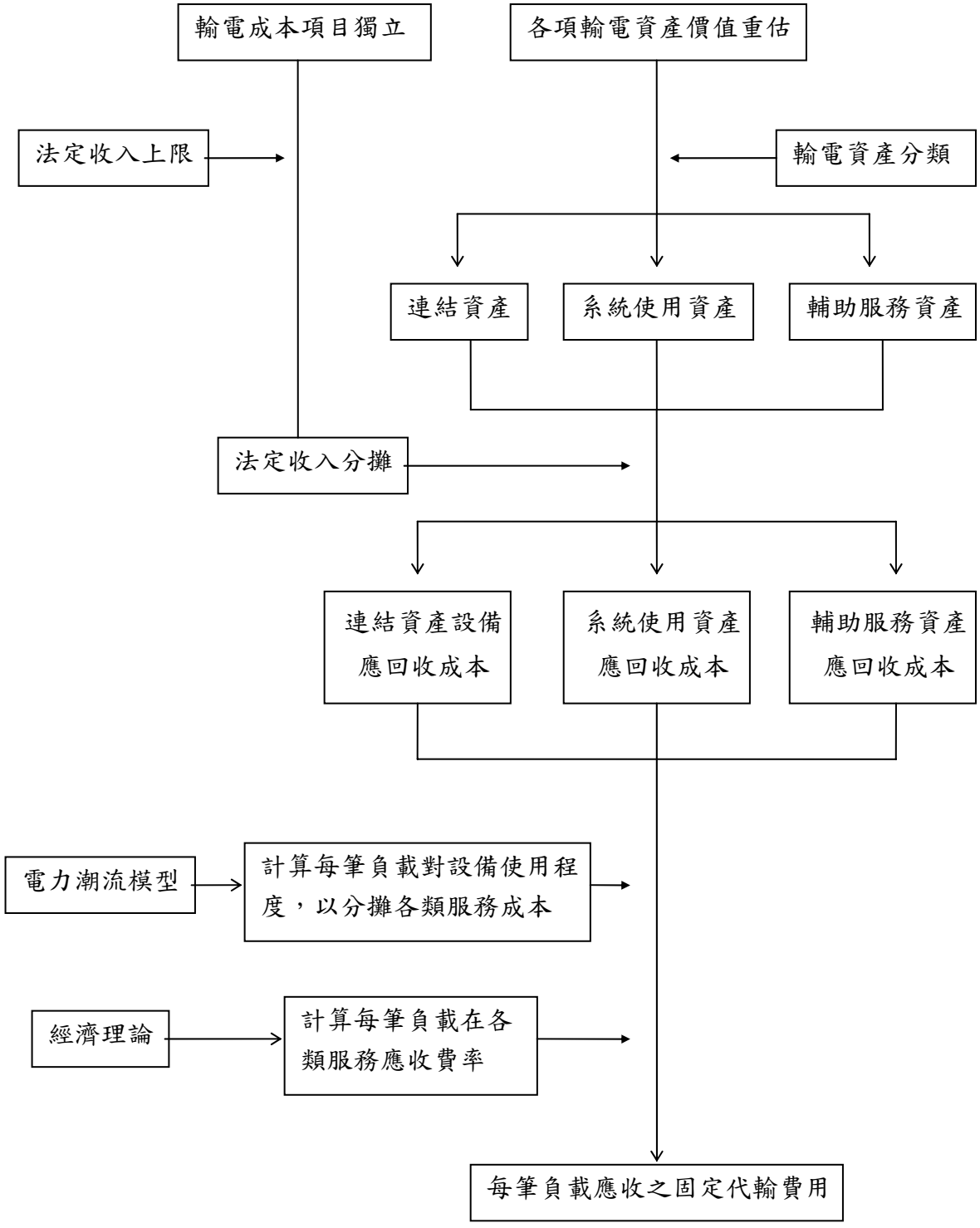


圖 4-1　轉供固定費率計算步驟

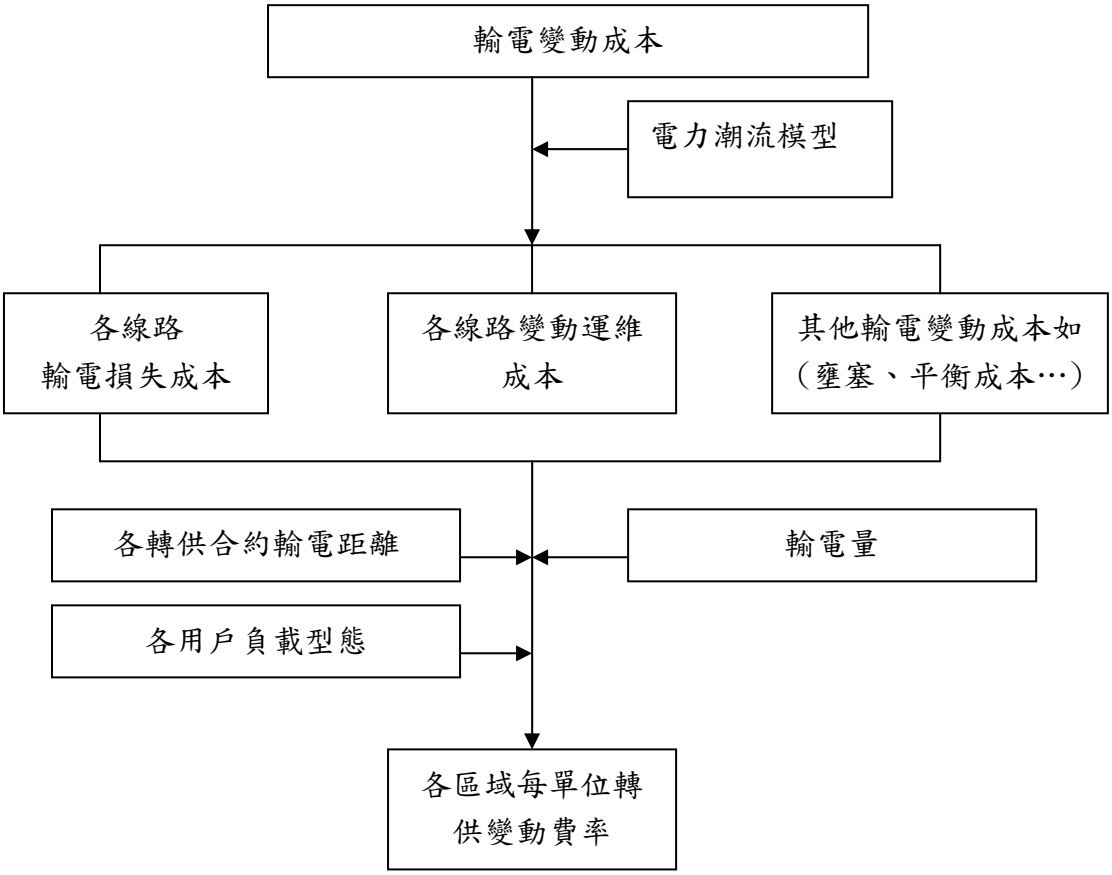


圖 4-2　轉供變動費率計算步驟

2. 連結費

連結費為市場參與者連結到電網時所需支付的費用，分為進入費與提出費，依據進入點及提出點的資產價值，分別向發電業者及用戶收取。進入費相當於為發電業者提供連結資產的年度均化成本，發電業者之進入費依其網路進入點不同而有不同費率。提出費相當於為用電戶提供連結資產的年度均化成本，用電戶之提出費依其網路提出點不同而對系統穩定度造成影響而有不同費率。同一連結點上若有一家以上之發電者或用戶共同連結設備，可依前述系統使用費方式將連結設備成本分攤給各發電者或用戶。

進入成本與提出成本多為固定成本，但成本會隨著市場參與者的數量而小幅變動。未來之網路連結費將由調度中心收取後，將再付給提供輸電設備的綜合電業或輸電業。

4.5 備用容量

電業法修正案第五十六條規定:「為確保供電穩定及安全，綜合電業、發電業及配電業於透過電力網銷售電能予其用戶時，應就其電能銷售量準備適當備用供電容量。」備用容量的目的，係指替電力系統設備預先保留多餘電能，以用來應付檢修機組、系統故障及瞬間負載的變化等等需要。由以上定義可知，備用容量之決定包括「確定性」與「隨機性」兩因素，其中「確定因素」爲已知預先排定之機組檢修；「隨機因素」爲系統故障率及負載需求變化則隨機組型式、運轉特性以及環境、溫度的不同變化，而有不同的機率分配函數。備用容量的決定因素，在估算與訂定備用電能時應加以區分。一般備用容量率的計算方式如下：

備用容量率 =（系統規劃淨尖峰能力-系統小時尖峰負載）

/系統小時尖峰負載 x 100%

其中系統規劃淨尖峰能力為考慮歲修、小修故障後之機組容量。我國系統備用容量率自 90 年開始超過 13%，93 年已超過 20%，電力系統電源逐漸充裕。依台電公司實際電力調度實績顯示，系統備用容量率超過 16%時，該年度內發電機組有許多待機與閒置時間增加之情形，電源實已過於充裕。能源局於 94 年新擬訂一項供電可靠度 999 方案，預估民國 100 年發電系統的尖峰負載將達 4,000 萬瓩左右，如系統備用容量率維持在 16%左右時，不但可以達成目前能源局所擬「供電可靠度 999 方案」之預定目標，實質上缺電機率亦可望降至每年 0.3 日的水準。建議各電業所應負擔之備用容量亦可以其淨尖峰能力之 16%計算。至於備用容量之取得方式，在行政院審核完成之電業法修正案第五十六條中規定，備用容量由銷售電力之業者自設或向其他發電業者、自用發電設備購買，因此不列入調度中心收取之費用範圍。

4.6 基金

行政院審查通過之電業法修正案第七十七條:「電業及達中央主管機關所定一定裝置容量以上之自用發電設備,應每年按其不含再生能源及天然氣發電部分之總發電量繳交一定金額充作基金,作為清潔能源補貼、能源研究發展、節約電能、電力普及及其他經中央主管機關核准之用途。依前項規定應繳交之基金數額,由中央主管機關考量能源政策及公平負擔原則,依使用能源之種類及效率定之。其繳交基金之計算公式、期限、收取程式及其他應遵行事項之辦法,由中央主管機關定之。」可知此項基金係為達成能源配比等能源政策以及執行其他與電能相關之社會公共利益(能源研究發展、節約電能、電力普及等)所收取之費用,由擁有核能、燃煤、燃油、非屬再生能源水力(抽蓄水力)等機組之發電業及一定裝置容量以上自用發電設備負擔。此項補貼以達成電源配比為目標(再生能源 10%,天然氣 26%~30%),在達成電源配比後,則不再增加補貼,既有補貼金額由所有再生能源、天然氣發電者按發電量分配。

評估各種規劃用途所需費用,主要可分為兩種方式,亦即「量入為出法」與「量出為入法」。

1.「量入為出法」:

先依據基金收入多寡再決定分配金額。基金管理委員會可依據各年度的實際基金收入情況、各項用途之業務運作成本比重及優先推動順序,據以分配各工作項目的執行預算。

2.「量出為入法」:

先評估各用途項目所需的預算成本,再決定基金之收取金額,至於預算的多寡,應參酌各年度的實際能源產業發展狀況,並考量當前能源政策走向及相關研究單位與業者所提報之能源研究計劃,再由基金管理委員會及相關專家學者,共同決定各項目所需預算。

依電業法修正案第七十七條說明:「中央主管機關應考量如能源配比等能源政策及各種燃料價格差距之公平負擔原則,依燃料種類及

機組效率不同訂定不同基金繳交費率。」若基金之收取係以彌平各種發電燃料價格差距為目的，且需滿足各用途所需之經費，則建議未來基金收取之費率採量出為入法，計算方式如下:

1. 能源研究發展、節約電能、電力普及、路燈補助及其他經中央主管機關核准之用途所需經費為 X。
2. 依再生能源發展條例草案，假設再生能源每度發電以優惠電價 P 元收購。再生能源預期發電量為 E_r 度。
3. 燃氣發電平均成本每度 C_g 元，預期發電量 E_g
4. 燃煤發電平均成本每度 C_c 元，燃煤預期發電量為 E_c 度;燃油發電成本平均每度 C_o 元，燃煤預期發電量為 E_o 度;核能發電成本平均每度 C_n 元，核能預期發電量為 E_n 度;大水力發電成本平均每度 C_h 元，核能預期發電量為 E_h 度;預期發電量與平均成本之估算應考慮容量因數、效率等因素，以免使無效率機組因成本過高而得到過度之補貼。
5. 為使各型燃料機組之發電成本相近，先計算出發電總成本與其他四項用途經費之和為 $C_{total} = X + P * E_r + C_g*E_g + C_c*E_c + C_o*E_o + C_n*E_n + C_h * E_h + Adj$(*Adj 為前一年短收或溢收之調整項*)，平均每度應負擔成本（含基金與發電成本）為

$$C_{avg} = C_{total} / (E_g+E_c+E_o+E_n+E_h)$$

$$= (X + P*E_r + C_g*E_g + C_c*E_c + C_o*E_o + C_n*E_n + C_h*E_h + Adj) / (E_g + E_c + E_o + E_n + E_h)$$

6. 各類機組繳交之基金費率即為其發電成本與平均每度應負擔成本 C_{avg} 差異，亦即燃煤機組發電量每度繳交之基金為 $C_{avg}-C_c$、燃油機組發電量每度繳交 $C_{avg}-C_o$、核能機組發電量每度繳交 $C_{avg}- C_n$、大水力機組發電量每度繳交 $C_{avg}-C_h$，燃氣機組依其發電量每度可獲得 $C_g - C_{avg}$ 之補助。

以上之計算方式係為彌平較清潔之天然氣、再生能源發電與其他發電機組之成本差異目的所求算之基金費率，由與目前基金計算方式仍未有定論，因此以上公式僅供參考。值得注意的是，齊頭式平等不但違反電業自由化精神，更將嚴重扭曲發電之成本結構，大幅降低經濟效率，在各國推動電業自由化政策時，未見國外有此類似作法。因此建議補貼清潔能源、能源研究發展、節約電能、電力普及及其他經中央主管機關核准之用途等公共利益相關活動經費由燃煤、燃氣、燃油、核能、大水力機組公平按發電量共同負擔，仍容許其成本差異，燃氣機組雖然成本較高，但有升降載迅速之優點，適合作為尖載機組或提供輔助服務，自有其利基市場，不宜強制拉平其與燃煤或其他機組之成本，天然氣之環境效益可透過能源稅或碳稅等其他機制處理，不需扭曲市場價格資訊。

4.7 線下補償費

為解決輸電線路用地取得，並保障線路通過土地所有人的合法權益，電業法修正案第四十三條對於輸電線路經過的空間，新增規定必須提供土地所有人，計算基準為土地公告現值之 5%:「公用電業因設置線路之必要，得於私有土地及其上空、地下，或建築物之上空、地下設置線路...輸電線路通過之需用空間範圍，應給予合理之補償以取得通過權利，其補償基準依補償當期土地公告現值之百分之五為原則。前項輸電線路通過之需用空間範圍，為三十四萬五千伏特導線水平兩側外緣外加四公尺，六萬九千伏特及十六萬一千伏特導線水平兩側外緣外加三公尺；地下輸電電纜通過之需用空間範圍，為構造物水平兩側外緣外加一公尺。」

未來電業法修正案通過後，為免既有線路通過土地所有人之抗爭，電壓 69KV 以上線路經過的土地，不論是新設或既有線路均可獲得一次補償。台電既有輸電線路之線下補償費成本（含六輸，預估約 279 億元），將由台電分 15 年償付。對未來新建線路而言，此項成本屬於綜合電業或輸電業興建輸電線路時之投資成本，若綜合電業或輸電業不願自行吸收，則可再由輸電系統使用費中向輸電用戶回收。

4.8 小結與試算

前述電業自由化後所有交易成本與相關費用可總結如表 4-8，其中市場服務管理費、電力系統運轉費、轉供費及基金在計算費率時應考慮前一年短收/溢收金額，進行適當調整。電業自由化後發電業之交易成本包括:電力調度費、轉供費、捐助成立金(含營運保證金)及基金。

1. 發電業/綜合電業

假設電業法於九十八年年初通過，通過兩年後成立電力調度中心，按當年預估總發電量計算，若捐助金為 15 億元，營運保證金 10 億元，由發電業分攤 7 成，加上調度中心營運成本每年 8 億元，則每度需繳 0.0093 元。

假設:

調度中心成立捐助金:15 億元

調度中心營運保證金:10 億元

調度中心每年營運成本:8 億元

民國一百年發電量[1]:2748.4 億度

公式:

*[(調度中心成立捐助金+營運保證金)*0.7+營運成本]/發電量*

*=[(15 億元+10 億元)*0.7+8 億元]/2748.4 億度*

=0.0093 元/度

轉供費依目前輸電費計，則為每度 0.1248 元[2]。

若由電業法通過後(假設為民國九十八年)開使收取基金，若以 130 億元估算(清潔能源補貼 100 億元,節約電能與能源研發 10 億元,電力普及 20 億元)，則清潔能源補貼 100 億元部分，依燃煤(以 1.37 元/度計)、燃油(以 2.35 元/度計)與燃氣發電成本(以 2.65 元/度計)間差

