

出國報告（出國類別：實習）

電業自由化下 外購電力訂價策略之研習

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：劉凱銘（業務管理師）

派赴國家：美國

出國期間：104年10月24日~104年11月1日

報告日期：104年12月

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：電業自由化下外購電力訂價策略之研習

頁數_31_ 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：台灣電力公司/陳德隆/(02)2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話：劉凱銘/台灣電力公司/業務處/

業務管理師/(02)2366-6674

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 其他

出國期間：104 年 10 月 24 日～104 年 11 月 1 日 出國地區：美國

報告日期：104 年 12 月

分類號/目

關鍵詞：電力自由化（Electricity Liberalization）、獨立電力調度中心（Independent System Operator）、獨立發電業（Independent Power Producers）、電力採購（Electric Procurement）、雙邊合約（Bilateral Trading）。

內容摘要：（二百至三百字）

各國電業自由化之電力市場交易模式主要有二大主流，一為電力池模式，一為雙邊合約模式，前者發電業者集中於電力交易所競價而決定購售電價格，後者則透過購售兩造雙方之私契約決定購售電價格。本實習計畫之目的即在蒐集國外力市場開放後購售電合約之形式與應用，包含實體交易考量之訂價參數及調整方式、價格風險之管控與規避等，有助未來本公司研訂自由化後購電價格策略之參考。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網（<http://report.nat.gov.tw/reportwork/>）

~ 目 錄 ~

	頁次
壹、 出國緣起.....	1
一、任 務.....	1
二、緣起與目的.....	1
三、行 程.....	2
貳、 研習過程內容與心得.....	3
一、美國電力市場沿革.....	3
二、美國加州電力市場概述.....	6
三、我國民營電廠開放背景及購電現況.....	9
四、我國民營電廠購電費率及調整機制.....	12
五、美國加州電業購電費率說明.....	17
參、 心得與建議.....	25
一、心 得.....	25
二、建 議.....	27
三、誌 謝.....	31
肆、 參考資料.....	31

～ 表 目 錄 ～

	頁次
表 1、各階段開放 IPP 基本資料.....	11
表 2、近 5 年 IPP 購電實績.....	11
表 3、影響每年購電費率參數.....	14
表 4、IPP 燃料成本調整機制修訂前後影響.....	16
表 5、購電電費時間帶劃分.....	19
表 6、容量支付分攤因子.....	20
表 7、能量支付時間因子.....	21
表 8、本公司與 PG&E 購電費率比較.....	24

～ 圖 目 錄 ～

	頁次
圖 1、美國獨立電力調度中心與區域輸電組織分布圖.....	5
圖 2、加州電力市場參與者示意圖.....	7
圖 3、我國 IPP 分布圖.....	10
圖 4、有無考量物價上漲率之資本費趨勢圖.....	14
圖 5、不同物價上漲率之資本費趨勢圖.....	15
圖 6、有考量物價上漲率下不同折現率之資本費趨勢圖.....	15
圖 7、未考量物價上漲率下不同折現率之資本費趨勢圖.....	15
圖 8、燃料成本調整機制運作示意圖.....	16
圖 9、加州三大民營公用電業供電區域分布圖.....	17
圖 10、PG&E 售電電價有關大用戶時間電價夏月時間劃分圖.....	23
圖 11、PG&E 售電電價有關大用戶時間電價冬月時間劃分圖.....	23
圖 12、電業自由化後之電力市場架構(廠網分離)圖.....	25

壹、出國緣起

一、任務

研習美國電業自由化下外購電力訂價策略。

二、緣起與目的

各國電業自由化之電力市場交易模式主要有二大主流，一為電力池模式，一為雙邊合約模式，前者發電業者集中於電力交易所競價而決定購售電價格，後者則透過購售兩造雙方之私契約決定購售電價格。在電力池模式下，所有市場參與者均須簽署相關合約，以利電力池運作；在雙邊合約模式下，電力交易係透過購售雙方私契約實體交割。

鑑於美國電力市場自由化的發展由來已久，其中加州於推動自由化的過程中發生電力危機，造成批發電價上漲、無預警斷電等危機，而我國為推動電業自由競爭，行政院院會於 104 年 7 月 16 日通過「電業法修正草案」，將整體電業切割為「電力網業、發電業、售電業」3 大部分，為因應此重大變革，本次出國計畫爰選定以美國加州為研習對象，以取經仿效美國電業於自由化下之外購電力訂價策略及實施經驗。

本實習計畫之目的即在蒐集國外力市場開放後購售電合約之形式與應用，包含實體交易考量之訂價參數及調整方式、價格風險之管控與規避等，做為發展適合本公司研訂自由化後購電價格策略之參考依據。

三、行程

(一) 研習日期

104年10月24日至104年11月1日，共計9日。

(二) 出國行程

日期	地點	訓練進修機構	訓練進修主題
10/24	往程	—	—
10/25~26	San Francisco 舊金山	Nexant	參訪及討論再生能源整合 與美國電力能源市場交易
10/27~28	Folsom 佛森	California ISO (CAISO)	參訪及討論再生能源整合 與美國電力能源市場交易
10/29~30	San Francisco 舊金山	Pacific Gas and Electric Company (PG&E)	參訪及討論再生能源整合 與電業外購電力事宜
10/31~11/1	返程	—	—

貳、研習過程內容與心得

一、美國電力市場沿革

(一) 公用事業控股公司法 (PUHCA)

為破除電力生產事業集中在少數民營電業中，美國聯邦政府於西元 1935 年制訂「公用事業控股公司法 (The Public Utility Holding Company Act, PUHCA)」，解除電力在州際間的輸送及銷售範圍之疆界，並限制每一民營電業在一區域經營之比例。

(二) 公用事業管制政策法 (PURPA)

為解決經濟成長、能源短缺及石油輸出國聯合壟斷行為引發之石油價格波動所造成電力供給不足與成本提高等問題，美國聯邦政府於西元 1978 年制訂「公用事業管制政策法 (The Public Utility Regulatory Policy Act, PURPA)」，開放非公用性質的獨立發電業者 (Independent Power Producers, IPPs) 加入電力批發市場。PURPA 要求公用電業開放代輸，允許獨立發電業者、合格設備業者 (Qualifying Facilities, QFs) 與其併聯，可透過公用電業輸電網路輸送電力予用戶。

QFs 係指再生能源發電業者與汽電共生業者，利用水力、風力、太陽能、地熱、生質能等再生能源及替代能源生產電力的非公用電業，QFs 必須符合聯邦能源管制委員會 (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) 制訂的特定運轉、效率、燃料使用標準等規定。如果 QFs 符合前述規定，公用電業必須以迴避成本 (即公用電業自行生產或購買電力之成本) 向 QFs 購買電力，並與 QFs 簽訂長期合約。

(三) 能源政策法 (EPA)

為提升電力市場競爭力，美國國會於西元 1992 年通過「能源政策法 (The Energy Policy Act, EPA)」，除前述 QFs 外，進一步將代輸開放範圍擴大至所有發電業者並使用輸電網路，用戶可直接向零售商及發電業者購電。

（四）FERC Order 888 與 Order 889

為避免綜合電業兼營發電與輸電業務以操縱市場，FERC 於西元 1996 年制訂「Order 888」，要求全美各州或地區開放批發市場競爭，並要求電力服務分別計價及進行發電與輸電之功能性分割，最重要的是，輸電設備的擁有者必須在公開市場進行輸送電力之服務，並提供無歧視的輸電費率。

有關前述電業分割方式，「Order 888」建議採成立「獨立電力調度中心（Independent System Operator, ISO）」之形式來進行，將操作權交給獨立單位 ISO 運作，但輸電資產所有權仍為電業所擁有。