[1] 參見台電公司(民 95)，「我國電力長期負載預測及長期電源開發規劃」，表 52。
[2] 參見台電公司 94 年度成本分析表。

異，再依民國九十八年預期發電量分攤給燃煤及燃油機組，則燃煤每度應繳繳交 0.111 元，燃油每度發電應繳納 0.026 元，天燃氣則每度可得 0.1979 之補貼。其他用途之 30 億元基金則由所有發電業者(核能、燃煤、燃油、燃氣、水力、汽電共生、再生能源)按發電量平均分攤，總發電量若以 2,000 億度計算，則每度應繳交 0.015 元。

假設:

用於清潔能源補貼基金預算:100 億元

用於清潔能源補貼以外用途基金預算:30 億元

民國九十八年總發電量:2000 億度

燃煤機組發電量: 872 億度;發電成本:1.37 元/度

燃油機組發電量: 104 億度;發電成本:2.35 元/度

燃氣機組發電量:505 億度;發電成本:2.65 元/度

用於清潔補貼部分之基金公式(由燃煤及燃油負擔):

燃氣發電成本-燃煤發電成本=2.65-1.37=1.28(元/度)

燃氣發電成本-燃油發電成本=2.65-2.35=0.3(元/度)

燃煤應負擔比例

*=燃煤發電量*燃煤與燃氣發電成本差異/(燃煤發電量*燃煤與燃氣發電成本差異+燃油發電量*燃油與燃氣發電成本差異)*

*= 872 億度*1.28 元/[872*1.28+0.3* 104]=0.97*

燃油應負擔比例

*=燃油發電量*燃油與燃氣發電成本差異/(燃煤發電量*燃煤與燃氣發電成本差異+燃油發電量*燃油與燃氣發電成本差異)*

*= 104 億度*0.3 元/[872*1.28+104*0.3]=0.03*

*燃煤應負擔金額=100 億元*0.973=97.3 億元*

*燃油應負擔金額=100 億元*0.027=2.7 億元*

燃煤每度費率=燃煤應負擔金額/燃煤發電量=97.3 億元/872 億度=0.111 元/度

燃油每度費率=燃油應負擔金額/燃油發電量=2.7 億元/104 億度=0.026 元/度

燃氣可獲補貼=100 億/燃氣發電量=100 億元/505 億度=0.198 元/度

用於其他用途之基金公式(由全部電業負擔):

其他用途基金費率=30 億元/2,000 億度=0.15 元

2.輸電業

輸電業之交易成本則有線下補償費及調度中心捐助金、營運保證金。線下補償費依線路所在地區而異。輸電業應繳之中心捐助金(含營運保證金)，若以 3 成計，假設輸電量與發電量相等，亦為 2,748.4 億度，則每度輸電量須繳 0.0027 元。

假設:

調度中心成立捐助金:15 億元

調度中心營運保證金:10 億元

輸電量: 2,748.4 億度

公式:

*(調度中心成立捐助金+營運保證金)*0.3/輸電量*

*=(15 億元+10 億元)*0.3/2748.4 億度*

=0.0027 元/度

表 4-8　自由化後各種交易成本及費用的收取對象及分攤基礎

名稱	用途	付費者	費用分攤基礎
1.調度中心成立捐助金及營運保證金	調度中心成立所需經費來源	發電業、輸電業、綜合電業	先按電量分攤至發、輸電業，再按容量分配給個別業者。電業亦可以相當設備折抵。
2.電力調度費			
A.市場服務管理費	調度中心日常營運成本	發、輸、配、綜合電業	依使用之服務種類計費
B.電力系統運轉費 a.輔助服務:			
備轉容量	應付機組跳機及負載因突增或預測誤差之用	發電業與綜合電業	容量費用: 發電業/綜合電業之淨尖峰能力 能量費用:由肇因者支付實際備轉容量發電成本
電壓控制	維持電壓穩定	發電業與綜合電業	容量費用:按全日的總電壓負載變動分攤
頻率調節	維持電力供需之均衡、維持系統頻率	發電業與綜合電業	能量費用:以各地區瞬間變動負載佔總變動負載比例分攤至地區，再由供電至該區之全部發電業/綜合電業依其發電量佔該區總供電量之比例分攤
全黑啟動	確保電力系統全面當機後可迅速的恢復到運作狀態	發電業與綜合電業	容量費用:由全部發電業/綜合電業分攤，按其擁有機組之發電量佔全部機組總發電量之比例分攤 能量費用:由造成全黑啟動之地區的發電業/綜合電業依其機型之發電量佔該區機組總發電量之比例計算
b.輸電損失費	輸電之線損	發電業與綜合電業	依輸電區域及電量計算
c.輸電壅塞費	因網路壅塞造成之重新調度成本	發電業與綜合電業	依超過合約容量之負載計費
3.轉供費			
使用費	轉供業者回收輸電固定與變動成本	發電業與綜合電業	初期以分區郵票法計算，長期可用電力潮流模型計算
連結費	轉供業者回收連結設備固定成本	發電業與綜合電業	依使用之連結資產年均化成本計費
4.備用容量	回收為確保供電穩定及安全所需之備用供電容量	銷售電能之發電業、綜合電業與配電業	依其銷售電能數量計算
5.基金	清潔能源補貼、能源研究發展、節約電能、電力普及及其他經中央主管機關核准之用途	除天然氣、再生能源外之發電業或自用發電設備	依發電量分攤
6.線下補償費	解決輸電線路用地取得，並保障線路通過土地所有人的合法權益	輸電業	輸電線路經過的空間土地公告現值之5%

第五章　電業之投入成本、經營成本及公用電業合理報酬率

5.1 電業期初投資成本

電業之期初投資預算分為直接成本、間接成本、業主費用、漲價準備金、施工期間利息及捐助地方經費等六大項，茲分述如下：

（1）直接成本：包括場區工程、廠房系統、動力系統及電力網路系統之興建成本。

（2）間接成本：係指與施工有關，但無法歸類於其一特定永久性工程項目之設施及其費用。包括下列各項：

- 工地臨時設施:如臨時辦公室、倉庫、修配工廠、圍籬、道路、設備材料臨時儲存場、停車場和其他臨時水電設施等。
- 重件運輸設施費用(包括重件碼頭、道路橋樑及拖重設備補強)。
- 各類施工設備、工具、油料以及機具維修所需的耗材等。
- 間接人工:包括工地清理、警衛、倉儲、測量、設備維護和試運轉之勞務支援等。
- 設計費用:顧問公司人員的薪資、郵電、複印、旅費、津貼、電腦費、管理費、公費和各項外包之研究費用。
- 航運及保險費 (適用於進口設備與材料)。
- 記帳關稅(適用於進口設備與材料)

（3）業主費用：

- 土地購置費用
- 前期規劃
- 工程保險
- 人員訓練

- 試運轉費
- 宣導、公關
- 景觀、美化
- 稅捐 (地價稅、房屋稅等)
- 工程監理費
- 自行採購費用和雜支
- 施工期間環境監測
- 線下補償費

（4）漲價準備金：漲價準備金係因應材料費用、工資和市場變動等因素造成之價格上漲，配合工作進度安裝和人力分佈等狀況所作之漲價調整。

（5）施工期間利息：施工期間利息係指完成工程計畫而籌措的資金，依所訂立之財務貸款條件，於施工期間到機組、線路併聯運轉日財務上所涵蓋之利息。

（6）捐助地方經費：為使發電計畫順利推展，加強敦親睦鄰及增進電廠周圍居民福扯捐助地方經費以資助電廠鄰近地方之建設。

由於輸、配電系統有自然獨占性質，將來出現新輸、配電業重新建造新的一套輸、配電系統的機率很小，比較可能的方式是向台電收購區域配電權或輸電權，或是收購分區的整個配電部門資產後，成立新的配電公司，在此種情況下之投入成本則為收購資產的價格。

5.2 電業營運成本

在電廠或輸配電系統開始運轉後，除了必須負擔第四章所述的各種交易成本之外，每年發生之主要營運成本項目尚包括：

(1) 期中更新：在資產使用期間，資產的特性或資產的運轉都有可能造成該項資產一定程度的老化或損傷，所以，每年或每數年都會因此產生若干金額的設備維修及替換成本。其中與發電量有直接關

聯的就被列入變動運維費之中，與發電量沒有直接關聯的又可再分為兩類：發生間隔較長、較具重要性且金額較大的維修及替換支出即被列為期中更新；其他固定的維修及替換支出就被列入固定運維費之中，如各機組或線路每年一次的例行性檢修。

(2) 固定運維費：本項費用是由固定營運費與固定維修費加總組成。就固定營運費而言，在營運期間，業務的進行必然會因為使用各項資源而產生相當金額的成本，除了稅捐、保險費、設備維修成本、燃料成本及地方捐助金以外，其他的支出原則上都會被列入營運費：其中與發、輸、配電量有直接關聯的就被列為變動營運費；與發、輸、配電量沒有直接關聯的則被列為固定營運費。就固定維修費而言，除了期中更新以外，其他與發、輸、配電量沒有直接關聯的固定的維修及替換支出就會被列入固定維修費。

(3) 變動燃料費：指發電廠每發一度電所使用燃料的成本，但是本項費用並不包括燃料儲存利息(必要報酬)

(4) 變動運維費：本項費用是由變動營運費與變動維修費加總組成

(5) 其他變動成本：其他變動成本主要包括變動地方捐助金。就變動地方捐助金而言，這項成本指電力公司為增進與當地居民友好關係及補償一部份外部成本而特別提撥的捐助金，因為係按發電度數計算，故列入變動成本。

若以發、輸、配電業來區分，則各類不同電業之營運成本如下:

(1) 發電業

發電成本可分為容量成本及能量成本兩大類,前者在概念上近似固定成本，後者在概念上則近似變動成本。容量成本項目包括發電設備折舊費用與發電一般稅捐等；燃油、燃煤、天然氣等燃料費用及核能後端處理費用則視為能量成本。

營運費項目依機組類型不同而各異：核能發電機組之營運費項目包括核能營運監理費、輻射防護費用、核能電氣費用、核能雜項費用；水力發電機組之營運費項目則包括水力營運監理費、水力費用、水力電氣

費用及水力雜項費用；汽力發電機組之營運費項目包括火力營運監理費、鍋爐費用、火力電氣費用、火力雜項費用；其他發電機組之營運費項目包括其他發電營運監理費、其他發電及電氣費用。

維護費部分則包括：核能發電機組之維護費項目有核能維護監理費、核能建築物維護費、反應器設備維護費、核能電氣設備維護費及核能其他設備維護費；水力發電機組之維護費項目有水力維護監理費、水力建築物維護費、庫壩水路維護費、水力電氣設備維護費、水力其他設備維護費；汽力發電機組之維護費項目有火力維護監理費、火力建築物維護費、鍋爐設備維護費、火力電氣設備維護費及火力其他設備維護費；其他發電機組之維護費項目有其他維護監理費、其他建築物維護費、其他電氣設備維護費，其他設備維護費。

台電對電廠營運費及維護費之分攤係依據台電公司既定之分攤比例，分攤至各機組的總容量成本與總能量成本。

(2) 輸電業

輸電成本可大致分為固定成本與變動成本。固定成本是指不隨輸電數量多寡而變動之成本支出，包括輸電線路、變壓器、電線桿、鐵塔、以及維護輸電設備的人事支出與維護材料、備用容量等。此外，內政部於民國 94 年 3 月 25 日頒布「市區道路使用費收費標準」，明訂直轄市、縣(市)市區道路主管機關可向使用市區道路土地之地面或其上空、地下設置管線或設施者計收市區道路使用費，按面積、使用係數乘以平均公告地價之百分之五計算，亦屬於輸電業之固定成本。

變動成本是指會隨輸電服務數量多寡而變動之成本支出，包括電力公司因電力轉供而導致上網發電機組調度改變的成本、維持輸電系統穩定電壓的成本、電力輸送過程的電力損失成本、以及網路壅塞成本等。

(3) 配電業

配電成本主要分為四大類：營運費、維護費、配電設備折舊及配電一般稅捐。其中，營運費包括配電營運監理費、二次變電所費用、配電線

路費用、用戶設備費用、電表費用、配電雜項費用；維護費包括配電維護監理費、配電建築物維護費、二次變電所設備維護費、配電線路維護費、配電變壓器維護費、配電其他設備維護費。配電業與輸電業同樣要負擔道路使用費。此外，配電業從事售電服務之成本除購電成本與輸、配電(轉供)成本外，還包括抄表、核算、收費、服務、用戶設備及電表成本，這些成本將隨用戶數目多寡而變動，而與用戶之用電量較無相關，所以在概念上較偏向固定成本而非變動成本。

5.3 公用事業合理報酬率

5.3.1 以保證報酬率管制價格

對電力事業而言，由於投資金額較一般事業龐大，故一般認為其經營風險主要集中在資本數額，因此，傳統上政府管制公用電業的重點亦多集中在監督其資產運用的合理性，從而允許業者擁有某種程度的合理投資報酬，亦即採用保證報酬率訂價法。所謂保證報酬，係指公用電業之訂價，須使全部電費收入額足以支付全年的總供電成本，並涵蓋公用事業資產投資應有的合理利潤。國外對公用事業之合理利潤保障，以往都是透過保證報酬率。我國現行電業法第六十條規定，「電價之訂定，應以電業收入抵償其必需成本，並獲得合理之利潤。」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、商品的用戶，以推算各種電力服務或商品的費率。

我國立法院於民國 49 年通過合理報酬率之訂定，其法定盈餘估算公式如下：

$$r = \frac{\text{稅後息後盈餘}}{\text{費率基礎（RB)}} = \frac{EBIT - I - T}{VFA - DB + WC}$$

稅後息後盈餘＝投資報酬率*（年終營運資產重置淨值–已完工未清償債款餘額+營運資金）

式中，r =法定合理報酬率（稅後息後）， EBIT＝稅前息前盈餘；I＝當年利息費用；T＝所得稅；VFA＝「年終營運資產重置淨值」是以該年營運固定資產總值減累積折舊，再按躉售物價指數重估；WC＝「營運資金」，立法院於民國 69 年將先前核定之金額 2 億元調整為 90 億元；DB＝已完工未清償債款。

一般電業之固定資產項目包括服務中的資產、供未來使用的資產、在建工程以及租賃設備。分述如下[1]：

1. 服務中的資產：包括土地、使用設備的帳面淨值，通常佔費率基礎的比重最大（95%~99%）。
2. 供未來使用的資產：指在確定之投資計畫下已購入及已興建完工的設備，或持有供未來使用的土地。因此類資產未提供顧客目前服務，且融資成本不能資本化，故一般認為不應計入費率基礎。但對即將加入營運之資產及可為消費者帶來利益之具潛力資產，則應計入費率基礎。
3. 在建工程：一般在建工程由於目前並未加入營運及提供服務，不應計入費率基礎。但若在建工程的新廠將取代部分舊廠，並不會因此增加收入或減少費用，則可計入費率基礎。又新廠啟用增加營運效率，可以提升供電服務品質，則應將其列入費率基礎。由於在建工程孳生的利息十分龐大，如果公司以借款方式支應則會使成本增加，但若將在建工程計入費率基礎，則可使公司增加現金流量，減少對外融資，借款成本降低，使公司淨利增加，並減輕未來使用者之利息付擔。總之，在建工程是否計入費率基礎，其利息是否應資本化，需視電力公司情況而定，但要掌握不重複計算的原則。
4. 租賃設備：租賃資產一旦開始提供服務，即可賺取報酬，所以應依照資本化後帳面列入費率基礎。但在另方面，在評估公司資金成本率時，也應考慮相關租賃之負債和利息費用。

[1] 參見錢玉蘭、王京明等(民 89)。

營運資金為衡量公用事業為持續營運所需的平均投資額，可分為非現金營運資金與現金營運資金。非現金營運資金包括燃料存貨、材料存貨、物料存貨與預付費用。而估算現金營運資金，必須考量到公用事業可能發生的收入收現落後與費用付現落後。一般常用三種方法計算：

1. 四十五天標準公式法，即是所謂的「FPC 公式法」(Federal Power Commission formula Approach)，係以全年實際營業費用的 1/8（約 45/365）來預估所需之現金營運資金。由於此法估算結果與前置落後法差異不大，但較為簡單，所以在二次大戰後，廣為美國各州的電力公司與其他管制事業所採用。
2. 資產負債表法，係將資產科目中除固定資產、存貨外的資產項目總額減總負債，用以估算現金營運資金。但有兩項缺點：(1) 對資產、負債定義不夠明確，計入項目因此不夠嚴謹；(2) 未考慮供電抄表與收帳時差的現象，容易低估現金營運資金。
3. 前置落後法，由於收入、費用真正發生與實際收付的時點不同，此法主要用於估算電力公司為維持正常營運所需準備的資金。此現金營運資金為每日營業費用乘以需自行準備資金的日數，再調整其他現金的需求及非由投資者供給的資金。需自行準備資金的日數為收款落後日數與付款落後日數的差異日數。可用公式表示如下：

現金營運資金=自有資金準備日數＊每日營運費用±其他調整項目

自有資金準備日數＝收入落後日數-費用落後日數

此外，應自營運資產扣除之項目則包括某些列入費率基礎，但其資金來源並非全部需要負擔資金成本的資產項目。這些項目包括顧客補助建設款、捐贈資產、以及營運準備等。

1. 顧客補助建設款：用戶申請新裝、增設或遷移使用設備時，公司依實耗成本向顧客收取若干補助費。這種顧客補助款無資金成本，用戶自然無須再對該資產支付資金成本，因此應該自費率基礎中扣除。