不久之後，FERC 發布「Order 889」，要求電業必須提供市場有用資訊及建置「公開聯網即時資料系統（Open Access Same-Time Information System, OASIS）」。「Order 889」禁止電業以任何型式不公開市場資訊，且要求相關資訊（如輸電費率、可用率等）均須於 OASIS 公開分享。

（五）綜合電力競爭計畫

為促進再生能源發展，美國聯邦政府能源部於西元 1998 年公布「綜合電力競爭計畫（Comprehensive Electricity Competition Plan）」，此計畫之目標係為促進及保障公共利益，並提供政策機制以促進再生能源之發展。許多州政府都訂有推廣再生能源之政策，如訂定再生能源配比標準（Renewable Portfolio Standard, RPS）等。

(六) FERC Order 2000

為提升批發市場之效率及確保用戶可以合理價格取得可靠的服務，西元 2000 年 FERC 另行發布「Order 2000」，提倡「區域輸電組織 (Regional Transmission Organizations, RTO)」之理念，將區域輸電系統加以整合形成一個新的經濟實體，建議所有擁有跨州輸電資產電業在西元 2001 年 1 月 15 日前將輸電資產交由 RTO 管理。

RTO 負責電網營運與維護其可靠度，並獨立於所有市場參與者，同時也負責區域內的輸電服務。RTO 之業務內容與當地電業不同，其直接負責輸電系統的營運，並保持營利中立。

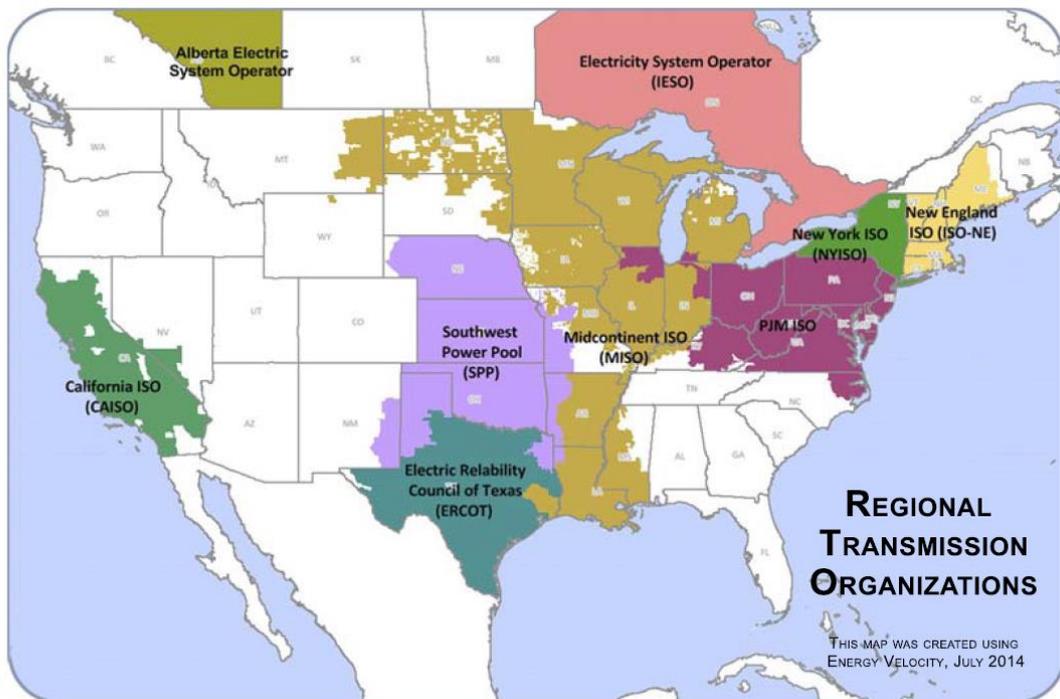


圖 1、美國獨立電力調度中心與區域輸電組織分布圖

(資料來源：Federal Energy Regulatory Commission，<http://www.ferc.gov/>)

二、美國加州電力市場概述

(一) 加州電力市場參與者

1. 市立公用電業 (Municipal Utilities)

沙加緬度、洛杉磯等 10 餘家城市型公用電業，服務用戶數約占加州總用戶數（約 3,000 萬戶）之 20%。

2. 三大民營公用電業 (Three Investor Owned Utilities)

太平洋瓦斯與電力公司、南加州愛迪生電力公司、聖地牙哥瓦斯與電力公司，服務用戶數約占加州總用戶數（約 3,000 萬戶）之 80%。

3. 民營電廠 (Independent Power Producers)

主要簽訂長期合約販售電力，亦於 ISO 進行短期市場交易。

4. 市場交易者 (Marketers)

主要從事電力買賣事業，如 Citi Group Energy 等。

5. 用戶群代表 (Aggregators of demand side products)

主要從事電力經紀或仲介，與其集成之電力用戶群簽約，並以用戶群代表名義共同參與電業推行之各類需量反應等措施。用戶群代表亦須與電業簽訂相關合約，權利義務關係僅止於用戶群代表與電業雙方。

6. 跨州交易者 (Out of State buyers and sellers)

主要從事跨州電力買賣事業，有民營電廠、公用電業等。

(二) 加州電力市場類型

1. 雙邊合約 (Bilateral Trading)

雙邊合約為最主要之交易類型，其發展早於 ISO 與電力交易所 (Power Exchange, 現已廢止) 之建立，其中 IPP 之購售電合約係典型之雙邊合約。

2. 加州獨立電力調度中心 (California ISO, CAISO)

按市場交易過程可區分為日前市場 (Day-ahead market) 與即時市場

(Real-time market)，倘按交易商品與服務類型則可區分為電能 (Energy)、輔助服務(Ancillary services)、壅塞收入權(Congestion revenue rights) 等市場。此外，CAISO 近來亦實施即時不平衡市場 (Energy Imbalance market)，該市場係為自動且即時的電力躉售市場，每 15 分鐘以對最低成本撮合電力供給與需求，甚至可進行跨州交易（如 NV Energy, PacifiCorp, Puget Sound Energy 等），不僅提升電力可靠度，同時亦提供參與者更多的經濟利益。