2. 捐贈資產：外界團體捐贈公用事業的資產，屬於營運資產者已計入費率基礎，但公司無需為其支付資金成本，故應將捐贈資產自費率基礎中扣除。
3. 營運準備：公用事業定期提撥營運準備的目的在於避免發生意外損失或重大支出時（如颱風、地震、核電廠未來核廢料處理等），必須由現在或未來顧客負擔。營運準備則是每期提撥計入服務成本，透過收取電費來涵蓋此項成本。如果此筆收入未設置專款專用帳戶，而是將該款項流入購置各項資產時，則應自費率基礎中扣除。

在算出費率基礎後，則可乘上法定報酬率，以得到稅後息後盈餘，即為以下電價公式中的「合理利潤」，最後則可加上其他營運成本，依下式求得平均單位電價：

平均每度電價

＝（發電費用＋供電費用＋售電費用＋管理及總務費用＋其他費用＋合理利潤＋所得稅－其他營業收入）/售電度數

＝（用人費用＋稅捐＋燃料＋維護費＋折舊＋其他營業費用＋利息＋合理利潤＋所得稅－其他營業收入）/售電度數

5.3.2 各國公用電業之法定/投資報酬率

我國立法院於民國 58 年將台電法定報酬率由原來的 6%~8%調整為 9.5%~12%，但因台電負擔了許多政策性任務，加上電價調整不易，因此歷年來其實際報酬率皆低於此一數字。例如補助特定事業及公共用電，依據現行相關法規的規定，台電公司現階段依法必須對於特定事業減收電價:鐵路電氣化用電（9.5 折）、自來水用電（7 折）、路燈用電（5 折）、學校用電（以第一段計費）、農業用電、軍眷用電等。未來電力市場進一步開放後，政策性負擔原則上將改由電能基金及政府依離島建設條例編列預算承擔。

各國公用電業之法定報酬率因其國內資金成本(主要為利率)高低而有差異。英國配電公司於自由化（1990 年）後各年稅前資本資產報酬率（return on capital assets；ROCA）實績，如表 5-1 所示，在電價管制實施一年後，ROCA 由 6.6%提高為 8.9%，接著逐年提高，尤其在 1995 年英國政府釋出官股時，ROCA 更高達 10.5%，這也促使 OFGEM 採取更嚴格的價格管制，因而 1995 年之後，配電業的平均資本資產報酬率逐漸遞減。

表 5-1　英國 12 家配電公司資本資產報酬率（ROCA）

REC	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/00
Eastern	5.6%	8.7%	7.65	8.6%	10.3%	7.9%	7.1%	8.4%	9.0%	11.7%
East Midlands	8.0%	10.2%	10.5%	12.1%	12.5%	10.8%	8.8%	9.1%	4.0%	4.0%
London	5.8%	9.8%	9.5%	9.1%	7.8%	8.1%	7.2%	9.2%	11.7%	10.2%
Manweb	4.8%	8.9%	8.1%	6.7%	8.6%	7.4%	12.3%	9.1%	6.2%	6.9%
Midlands	6.9%	8.8%	9.5%	9.1%	11.3%	10.1%	8.3%	7.6%	9.3%	12.4%
Northern	8.3%	9.0%	11.2%	10.8%	10.4%	7.6%	6.1%	6.1%	6.7%	8.3%
Norweb	4.1%	8.2%	9.8%	10.8%	11.1%	8.8%	5.1%	6.25	5.3%	5.0%
SEEBOARD	5.3%	6.2%	6.9%	8.1%	9.9%	7.1%	12.4%	10.1%	8.6%	8.5%
Southern	8.6%	11.0%	10.7%	10.2%	12.7%	13.2%	10.8%	11.0%	8.2%	10.0%
Swalec	7.0%	8.5%	6.9%	7.3%	9.4%	8.4%	8.4%	7.5%	9.6%	1.1%
South Western	6.3%	7.6%	7.65	6.5%	8.3%	6.0%	9.4%	9.4%	9.3%	8.3%
Yorkshire	8.5%	9.3%	9.7%	9.7%	13.5%	12.0%	7.9%	9.3%	8.3%	9.4%
Average	**6.6%**	**8.9%**	**9.0%**	**9.1%**	**10.5%**	**8.9%**	**8.7%**	**8.6%**	**8.0%**	**8.0%**

資料來源：A.J. Goulding（2001），「X marks the spot: how performance-based ratemaking (PBR) affected returns to wirescos in the UK」，London Economics International LLC，2001 June

英國對配電業之電價管制採價格上限法，每五年檢討一次，計算收入要求之公式為:

收入要求＝營運成本＋資本支出＋資產基礎 ×WACC

最近一次 OFGEM 在設定 2005~2010 年之輸、配電業價格上限時，所用的資金成本(所需之稅後投資報酬率，即上式之 WACC)為 4.4%(輸電)、4.8%(配電)，與之前各價格管制期間之投資報酬率(稅前)之比較，如表 5-2。

表 5-2 英國用於計算配電業收入上限設定之投資報酬率

期間	投資報酬率(稅前)
1995-99	7%
2000-05	6.5%
2005-10	6.9%

資料來源:OFGEM(2004)

再以美國加州為例，加州政府為因應電業自由化改革，提供更具誘因之管制方式，促使公用電業提昇效率，決定以績效為基礎之費率管制(performance-based ratemaking, PBR)取代傳統之以成本為基礎之費率管制，用以管制非競爭部門之收入或費率，包括電業、天然氣及通訊業。目前，PBR 的管制方式已用於聖地牙哥氣電公司(San Diego Gas and Electric Company, SDG&E)、太平洋氣電公司(Pacific Gas and Electric Company, PG&E)及南加州愛迪生公司(SCE)的配電部門。最近兩年加州公用事業管制委員會核可之法定報酬率(authorized return on rate base)為:

表 5-3 加州電業費率管制之法定報酬率

年	SDG&E	SCE	PG&E
2005	8.18%	9.07%	8.77%
2006	8.23%	8.77%	8.79%

表 5-4 則是美國電力公司各年之投資報酬率(ROR)及權益報酬率(ROE)實績，由表中數字可知一般綜合電業之投資報酬率大多介於8%~10%之間。

表 5-4 美國電力公司投資報酬率(ROR)及權益報酬率(ROE)

Date	Company	State	ROR	ROE
22-Jan-02	Texas-NewMexicoPower	NM	7.35	10.00
27-Mar-02	NevadaPower	NV	8.37	10.10
27-Mar-02	MidAmericanEnergy	IL	9.14	11.36
28-Mar-02	Central Illinois Light	IL	8.99	11.02
28-Mar-02	IlliniosPowerElectric	IL	8.69	11.89
24-Apr-02	Montana-DakotaUtilities	ND	10.24	11.80
28-May-02	SierraPacificPower	NV	8.61	10.17

表 5-4　美國電力公司投資報酬率(ROR)及權益報酬率(ROE)（續 1）

Date	Company	State	ROR	ROE
10-Jun-02	GulfPower	FL	7.92	12.00
18-Jun-02	AvistaCorp	WA	0.00	11.16
20-Jun-02	PugetSoundEnergy	WA	8.76	11.00
20-Jun-02	WisconsinPublicService	WI	9.71	12.30
15-Jul-02	CitizensCommunications	VT	6.43	11.00
17-Jul-02	EntergyLouisiana	LA	0.00	10.50
12-Sep-02	WisconsinPowerandLight	WI	8.81	12.30
26-Sep-02	United Illuminating	CT	8.41	10.45
7-Nov-02	SanDiegoGas&Electric	CA	8.77	10.90
7-Nov-02	SouthernCaliforniaEdison	CA	9.75	11.60
17-Nov-02	PacificGasandElectric	CA	9.24	11.22
3-Dec-02	FitchburgGas&Electric	MA	8.50	10.00
4-Dec-02	OGEElectricService	OK	9.12	11.55
13-Dec-02	EntergyMississippi	MS	9.09	11.75
20-Dec-02	UpperPeninsulaPower	MI	8.59	11.40
31-Jan-03	SouthCarolinaElectric&Gas	SC	9.94	12.45
28-Feb-03	MadisonGasandElectric	WI	9.71	12.30
6-Mar-03	PacifiCorp	WY	8.45	10.75
7-Mar-03	RochesterGas&Electric	NY	8.11	9.96
20-Mar-03	WisconsinPublicService	WI	9.24	12.00
27-Mar-03	NevadaPower	NV	8.37	10.10
28-Mar-03	CommonwealthEdison	IL	8.99	11.72
3-Apr-03	WisconsinPowerandLight	WI	9.04	12.00
15-Apr-03	InterstatePower&Light	IA	9.08	11.15
25-Jun-03	Aquila	CO	9.07	10.75
26-Jun-03	PublicServiceofColorado	CO	9.08	10.75
9-Jul-03	PublicServiceElectric&Gas	NJ	8.18	9.75
16-Jul-03	RocklandElectric	NJ	8.02	9.75
25-Jul-03	JerseyCentralPower&Light	NJ	8.39	9.50
26-Aug-03	PacifiCorp	OR	8.28	10.50
3-Sep-03	MainePublicService	ME	8.25	10.25
17-Dec-03	ConnecticutLight&Power	CT	8.19	9.85
17-Dec-03	PacifiCorp	UT	8.43	10.70
18-Dec-03	Montana-DakotaUtilities	ND	10.02	11.50
19-Dec-03	WisconsinPowerandLight	WI	9.50	12.00
19-Dec-03	WisconsinPublicService	WI	9.20	12.00
22-Dec-03	GreenMountainPower	VT	0.00	10.50
13-Jan-04	MadisonGasandElectric	WI	9.37	12.00
2-Mar-04	PacifiCorp	WY	8.42	10.75
24-Mar-04	NevadaPower	NV	9.03	10.25
18-May-04	PSIEnergy	IN	7.30	10.50
25-May-04	IdahoPower	ID	7.85	10.25
27-May-04	SierraPacificPower	NV	9.26	10.25

表 5-4　美國電力公司投資報酬率(ROR)及權益報酬率(ROE)（續 2）

Date	Company	State	ROR	ROE
30-Jun-04	KentuckyUtilities	KY	7.00	10.50
30-Jun-04	LouisvilleGasandElectric	KY	6.79	10.50
25-Aug-04	Aquila	CO	8.76	10.25
2-Sep-04	PublicServiceNewHampshire	NH	-	-
9-Sep-04	AvistaCorp	ID	9.25	10.40
27-Oct-04	PacifiCorp	WA	8.39	-
9-Nov-04	NarragansettElectric	RI	8.89	10.50
23-Nov-04	DetroitEdison	MI	7.24	11.00
14-Dec-04	InterstatePower&Light	IA	8.83	10.97
21-Dec-04	GeorgiaPower	GA	-	11.25
21-Dec-04	WisconsinPublicService	WI	8.89	11.50
22-Dec-04	PPLElectricUtilities	PA	8.43	10.70
22-Dec-04	MadisonGasandElectric	WI	9.18	11.50
29-Dec-04	WesternMassahusettsElectric	MA	-	9.85
6-Jan-05	SouthCarolinaElectric&Gas	SC	8.64	10.70
28-Jan-05	AquilaNetworks-WPK	KS	8.73	10.50
18-Feb-05	PugetSoundEnergy	WA	8.40	10.30
25-Feb-05	PacifiCorp	UT	8.37	10.50
10-Mar-05	EmpireDistrictElectric	MO	9.18	11.00
24-Mar-05	ConsolidatedEdisonofNewYork	NY	8.08	10.30
29-Mar-05	CentralVermontPublicService	VT	8.14	10.00
31-Mar-05	Texas-NewMexicoPower	TX	-	10.25
7-Apr-05	ArizonaPublicService	AZ	7.80	10.25
18-May-05	EntergyLouisiana	LA	8.76	10.25
25-May-05	JerseyCentralPower&Light	NJ	8.50	9.75
26-May-05	AtlanticCityElectric	NJ	8.14	9.75
8-Jun-05	PublicServiceNewHampshire	NH	-	9.63
19-Jul-05	WisconsinPowerandLight	WI	9.41	11.50
5-Aug-05	CapRockEnergy	TX	7.29	11.75
15-Aug-05	AEPTexasCentral	TX	7.48	10.13
28-Sep-05	PacifiCorp	OR	8.06	10.00
12-Dec-05	MadisonGasandElectric	WI	8.88	11.00
13-Dec-05	OGEElectricService	OK	8.66	10.75
16-Dec-05	PacificGasandElectric	CA	8.79	11.35
16-Dec-05	SouthernCaliforniaEdison	CA	8.77	11.60
16-Dec-05	SanDiegoGas&Electric	CA	8.23	10.70
21-Dec-05	CincinnatiGas&Electric	OJ	8.24	10.29
21-Dec-05	AvistaCorp	WA	9.11	10.40
22-Dec-05	WisconsinPublicService	WI	8.83	11.00
22-Dec-05	ConsumersEnergy	MI	6.78	11.15
28-Dec-05	WestarEnergyNorth	KS	7.89	10.00
28-Dec-05	KansasGasandElectric	KS	7.89	10.00
5-Jan-06	NorthernStatesPower	WI	8.94	11.00
27-Jan-06	UnitedIlluminating	CT	6.88	9.75
3-Mar-06	InterstatePowerandLight	MN	8.58	10.39

資料來源: Illinois Commerce Commission(2006)

日本在電業自由化前，政府對電價的管制方式與台灣目前的管制方式相似，也是使用保證報酬率法(Rate of Return, ROR)，亦即以合理成本(指供電所須之必要資產之帳面價值，如電廠、輸電線、配電網)當做費基，乘上一定比例之法定報酬率(含利息與股利)算出合理利潤，再加上薪資、燃料、折舊、維護、稅金等成本後，分攤給各類用戶來計算應收取的電價，法定報酬率在十年前為 8.7%，目前為 **3.5%**，各電業公司之電價必須經主管機關核定後實施。主管電價管制的機關為 METI 下的資源能源廳，負責制定電價公式，電力公司呈報其成本與價格後，由 METI 其對十家電力公司核定不同之電價標準，以反映十個地區之供電成本，電力公司所訂之電價不可超過此標準的±10%，實際上的電價則都落在低於 5%的範圍內。1996 年後，除了保證報酬率法之外，另引進標竿管制法(yardstick regulation)，將電力公司按相對經營效率分為三組，第 I 組是效率提昇表現最佳者，依次為第 II、III 組。METI 要求第 II、III 組電力公司改善其效率的目標為第 II 組公司降低總成本的 1%，第三組公司則為 2%，以促進電力公司間的競爭，使電業提昇其經營績效。

本計畫建議債券殖利率加風險貼水法估算台電合理資產報酬率，以計算合理之之電價變動。依中央銀行公佈之近三年十年期公司債利率，分別為 2.05%、2.30%及 2.58%，三年平均為 2.31%，此為台電公司債之合理報酬率，股東必要報酬率則再另加 2%之風險貼水，因此為 4.31%。台電的財務結構中，自有資金占總資產比率為 40%，負債占 60%，以此二比率計算台電合理總資產報酬率為 60%*2.31%+40%*4.31=3.11%。

公式:

總資產報酬率

=[自有資金合理報酬率*自有資金比率]+[公司債合理報酬率*負債比率]

=[(2.31%+2%)*40%]+[2.31%*60%]=3.11%

5.3.3 保證報酬率法之缺失

當採用保證報酬率訂價時，可能導致多用資本、少用勞動的過度資本化現象，電力事業每多投入一單位資本，將可多獲得一單位「利潤」，不復為最低成本的生產要素組合，此即著名的「A－J 效果」（Averch-Johnson effects）。但我國台電公司由於負有供電義務，加上長期電價調整不易，因此並無所謂之「A－J 效果」。

另外，由於保證報酬率定價法中的「全年總營運成本」，無論是大或小，均可由電價公式中回收，此導致電力事業在外部環境缺乏競爭，內部亦沒有改善經營績效的刺激下，缺乏降低成本的誘因，造成「X－無效率」現象。而在電力產品由管制步向開放競爭之時，若仍採用保證報酬率法來管制公用電業之價格，既存電業很容易憑藉其在壟斷下的財務優勢，進行「掠奪式」的不公平競爭，迫使新進廠商退出市場。

在監管方面，保證報酬率的定價程序，一般係先由電力事業擬定費率後，再由管制當局審核裁定。因此，其執行的有效與否，端賴管制者與電力事業雙方對電力事業的營運成本、資金成本，乃至於用戶負載需求特性等因素，是否擁有完整的資訊而定。但實際上，由於電力事業職務上的便利和專業上的經營能力，它所擁有的成本資訊往往要較管制當局來得更多。因此由於資訊的不足與查證不易，一般均依據電力事業申報的成本資訊來定價。然而在「資訊不對稱」的情形下，往往使電力事業有高報成本的傾向，管制單位對此一問題的發生防不勝防，監管成本難以下降。

由於保證報酬率訂價法普遍存在以上缺失，在電業自由化後，世界各國對公用電業(綜合電業、輸電業、配電業)電價管制的方式多朝向改以標竿管制、誘因共容等以電業經營績效為主的管制制度，包括價格上限，績效考核因子等方法。如此，不但能保障用戶權益，且同時能提高公用電業之競爭力。