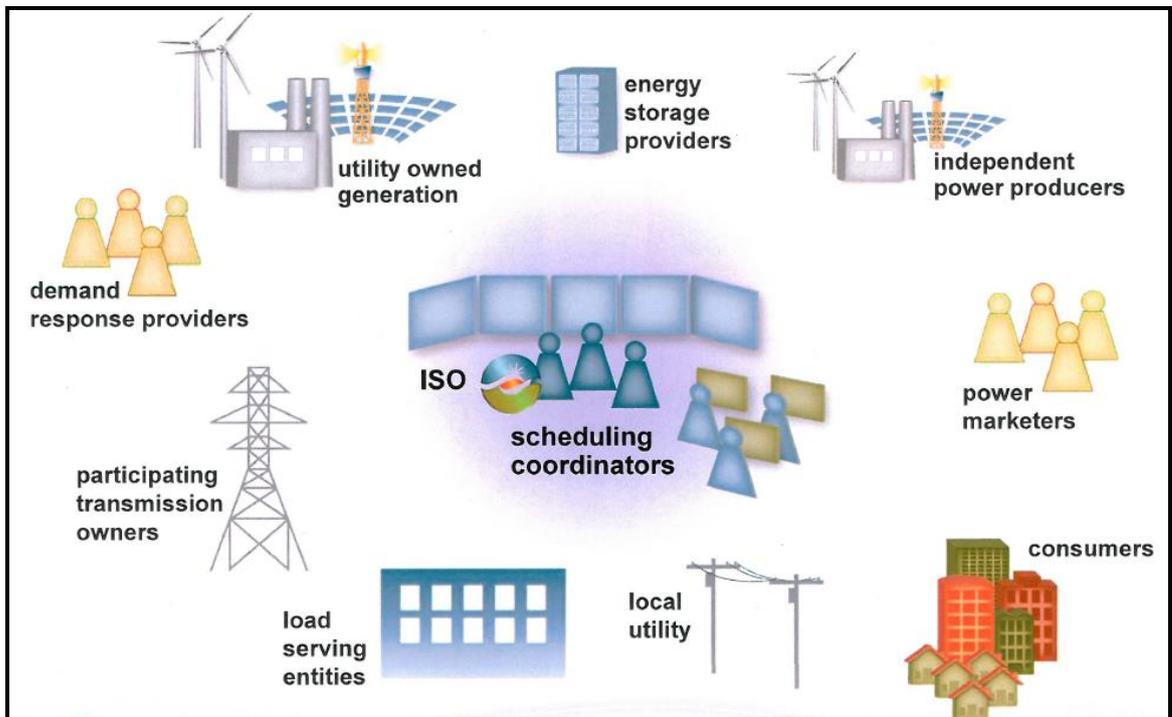


圖 2、加州電力市場參與者示意圖

(資料來源：加州獨立電力調度中心 104 年 10 月 27 日向台電公司簡報)

(三) 加州電力市場管制機構

1. 聯邦能源管制委員會 (Federal Energy Regulatory Commission)

主要規範電力跨州交易，擁有對電力生產者之司法權，包含管制躉售市場價格及電業執照之核發等。

2. 加州能源委員會 (California Energy Commission)

主要規範加州所有公用電業，負責能源政策之擬訂，包含預測未來電力需求、核發電業執照滿足電力需求（如超過 50 瓩發電設施之地點設置等）、促進能源管理與效率標準、發展再生能源與替代能源（如提供協助發展潔淨能源）、規劃對能源危機的因應措施等。

3. 加州公用事業委員會 (California Public Utilities Commission)

主要規範加州三大民營公用電業及輸電計畫之建設等，以確保用戶有足夠且適當的服務。CPUC 亦提供電力與天然氣的預測，以及對能源供給與資源的分析與規劃。

4. 市立公用事業管理委員會 (Municipal Utility Governing Boards)

主要規範加州市立公用電業，包含管制價格及公布政策等。

三、我國民營電廠開放背景及購電現況

(一) 開放背景

民國 70 年代，因民眾抗爭，本公司電源開發受阻，79 至 85 年間，電力系統備用容量率僅 4.2~7.4%，低於合理備用容量率（20%），6 年間限電達 40 次。為因應用電需求，經濟部乃於 84 年 1 月開放第一階段民營電廠（以下簡稱 IPP），84 年 8 月開放第二階段，將本公司未能即時興建容量開放由民間設立，以紓緩供電緊澀壓力。

由於本公司電源開發未能順利進行，備用容量率仍低於合理水準，為維持供電穩定，經濟部另於 88 年及 95 年開放現階段（第三階段）與第四階段。

(二) 購電依據

經濟部於 83 年 9 月 3 日公布開放發電業作業要點，並於 84 年 1 月 1 日及 8 月 25 日分別頒布第一及第二階段開放發電業之設立發電廠申請須知。

經濟部於 88 年 1 月 21 日公告現階段開放民間設立發電廠方案（此階段稱現階段或第三階段）。

經濟部於 95 年 6 月 6 日公告第四階段開放民間設立發電廠方案。

(三) 開放方式

第一、二階段為首度辦理 IPP 開放作業，採行一般採購模式，先評選合格廠商後再行辦理競價。購電價格係由本公司訂定底價，底價訂價原則為本公司向發電業購買電力之價格，不超過本公司相同類型發電機組之迴避成本，確保本公司購電支出低於自行興建相同類型電廠之成本。

第三階段依前述開放經驗，並避免業者計畫延宕無法如期建廠及因應短期電力不足之需求，改採公告價格及先到先審方式辦理，以鼓勵業者儘速興建。購電價格係依本公司公告之購電價格（迴避成本）躉購電力，確保本公司取得電力之成本不會高於自行興建相同類型電廠之成本（第三階段分別於 88 年 2 月與 94 年 12 月公告 2 次購電價格）。

第四階段開放方案則綜合各階段開放經驗，係業者須先取得建廠計畫及環評等六項文件，由經濟部辦理評選作業後，再將合格申請者名單送請本公司辦理競價作業。

(四) 購電現況

目前與本公司簽訂購售電合約之 IPP，第一階段有麥寮、和平（燃煤）及長生、嘉惠（燃氣）4 家，第二階段有新桃（燃氣）1 家，第三階段第一波有國光、星能、森霸及第二波星元（燃氣）共 4 家，第四階段無獲選廠家，以上總計 9 家，購電容量 765.21 萬瓩，占全電力系統裝置容量約 19%，其中燃煤 IPP 計 2 家（309.71 萬瓩），燃氣 IPP 計 7 家（455.5 萬瓩）。

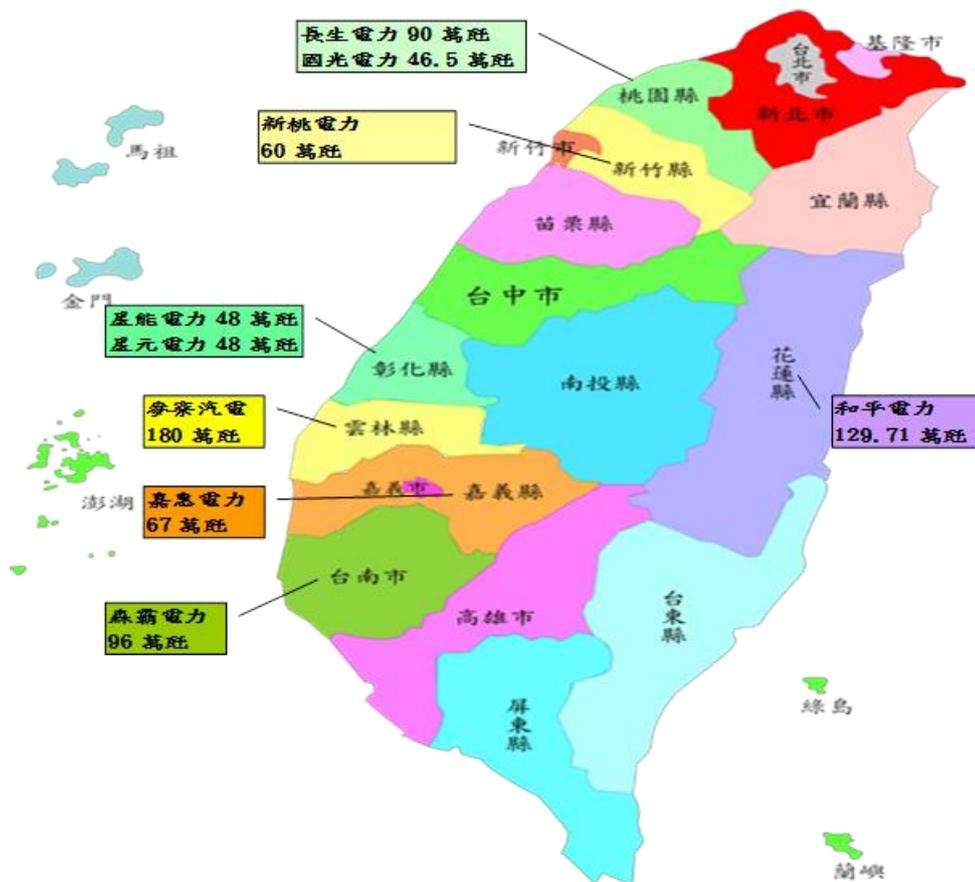


圖 3、我國 IPP 分布圖

表 1、各階段開放 IPP 基本資料

開放階段	開放方式	IPP	燃料別	購電容量 (萬瓩)	商轉日
第一	電價競比	麥寮	煤	180 (3 部)	88/6、88/9、89/9
		和平	煤	129.71 (2 部)	91/6、91/9
		長生	天然氣	90 (2 部)	89/7、90/10
		嘉惠	天然氣	67	92/12
第二		新桃	天然氣	60	91/3
第三	公告價格	國光	天然氣	46.5	92/11
		星能	天然氣	48	93/3
		森霸	天然氣	96	93/3
		星元	天然氣	48	98/6

表 2、近 5 年 IPP 購電實績

年度	燃 煤			燃 氣			合 計		
	購電量 (億度)	購電 電費 (億元)	平均 購價 (元/度)	購電量 (億度)	購電 電費 (億元)	平均 購價 (元/度)	購電量 (億度)	購電 電費 (億元)	平均 購價 (元/度)
99	224.63	474.24	2.13	163.83	615.34	3.77	388.46	1,089.57	2.82
100	216.76	473.54	2.21	178.82	703.65	3.96	395.58	1,177.19	3.00
101	221.41	533.87	2.44	151.96	693.46	4.59	373.37	1,227.33	3.32
102	214.74	493.68	2.31	160.48	745.91	4.66	375.22	1,239.59	3.31
103	215.24	455.32	2.13	171.81	780.80	4.56	387.05	1,236.12	3.21

四、我國民營電廠購電費率及調整機制

(一) 購電費率訂定原則

第一、二階段係各機組競比低於底價之得標價格，第三階段係本公司公告價格，競標底價與公告價格均以本公司相同電源機組（燃煤或複循環燃氣機組）之發電成本（含電源線）訂定，即依設定的相關參數，如折舊年限、投資報酬率等進行核計。

(二) 購電費率結構

購電費率包含容量費率及能量費率

容量費率 = 資本費 + 固定營運與維護費

能量費率 = 燃料成本 + 變動營運與維護費 + 促進電源開發協助基金（以下簡稱協助金） + 空污費（適用燃煤機組）

容量費率反映電廠投資之固定成本，不論有無發電均會產生，主要為資本費；能量費率反映變動成本，伴隨發電而產生，主要為燃料成本。

(三) 購電費率調整機制

1. 資本費

資本費反映之成本包含發電設備、電源線投資及土地每年所產生之折舊、利息、所得稅、財產稅捐及自有資金報酬，其計算方式係將合約期間 25 年各年年費用以折現率計算加總之完工年現值，經均化公式核計而得之每年本公司應支付 IPP 之年費用。

資本費無調整機制，各年資本費第一、二階段依下列公式計得，並明訂於合約中，而第三階段係開放時由本公司公告。

$$\text{資本費} = \text{完工年現值} \times (r_0 - j) \times (1 + j)^{t-1} \times \left\{ 1 - \left[\frac{1 + j}{1 + r_0} \right]^n \right\}$$

其中：

r_0 ：折現率(%)

j ：物價上漲率(%)

t ：商業運轉起第 t 年

n ：機組耐用年限

2.固定、變動營運與維護費

每年依行政院主計處公布之前一年躉售物價指數相對於基準年之躉售物價指數變動率進行調整。

$$\text{調整後運維費} = \text{報價(公告)運維費} \times \frac{\text{前一年度躉售物價指數}}{\text{基期年度躉售物價指數}}$$

3.燃料成本

燃煤機組：97年5月12日修訂為按前一年度（原按前一會計年度）本公司相同燃料機組平均燃料熱值成本相對於基準年之熱值成本變動率進行調整。

$$\text{調整後燃料成本} = \text{報價燃料成本} \times \frac{\text{前一年度台電相同燃料機組平均燃料熱值成本}}{\text{報價年度台電相同燃料機組平均燃料熱值成本}}$$

燃氣機組：96年10月9日修訂為按中油公告之發電用天然氣價格所計得之熱值成本（原按前一年度本公司天然氣發電平均熱值成本）相對於基準年之熱值成本變動率進行即時調整。

$$\text{調整後燃料成本} = \text{報價(公告)燃料成本} \times \frac{\text{中油公告之天然氣價格所計得之熱值成本}}{\text{報價(公告)年度台電相同燃料機組平均燃料熱值成本}}$$

4.協助金

以前一年購電平均單價扣除前一年協助金費率後，再乘上協助金提撥率後計得；提撥率係依本公司促進電力發展營運協助金執行要點辦理。

$$\text{協助金} = \frac{\text{前一年購電電費} - \text{前一年協助金}}{\text{前一年購電度數}} \times \text{提撥率}$$

表 3、影響每年購電費率參數

參數	影響購電費率	關係
躉售物價指數	固定、變動營運與維護費	正向變動
本公司燃煤機組 平均燃料熱值成本	燃煤 IPP 燃料成本	
中油公告天然氣價格	燃氣 IPP 燃料成本	
協助金提撥率	協助金	
前一年購電電費	協助金	
前一年購電度數	協助金	反向變動

(四) 購電費率探討

1. 資本費未有調整機制探討

依國際慣例，固定的電費收入係融資還款之主要依據，且資本費不隨利率浮動調整之作法，係多數國外電業所採用；另以投資學之角度而言，採競價之招標方式，購售電雙方於訂價時，即應考慮合約期間之利率風險，若利率變動與其預測有差距而影響其營運時，亦應由雙方各自承擔，可考量另以財務操作手段避險。綜上，本公司參酌多數國外電業作法，訂定資本費時並未考量調整機制。

2. 資本費有關物價上漲率探討

第一、二階段將物價上漲率（前十年平均消費者物價總指數變動率 2.897%）納入均化公式計算，各年度均化後之資本費呈現前低後高且逐年遞增之趨勢（倘未考量物價上漲率，各年度均化後之資本費呈現各年度均相等之水平趨勢），係為避免合約期間各年度實質價位遞減，對業者而言，各年度實質總所得不變，僅減緩成本回收速度，此與電業屬長期性投資、成本回收緩慢之特性吻合，且有無考量物價上漲率之資本費在合約期間之超、短付部分將相互抵銷。

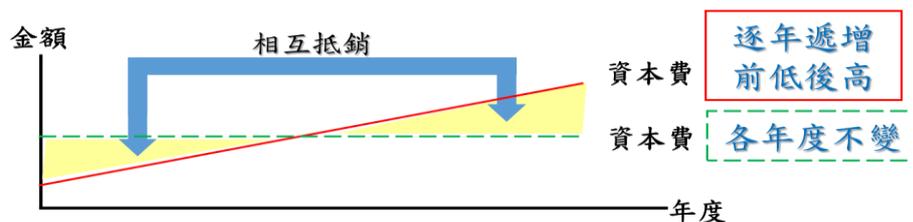


圖 4、有無考量物價上漲率之資本費趨勢圖

第三階段則未考量物價上漲率（物價上漲率=0），係考量若在實際物價上漲率低於原先設定之情形下，將造成合約期間超付容量電費逐年增加，故第三階段訂定價格時將物價上漲率之因素移除。