我國電業法修正案第五十七條:「綜合電業及配電業之電價、公用電業及電力調度中心各種收費率之計算公式，由中央主管機關訂定。」

可知我國未來電價管制對象將以綜合電業、配電業、輸電業及電力調度中心為主，發電業將不直接受政府之價格管制，亦無所謂保證報酬率。將來自由化之後，發電業開放自由競爭，但由於發電廠之投資金額頗為可觀，因此預料在初期，市場可能形成寡占或獨占性競爭市場，而尚無法達到完全競爭狀態。待長期進入廠商較多或台電電廠切割之後，才可能形成完全競爭的市場，廠商之經濟利潤為零，其資金之投資報酬率將等於資金之機會成本(即借款利息及股利)。

我國電業法修正案第五十七條中雖規定未來綜合電業、輸電業及配電業等公用電業之電價仍受管制，但未明訂管制方式。是否綜合電業、發電業與配電業皆採相同管制方式，或是依其性質不同而採不同之管制方式，皆有不確定性。但可以確知的是，過去保證報酬率的管制方法將不再適用於自由化的電力產業，電業之績效將與電業之報酬息息相關，因此不論未來主管機關採取何種電價管制方式，公用電業唯有降低成本提昇效率，方能永續經營。

第六章　結論與建議

6.1　結論

1. 現行電業法下之電力產業結構與交易制度

在現行電業法下，電業之經營方式可分為綜合電業、發電、輸電、配電等四種，且依供電容量大小區分為四個等級。發電部門已開放民營電廠興建，但目前無論是自用發電設備之餘電及汽電共生系統與民營電廠所生產之電能，均全部躉售與台電公司。至於輸電與配電方面，皆由台電公司所獨家經營，換言之，台電公司所擁有的全部發電廠和民營電廠及託管水力發電等發電設備之發電出力，皆需由台電公司統籌調度，並經其輸、配、變電等設施傳送至用戶端，才能傳送至用戶處所供電，其輸、配電業之營業區域包括台、澎、金、馬地區。

2. 電業法修正案下之未來電力產業結構與交易制度

未來電業自由化後，發電業、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。電業將區分為發電、輸電及配電三部分，發電業、配電業、綜合電業可經營售電業務。發電業成為非公用事業，除可依現行制度售電予台電外，同時亦可直接架設線路或經由公用電業之輸配電網轉供電能售電予用戶。輸、配電部門維持公用事業型態，定位為「公共輸送者」，故未來擁有輸、配電線路之電業，應將網路開放供所有電業及用戶公平使用。

3. 電力調度中心之功能

未來我國電力市場將依據「電業法修正案」所規畫之電力市場架構運作，而其中電力調度中心為市場運作之核心，且為我國電力市場自由化成敗的關鍵因素。為維持客觀及公平性，綜合電業與輸電業擁有之 69KV 以上電網系統，以及透過電力網轉供之電廠，未來不應由網路擁有者或單一電業進行調度，應由獨立於電業以外之專責機構進行操作。考量電力調度之即時性及專業性，為確保電力調度機構之獨

立性、儘早落實電業自由化及維持市場競爭之公平性，將於電業法修正施行後成立電力調度中心，專職電力調度及相關業務。為了使系統能達到即時的安全經濟調度，電力調度中心必需負責安排協調不平衡電能與壅塞管理服務，以及輔助服務的購買與調度等。而這些服務大部分是由台電提供，所產生的成本則由輸電網路使用者來分攤。調度中心將具備下列功能：

(1) 決定供電安全與品質標準。

(2) 決定適當交易合約條件。

(3) 決定電網運作合約的標準條件。

(4) 規劃電網的發電、停修和檢修。

(5) 規劃發電機組和負載的預定排程。

(6) 購買必要輔助服務

(7) 即時調度所有之發電、可調度負載和輔助服務。

(8) 管理即時壅塞和不平衡電能。

(9) 資訊揭露。

(10) 運作即時輸電系統，

(11) 收集電表計量資訊。

(12) 調節電網上的交易。

(13) 結算。

4. 電力調度中心之成立捐助金

依電業法修正案第八條規定:「電業應按其裝置容量及輸電容量，捐助成立財團法人電力調度中心。」依國外成立電力調度中心經驗，其設立成本主要來自資訊系統之軟硬體及人力、資產成本，項目包括: 新的能源管理系統（含複製）、修正的通訊基礎建設、清算與結算、排程、訂價與調度系統、市場資訊系統、電表資料收集、輸電開關切換系統的介面、調節、人力招募與訓練、建立程序與系統、建築設施等，約需 10~15 億元經費。電業法修正案第十四條新增之「營

運保證金」，因係於電力調度中心成立時即提撥，因此亦列入設立成本中，由電業共同負擔。因發電業裝置容量與輸電業之輸電容量單位不同，此項成本可由先按發電部門之年發電量及輸電部門年輸電量以收益加權（發電佔七成，輸電佔三成）後比例分攤，同一類型電業再依其裝置容量或輸電容量比例分攤。

5. 電力調度費

(1) 市場服務管理費

市場服務管理費的收費目的在於回收調度中心日常營運的成本，由其業務範圍來看，項目繁多，包含: 安全與品質標準行政、一般管理結構、法規行政、輔助服務採購與行政、電錶計量與調整、斷電協調、輸電系統運作、結算、市場監理、一般資訊系統支持、排程、訂價、調度、軟件執照與維護、硬體維護、通訊線路租用、台電 SCADA/EMS 連用、輸電開關切換合約、建築維護、市場參與補償金、其他雜項費用（如註冊、資訊揭露、負載預測）等。依據台電提供之調度業務相關成本資料與紐西蘭 M-CO 公司為台灣電力調度中心所估算之未來電力調度中心每年預估營運成本約為 8 億元。

市場服務管理費可概分為兩種計費方式:「綑綁套裝收費」與「分項收費」。所謂「綑綁套裝收費」，是將總預算收入，按發電量分攤給全部發電業者，再由發電業者自行將此費用轉嫁與其簽約之相關用戶即可，費率計算較為簡易。而「分項收費」，是先將總預算收入，依服務性質區註冊登記、負載預測、資訊揭露、結算與寄發帳單、信用監督、諮詢服務與電表計量等五大項，再逐項向相關參與者收取費用。

(2) 電力系統運轉費

電力系統運轉費主要用以回收輔助服務成本以及輸電損失、網路壅塞之成本。輔助服務費計價方式，一般分爲兩類:「合約機制計價」與「市場機制計價」。其中，合約機制分爲「可獲性費率」與「事件發生費率」：前者是以合約中簽訂的容量爲計價的標準，亦稱爲「容量費率」，而後者則是以事件發生後電錶所計量的能量爲計價標準，

亦稱爲「能量費率」;而市場計價方式分爲「市場邊際結清價格」與「市場報價成交價格」。各類輔助服務成本的分攤方式如下:

■ 備轉容量

容量費用由綜合電業及發電業按淨尖峰能力分攤;能量費用由肇因者支付實際備轉容量發電成本

■ 電壓控制與虛功

由發電業及綜合電業按其全日總電壓負載變動分攤給綜合電業及發電業

■ 頻率調節

以各地區瞬間變動負載佔總變動負載比例分攤至地區，再由該區之全部綜合電業及發電業者依其發電機組發電量佔該區發電機組總發電量之比例分攤。

■ 全黑啟動

容量費用由全部綜合電業及發電業者分攤，按其擁有機組之發電量佔全部機組總發電量之比例分攤;能量費用由造成全黑啟動之地區的發電業或綜合電業依其機型之發電量佔該區機組總發電量之比例計算，若無法釐清肇因者，亦可由全部發電者共同分攤

■ 輸電損失

調度中心執行電力調度時，會產生輸電損失，但由於每筆輸送電能的大小、方向及距離皆不同，因此不宜按電量分攤，而必須藉由合理有效之輸電損失模型計算而得。在自由化初期，為求簡易，可將台灣分為數個區域訂定輸電損失費率，依輸電區域、方向及電量計算應繳之輸電損失費用。

■ 壅塞成本

輸電壅塞成本來自於輸電網路限制，如果輸電訂價不能充分反映擁塞成本，則會造成網路資源配置失當。依主管機關之規劃，未來台灣輸

電壅塞管理係採簽訂輸電容量合約、收取容量費率方式，在超用容量時，則發電業或用戶需繳納超約費用，此費用則用來支付造成之輸電壅塞重新調度成本。

6. 電力轉供費

轉供成本可大致分為固定成本與變動成本。固定成本是指不隨輸電數量多寡而變動之成本支出，包括輸電線路、變壓器、電線桿、鐵塔、以及維護輸電設備的人事支出與維護材料、備用容量等。而變動成本是指會隨代輸轉供服務數量多寡而變動之成本支出，包括電力公司因電力代輸轉供而導致上網發電機組調度改變的成本、維持輸電系統穩定電壓、變動運維成本等。依其他國家經驗，電力轉供費可分為兩個收費項目：系統使用費及連結費。

(1) 系統使用費

係指市場參與者使用電力調度中心所控制的電網所需支付的費用，可分為固定費率與變動費率，固定費率包括輸電資產投資與電力系統規劃成本，變動費用則包括輸電系統的變動運維等成本，此二項目歸於電力轉供服務費中，將由電力調度中心代為收取，再轉交給輸電服務提供者。

轉供之固定費率之計算，必須先將輸電資產分為連結資產、系統使用資產、輔助服務資產等類別後，將法定收入依資產設備價值分攤至各項設備，並計算各類服務應回收成本，再依每筆負載對各項輸電設備使用程度，計算該筆負載應分攤之成本比例。至於轉供變動費率，必須經由電機工程模型納入各項影響電力潮流之因素，加以模擬估算而得。

(2) 連結費

連結費為市場參與者連結到電網時所需支付的費用，分為進入費與提出費，依據進入點及提出點的資產價值，分別向發電業者及用戶收取。進入費相當於為發電業者提供連結資產的年度均化成本，發電業者之進入費依其網路進入點不同而有不同費率。提出費相當於為用電戶提供連結資產的年度均化成本。

7. 備用容量

備用容量的目的，係指替電力系統設備預先保留多餘電能，以用來應付檢修機組、系統故障及瞬間負載的變化等等需要。電業法修正案第五十六條規定:「為確保供電穩定及安全，綜合電業、發電業及配電業於透過電力網銷售電能予其用戶時，應就其電能銷售量準備適當備用供電容量。」如系統備用容量率維持在 16%左右時，不但可以達成目前能源局所擬「供電可靠度 999 方案」之預定目標，實質上缺電機率亦可望降至每年 0.3 日的水準，因此建議各電業所應負擔之備用容量亦可以其淨尖峰能力之 16%計算。至於備用容量之取得方式，在行政院審核完成之電業法修正案第五十六條中規定，備用容量由銷售電力之業者自設或向其他發電業者、自用發電設備購買，因此不列入調度中心收取之費用範圍。

8. 基金

基金係為達成能源配比等能源政策以及執行其他與電能相關之社會公共利益(能源研究發展、節約電能、電力普及等)所收取之費用，由天然氣及再生能源以外機組、一定裝置容量以上自用發電設備依發電量負擔。此項補貼以達成電源配比為目標(再生能源 10%，天然氣 26%~30%)，在達成電源配比後，則不再增加補貼，既有補貼金額由所有再生能源、天然氣發電者按發電量分配。若基金之收取係以彌平各種發電燃料價格差距為目的，且需滿足各用途所需之經費，各類機組繳交之基金費率即為其發電成本與平均每度應負擔成本(含基金與發電成本)差異。

9. 線下補償費

電業法修正案第四十三條對於輸電線路經過的空間，新增規定必須提供土地所有人，計算基準為土地公告現值之 5%。未來電業法修正案通過後，為免既有線路通過土地所有人之抗爭，電壓 69KV 以上線路經過的土地，不論是新設或既有線路均可獲得補償。估計目前線路之線下補償費約為 279 億元，將由台電分 15 年償付。對未來新建線路而言，此項成本屬於綜合電業或輸電業興建輸電線路時之投資成本，可再由輸電系統使用費中向輸電用戶回收。

10.公用電業之保證報酬率

所謂保證報酬，係指公用電業之訂價，須使全部電費收入額足以支付全年的總供電成本，並涵蓋公用事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、商品的用戶，以推算各種電力服務或商品的費率。

就國外情況來看，英國 OFGEM 計算價格上限設定之資金成本率（投資報酬率）為 4.4%（輸電）、4.8%（配電），而配電業資本資產報酬率實績則介於 8%~10%。美國加州計算綜合電業收入上限設定之費基報酬率約為 8~9%，全國各綜合電業費基報酬率實績約為 8~10%。日本由於資金成本甚低，因此綜合電業法定報酬率僅 3.5%。本計畫建議以債券殖利率加風險貼水法估算台電合理資產報酬率，以計算合理之之電價變動。依中央銀行公佈之近三年十年期公司債利率，分別為 2.05%、2.30%及 2.58%，三年平均為 2.31%，此為台電公司債之合理報酬率，股東必要報酬率則再另加 2%之風險貼水，因此為 4.31%。台電的財務結構中，自有資金占總資產比率為 40%，負債占 60%，以此二比率計算台電合理總資產報酬率為 3.11%。

11.保證報酬率法之缺失

當採用保證報酬率訂價時，可能導致多用資本、少用勞動的過度資本化現象，此即著名的「A－J 效果」。由於保證報酬率定價法中的「全年總營運成本」，無論是大或小，均可由電價公式中回收，此導致電力事業缺乏降低成本的誘因，造成「X－無效率」現象。而在電力產品由管制步向開放競爭之時，若仍採用保證報酬率法來管制公用電業之價格，既存電業很容易憑藉其在壟斷下的財務優勢，進行「掠奪式」的不公平競爭。在監管方面，在「資訊不對稱」的情形下，往往使電力事業有高報成本的傾向，管制單位對此一問題的發生防不勝防，監管成本難以下降。

6.2 建議

1. 為求公平，在電力調度中心成立後才加入市場的新業者，或是擴建其容量之電業，亦應按其容量繳交相同費率之捐助金給電力調度中心，可保留做為營運保證金或擴充調度中心設備之用途。既有綜合電業(台電)則可捐贈其調度相關資產、設備，折抵其應繳之調度中心成立捐助金，以節省資源。
2. 市場管理費之收取，在電業自由化初期，建議應以簡單為原則，除註冊登記可獨立收費外，其餘成本項目可以「綑綁套裝收費」之方式，向發電業及綜合電業回收調度中心營運成本。待調度中心各項營運成本的資料建立完成，較易評估各項費用項目的分配比例，再考慮「分項收費」之方式。
3. 調度中心取得輔助服務的成本應有效率分攤，且盡可能將其直接分攤至引起輔助服務需要的肇因者，才能使肇因者得知其利用網路所需支付的安全成本，並提供誘因使其願意支付費用來獲得此項服務。
4. 以基金彌平無不同燃料機組發電成本之齊頭式平等，不但違反電業自由化精神，更將嚴重扭曲發電之成本結構，大幅降低經濟效率，在各國推動電業自由化政策時，未見國外有此類似作法。應仍容許不同類型機組間成本差異之存在，燃氣機組雖然成本較高，但有升降載迅速之優點，適合作為尖載機組或提供輔助服務，自有其利基市場，不宜強制拉平其與燃煤或其他機組之成本，天然氣之環境效益可透過能源稅或碳稅等其他機制處理，不需扭曲市場價格資訊。
5. 由於社會公益應屬全體電業之責任，建議能源研究發展、節約電能、電力普及及其他經中央主管機關核准之用途等公共利益相關活動經費由燃煤、燃氣、燃油、核能、大水力機組公平按發電量共同負擔，燃氣機組與再生能源機組不應豁免。

6. 我國立法院於民國 58 年將台電法定報酬率由原來的 6%~8%調整為 9.5% ~ 12%，但因台電負擔了許多政策性任務，加上電價調整不易，因此歷年來其實際報酬率皆低於此一數字。如今我國之經濟成長率、利率已與當年大不相同，若打算沿用保證報酬率法來管制電價，實有必要重新制定新的法定報酬率。未來電業自由化及台電民營化後，雖然台電公司仍屬公用事業，但為與其他民營電業競爭，應盡力擺脫政策(政治力)對電價調整與資產管理之干擾，在公平透明及不損及消費者權益原則下，對受管制電價項目，建立客觀之電價制定機制。

7. 我國電業法修正案第五十七條中雖規定未來綜合電業、輸電業及配電業等公用電業之電價仍受管制，但未明訂管制方式，但過去保證報酬率的管制方法將不再適用於自由化的電力產業，建議主管機關仿傚各國對公用電業電價管制的方式，改以標竿管制、誘因共容等以電業經營績效為主的管制制度。

參考文獻

中文部分

1. 王京明、許志義等，「台灣電力系統電力代輸之研究」，臺電公司委託研究報告，民 86。
2. 王京明、郭婷瑋等，「電力調度及交易規範之研究」，經濟部能源局委託研究報告，民 89。
3. 王京明、郭婷瑋等，「主要國家電業自由化之發展與經驗」，研發會委託研究報告，民 90。
4. 王京明、焦燕雄等，「電力調度中心先期規劃作業」，經濟部能源局委託研究報告，民 90。
5. 李清榮，「各國電業自由化之市場競爭機制評析」，能源季刊，民 90。
6. 王京明、郭婷瑋、杜家雯，「電力調度合理性之研究」，經濟部能源局委託研究報告，民 94。
7. 王京明、錢玉蘭，「電力調度費率結構與計算方式之研究」，經濟部能源局委託研究報告，民 89。
8. 王京明、郭婷瑋、杜家雯，「電業自由化後綜合電業與配電業電價管制機制之研究」，台灣電力公司委託研究報告，民 92。

外文部分

1. Agency for Natural Resources and Energy (2003), Framework of the Desirable Future Electricity Industry System, Japan.
2. Electricity Act, Singapore.
3. Electricity Governance Rules (2004), New Zealand.
4. EMA (2006), Introduction to the Singapore New Electricity Market, Singapore.
5. EMA (2006), Singapore Electricity Market Rule: ch5 and ch6, Singapore.
6. EMC (2005), NEMS Daily Trading Report, Singapore.
7. http://www.dti.gov.uk
8. http://www.electricitycommission.govt.nz/
9. http://www.ema.gov.sg/
10. http://www.emcsg.com/grids/emc_template_k.asp?id=292&area=1
11. http://www.industry.gov.au/
12. http://www.mce.gov.au/
13. http://www.med.govt.nz/ers/electric.html
14. http://www.meti.go.jp/
15. Http://www.natioangrid.com/uk/
16. http://www.nemmco.com.au
17. http://www.nz.m-co.com/grids/template_k.asp?id=1033&area=14
18. http://www.ofgem.gov.uk
19. http://www.powergrid.com.sg/index.htm
20. http://www.tepco.co.jp/
21. http://www.transpower.co.nz/
22. Japan Electric Power eXchange (2004), 取引ガイド ver 1.40, Japan.
23. Japan Electric Power eXchange (2004),日本卸電力取引所における取引の概要, Japan.
24. Jun-ichi Naito (2003), Liberalization of the Electric Power Sector in Japan
25. National Electricity Rules ver.9 : Ch6 Transmission and distribution Pricing, Australia.