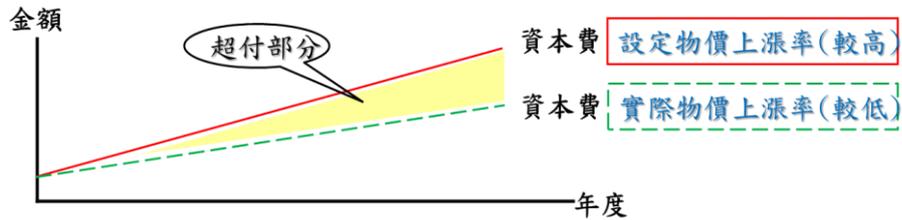


圖 5、不同物價上漲率之資本費趨勢圖

不論有無考量物價上漲率，本公司支付資本費之折現總值均等於 IPP 報價之完工年現值，即有考量物價上漲率資本費之折現總值與未考量物價上漲率之折現總值均相等。

3.資本費有關折現率探討

不論有無考量物價上漲率，設定之折現率較高，每年資本費亦較高。

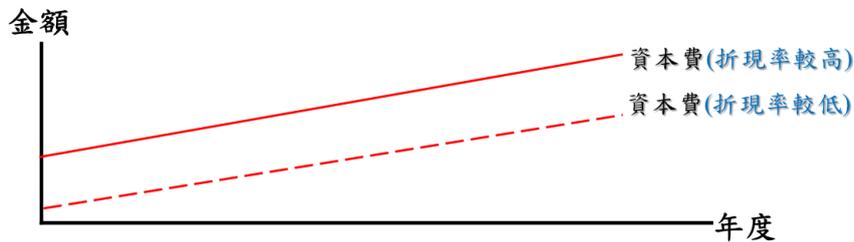


圖 6、有考量物價上漲率下不同折現率之資本費趨勢圖



圖 7、未考量物價上漲率下不同折現率之資本費趨勢圖

4. 燃料成本調整機制修訂探討

有關燃煤及燃氣機組燃料成本調整機制之修訂，均係為了將反映燃料成本之期間縮短，由於預期燃料成本變動可能上升，亦可能下降，長期而言，燃料成本調整機制之修訂對於購售電雙方均屬公平。

表 4、IPP 燃料成本調整機制修訂前後影響

IPP	修訂前	修訂後	修訂前後之影響	
			燃料價格上漲	燃料價格下跌
燃煤	落後一年半反映	落後一年反映	提前反映，購電支出增加	提前反映，購電支出減少
燃氣	落後一年反映	即時反映		

IPP 燃料成本調整機制運作方式如下圖，假設燃氣 IPP 按修訂前之機制落後一年反映燃料成本，實線為當年度實際燃料價格，虛線為落後 1 年反映的燃料價格，斜線區域為兩者落差。假設燃料價格經數年波動後，回復至原價位，則自 y2 年至 y7 年，IPP 每年支付之實際燃料價格分別為 p2、p3、p4、p3、p2、p1，而本公司付予 IPP 之燃料價格則為前一年的價格，分別為 p1、p2、p3、p4、p3、p2。由此可知，假設燃料價格有漲有跌，則燃料成本調整機制修訂前後 L1、L2、L3 區域之落差將相互抵銷。

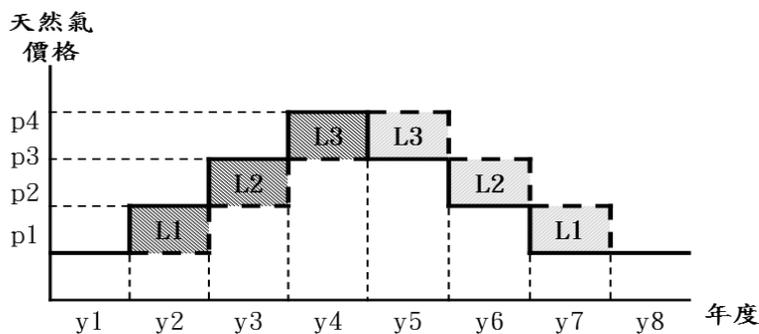


圖 8、燃料成本調整機制運作示意圖

五、美國加州電業購電費率說明

(一) 太平洋瓦斯與電力公司 (Pacific Gas and Electric Company, PG&E) 簡介

本次實習計畫係參訪加州三大民營公用電業之太平洋瓦斯與電力公司 (以下簡稱 PG&E)，該公司創立於西元 1905 年，總部位於舊金山市，係美國大型綜合電業代表之一，約有 2 萬名員工負責從事輸配電業務。

PG&E 提供天然氣與電力服務，用戶數約 1,600 萬戶 (加州總用戶數約 3,000 萬戶)，服務範圍遍及加州中北部 (約占全加州三分之二)，北至奧勒岡州，南至貝克斯菲爾德市，西至太平洋區域，東至內華達州。



圖 9、加州三大民營公用電業供電區域分布圖

(資料來源：Federal Energy Regulatory Commission，<http://www.ferc.gov/>)

(二) PG&E 電力採購計畫 (Electric Procurement)

為減少發電產生之溫室氣體排放，美國實施聯合發電採購計畫(Combined Heat and Power Program)，該計畫規定綜合電業向聯合發電業者(Combined Heat and Power, CHP)之購電程序；為支持國家減少溫室氣體排放之目標，PG&E 針對各類型之聯合發電設備訂有不同的合約內容，依燃料別區分包含再生能源、汽電共生、天然氣等類型；依發電設備裝置容量區分包含小於 5 千瓩、5 ~ 20 千瓩、大於 20 千瓩等類型；依合約到期區分包含現有合約、新式合約等類型。

(三) PG&E 可利用合約 (As-Available Contract)

可利用合約 (As-Available Contract) 係前述 PG&E 與聯合發電業者簽訂之合約類型之一，該合約係自西元 2011 年 11 月 23 日開始適用，僅限利用天然氣發電之設備，另亦訂有聯合發電設備之裝置容量必須大於 20 千瓩，且每年發電量不超過 131,400 千度等條件限制。

(四) 購電電費時間帶 (Time of Delivery Periods, TOD Period)

可利用合約規定之購電電費係每月支付，並劃分為 4 個時間帶，分別為尖峰(Peak)、半尖峰(Partial-Peak)、離峰(Off-Peak)與超級離峰(Super Off-Peak)時間，該時間帶可再以季節(夏月、冬月)劃分為數個時間帶。

每月購電電費係按表 5 劃分之時間帶計算，即依各時間帶計得之電費加總後，再予支付業者，計算如下：

(尖峰時間容量電費 + 半尖峰時間容量電費 + 離峰時間容量電費 + 超級離峰時間容量電費) + (尖峰時間能量電費 + 半尖峰時間能量電費、離峰時間能量電費 + 超級離峰時間能量電費)

表 5、購電電費時間帶劃分

SEASON AND TIME PERIOD			
Time Period	Period A - Summer May 1 - October 31	Period B - Winter November 1 - April 30	Applicable Days
Peak	Noon - 6:00 p.m.	N/A	Weekdays except Holidays
Partial-Peak	8:30 a.m. – Noon	8:30 a.m. - 9:30 p.m.	Weekdays except Holidays
	6:00 p.m. - 9:30 p.m.		Weekdays except Holidays
Off-Peak	9:30 p.m. - 1:00 a.m.	9:30 p.m. - 1:00 a.m.	Weekdays except Holidays
	5:00 a.m. - 8:30 a.m.	5:00 a.m. - 8:30 a.m.	Weekdays except Holidays
	5:00 a.m. - 1:00 a.m.	5:00 a.m. - 1:00 a.m.	Weekends & Holidays
Super Off-Peak	1:00 a.m. - 5:00 a.m.	1:00 a.m. - 5:00 a.m.	All Days

(資料來源：Pacific Gas and Electric Company，<http://www.pge.com/>)

(五) 合約訂定關鍵因素與購電費率訂定原則

1.合約訂定關鍵因素

對購電方（電業）而言，發電業的彈性（Flexibility）係最主要考量之因素，過去較偏重當電力短缺時，發電業可即時供應電源之能力，近來彈性之概念則包含當電力過剩時，發電業可迅速降載之能力。