26. NEMMCO (2001), Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market, Australia.
27. NEMMCO (2004), An Introduction to Australia's National Electricity Market, Australia.
28. NEMMCO (2005), Non-Market Ancillary Services Tender Agreement, Australia.
29. NEMMCO (2006), Determination and Report: Structure of Participant Fees under clause 2.11 of the National Electricity Rules, Australia.
30. NGC (2005), A Summary of the Connection and Use of System Code, UK.
31. NGC (2005), Connection and Use of System Code Version 1.0 (2004) , UK.
32. NGC (2006), The Statement of the Connection Charging Methodology, UK.
33. NGC (2006), The Statement of the Use of System Charging Methodology, UK.
34. Nobuya Minami (2002), Deregulation of the Electric Power Industry in Japan And TEPCO's Management Strategy, Japan
35. PJM (2005),Synchronized Reserve Market Business Rules, US.
36. PJM (2006), Open Access Tariff Accounting, US.
37. PJM (2006), Operating Agreement Accounting, US.
38. Power Assets (2006), Transmission Service Rate Schedule, Singapore.
39. Takahide Hori1 (2001), Creating the Wholesale Market for Electricity in Japan: What Should Japan Learn from Major Markets in the United States and Europe?, Massachusetts, USA
40. TEPCO (2004),Electricity Market in Japan, Japan.
41. TEPCO (2006),一般電氣事業託送供給約款料金算定規則事業者設定基準届出書, Japan
42. The System Operator – Transmission Owner Code (2005) ,UK.
43. Transpower (2005), Energy Summary, New Zealand.
44. Transpower (2005), System Operator Ancillary Services Procurement Report, New Zealand.
45. Transpower (2005), System Operator Reports for March 2005, New Zealand.

附錄一、「電業自由化後交易成本及相關費用分攤之研究」計畫赴紐、澳、新加坡考察報告

壹、委託研究主題：電業自由化後交易成本及相關費用分攤之研究

貳、出國人員姓名：王京明

參、行程表

出國期間　95 年 10 月 4 日至 95 年 10 月 20 日

受訪國別城市及考察機構單位：

紐西蘭：奧克蘭、威靈頓	輸電公司 Transpower、紐西蘭電力市場公司、紐西蘭電力委員會（Electricity Commission NZ）、Contact Energy Co.
澳洲：雪梨、柏斯等	西澳洲能源局、新南威爾斯州 NSW 大學、國家電力市場管理公司（NEMMCO）、澳洲能源市場委員會（Australian Energy Market Commission ，AEMC）
新加坡	新加坡能源市場管理局、新加坡電能市場公司 Energy Market Company, PowerSenoko Ltd

肆、考察工作項目：

蒐集考察澳洲、紐西蘭與新加坡有關電業自由化制度及相關交易費用之方式及資料。

伍、考察心得報告：（如後）

一、紐西蘭

1. 紐西蘭電業自由化推動背景與過程

紐西蘭的電業自由化改革始自 1980 年代末期，改革的重點在產業結構重組與電業自由化市場之引進，改革的特色則是在成立自願型的電力池交易市場，取消配電專營權，且將原公營形式的配電部門民營化、商業化、公司化，且與售電部門分離，以加速零售市場之競爭。1987 年，紐西蘭能源部電業局（New Zealand Electricity Division of the Ministry of Energy）成立一以商業為導向的國有企業，即紐西蘭電力公司（Electricity Corporation of New Zealand, ECNZ）；於 1988 年，輸電公司（TransPower）從 ECNZ 獨立出來負責全國輸電系統的調度與安全，而 ECNZ 只負責發電，但 TransPower 仍然是 ECNZ 下的子公司。1996 年 10 月紐西蘭正式設立了自願型電力自由化市場（New Zealand Electricity Market, NZEM），四十多家配電業者可透過在市場內競價購買所需的電力，亦可直接與發電業者在市場外達成雙邊交易。其電業改革的里程碑為 1993 年成立了「電力市場公司」（EMCO），來促進電力交易市場之發展。此市場為一健全、透明的、自願性質的市場。透過工作小組的模式，市場成員們能參與市場，並使市場法規不斷地發展演進。1998 年，EMCO 改制變為 M-co（Marketplace company），電力產業改革法案將紐西蘭電力公司區分為三個國有企業，並要求零售單位與電力公司本身之所有權分離。同年完成可上網擷取之電子交易與資訊系統（COMIT），此為世界首創。1999 年 4 月 1 日起開放電力零售競爭。配電業與零售電業完全分離，以促進零售市場之競爭。同年，NZEM 的法規委員會（Rules Committee）及 MARIA 管理局（Governance Board）在與產業諮詢後，同意進行兩者結構之合理化，以進行整合與降低執法成本。2000 年政府政策宣言（Government's Policy Statement）計畫將 NZEM、MARIA 及 MACQS（Multilateral Agreement on Common Quality Standards）合併為 Electricity Governance Board，負責按政府既定之指導方針（Government's Guiding principles）制定電業相關規則，涵蓋範圍包括：批發市場（調度、電力池、帳目調節、結帳資訊揭露等）、輸電（輸電定價方法、安全標準、品質與即時安全標準、系統擴建與更新等）、配電（分散型發電設備聯網條款）及零售（用戶移轉草約、用戶爭議調解系統、售電業者破產安排、提供預付電錶等）各部門。2002 年成立電力調節委員會，負責協助用戶解決與網路業者或售電業者的抱怨。

2. 紐西蘭的電力市場改革

紐西蘭電力市場制度實施初期績效良好，**1997 年國際能源署（IEA）報告還指出紐西蘭之電力市場政策可做為國際模範**。紐西蘭一直以放任式「輕手管制」著名，係由相關業者自行組成電業監管委員會（NZMSC），市場法規須透過 MSC 經既定程序修改。在資訊揭露方面，電力市場及調度資訊不對外公布，且資訊分級，需付出高額成本方能取得沒有保密的資訊，造成獨立監督單位（如：媒體、學術單位、政府機構）資訊獲得之困難，也無法做有效的分析。但 2001 年 6 月~9 月以及 2003 年 6 月~9 月，紐西蘭電力批發市場持續狂飆不下，使得紐西蘭不得不開始檢討此種輕手管制方式。於 2003 年 9 月紐西蘭電力委員會（Electricity Commission）正式成立，取代原有的 NZEM 與 MARIA，加強獨立性，並增加資料透明及改變公開方式。2004 年制定電力監督規則，作為電力交易運作規範。

紐西蘭電力市場屬於集中交易與雙邊合約交易並存系統，故電力用戶可透過電力交易商（energy trader）或自行至市場內競價購買所需電力，亦可以簽訂雙邊契約之方式直接和發電業者在市場外進行電力買賣。

3. 紐西蘭電力產業結構

紐西蘭電力市場屬於集中交易與雙邊合約交易並存系統，故電力用戶可透過電力交易商（energy trader）或自行至市場內競價購買所需電力，亦可以簽訂雙邊契約之方式直接和發電業者在市場外進行電力買賣。紐西蘭強制電業分割，發電公司不可擁有輸配電線路或與配電公司有利益關係，而配電公司不可進行售電行為，但發電業可以進行售電活動，原因在於發電與售電同被歸類可競爭部門。

其市場結構包括有以下部門：

- 發電：主要發電業有六家（Contact Energy、Genesis Power、Meridian Energy、Mighty River Power、Todd Energy、Trust Power），約有共 40 個左右的發電廠經由網路注入點（grid injection points）與國家輸電網路相連。
- 輸電：整個國家電網系統的所有者為國營輸電公司 Transpower，與電力委員會（Electricity Commission）簽約提供即時網路管理服務。Transpower 亦兼辦系統操作者（SO）角色。
- 配電：全國分為 28 個營業區域，具有專營權，分別由 28 家配電業者提供配電服務，出售其配電服務給售電業者，也有一些商業及工業用戶直接與

配電業者簽約要求供電。

- 售電：售電業者自電力批發市場以現貨價格向發電業者購電，其售電價格包括了電力取得成本及輸配電成本。較大的售電業有：Contact Energy、Empower、Energy Online、Genesis Power、Meridian Energy、Mercury Energy、Bay of Plenty/King Country Energy、Trust Power 等。紐西蘭主要售電業者也是主要的發電業者，因此電業呈現重直整合的現象。紐西蘭 1999 年起全面開放零售競爭，目前 28 個配電區域內多有超過 3 家以上售電公司提供售電服務。
- 電力委員會：為使市場每日運作順利進行，電力委員會（Electricity Commission）與許多服務提供者簽約，由電力委員會負責管理這些服務提供者：
  - 結清管理者（clearing manager）
  - 資訊系統提供者（information system）
  - 市場管理者（market administration）
  - 定價管理者（pricing manger）
  - 帳目結清管理者（reconciliation manager）
  - 註冊者（registry）
  - 系統操作者（system operator）

4. 各種電力相關費率結構

輸電費率

紐西蘭電力監管法規（Electricity Governance Regulations and Rules Sec IV）規定網路服務的定價辦法，由電力委員會公布制定定價方式的流程，Transpower 決定定價方式，再呈電力委員會核定，最後由 Transpower 公布費率。Transpower 為國營事業，其輸電資產的成本必須由用戶所繳的費用中回收，其收入要求包括：資本（以最佳剝奪價值 ODV 計算）、維修、運轉及經常費用（overhead）成本等，分為兩類：1.高壓交流收入要求（HVAC revenue requirement）：回收高壓交流電資產;及 2.高壓直流收入要求（HVDC revenue requirement）：回收南北兩島間連線相關之成本。

Transpower 自 2003 年 4 月開始實施的訂價方式，將網路輸電服務費用分為四個項目類：連結費（connection charge）、互連費（interconnection charge）、高壓直流費（HVDC charge）及經濟價值調整費（economic value adjustment charge）。

1. 連結費：用以回收用戶連結至網路主幹相關資產之 HVAC 收入要求。所有與網路連結的用戶都必須負擔連結費，若有兩個以上用戶共同使用一個資產，則按其尖峰受電量/送電量來分攤成本。連結費的計算以年為基礎，但平分在 12 個月的帳單中。
2. 互連費：用以回收連結費未涵蓋到的 HVAC 收入要求，為一固定費率（$/kW），按由網路系統提出的電力計算，其費用為最大需求（AMD）乘上互連費率，再除以 12，將年費轉換為月費。因為每個月的 AMD 不同，因此每月的互連費亦有差異。互連費率計算為每年一次，將連結費未涵蓋到的 HVAC 收入要求除以所有提出點的 AMD 預估值總和。
3. 高壓直流（HVDC）費：用以回收南島（Benmore）與北島（Haywards）間的連線成本收入要求，亦為固定費率（$/kW），由南島所有注入網路的電力分攤，其值等於尖峰注入值（AMI）乘上高壓直流費率，再除以 12，將年費轉換為月費。高壓直流費率計算為每年一次，將高壓直流收入要求除以南島所有注入點的尖峰注入預估值總和。
4. 經濟價值（EV）調整費：由於用來計算前三項費用的收入要求皆為預測值，與實際的收入要求可能有差異（如資產 ODV 值變動等因素），因此必須有此調整項以確保 Transpower 的收入不會過多或過少。此費係按所有用戶的連結費、互連費及 HVDC 費比例分攤。

輔助服務費

Transpower 肩負全國電力供給的穩定和安全之責，為此 Transpower 發展一系列的有關輸電系統的安全產品，每種產品都有其市場價格，包括熱機待轉容量，頻率控制、無效電力、可停負載、全黑啟動等，這些產品有的可由發電業者或負載用戶提供，Transpower 必須向其購買以維持電力之穩定。

1. 過頻備轉容量費（over-frequency reserve）：當有大量電力輸送至北島，或南島忽然有負載降低情形時，南島可能會發生頻率瞬間提高的現象，因此需要備轉容量來防止頻率繼續提高並且使頻率恢復至正常。過頻備轉容量服務是由南島備有過頻電繹（over-frequency relay）之發電業者透過競標長期提供。此項服務成本由南島出力超過 60MW 的電廠負擔。
2. 電壓支持費（voltage support service）：通常電力系統中電壓控制的主要來源為發電機 VAR 控制與高壓輸電系統中內在的 VAR 產生/吸收（generation/absorption）能力。在正常調度狀態下，無效電力是由 Transpower 的電壓支持設備、注入有效電力的發電者或是網路業者設備提供。若 Transpower 認為中期有額外的電壓支持需要，則會與業者簽

訂中期合約。若所有的設備與中期合約都不足以應付需求時，Transpower 會至 NZEM 中以受限運轉方式取得用做電壓支持之發電，其價格即為標單（offer）價格。此項服務成本由用戶提出端按區域收費。

3. 全黑啟動費（black start）：系統重新啟動或是全黑啟動服務可由發電廠提供，意指不需要使用任何外部的電力來源，發電廠中的發電機組即可同步運轉連結到電網。全黑啟動是每年由業者透過競標提供。成本由發電端及用戶負載端以 50：50 比例分攤。

受限停機與受限運轉費

紐西蘭對不平衡電力之處理費用可分為受限停機及受限運轉費兩種。

電力委員會費用（Electricity Commission Levy）

紐西蘭政府於 2003 年成立電力委員會，負責管制電力產與市場，其成本透過電力委員會費向各電力業者回收，發電業、售電業、配電業與輸電操作者的費率不同，且每年費率會依委員會預估的年成本調整，依發電量、購電量、輸電量及/或連結的用戶量收取。

二、澳洲

1. 澳洲電業自由化推動背景與過程

澳洲自 1990 年代初期開始進行電業自由化之改革，將舊有垂直壟斷之電業，依發電、輸電、配電、售電之功能進行電力產業之結構重整，並同時實行民營化及財務區隔。1990 年成立產業委員會（Industry Commission）著手進行各項電業改革，1991 年澳洲聯邦政府成立澳洲國家電力網路管理委員會（National Grid Management Council），研究籌劃如何將澳洲各州之輸電部門自舊有電業獨立出來，並透過各州輸電系統網路之連結，以成立一全國性之輸電網路。在此一大環境下，各州政府亦積極從事其州內電業自由化及電力交易市場之架構建立，其中以維多利亞州及新南威爾斯州最為積極，所獲電業自由化成果亦最多。1996 年 5 月澳洲政府通過國家電力法規（The National Electricity Code；NEC），要求將發、輸、配電業務加以分離，引進競爭機制，使澳洲電力自由化改革有一明確之依據。

依據該法規，澳洲建立電力現貨市場，並依此成立了國家電力市場管理公司（National Electricity Market Management Company, NEMMCO）負責電力市場的管理，進行強制電力池之運作。1998 年昆士蘭州建立了昆士蘭電力市場。同年，澳州的國家電力市場 （National Electricity Market、NEM）也正式形成。 國家電力批發市場提供了選擇及彈性，用戶可以選擇售電的供應者，此稱之為可競爭性（contestability）。

澳洲電力零售市場的競爭開放過程，是由各州階段性解制其獨占的電力零售市場，始自大用戶，進而擴展至所有小用戶，即達成所謂的電力零售市場完全競爭（Full Retail Competition）。在此情況下，任何滿足法規要求而想經營電力零售事業的業者，將需與各州的零售商競爭。新南威爾斯與維多利亞於 2002 年全面開放，南澳於 2003 年全面開放，至於昆士蘭在經過成本效益分析後，認為全面開放的成本大於效益，將造成州內的財務問題，因此決定不開放小用戶之購電選擇權。

有鑑於澳洲聯邦政府與州政府能源管制體系複雜，職權劃分不清，2002 年 11 月澳洲產業觀光資源（Minister for Industry, Tourism and Resources）部長 Hon Ian Macfarlane 提出未來成立新電業管制架構及新市場發展程序計劃，以使各管制單位間之職權分工更加明確。新管制體系將以各州政府合作模式為基礎，並儘量沿用現有的法規，清楚劃分市場發展、市場管制以及市場運作及服務之責任。該計劃將由能源部長會議