對售電方（發電業）而言，確保穩定可靠的收入來源係最主要考量之因素，除可使業者較易取得銀行融資外，日後亦可回收相關投資成本並獲取利潤。

2.購電費率訂定原則

由於美國電力市場業已自由化，有關購售電雙方之權利義務等規定均已明訂於合約中，並可於公開資訊取得，而 PG&E 購電費率係以迴避成本原則訂定，與本公司作法相同。

(六) 購電費率結構

購電費率包含容量費率及能量費率

容量費率=可利用容量費×容量支付分攤因子

能量費率=[(熱耗率×熱值成本)+變動營運與維護費]×時間因子+溫室氣體排放費

容量費率主要考量資源適足性，如準備可滿足尖峰負載需求之可靠容量所需成本；能量費率主要考量電力傳送時間之價值(成本)，如尖峰時間、離峰時間發電成本之差異等。

(七) 購電費率調整機制

1. 可利用容量費

可利用容量費係由 PG&E 陳報 CPUC 並經核准後，明訂於購售電合約中，每年以 4.6%~3.6%之成長率逐年遞增。可利用容量費無調整機制，惟每月容量電費必須乘上容量支付分攤因子，該因子亦須經 CPUC 核准，計算方式原則上係計算各時間帶之容量成本，再依比例分攤計得。由表 6 得知，夏月各月容量電費支付合計約占整體容量電費之 80%，其他 20%則於冬月支付。

表 6、容量支付分攤因子

Capacity Payment Allocation Factors		
<i>Season</i>	<i>TOD Period</i>	<i>Factor</i>
Summer	Peak	0.7619
	Partial-Peak	0.0238
	Off-Peak	0.0002
	Super Off-Peak	0.0000
Winter	Peak	N/A
	Partial-Peak	0.2125
	Off-Peak	0.0015
	Super Off-Peak	0.0000

(資料來源：Pacific Gas and Electric Company，<http://www.pge.com/>)

2.燃料成本

能量費率中之熱耗率與熱值成本之乘積即為燃料成本，每年年初按時間因子（Time-Of-Use Factors, TOU Factors）調整，計算方式原則上係計算各時間帶之能量成本，再依比例分攤計得。由表 7 得知，夏月尖峰時間之時間因子最高，係為反映該段期間生產電力之價值（成本）高於其他時間，該時間因子係經 CPUC 核准並由 PG&E 進行設定與調整。

3.變動營運與維護費

由於變動營運與維護費係能量費率之一，每年年初隨前述時間因子調整機制與燃料成本同時進行調整。

表 7、能量支付時間因子

Energy Payment TOU Factors		
<i>Season</i>	<i>TOD Period</i>	<i>Factor</i>
Summer	Peak	1.2564
	Partial-Peak	1.1535
	Off-Peak	0.9155
	Super Off-Peak	0.7439
Winter	Peak	N/A
	Partial-Peak	1.1395
	Off-Peak	0.9628
	Super Off-Peak	0.8216

（資料來源：Pacific Gas and Electric Company，<http://www.pge.com/>）

(八) 購電費率探討

1. 容量支付分攤因子探討

由於 PG&E 訂定容量費率之主要考量因素係資源適足性，如準備可滿足尖峰負載需求之可靠容量（CPUC 規定三大民營公用電業必須預先準備可靠容量去滿足當年 90% 之負載需求）所需成本，故每月容量電費必須乘上容量支付分攤因子，PG&E 夏月各月容量電費支付合計約占整體容量電費之 80%，其他 20% 則於冬月支付，俾反映應付系統高載期間之容量成本，於此作法下，每年支付業者之容量電費總額即為合約表列總金額。

2. 能量支付時間因子探討

由於 PG&E 訂定能量費率之主要考量因素係電力傳送時間之價值（成本），如尖峰時間、離峰時間發電成本之差異等，故設定時間因子調整機制。經查該調整機制與 PG&E 訂定售電電價有關時間電價所劃分之尖離峰時間大致相同，售電電價於夏月共劃分尖峰、半尖峰、離峰時間（包含購電電費時間帶之超級離峰時間）3 個時段；冬月則劃分半尖峰、離峰時間（包含購電電費時間帶之超級離峰時間）2 個時段。因此，無論購電電價或售電電價之能量費率均係為反映不同時間之成本差異而訂定，兩者明顯相關。

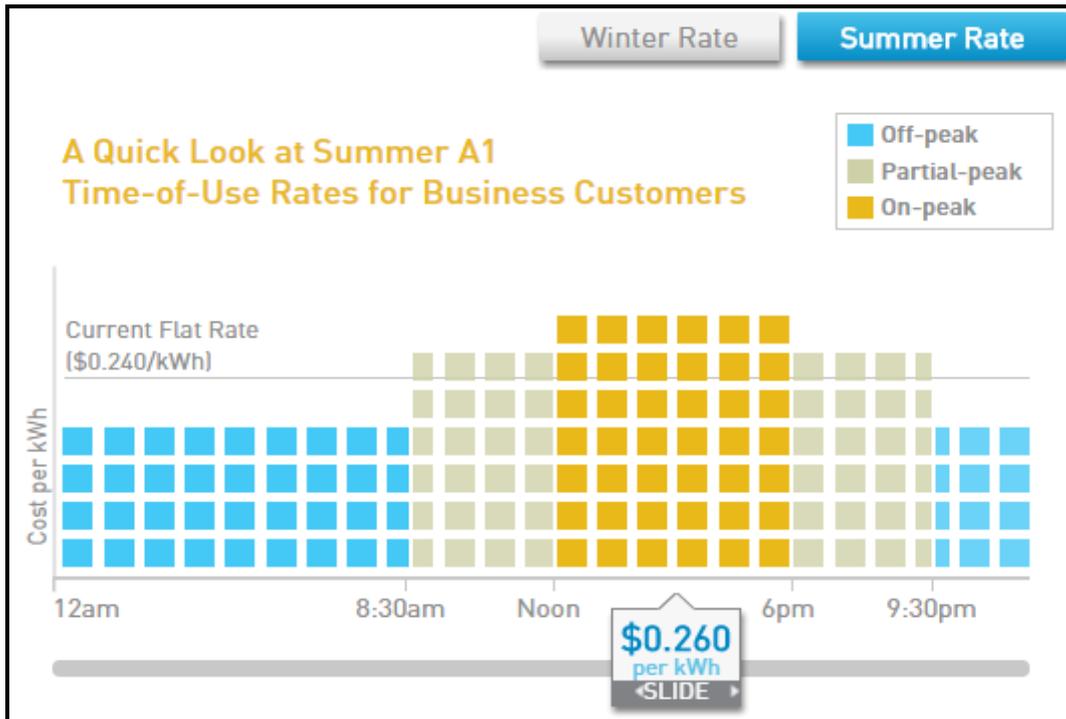


圖 10、PG&E 售電電價有關大用戶時間電價夏月時間劃分圖
(資料來源：Pacific Gas and Electric Company，<http://www.pge.com/>)

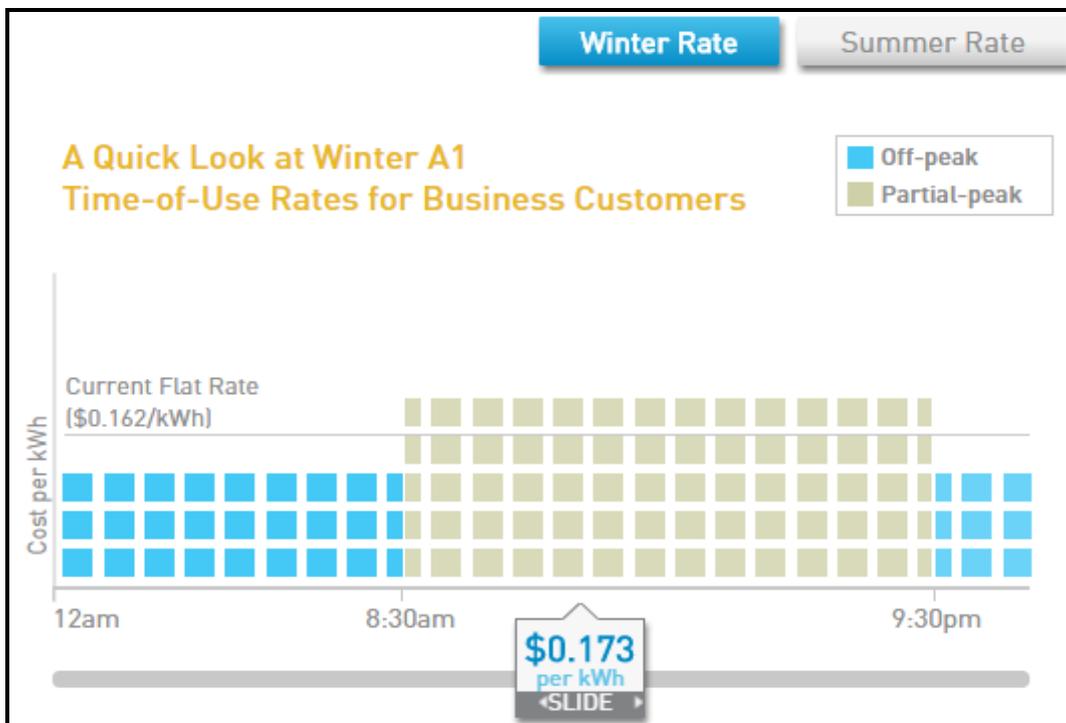


圖 11、PG&E 售電電價有關大用戶時間電價冬月時間劃分圖
(資料來源：Pacific Gas and Electric Company，<http://www.pge.com/>)

(九) 購電費率比較

比較本公司 IPP 購售電合約與 PG&E 可利用合約有關購電費率項目，PG&E 可利用合約並無固定營運與維護費及協助金項目；在調整機制部分，容量費率占比最高之資本費與可利用容量費均無調整機制（見表 8 註），而能量費率占比最高之燃料成本亦均訂有調整機制。

表 8、本公司與 PG&E 購電費率比較

項目	本公司		PG&E	
	購電費率	調整機制	購電費率	調整機制
資本費（可利用容量費）	✓	註	✓	—
固定營運與維護費	✓	✓	—	—
燃料成本	✓	✓	✓	✓
變動營運與維護費	✓	✓	✓	✓
協助金	✓	✓	—	—
空污費（溫室氣體排放費）	✓	—	✓	—

註：本公司訂定資本費時並未考量調整機制，現行資本費隨利率浮動調整機制係 102 年 8 月 28 日與 9 家 IPP 完成修約後，溯自 101 年 12 月起生效。

參、心得與建議

一、心得

(一) 電業管制單位之成立

加州電力市場管制機構從上到下分別為聯邦能源管制委員會、加州能源委員會、加州公用事業委員會、市立公用事業管理委員會等，其職責包含擬訂能源政策、管制市場價格、發展再生能源與替代能源等，其中加州公用事業委員會主要管制加州三大民營公用電業；而行政院會於 104 年 7 月 16 日通過「電業法修正草案」，因應電力市場架構調整，與加州相同，亦成立專責之電業管制單位，其職責係負責電力市場監督與管理業務，包含電力市場管理、電力調度監督管理、用戶用電權益監督管理、電價與各種收費費率及其計算公式之核定等事宜，以維持市場交易秩序。

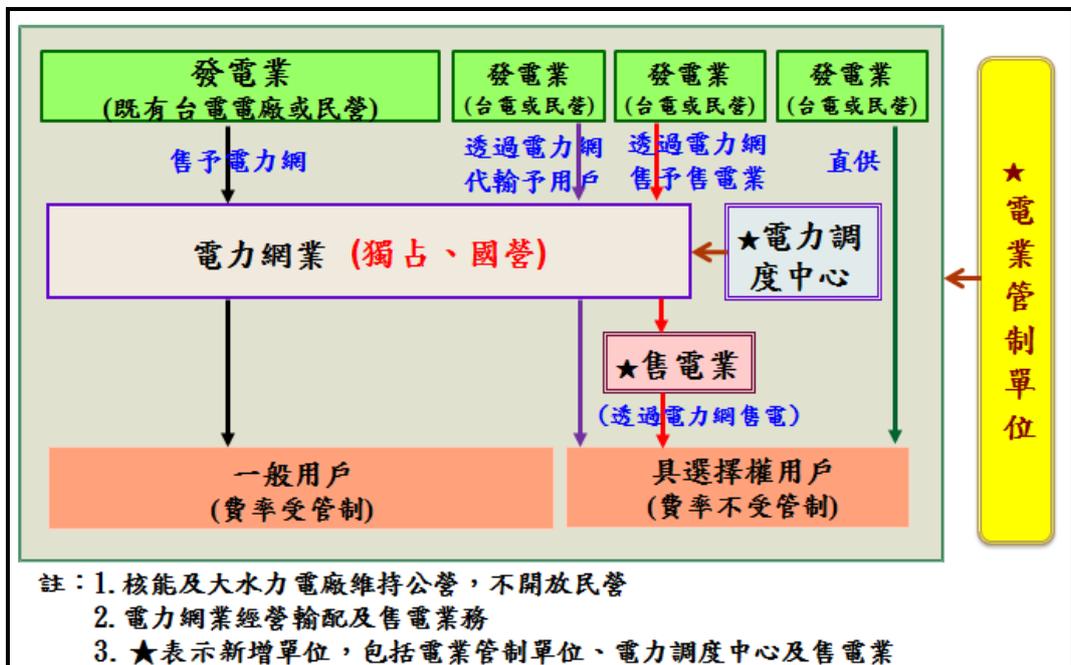


圖 12、電業自由化後之電力市場架構（廠網分離）圖

（資料來源：經濟部能源局 104 年 5 月 26 日向行政院報告電業法修正草案簡報）

(二) 長期合約之簽訂

加州電力市場參與者包含市立公用電業、三大民營公用電業、民營電廠、市場交易者等；而行政院院會於 104 年 7 月 16 日通過「電業法修正草案」，亦將整體電業切割為「電力網業、發電業、售電業」3 大部分，與加州類似，惟該草案所規劃的電力市場中未強制設置電力交易所，電力交易以長期合約為主要電力來源，而加州電力市場初期禁止長期合約，使消費者必須到躉售或即期現貨市場購電，因電價波動大，後來也放寬簽署長期合約的限制。基此，長期合約之簽訂不但有助於提升電力供應穩定度，亦有助於規避電價劇烈波動之風險。

(三) 購電費率調整機制之建立

由於電業與 IPP 簽訂長期合約仍為未來電力供應之主流，有關購電費率之訂定、調整機制之建立等合約重要項目，在未來瞬息萬變之電力市場下，尤顯重要。合理的購電費率及其調整機制不僅可以讓本公司以合理成本取得電力，亦讓 IPP 可回收相關投資成本，更確保 IPP 於保證發電時段（IPP 應按其機組額定出力提供連續運轉之時段）可提供本公司足夠應付系統高載期間之電能，對購售電雙方以及用戶而言，均屬有利。