（Ministerial Council on Energy, MCE）負責推動，預計於 2005~2006 年間執行。並且成立澳洲能源市場委員會（Australian Energy Market Commission, AEMC）及澳洲能源管制局（Australian Energy Regulator , AER）兩個新的管制單位。其中 AER 在法律上隸屬於澳洲競爭暨消費委員會（ACCC），但為一獨立組織，負責電力批發市場、零售市場與輸配電網的經濟管制及國家層次的電業法規監督。AEMC 則負責市場規則的制定與國家層次的能源市場發展，包括國家電力法規的修訂等相關事務，預計於 2006 年底將承接地方政府有關電力零售市場及配電網路的法規制定及市場發展檢討的功能。

2. 澳洲電源供需結構

澳洲發電結構，主要係以燃煤為主，主要原因在於澳洲煤產豐富且品質優，為世界主要煤炭供應國之一，此得澳洲發電成本較其他國家為低。發電燃料比例上，黑煤約佔總發電量 58.5%，棕煤約佔 25.9%，天然氣為 7.7%，水力為 7.6%。在電力需求結構方面，部門別之用電量比例，工業部門約為 46.9%，住宅部門為 26.7%，商業部門為 23.8%。2003-2004 年度發電量約 234TWh，與 1990 年相比成長 46%，發電裝置容量約為 50GW，其中 59%為燃煤機組，16%為水力機組，21%為燃氣機組。

3. 澳洲電力產業結構

澳洲的集中交易市場（National Electricity Market, NEM）係屬強制性（mandatory），涵蓋範圍包括首都特別行政區、昆士蘭、新南威爾斯、維多利亞、南澳及塔斯馬尼亞六個區域，自 1998 年開發運作，由國家電力市場管理公司（National Electricity Market Management Company, NEMMCO）負責市場管理及系統運作。輸電線路則由各行政區獨佔之輸電網路服務提供者（Transmission Network Service Provider, TNSP）擁有。所有電力市場的活動，都必須受到澳洲國家電力法規（National Electricity Code, the Code）所規範，以確保所有市場參與者或有意參與者，可以公平及合理地使用資源。法規並對電力網路、發電設備和用戶連結設備做技術上的規範，使輸送的電力都可以符合其標準。截至 2005 年共有 102 家業者註冊加入國家電力市場。

4. 澳洲電力市場制度設計

4.1 強制性集中交易市場

想在市場中售電的發電業者必須向 NEMMCO 提交標單，註明想出售的電量及價格。依據收到的標單依報價遞增排序後，NEMMCO 的排程系統可決定滿足市場負載需求所需之發電機組、發電時間、發電量。當線路或互聯網路發生壅塞時，則原來在排程之外的發電機組亦可能被要求發電。

NEMMCO 的調度區間為五分鐘，亦即每五分中發布一次調度指令，因此一天共有 288 個調度區間。計算調度價格，係以電力供給調整電力網路損失後滿足需求的邊際成本作為水準，在計算這個調度價格的同時，必須考慮網路的電力損失，一般而言，這個調度價格通常是滿足需求時，最後一個進入電力系統之發電機組的標單報價。澳洲目前規定調度價格係以每五鐘計算一次，而現貨價格則每 30 分鐘（稱為交易區間）計算一次，現貨價格即為半小時內六個調度價格的直接加權平均價格，現貨價格在每半個小時結束時都必須公佈。互聯網路的容量限制是各區域現貨價格不同的主因，其他的因素還包括各區當地不同的燃料使用，也會影響調度價格。

4.2 輔助服務市場

NEM 開始運作初期，輔助服務皆是由 NEMMCO 與輔助服務提供者簽訂長期契約來供應。後來 NEMMCO 於 2001 年 9 月 30 日建立市場輔助服務（market ancillary service），首先開放的是頻率控制輔助服務（frequency control ancillary service, FCAS）市場，按不同頻率控制需求，分為 8 個獨立的市場：

(1) 調節

A. 調節升高（Regulation Raise）

B. 調節降低（Regulation Lower）

(2) 意外事故

A. 快速升高（Fast Raise, 6 Second Raise）

B. 快速降低（Fast Lower, 6 Second Lower）

C. 緩慢升高（Slow Raise, 60 Second Raise）

D. 緩慢降低（Slow Lower, 60 Second Raise）

E. 延遲升高（Delayed Raise, 5 Minute Raise）

F. 延遲降低（Delayed Lower, 5 Minute Lower）

所有支付給頻率控制輔助服務提供者之成本，都將由市場參與者回收。意外事故頻率升高服務是用於管理大發電機組所造成之損失，因此三種意外事故頻率升高服務成本，都由發電業者分攤；反之，意外事故頻率降低服務是用於管理負載/輸電系統之損失，因此三種意外事故頻率降低服務成本，都由用戶回收。

至於調節服務則以「肇因者付費」（causer pays）原則回收，由測量到的發電及負載對頻率偏離的反應來決定付費因子，其運作有助於減少頻率偏差之市場參與者，將享有較低之付費因子，而其運作造成頻率偏差之市場參與者則必須承受較高之付費因子；所有未測量個體（沒有 SCADA 的用戶）之付費因子則依據剩餘量及其消費量來決定。總調節成本即由市場參與者按付費因子共同分攤。各項輔助服務費用種類如下：

電壓控制	同步補償器	發生費用
	發電模式	可獲性費用
網路負載控制	自動發電控制	發生費用
	卸載	發生費用
系統重新啟動	一般性重新啟動	可獲性費用
	負載回流重新啟動	

5. 電業交易成本與相關費用

依據澳洲國家電力市場法規第 2.11.1 條的規定，全國電力市場管理公司（The National Electricity Market Management Company Limited/ NEMMCO）必須建立、檢討、決定並公布其市場參與者之費用結構如下。

5.1 遞增成本費用

（1） 註冊費（registration fee）：每一份註冊申請，必須在註冊時繳交 AUS$1700 的費用。

（2） 參與者補償基金費用（Participant Compensation Fund Fee）：僅適用於受排程的發電業者，為 $0.0003 對每一澳幣能量的產出。但於某些情況下，參與者將不需要繳交此費用，例如在同一財務年度中，於前一週此費用已達到一百萬澳幣者，或是在總市場參與期間中，此費用已累積到五百萬澳幣者。

（3） 選擇性服務費用（Discretionary Services Fee）：法規參與者（Code participants）欲從 NEMMCO 獲取下列服務，需要繳交此費用。

a. 規劃研究（planning studies）；

b. 由 NEMMCO 指派電錶登錄服務提供者或其他同質服務提供者；

c. NEMMCO 額外的資料服務。

選擇性服務費用將會依據所提供服務的累積成本，一次回收。

5.2 設置成本費用

自 2001 至 2003 年，NEMMCO 及 NECA 的設置成本都將以固定費用回收，其分攤方式如下：

（1） 50%分攤至發電業者（包括市場網路服務提供者），其計算方式與發電業者一般固定費用相同，皆符合反逃避條款（anti-avoidance rules）。

（2） 50%分攤至市場用戶，其計算方式與市場用戶一般固定費用相同，皆符合反逃避條款。

5.3 售電業全面競爭（FRC）費用

此費用的適用對象，為第二層用戶（Second Tier Customers）的市場用戶，或在任一州有售電執照的市場用戶，且此州必須已宣佈在五年內會實施 FRC 計畫方案。FRC 費用以下列方式計算：

（1） 50%以市場用戶一般固定費用計算，需符合反逃避條款。

（2） 50%以市場用戶一般變動費用計算，需符合反逃避條款。

5.4 發電業者（包括市場網路服務提供者）

一般固定費用與市場用戶一般固定費用，計算方式包含下列若干步驟：

（1） 從 NEMMCO 與 NECA 的總預算收入要求中，減去總預估註冊費用、選擇性服務費用、設置成本固定費用、FRC 固定費用以及 FRC 變動費用。

（2） （1）項中餘額的 50%將被分攤為市場用戶一般變動費用。

（3） （2）項中剩餘 50%的款項，其中 50%將被分攤為發電業者（包括市場網路服務提供者）一般固定費用，其餘 50%將被分配為市場用戶一般固定費用。

發電業者（包括市場網路服務提供者）一般固定費用以其所註冊的單位 MW 容量按比例計算，而市場用戶一般固定費用將會以市場用戶在一財務年度中，從國家電力市場（NEM）獲取電能的價值為基準來計算。另外，市場非受排程發電業者所需繳納的發電業者（包括市場網路服務提供者）一般固定費用，將是受排程市場發電業者所需繳交費用的一半。

5.5 市場用戶一般變動費用

市場用戶一般變動費用之計算方式如下：

（1） 從 NEMMCO 與 NECA 的總預算收入要求中，減去總預估註冊費用、選擇性服務費用、設置成本固定費用、FRC 固定費用以及 FRC 變動費用。

（2） （1）項中餘額的 50%將被分配為市場用戶一般變動費用。

（3） NEMMCO 是以總收入要求，除以該年總預測市場負載，來決定市場用戶變動費用費率。

5.6 NEMMCO 輸電網路費用

澳洲電業法規中對網路資產擁有者之年度總收入訂有法定收入上限（revenue cap），此法定收入上限每 5 年調整一次，上限之計算因子包括預期之電力需求成長、服務水準之要求、潛在資本與勞動效率之提升、資本成本、稅捐、財務指標、以及輸電產業的商業存活力等。澳洲 NEMMCO（國家電力市場管理公司）對輸電服務定價需遵守電業法規規定並接受管制監督。

5.7 壅塞管理費

目前壅塞租以財務輸電權（FTR）的方式拍賣，FTR 以一個月為期間，每半小時為一交易單位在市場公開拍賣，買者成交的方式為 pay as you bid，一直到賣完為止。獲得此輸電權的擁有者，當輸電瓶頸發生時，則可獲得等額之補償；若無壅塞，則此輸電權不產生作用，拍賣所得由 NEMMCO 持有及運用。

除 FTR 外，澳洲 NEMMCO 對輸配電短期即時的壅塞管理，亦透過現貨市場來管理。NEMMCO 根據輸電網路的容量限制為標準，將全國劃分了幾個「電力區域」，再利用區域邊際訂價法，來決定各區域參考節點之電價。在計算現貨價格時，除了考量區域間輸電容量限制因素導致的擁擠成本之外，也必需考慮傳送電力的輸電損失之成本，通常電力損失的水準

以損失因子來表示。區域間與區域內損失因子是 NEMMCO 用來調整市場電力用戶標單買價與受排程發電業者標單賣價的價格，以決定那一個發電機組要被用來調度以滿足電力需求。當計算出每個電力區域之機組電力價格後，NEMMCO 再利用區域內損失因子，來計算當地連結點之電力價格，此價格即是電力市場參與者所在地點的電力價格。

三、新加坡

1. 新加坡電業自由化推動背景與過程

1995 年之前，新加坡電力部門係由新加坡公用事業管理局（Public Utilities Board）統籌負責。為推動電業改革，新加坡政府於 1995 年 10 月將新加坡公用事業管理局所管轄的電力部門，改組成 3 家發電公司（Tuas Power Ltd, PowerSenoko Ltd, Power Seraya Ltd）；一家輸配電公司（PowerGrid Ltd）；一家售電公司（Power Supply Ltd）；及一家控股公司（Singapore Power Ltd）。

1998 年新加坡政府為進一步推動電業自由化改革，於 4 月成立新加坡電力池（Singapore Electricity Pool, SEP），負責批發電力市場之交易，並由 PowerGrid 負責營運，並在同年 6 月通過新加坡公用事業法，作為電力市場改革的主要法規依據。

2000 年 3 月，新加坡政府決定成立電力調度中心及開放電力零售市場競爭，並在 2001 年 4 月成立「新加坡能源市場管理局（Energy Market Authority，EMA）」，接手原有新加坡公用事業管理局的電業管制業務，並進一步規劃出售原有三家發電公司（Tuas Power Ltd, PowerSenoko Ltd, Power Seraya Ltd）所擁有的股份。

接著為引進國外電力市場成功運作經驗，2003 年 1 月 EMA 與紐西蘭電力市場公司（M-co）共同投資成立能源市場公司（Energy Market Company, EMC）正式運作，接替原有 PowerGrid 所運作之電力池，成為新加坡電力市場運作者。其主要功能為：

(1) 依據批發電力市場參與者的標單調度發電機組。

(2) 結清每日交易。

(3) 監督市場每日交易狀況並使參與電力市場交易者能符合相關法規的規範。

(4) 進行相關市場調查與研究，研擬訂定新的法規制度以符合市場實際需求。

2003 年 1 月 1 日起，新加坡新電力市場開始運作，新的市場主要包含了現貨市場、需求面管理、備用電力市場、節點定價等。就現貨市場而言，市場參與者可以不必強制透過電力池而可以採用雙邊契約的模式進行交易。此外，備轉容量電力市場提供發電業者得以透過簽約或競標的方式提供輔助性服務，以增加系統的穩定與可靠度。

此外，新加坡亦同時進行電力零售市場的開放，採分階段分批方式進行，由大用戶逐步開放至小用戶，首先在 2003 年 1 月開放契約容量大於 2MW 以上之高壓大用戶（階段 0），7 月開始實施第一階段，開放其餘高壓用戶，8 月開放每月用電量大於 39,000kWh 以上之低壓用戶，9 月開放每月用電量大於 20,000kWh 以上之低壓用戶（用戶用電量以 2002.10.1 之數據為準)。之後根據 2003 年 8 月用戶資料重新設計，進入第二階段，12 月時開放用電量時大於 26,000 kWh 以上之低壓用戶，2005 年 5 月開放 16,500kWh，7 月開放 13,500kWh，10 月開放 11,500kWh，2006 年開放 10,000kWh，預期第二階段完成時約有 75%之電力需求可以參與競爭，至於全面開放時間尚研議中。

2. 新加坡電源供需結構

2005 年可用發電容量較 2004 年成長 16%，尖峰需求成長 3.71%，2005 年備用容量率高達 85%，為歷年來最高，而自 1997 年起歷年備用容量率皆大於 30%，顯示新加坡電力裝置容量相當充足。2005 年底已商轉之裝置容量為 10,106MW。在經濟成長驅動下，新加坡電力需求每年成長，發電量與售電量也逐年增加。在電力需求結構方面（2004 年），製造業電力消費比例約為 44%，其他工業與商業約為 36%，住宅部門約為 20%。

新加坡約有 97%以上為火力機組，主要以燃油與燃氣為主。1999 年約有 76.8%為燃油機組，但 2004 年降至 26.9%，而改以高效率燃氣機組取代之，至 2004 年燃氣機組裝置容量由 1999 年的 20.2%提高到 68.8%。由於發電部門開放競爭，發電業者為降低成本，提高效率，紛紛新增高效率燃氣機組，淘汰低效率燃油機組。

3. 新加坡電力產業結構

新加坡目前的電力產業結構，市場參與者包括：

- 發電：1MW 以上的發電機組都必須向 EMA 登記取得執照，所有持照發電機組都必須向 EMC 登記接受調度或僅接受結算，10MW 以上的都必須接受調度。
- 電力系統操作者（power system operator, PSO）：為 EMA 裏的一個部門，負責發電與輸電系統運作的安全及可靠，監督、控制並指揮批發市場中之發電與輸電調度。此外，PSO 也協調發電與輸電的停機時間及緊急事故應變，並審核輸電網路擴建計畫。

- 電力交易所：由 EMC 擔任，負責批發市場運作。EMC 之股東為 EMA 及 M-Co，但 EMA 擁有大多數股份。
- 輸配電：輸、配電網路系統由 SP PowerAssets 所有，仍受管制，由其指派 SP PowerGrid 提供輸、配電服務並管理輸電網路的擴建。
- 售電：負責售電業務的有售電業者（retailers,目前五家）及有照市場服務公司（Market Support Services Licensee, MSSL）。在市場運作初期，MSSL 只有一家，即既有之 SP Services Limited，其義務為：(1) 讀表及電表資料管理;(2)為可競用戶或售電業者至批發市場獲取電力;(3) 協助可競用戶與售電業者完成用戶移轉；(4) 提供電力批發市場與零售市場之其他相關服務；(5) 供電給不可競用戶。售電業者則僅能售電給可競用戶，又可分為市場售電業者（向 EMC 登記為市場參與者，直接自批發市場購電）及非市場售電業者（由 MSSL 代為自批發市場購電）。

4. 新加坡電力市場制度

新加坡的新電力市場包括批發與零售市場，批發市場又分為即時市場（real-time market 或 spot market）與輔助服務市場（procurement market）。買賣雙方在即時市場進行電能、備用電力與頻率調節的交易，輔助服務市場則是由 EMC（Energy Market Company）代表 PSO（Power System Operator）與業者簽約購買輔助服務（備用電力與頻率調節除外），以維護系統安全。

即時市場的交易區間以半小時為單位，依發電業者之標單及 EMC 之負載預測（由 PSO 提供），以經濟調度為原則，每半小時決定一次調度的電量與各發電設備所需頻率調節與備用容量，並計算電能、備用容量及頻率調節之現貨價格。其訂價方法採節點訂價，各節點因輸電損失及限制而有不同價格。被調度的發電廠可以得到其指派之節點之節點價格，電能買方則支付相同的價格-「單一新加坡電能價格」(Uniform Singapore Energy Price, USEP)，為所有提出節點價格的加權平均值。雖然節點訂價已解決一部分輸電損失問題，支付給發電者的總金額通常少於由負載端所收到的電費,因為壅塞及損失並未完全被節點訂價考慮進去。因此在結算過程中，會產生剩餘，將會退回給用戶。提供備用容量或頻率調節的發電業者或負載設備（可停電力）則可獲得備用容量或頻率調節的市場價格,備用電力成本由發電機組按其需要量分攤,頻率調節由負載方支付。