二、建議

未來電業自由化下本公司外購電力訂價策略之建議：

(一) 開放方式採「電價競比」及「公告價格」之比較

由於美國電力市場業已自由化，有關購電費率及調整機制等規定均已明訂於合約（範本）中，與我國第三階段開放 IPP 採公告價格之方式類似。依第三階段採行公告購電條件與購電價格之開放方式，業者須先經較嚴格之資格審查後方得提出申請設置，其目的係讓具有資格（環評完成審查、地方政府同意等）及能力（財務計畫周延無虞）之業者加入電力市場，以確保本公司開放容量目標之達成，若依電價競比方式進行，在業者低價搶標情形下，本公司雖可以較低價格購電，惟業者是否具備如期商轉之能力等變數仍多，對於達成增加電源之政策目的反較不利，第一、二階段獲選業者多數無法如期商轉即為例證（因採競比模式產生零星機組、低價搶得籌設權及籌設過程遭遇困難而無法確保電力供應等問題）。

綜合前述各階段開放經驗，為確保電力供應來源無虞及購電價格低於迴避成本以減少購電支出，第四階段開放方案則係業者須先取得建廠計畫及環評等六項文件，由經濟部辦理評選作業後，再將合格申請者名單送請本公司辦理競價作業。

在我國電力市場尚未自由化前，未來開放方式建議仍採第四階段電價競比之方式辦理。

（二）資本費不予考量物價上漲率

PG&E 之可利用容量費每年係以 4.6%~3.6%之成長率逐年遞增，該成長率於相關合約（範本）中並無提及係以物價上漲率為基礎計算，而第一、二階段開放發電業「設立發電廠申請須知」中容量費率之經濟資產持有成本係均化至機組經濟壽年期間各年，即依據本公司與發電業者購售電合約書（範本）所訂之經濟資產持有成本均化公式，將合約期間內投資年費用之折現總值納入物價上漲率進行均化。

由此可知，均化公式並非指均化後之各年度資本費皆相等，第一、二階段因考量物價上漲率，各年度均化後之資本費呈現前低後高且逐年遞增之趨勢，而第三階段未考量物價上漲率，各年度均化後之資本費呈現各年度均相等之水平趨勢，考量兩者的折現總值均相等，且由於物價上漲率並無調整機制，為避免資本費逐年遞增引發外界質疑及設定物價上漲率過高造成合約期間超付容量電費逐年增加，建議未來資本費之計算不予考量物價上漲率。

（三）資本費隨利率浮動調整機制納入未來合約內容

依國際慣例，合約期間之利率風險應由購售電雙方各自承擔，故資本費不隨利率浮動調整之作法，係多數國外電業所採用，PG&E 之可利用容量費亦無調整機制；惟自 92 年起市場利率持續下降，因受限於合約規定，反映利息費用之資本費無法隨利率變動進行調整，為此本公司多次與 IPP 積極進行協商，並透過經濟部能源局召會調處，仍無法取得修約共識，之後在立法院刪減購電預算並經本公司向法院提起訴訟及公平會主動介入調查後，9 家 IPP 終於陸續同意修約，迄至 102 年 8 月 28 日均完成修約並溯自 101 年 12 月起生效。

由於資本費係反映業者資金成本、折舊等之電廠投資成本，故業者因利率下降所節省之貸款利息費用，應反映於資本費之減少。本公司目前已與 9 家 IPP 完成資本費隨利率浮動調整機制之修約，未來開放 IPP 時，建議將該調整機制納入合約內容，俾真實明確地反映 IPP 利息費用及本公司購電成本。

(四) 燃料成本調整機制與電價公式相關規定連動調整

PG&E 之燃料成本每年年初按時間因子調整，係為反映各段期間生產電力之價值（成本），與我國燃料成本（燃氣機組）按冬月（1~3 月、12 月）、其他月（4~5 月、10~11 月）、夏月（6~9 月）計算不同季節（時間）燃料成本之概念相同；另一方面，亦與其訂定售電電價有關時間電價所劃分之尖離峰時間大致相同，即購電電價或售電電價之能量費率均係為反映不同時間之成本差異而訂定，兩者明顯相關；而本公司現行售電電價係按 104 年 1 月 20 日經立法院審定通過之電價費率計算公式每半年檢討一次，於每年 3 月及 9 月底前由經濟部設置之「電價費率審議會」開會審查電價公式中各項成本及合理利潤之合理值，若電價應調整，其調整時間訂為當年 4 月 1 日及 10 月 1 日。

$$\text{每度平均電價} = \frac{\text{燃料} + \text{稅捐及規費} + \text{合理利潤} + (\text{折舊} + \text{利息}) + (\text{用人費用} + \text{維護費} + \text{其他營業費用}) - \text{綠色電價收入} - \text{其他營業收入}}{\text{售電度數}}$$

前述各項成本亦包含本公司向 IPP 購電之燃料成本，故現行本公司依燃料成本調整機制支付 IPP 之燃料成本，已可反映於電價公式中，併同其他成本及合理利潤計得總電費收入，進而分配調整至各類售電電價後向終端用戶收取；惟現行電價公式運作機制訂有設定漲幅上限（半年調幅不超過 3%，全年累計調幅不超過 6%）之規定，基於 IPP 相當於本公司之衛星發電廠，亦屬於本公司供應鏈的一環，未來開放 IPP 時，建議燃料成本調整機制應與電價公式相關規定連動調整，如設定漲幅上限或按實際（核定）電價調幅與預定電價調幅之比值按比例調整等，即未來倘本公司售電電價因而未能足額反映成本，該漲幅上限管制之價差應由 IPP 與本公司共同負擔，以符公平原則。

由於現行電價公式施行期間為 2 年，倘施行期間屆滿後，有關燃料成本調整機制與電價公式連動調整部分，建議配合電價公式修訂而調整，俾讓 IPP 與本公司共同分攤電價管制之責任。

（五）其他費率項目（固定、變動營運與維護費及協助金）

PG&E 之容量費率並無固定營運與維護費項目，而變動營運與維護費則與燃料成本同按時間因子調整，與我國分別按躉售物價指數變動率與燃料成本調整機制調整不同，基於現行固定、變動營運與維護費調整機制尚屬合宜，故建議仍維持原調整機制，每年依行政院主計處公布之前一年躉售物價指數相對於基準年之躉售物價指數變動率進行調整。

PG&E 之能量費率並無協助金項目，基於本公司為促進電力發展及設施營運之順利進行，增進發電、輸電及變電設施周邊地區居民福祉，及提升本公司企業形象之需，特訂有「台灣電力股份有限公司促進電力發展營運協助金執行要點」，故建議協助金仍維持原調整機制，每年以前一年購電平均單價扣除前一年協助金費率後，再乘上協助金提撥率調整。

（六）雙邊合約簽訂之限制

由於電業自由化下，雙邊合約係由電能供給者與電能需求者自由簽訂，並協商決定合約相關內容，即雙方必須在互惠互利之前提下始有可能合意簽約，故前述建議事項未來仍須視電力市場開放程度、電業管制單位管制範圍、購售電雙方談判技巧等因素予以檢討。

三、誌謝

感謝公司各級主管給予本次赴美實習的機會，並承蒙 Nexant 公司在當地的積極安排與聯繫，謹致上最深的謝意。

肆、參考資料

- 一、我國推動電業自由化之最適市場運作模式研究，財團法人中華經濟研究院，民國 104 年 5 月。
- 二、「美國電力自由化政策與法規探討：以賓澤馬及加州為焦點」，許志義、黃鈺愷、王京明，民國 103 年 11 月。
- 三、A Summary and Comparison of the Time of Delivery Factors Developed by the California Investor-Owned Utilities for Use in Renewable Portfolio Standard Solicitations, California Energy Commission, August 2006.
- 四、Federal Energy Regulatory Commission，<http://www.ferc.gov/>。
- 五、California Energy Commission，<http://www.energy.ca.gov/>。
- 六、California Public Utilities Commission，<http://www.cpuc.ca.gov/>。
- 七、California ISO，<http://www.caiso.com/>。
- 八、Pacific Gas and Electric Company，<http://www.pge.com/>。