由於新加坡電力集中交易市場屬自願性電力池,亦容許發電業者及售電業者或大用戶簽訂雙邊合約，但所有的實體電力交易皆透過 EMC 來結算。此外在市場運作初期，EMC 亦提供財務避險合約（稱為 vesting contract）給發電業者，以降低大業者之市場力並促進電力價格的穩定，其避險量將隨大發電業者市場力之消失而降低。簽約的另一方為 MSSL（SP Service Ltd.），透過 EMC 的結清系統來結算這些避險合約,其所得到的利益或發生的成本則將一部分直接分配給不可競用戶，另一部分則間接透過售電業者分配給可競用戶。

5. 電業交易成本與相關費用

5.1 EMC 之服務費用

按新市場規則之規定，EMC 可以收取費用來回收其必要成本與費用，但費率須經能源市場管理局(Energy Market Authority, EMA)同意核准後才能實施（Chap 2, Sec 11.1.5)。目前 EMC 主要提供的服務項目如下：

(1) 訂價與資訊服務
(2) 結算服務
(3) 系統建置（例如市場結清工具)
(4) 輔助服務管理服務
(5) 市場參與者服務，例如註冊與廢止申請
(6) 市場評估服務
(7) 法規修改與手冊制定
(8) 維護管理平台

EMC 透過收費方式來回收上述 8 項服務之成本，此外，也可回收建立批發市場之市場特許權(Market Licence)成本,以及其他員工的費用與支出。EMC 之預算需經 EMA 核准同意。EMC 在提交預算案與 EMA 之前，需先諮詢「法規修改小組（Rules Change Panel）」之意見，在經 EMA 同意後，EMC 需將經同意之預算與費用公布，並通知所有相關之市場參與者。2004 年 4 月 1 日起，新經濟管制制度開始生效，將收入上限法融合誘因機制，讓 EMC 有維持服務品質之誘因。收入上限績效管制法之涵義如下：

(1) 收入上限：設定 EMC 可回收金額之上限，此上限可隨效率因子 X（目前設定為每年 0.6%）與通貨膨脹率調整（消費者物價指數 CPI）。
(2) 績效管制機制：當 EMC 操作績效超過管制者與業界設定之標準時可以獲得報償。

在此制度下，若 EMC 的支出少於收入上限水準時，EMC 可保有盈餘，但未來幾年會將收入上限水準調降以反應效率的提升,若盈餘並非由於效率提升所導致，則需將盈餘退還給市場參與者。

5.2 電能附加費（Energy Uplift)

EMC 可藉由每月收取電能附加費之方式回收下列成本：

- 回收輔助服務契約成本與 PSO 輔助相關成本。
- 回收其他支付給 EMC 與 PSO 之補償支出
- 支付給市場參與者賠償費用

另外,註冊與廢止申請服務則是按件收費,內含商品服務稅（goods and services tax）在內，目前註冊申請費每件為＄5000 新幣，註銷費為＄5500 新幣。

2006/2007 年之費率結構如下：

服務項目 Service：	12 months Apr 06 to Mar 07 Fee $'000	12 months Apr 05 to Mar 06 Fee $'000
系統服務 Systems	13,049	14,258
訂價與資訊 Pricing and Information	3,086	3,122
結算 Settlement	2,295	2,125
輔助服務管理 Ancillary services mgmt	42	306
市場評估 Market assessment	2,516	1,970
法規修改 Rules change process	2,949	2,627
市場特許費 Market Licence	2,330	2,288
通訊系統的攤銷 Amortization of MOIP	1,304	1,304
平台使用費 Panel Fees	399	588
合計 Total	**27,970**	**28,588**

市場參與者收費項目 (所有費用包含商品服務稅)	Est. Fee ($)	Est. Fee ($)
一般服務 Common services (上述各項服務之回收) per MWh of energy		
注入（injected）	**$0.38**	**$0.38**
提出（withdrawn）	**$0.39**	**$0.39**
註冊費 Registration	**5,000.00**	**5,000.00**
廢止費 Derogation	**5,500.00**	**5,500.00**

附錄二、「電業自由化後交易成本及相關費用分攤之研究」

專家座談會會議記錄

壹、 時間：2007 年 3 月 28 日（星期三）下午 2 時 00 分

貳、 地點：中華經濟研究院 522 會議室（台北市長興街 75 號）

參、 主持人：中經院王京明研究員

肆、 出席者：能源局蘇組長金勝、能源局歐科長宏麟、台灣電力公司鄭調度處長金龍、台灣電力公司會計處張副處長明杰、台灣電力公司企劃處李課長清榮、台灣電力公司企劃處徐股長守正、台灣經濟研究院陳所長詩豪、經濟建設委員會張專員萃貞、經濟建設委員會田科員景仁、經濟建設委員會張技士維欽、中華經濟研究院分析師郭婷瑋。

伍、 會議記錄

一、 能源局蘇組長金勝

1. 電力調度中心設立捐助金電力調度中心設立成本約需十五億元，依情況不同，在十億至三十億元間皆有可能，每年營運成本則約為八億元。目前我國每年售電收入約為四千億元，其中發電收入為三千億元，營運保證金約為一日交易量約十億元。因短缺時需補繳，故不必將營運保證金水準訂得過高。
2. 我國輸電損失約為百分之二至百分之三，加上配電損失則為百分之五，將按發電業注入與用戶提取間電量差異分攤。若要個別計算每筆交易之輸電損失，既費時且複雜，因此未來可能採行分區域收費。
3. 輸電壅塞之處理考慮採容量費率，對超出契約容量者收超約費，不同時段，不同區域之費率不同，在壅塞發生時，則以超約費支付壅塞成本。
4. 線下補償費無論新舊線路皆予補償，所需費用約為 279 億元，將分十五年攤還。
5. 目前的能源發展基金約為十億元，在電業法修正後，除了原本基金之用途外，另外還會加上路燈補貼二十億元、再生能源補貼一百億元及天然氣補貼一百億元至二百億元，因此基金金額將由十億元上升至數百億元。
6. 未來天然氣與再生能源發電之補貼將以政策配比為前提，在達成電源配比目標後，則不再增加補貼金額，而由所有天然氣、再生能源按總量分配補貼金額。

7. 我國未來電力市場將採雙邊合約制，電力買賣雙方間有合約關係，未來交易成本或補貼主要對象將為發電業者，再由發電業者移轉給用戶。

8. 未來輸、配電費率仍由主管機關核定，將採報酬上限或標竿比較等精神予以管制。

二、 能源局歐科長宏麟

1. 電力調度中心僅代收輸電轉供費而不負責代收配電轉供費。

2. 未併聯之發電業及新進業者、擴建業者也要繳交電力調度中心成立捐助金

3. 與台電簽訂購售電合約之民營電廠是自繳還是由台電代繳仍需討論。

4. 台電可考慮以現有調度資產、設備折抵電力調度中心捐助金。

三、 台灣經濟研究院陳所長詩豪

1. 應容許電業以設備折抵電力調度中心設立捐助金。

2. 保證金用途應包含電業或電力調度中心經營不善時之接管費用。

3. 為避免對電業衝擊過大，電力調度中心設立捐助金可考慮容許分年捐助。

4. 費率管制可分為管制過程(成本)及結果(價格)兩種方式，台灣較重視過程的管制，大多數公用事業皆採保證報酬率管理。

5. 若以模型計算電力潮流、節點價格，可能會造成更多交易成本，在過渡期以分區郵票法較為可行。

四、 台灣電力公司企劃處徐股長守正

1. 交易成本泛交易雙方為達成交易所付出之成本，包括事前之資訊蒐集、實際交易過程至交易完成。指電力市場交易成本的範圍應包括市場設計、失靈處理、監理、交易制度建立、公司內外部治理等程序的成本。

2. 電力調度中心的軟硬體及其他職掌內容，將影響其營運成本。必須先確定電力市場短、中、長期架構才能確知電力調度中心的軟硬體及職掌內容，兩者若無法配合將提高交易成本。

五、 台灣電力公司會計處張副處長明杰

1. 百分之十五備用容量率可能無法達成政策可靠度的要求,應提高至百分之十六。
2. 因台電會計帳目前仍未分離發、輸、配收入，因此若要依營收分攤電力調度中心設立捐助金可能有困難。
3. 線下補償費建議按輸電設備折舊年限(約十五至二十年)分期支付。
4. 法定報酬率建議以資產報酬率(ROA)百分之三取代現行之法定報酬率。

六、 台灣電力公司鄭調度處長金龍

1. 台電目前正於台北木柵及高雄興建新的調度中心，EMS 更新費用即花費七億元,將來台電仍需有自用之調度設備，無法全數移轉給電力調度中心。
2. 電力調度中心設立捐助金應該由所有電力市場參與者分攤,而不限於綜合電業、發電業及輸電業。
3. 由於近期油價上漲,燃油機組發電成本已高於燃氣機組,是否仍需補貼天然氣?

七、 台灣電力公司企劃處李課長清榮

1. 交易成本宜由交易流程中尋找,但我國未來市場、電力調度中心設立捐助金尚未明朗，因此成本不易確定。
2. 加州目前仍無電力集中交易市場,而是由州政府簽訂採購合約交給三大電力公司，預計 2008 年將成立遠期、前一日、前一時、即時等多個市場。
3. 線下補償費補償機制必須符合公平、公正、公開之原則。
4. 成本加成法會促使台電擴大投資，應思考改善方式

八、經濟建設委員會張技士維欽

1. 應釐清由主管機關或台電負責輸電系統之規劃。
2. 道路使用費亦為交易成本之一。
3. 可探討費基報酬率之影響因素。

附錄三、「電業自由化後交易成本與相關費用分攤之研究」

期中報告審查會議發言重點摘要

項次	發言重點摘要	中華經濟研究院回應
一	**台電公司會計處張副處長明杰**	
	（一） 在電力調度中心所收取的各項費用中，為何未列入系統規劃之成本？	因目前電業法修正案尚未明訂系統規劃之責任是歸屬於調度中心或輸電業，故暫且不列於調度中心之成本費用中。
	（二） 由於電價調整困難，對於台電合理報酬有許多爭議，第五章電業之合理報酬評估建議將綜合電業之合理報酬也列入研究範圍。建議參照行政院最適資產規模指標評估。	本研究之重點在於電力市場交易成本，輸電業之收入來自轉供費用，將影響市場之競爭公平性，因此研究範圍將限於輸電業之合理報酬與轉供費用之收取及分攤。
	（三） 第 2-4 頁民營電廠家數應由九家改為八家。	同意。
	（四） 圖 3-1-2~3 應譯為中文。	同意。
	（五） 第二章電業法修正案下各電業經營方式應補充綜合電業之經營方式。	同意。
	（六） 請釐清第四、五章之研究範圍係為電力市場交易成本抑或是電業全部的投入成本。	如計畫標題，本研究之重點將為電力市場之交易成本。
	（七） 電力調度中心成立捐助金為何按電業之資本額分攤？	因發電與輸電之容量單位不同，因此在將成立基金分給發電及輸電兩個部門時，必須以其他基礎分配，本研究初步擬訂按資本額分攤給發、輸兩部門後，個別部門內再由各業者按容量分攤。
二	**台灣電力公司調度處鄭處長金龍**	
	（一） 第 1-3 頁流程圖與章節順序不符，建議修改流程圖。	同意。
	（二） 圖 2-2 民營電業與台電簽有 25 年購售電合約者，應劃入台電公司範圍內。	同意。

項次	發言重點摘要	中華經濟研究院回應
	（三） 建議於第三章末新增一各國比較表，按行政費用、輸電費用、輔助服務費用…等項目比較各國收費項目與方式。	同意。
	（四） 電力專有名詞之中譯在報告中應力求一致。	因各國類似名詞之內涵並不相同，本研究將於名詞後附上原文以供辨識。大項目之中譯名稱可統一，但細項則將維持原文之直譯。
	（五） 第四章之調度中心設立成本估計值為九十一年資料，台電目前已更新EMS/SCADA系統，並建立異地支援系統，其成本已超過文中估計值。	請台電提供調度相關成本資料，將列於報告中。
三	**台灣經濟研究院楊所長豐碩**	
	（一） 第 2-2 頁的發電與售電數據，係引用自台電資訊。建議採用能源局官方數據較具公信力。	同意，將改採能源局統計數據。
	（二） 第 2-16 頁之敘述中，未來管制方式不一定採價格上限法，在電業自由化初期可能仍舊採用成本加成法。電力調度中心成立時程亦取消在電業法通過後兩年內成立之規劃。	將按評審意見修正。
	（三） PJM 之電能市場宜比照英國再補強，依現貨與雙邊市場說明。	將按評審意見補充。
	（四） 日本目前沒有輔助服務市場，輔助服務成本亦未清楚劃分，請釐清其輔助服務費用如何計算。	日本目前並未將輔助服務獨立收費，並未與其他發電成本區隔，並計入輸電成本中一併收取。
	（五） 調度中心設立成本數值會依市場的數量、參與者數字、設立時間、方式而有不同，估計此數值超出本研究範圍，應重視項目之合理性而非成本數字。	同意。
	（六） 營運保證金亦應列入交易成本中，由各電業分攤。	同意。
	（七） 收費項目應按服務提供者、肇因者與分攤方式列表。	同意。

四	**經濟部能源局蘇組長金勝**	
	（一） 目前民營火力電廠有八家，再生能源有三家業者:烏山頭、聚電、英華威。政府已經計畫開放第四階段民營電廠 198 萬瓩裝置容量。	感謝評審提供資訊。
	（二） 電業法修正最新動態: (1) 第 2-5 頁，輸、配及綜合電業屬公用電業，仍受管制，並非可自由投資設立。只有發、配、綜合電業可以經營售電業務。 (2) 新版修正案中之「調度經手費」皆改稱「調度費」。 (3) 第 2-11 頁，發電業停業前需經主管機關核准，但並未限制兩個月前。 (4) 第 2-13 業，輸電業兼營電業以外事業，應以不妨礙「公平競爭」為原則，非報告中之「電業公平競爭」。	感謝評審提供資訊。
	（三） 國外全部之電力市場交易成本應包括各種再生能源義務、公共利益基金等費用。	將補充相關資訊。
	(四) 第四章應按圖 1-1 流程圖中各項目一一交代清楚。	將按評審意見進行。
	(五) 未來台電政策性負擔，有部分將解除:如軍眷、台鐵、自來水...等補貼;部分則與其他電業共同分擔，如路燈補貼。目前收取之能源基金未來則由發電業者與自用發電設備者一起分攤。	感謝評審提供資訊。
	(六) 未來電業所面臨的還有補貼再生能源及天然氣發電的成本。	發電外部性應以碳稅、能源稅或空污費等方式處理，以免造成電力市場資源配置之扭曲。
五	**行政院公平交易委員會左專門委員天梁**	
	（一） 請提供紐西蘭電力委員會費用的收入金額、職掌與人力相關資訊。	同意。
六	**行政院經濟建設會 1**	
	(一) 英國之輸電公司應不同於台灣一般非營利組織，政府如何管制？	以誘因機制方式管制。

	(二) 建議蒐集法國往市場機制調整時，將股權基金交與英國操作之相關資訊。	法國電業背景與我國差異甚大，且非本計畫之研究範圍。
	(三) 調度中心設立基金是以現金還是實體資產捐助？	調度中心捐助成立辦法將由主管機關訂定。
七	**行政院經濟建設委員會 2**	
	（一） 第 4-9 頁中，為何新進業者成本會低於台電成本。	經營效率高及技術進步。
	(二) 自由化之利益是由電業分配還是會分享給用戶？	若市場制度與交易、調度規則設計良好，自由化之利益即可由業者與用戶共享。
八	**行政院經濟建設委員會部門計劃處張維欽先生**	
	（一） 請依據電業法修正案最新情況進行研究。	同意。
	（二） 線下補償費、道路使用費與基金都在本研究範圍之內，電業分攤這些成本的方式亦為交易成本的一部分。	此部分金額難以估算，將著重成本項目與分攤方式之分析。
	（三） 電價下降為自由化終極目標，應評估除了電業自由化後之交易成本是否會使電價不降反升？	台電電價長期無法調整，去年又虧損，再考慮自由化後業者負擔之政策性任務(如電源配比)，則電業自由化後電價很有可能提高。

附錄四、「電業自由化後交易成本與相關費用分攤之研究」

期末報告審查會議發言重點摘要

項次	發言重點摘要	中華經濟研究院回應
一	**台灣經濟研究院楊所長豐碩**	
	(一) 第 4-7 頁的調度中心成立捐助金，贊成可以設備折抵。新進業者繳交捐助金後，既有業者所收取捐助金，建議保留做為營運保證金，而不返還給原業者；因目前規劃營運保證金為一日電能交易金額之額度，似有偏低。	同意將保留做為營運基金納入新進業者所繳納捐助金之用途(P4-6)。
	(二) 第 4-9 頁之市場服務管理費，人事費佔一半以上，請補充說明經費估計所依據之人力數量，以與他國比較。	已按評審意見補充說明(P4-8)。
	(三) 第 4-10 頁中，雖然市場服務管理費費率可能每年調整，但合約內容每年變化不大，不需每年重新簽約。	已按評審意見修正(P4-10)。
	(四) 第 4-24 頁中，電力轉供費中包含電力系統規劃成本，但調度中心也負有電力系統規劃之責，將此項成本歸入轉供費是否合理?	依電業法修正案第五十二條:「綜合電業應規劃、興建及維護其營業區域內之電力網，以滿足其用戶之電能需求。」因此暫將系統規劃成本列入轉供費，由調度中心代收後轉交綜合電業(P4-23)。
	(五) 第 4-29 頁，天然氣與再生能源發電亦應負擔基金之社會公共利益用途之經費，但不符電業法中規定基金由天然氣與再生能源以外之發電繳交之規定，請問如何收取。	可於計算補貼金額時，由天然氣與再生能源可獲補貼中扣除一部分做為公共利益用途基金。P4-29 頁公式中之社會公用利益經費亦已分攤給全部發電者，包括天然氣及再生能源。

項次	發言重點摘要	中華經濟研究院回應
二	**經濟部能源局蘇組長金勝**	
	（一） 電業法修正案中的電力調度中心收取費用只有兩種:1、電力調度費-用來回收調度中心各種成本；2、轉供費，由調度中心代收的輸電及輔助服務費用。	依國外做法，轉供費是由調度中心代輸電服務提供者收取之輸電費用。輔助成本多是由調度中心與發電業者簽約提供，非輸電業者提供，因此列入調度費中較為適當(P4-1)。
	（二） 電業法第七條：「電力調度，應本安全、公平、公開、經濟及能源政策原則為之。」；第 4-2 頁，五大目標之「經濟效率」，請修正。	已依評審意見修正並刪除部分文字(P4-1)。
	（三） 我國未來之電力市場中並無第 4-2 頁中之「排程協調者」。	已依評審意見刪除(P4-2)。
	（四） 第 4-3 頁「清算」一詞多用於公司破產清算，建議改用其他詞彙。	已依評審意見修正(P4-2、P4-3)。
	（五） 第 4-5 頁，表 4-3 之「秘書」建議改為「員工」或「人員」。	已按評審意見修正(P4-4)。
	（六） 第 4-6 頁，請說明表 4-3 中「備用款與營運保證金」，意義為何？	表中數字僅為備用款，此處「營運保證金」為誤植，已刪除(P4-5)。
	（七） 第 4-6 頁，調度中心成立捐助金由發電、輸電部門，若按電量分攤，則輸電部門分攤比例將過高；建議用資產總額或獲利情形，訂定不同權數作分攤。	已採納評審意見，以收益或資產做為分攤比例之權數(P4-5)。
	（八） 第 4-7 頁，新進業者繳納之捐助金建議可做為營運準備金或擴充系統所需資金。	已按評審意見修正(P4-6)。
	（九） 第 4-8 頁，未來台灣電力市場參與者只有發電業、綜合電業、配電業，電力調度中心成本皆由發電業及綜合電業承擔，再透過電價及合約轉嫁給用戶。	已採納評審意見，將全部費用皆歸予發電業及綜合電業(P4-11)。

項次	發言重點摘要	中華經濟研究院回應
	（十） 第 4-9 頁，調度中心營運資本係接受捐助而來，若營運成本納入回收，是否會造成重覆計算的問題?	調度中心營運成本回收之資本成本，係指調度中心開始營運後新發生的資本成本，不在成立捐助金使用的範圍之內，因此不會有重覆回收的問題。
	（十一） 第 4-10、4-11 頁，市場服務管理費用應由發電業與綜合電業共同分攤，而不是只有發電業要負擔。	已按評審意見修正(P4-10、P4-13)。
	（十二） 第 4-12 中之市場管理費可兼採 bundle 或 unbundle 混合方式收費。	已按評審意見修正(P4-13)。
	（十三） 第 4-16 頁，可量化之英文「quantifiable」應為「quantifitable」，「額訂」應為「額定」。	quantifiable 拼字無誤，額定一字已按評審意見修正(P4-15)。
	（十四） 備用容量係由業者自行設置或向其他電業購買。備轉容量之收費應由平衡電力方式來收費。	同意評審意見
	（十五） 第 4-17 頁，虛功單位應為 MVARh。	已按評審意見修正(P4-16)。
	（十六） 第 4-20 頁，全黑啟動很難找出肇因者，建議由發電業及綜合電業共同分攤。	事故發生後應盡力調查發生原因，找出肇因者，若仍無法確認肇因者時，同意評審意見，由全部電業共同分攤(P4-19)。
	（十七） 第 4-30 頁，基金費率之計算仍未定案，在報告中寫出算法可能會誤導讀者。預期發電量之估算應考慮容量因數、效率等因素。	本計畫之計算公式僅做為參考，已在報告中註明(P4-30)。
	（十八） 第 5-6 頁，第二、三項在建工程及未營運資產，是否列入費率基礎尚有疑義，建議不列入。	報告文中已說明第二供未來使用資產及第三項在建工程不納入費基中，僅少數特殊情況可考慮列入(P5-6)。
	（十九） 第 2-1 頁，建議修改四種供電方式的名稱，以符合電業經營狀況。	已依評審意見修改(P2-1)。

項次	發言重點摘要	中華經濟研究院回應
	（二十） 第 3-20 頁，請問英國氣候變遷稅中，電力是否依燃料別課不同稅率。	氣候變遷稅是由用戶端課稅，所有電力用戶之稅率皆相同，發電業者則會因使用不同燃料而繳交不同稅率。
三	**行政院公平交易委員會左專門委員天梁**	
	（一） 應涵蓋未來自由化後電業市場之各項費用項目。	同意，各費用皆已列入報告之中。
	（二） 建議提供與我國國情相近國家之執行方式與認定標準。	我國電業市場設計與其他國家皆不相同，僅有雙邊合約。日本已設立即時交易市場，德州亦朝集中交易市場發展。
四	**台灣電力公司調度處鄭處長金龍**	
	（一） 第 4-5，4-6 頁，表 4-3 電力調度中心設立成本概估，應註明更新之資料。	已依評審意見修改。
	（二） 表 4-3 中為何方案一及方案三之成本相同。	方案一及方案三皆是調度中心擁有自己的 EMS 及 SCADA 系統，只是與台電 SCADA 連結處不同，此部分成本很小可忽略，因此表中之成本數字相同(P4-3~4-4)。
	（三） 建議分析各國收費方法之優缺點，以供參考。	各國收費方式係依該國之國情所設立，並無優缺點可言。只要能達成電業自由化且顧及效率與公平，著重自由化推動績效考核，隨時按績效好壞修訂之即可。
	（四） 第 2-1 頁，未敘述第五級電業。	已依評審意見補上(P2-1)。
	（五） 是否可計算輔助服務之成本?	台電會計帳目前仍未區隔出輔助服務之資產與成本，因此無法計算。
	（六） 頻率調節，建議由綜合電業及發電業共同負擔。	已依評審意見修正(P4-17~4-18)。
	（七） 新進業者如何按發電量分攤調度中心設立捐助金?	新進業者應繳納與既有發電業者已繳交之容量費率相等之容量費率，而非按發電量計算。

項次	發言重點摘要	中華經濟研究院回應
	（八） 第 6-4 頁電壓控制成本，不應按尖峰負載分攤，宜按全日負載分攤，由綜合電業及發電業共同負擔。	已依評審意見修正(P4-16、P6-4)。
	（九） 調度設備在自由化後台電仍須使用，因此不能捐助給調度中心。	報告建議是電業「可」以設備折抵捐助金，並無強制，台電可自行決定是否捐助設備。(P6-8)
	（十） 第 6-5 頁，備用容量為 16%時，缺電機率為 0.3 日。	已依評審意見修改(P4-27、P6-6)。
	（十一） 全黑啟動成本宜由全部電業一起分攤。	事故發生後應盡力調查發生原因，找出肇因者，若仍無法確認肇因者時，同意評審意見，由全部電業共同分攤(P4-19、P6-4)。
五	**台電公司會計處張副處長明杰**	
	（一） 第 4-31 頁，以基金將燃氣與燃煤成本拉平的作法不太適當，是否考慮以能源稅或碳稅來處理環境問題。	同意(P4-30)。
	（二） 建議第 5-6 頁之費基回歸現行算法，在建工程不計入。	報告文中已說明第二供未來使用資產及第三項在建工程不納入費基中，僅少數特殊情況可考慮列入(P5-6)。
	（三） 由於台電負有供電義務，且為紓解壅塞而必須建設六輸等輸電設備，且電價調整困難，並無 A-J 效果。	同意評審看法。台灣因電價調整向來不易，台電長期無法達成9.5~12%之法定報酬率，即使擴大資本投資亦無法產生 A-J 效果(P5-13)。
六	**行政院經濟建設會經濟研究處**	
	（一） 本研究有關收取基金以達成能源配比及社會公共利益部分，基於收取基金具有彈性之優點，但基金本身較缺乏透明度，且通常有較高的交易成本，例如：搜尋、核准和監督的成本，需要一套監督和認證機制確保基金的有效運作，因此，可再與其他替選方案進行優劣比較。另外，收取基金的對象不包括再生能源及天然氣發電機組，其中天然氣發	公共利益部分，以往是由國營的台電公司吸收，但自由化後，各電業必須站在公平立場競爭，因此不宜再由特定電業負擔，國外多以收取基金方式籌措公共利益基金，否則由政府編列預算來執行亦可，交由納稅人負擔。

項次	發言重點摘要	中華經濟研究院回應
	電並不屬於綠色電力（再生能源發電）的範疇，為避免扭曲發電成本結構，建議不宜排除在外。	天然氣基金義務之排除是電業法修正案中條文規定，本研亦建議天然氣機組需繳納基金，不應扭曲發電成本結構。至於基金運用與監督辦法，宜由中央主管機關另訂之。
	（二） 對於新接入的發電收取系統使用費及連結費，因各國網路特性、配電網路大小和範圍、產業結構和市場結構並不相同，對其收費亦將有所差異；特別是，不同國家電力市場集中度並不相同，本研究所探討的國外案例，英國集中度最低、其次是美國 PJM、德國，日本最高，台灣的電力市場結構似乎較近日本的情況，日本等國電業成本與費用分擔若有可取之處，可在本研究結論之前，再做一補充。	日本並無電力調度中心，僅有電力交易所，與我國電力市場架構迥異，且其綜合電業輸電費用並無明確分項，而是採捆綁套裝收費方式，輔助服務費用、輸電費用全部納入單一代輸費中收取，此種方式的費率計算不透明，亦難加以監督，除非主管機構能掌握充分成本資訊，否則容易造成綜合電業以代輸費率做為阻礙競爭之工具，不宜仿傚。
七	**行政院經濟建設委員會財務處**	
	（一） 第 4-5 頁，表 4-3，電力調度中心設立成本概估，建議於表中凸顯金額差異項目。	已依評審意見修正(P4-5)。
	（二） 第 4-32 頁表 4-8，建議加調整項。	已依評審意見修正(P4-31)。但調整應於計算各種費率(市場管理費、系統運轉費、轉供費、基金)時分別調整個別費率，不宜於表 4-8 中增加一項「調整項」費用。
八	**行政院經濟建設委員會部門計劃處**	
	（一） 請於報告摘要中列入本研究之重要成果與建議，並請將本研究報告摘錄為 10 頁左右之簡要報告。	已依評審意見執行。
	（二） 第 4-32 頁表 4-9 及簡報中各國費用之付費者中，「發電端」、「需求端」、「用戶」、「市場參與者」、「銷售電能者」等詞之	已依評審意見重新修改付費者名稱及修正錯誤(P4-32)。

項次	發言重點摘要	中華經濟研究院回應
	定義為何？請釐清。另，「自由發電設備」是否為「自用發電設備」之誤植？	
	(三) 第 6-3 頁，結論 4.電力調度中心之成立捐助金-(2)電力系統運轉費-備轉容量：容量費用由發電業者按淨尖峰能力分攤。依電業法修正草案第五十六條第 1 項：「為確保供電穩定及安全，綜合電業、發電業及配電業於透過電力網銷售電能予其用戶時，應就其電能銷售量準備適當備用供電容量，並向中央主管機關申報。該容量除得自設外，並得向其他電業或自用發電設備購買。」 請釐清此「淨尖峰能力」是否含向其他電業或自用發電設備購買之備用容量？	若發電業者所準備之備用容量比例相同(皆為 16%)，則是否計入並不影響分攤備轉容量之分攤比例，兩者計算結果相同。
	(四) 第 6-4 頁，結論 4.電力調度中心之成立捐助金-(2)電力系統運轉費-電壓控制與虛功：按尖峰時間總電壓負載變動分攤給全部用戶。分攤給「全部用戶」建請修正為「綜合電業及發電業」。	同意修改(P6-4)。
	(五) 第 6-4 頁，結論 5.電力調度費-(2)電力系統運轉費-頻率調節：以各地區瞬間變動負載佔總變動負載比例分攤至地區，再由該地區之全部發電業者依其發電機發電量占該區發電機組總發電量之比例分攤。如何分區?	區域是由特定的輸電網路提供服務，包含數個主要負載中心或發電中心，或兩者兼具。劃分區域的原則為：(1)區域邊界應為封閉的，且包括最少一個主要負載/發電中心。(2)由網路限制所分開的的負載/發電中心應該劃分為不同之區域。(3)區域的劃分應使的區域間輸電的限制可以被清楚界定，且可於邊界處測量輸送之電流。(4)若有連結點可被指派為超過一個以上的區域之內，則該輸電網路連結點將被劃入可使預定區域內損失因子與平均損失因子最小的區域。(5)區域的數目應該最小。(6)每個區域都應有一個的區

項次	發言重點摘要	中華經濟研究院回應
		域參考節點，各區域之參考節點將放入以下之節點訂價模型求出其價格。自由化初期可沿用台電目前之區域分法，台電將全台劃分為台北、新桃、台中、嘉南、高屏六個供電區營運處，負責輸配電系統之營運。 分區之後，頻率調節費用則以各地區瞬間變動負載佔總變動負載比例分攤至地區，由供電至該地區之發電業/綜合電業依其發電量占該區總供電量之比例分攤。
	（六） 第 6-4 頁，結論 5.電力調度費-(2)電力系統運轉費-壅塞成本。壅塞成本來自於輸電網路限制，如何規範輸電業之最適輸網路結構。	由電力調度中心制定輸電之可靠度標準，如 N-1 或是斷電機率等，綜合電業則依可靠度標準負責進行電力網之規劃、興建、維護。
	（七） 建議新增路道使用費之影響。	已於報告中說明(P5-4、P5-5)。
	（八） 第 6-8 頁，建議仿效各國公用電業電價管制的方式，改以標竿管制、誘因共容等主要績效為主的管制制度。其主要作法為何？請提供內容摘要?	標竿管制請參見 5.3.2 日本文所提及標竿管制與誘因共容等管制做法，其內容大同小異，皆係以受管制者營運之績效做為管制的基準，而其精神則在追求績效提升後，利益可由電業與消費者共享，且管制者不必依賴過多資訊成本，業者亦可自動自發提升其績效。標竿管制請參見 5.3.2 日本之標竿管制做法。誘因共容為英國輸電部門內部成本管制方式，由 OFGEM 與 NGC 每年協議出下一年度成本目標值，若該年成本實際值低於目標值，NGC 將獲得額外收入，反之當相關成本

項次	發言重點摘要	中華經濟研究院回應
		高於目標值時，NGC 需支付額外費用，故可提供 NGC 每年持續降低成本的誘因。並設定獲利上限與損失上限，限制 NGC 最大獲利及最大風險之承擔，提供風險分攤之誘因，詳細內容請參見王京明等(民92)「電業自由化後綜合電業與配電業電價管制機制之研究」p25~29。
	(九) 電業自由化後，新加入之發電業或輸電業之進入費用及分攤費用之單位均化價格評估。請於報告中補充。	電業自由化後發電業之交易成本包括:電力調度費、轉供費、捐助成立金、營運保證金及基金，按 100 年總發電量計算，若捐助金為 15 億元，營運保證金 10 億元，由發電業分攤 7 成，加上調度中心營運成本每年8億元，則每度需繳 0.0093 元。轉供費依目前輸電費計，則為每度 0.1248 元。基金若以 130 億元估算(清潔能源補貼 100 億元，節約電能與能源研發 10 億元，電力普及 20 億元)，則燃煤每度應繳繳交 0.111 元，燃油每度發電應繳納 0.026 元。 輸電業之交易成本則有線下補償費及調度中心捐助金、營運保證金。線下補償費依線路所在地區而異。輸電業應繳之中心捐助金、營運保證金，若以三成計，則每度輸電量須繳 0.0027 元(P4-31)。

電業自由化後交易成本及相關費用分攤之研究/
王京明計畫主持. —初版.
—台北市：行政院經濟設委員會，民 96
面：表，公分
編號：(96)032.602
委託機關：行政院經濟建設委員會
研究單位：財團法人中華經濟研究院

1. 電力事業
448

題名：電業自由化後交易成本及相關費用分攤之研究
計畫主持人：王京明
委託機關：行政院經濟建設委員會
研究單位：財團法人中華經濟研究院
出版機關：行政院經濟建設委員會
電話：02-23165300
地址：臺北市寶慶路 3 號
網址：http://www.cepd.gov.tw/

出版年月：中華民國　96 年 4 月
版次：初版　　刷次：第 1 刷

編號：(96)032.602
平裝

平装