

調查報告

壹、案由：台灣電力股份有限公司為綜合電業，目前身處獨占市場。該公司計算成本方式，能否適當反映該公司提供輔助服務作業之影響？實務與理論是否有落差？計算均化發電成本之方式是否妥當？均有深入瞭解之必要。

貳、調查意見：

本案係自動調查之案件，經函請台灣電力股份有限公司（下稱台電公司）查復說明，並約詢該公司相關業務主管人員及赴該公司暨其第二核能發電廠（下稱核二廠）北部展示館履勘後，業已調查竣事，茲將調查意見臚列如後：

一、台電公司面對「核能發電輔助服務成本不實」之質疑，溝通能力不足，僅以「將於電業自由化後會考慮」加以回應，既未釐清核能發電之成本與總發電成本的區別，亦未提出輔助服務成本占總發電成本之比例，說明影響之幅度，更未敘明台電公司現階段所處之市場型態屬獨占，非競爭型，並無多個買方及多個賣方，不可能出現客觀價格發現機制，亦未區分「成本」與「售價」之角色，致台電公司核電「輔助服務」成本「不實」之疑慮遲未釐清，嚴重影響經濟部及台電公司有關核能成本資訊之公信力，核有不當：

（一）按「市場」，係指生產某特定產品的廠商（供給者）及消費者（需求者）的集合，雙方共同藉價格而決定該產品之供需數量。市場得按競爭程度之強弱而區分為完全競爭市場、不完全競爭市場，以及獨占市場；其中不完全競爭市場又可進一步再區分為獨占性競爭市場與寡占市場。在完全競爭市場，買方及賣方廠商家數甚多，均可自由進出市場，個別廠商

完全沒有影響價格的能力，只能接受由市場所決定之價格，成為價格的接受者。不願接受該價格的廠商，在長期，可選擇退出市場。在獨占市場，市場上只有一家生產者，該廠商代表整個產業，獨占市場之形成，常是存有進入障礙之故。¹

(二)次按輔助服務 (ancillary services)²，係在發電時提供，包括負載追隨 (load following)、電力及電壓之隨時調整 (reactive power-voltage regulation)、系統控制 (system control)，以及系統保護 (system protective services)、損失補償 (loss compensation service)、負載調度 (load dispatch services) 及電能不平衡 (energy imbalance services) 等服務，目的在維持輸電系統 (transmission system) 之可靠。美國 MISO (Midwest ISO, Independent System Operator) 又把輔助服務又分為三類：頻率備轉容量 (regulating reserve)、即時備轉容量 (spinning reserve)、補充備轉容量 (supplemental reserve)。

(三)台電公司表示，在國外電業已自由化的國家，如美國，其電力市場之設計，係基於所交易之商品而概分，商品既有電力及輔助服務二類，市場即有「能量市場」及「輔助服務市場」二類。在能量市場交易之商品，係與機組輸出之電能(「度」)有關，在輔助服務市場交易之商品，則與機組保留的發電容

¹ 張清溪、許嘉棟、劉鶯釧、吳聰敏 (民 84)，《經濟學理論與實際(三版)上冊》，臺北：翰蘆圖書出版有限公司。

² 美國 FERC 對輔助服務 (ancillary services) 之定義，為「Those services necessary to support the transmission of electric power from seller to purchaser, given the obligations of control areas and transmitting utilities within those control areas, to maintain reliable operations of the interconnected transmission system. Ancillary services supplied with generation include load following, reactive power-voltage regulation, system protective services, loss compensation service, system control, load dispatch services, and energy imbalance services.」(103.5.6 取自 <http://www.ferc.gov/market-oversight/guide/glossary.asp>)

量(「趺」)有關。在自由市場中，發電業者的決策，可以是令機組滿載發電，全部參與能量市場，獲取電力之售價收入，亦可以是令機組降載，保留部分發電容量，另再參與輔助服務市場，同時自二個市場分別獲取售電及提供輔助服務的收入；甚至可以是令機組全不發電，僅維持可隨時接受調度之狀態，而提供輔助服務並獲取輔助服務收入。售電業者(LSE, load serving entity)則透過獨立電力調度中心(ISO)，向發電業者購入電能及各種輔助服務，並支付代價，再依使用者付費原則，向用戶端收取二類費用，回收其先前已支付之代價。

另據台電公司所提供美國 MISO 之資料指出，MISO 係於 1998 年成立，美國聯邦能源管制委員會(FERC)於 2001 年 12 月核准其成為全國第一個區域輸電組織(Regional Transmission Organization, RTO)，電業自由化後之市場出現，MISO 得進行可靠性協調，提供區域規劃(regional planning)服務，進行區域規劃、發電互聯(generation interconnection)、停電協調(maintenance coordination)，市場監測(market monitoring)和爭議處理(dispute resolution)等程序；2002 年 2 月 1 日，FERC 接受 MISO 的開放併網輸電費率(Open Access Transmission Tariff, OATT)，MISO 開始能提供區域傳輸(代輸)服務；2009 年 1 月 6 日，MISO 推出輔助服務市場(Ancillary Service Market, ASM)，同時也成為該地區的平衡管制機構(balancing authority)，對發電資源進行區域平衡的調度指揮，整合調頻備轉容量、即時備轉容量及補充備轉容量等輔助服務市場進入即時市場，根據出價(offers)和要價

(bids) 的競價結果，進行集中調度。

MISO 市場按交易產品之時間，區分為 1 日前交易市場 (day-ahead market, 簡稱日前交易市場) 與即時交易市場 (real-time market)。在日前交易市場，發電業者 (電源端) 提出電能 (energy) 及備轉容量 (operating reserve)³ 二類產品之報價 (resource offers)，由售電業者 (LSE, 售電端) 投標 (demand bids)，依供需理論，分別決定當時市場之電能及備轉容量即輔助服務 (AS) 價格；日前交易市場係基於一日之前的預估需求量，該預估與當時實績需求數量有差異，以即時交易市場持續修正。至於在 day-ahead 市場及 real-time 市場交易的產品，分電能及備轉容量輔助服務 (ancillary services) 二大類，市場規則規定，售電公司 (LSE) 需採購電能及輔助服務 (AS)。售電公司所需支付之電能、輔助服務及各項市場交易費用，均由 MISO 與售電公司結清、確認及收取；所應支付給發電公司的電能、輔助服務及所需支付之各項市場交易費用，則由 MISO 與發電公司結清、確認及支付。各項市場交易之相關費用，由 MISO 根據不同市場類別，依照每小時交易量計算，由買、賣雙方自行負擔，MISO 扮演中立非營利角色。MISO 僅向市場參與者收取維持市場運作所需之管理費用，包括 DA-RT⁴ ADMIN、FTR⁵ ADMIN。

(四) 另各國輔助服務成本之高低有別。根據 MISO 的資訊，平均總負載「成本」(Total AVG COST/Mwh for Load) 中，平均邊際電能成本 (Weighted LMP) 的占比，

³ 即輔助服務。

⁴ DA: day-ahead; RT: real-time

⁵ FTR: financial transmission rights

高達 98-99% (如 1 月： $\$27.59 \div 27.76$)，各項服務成本約 1-2%，而其中調節及頻率、即時備轉容量及補充備轉容量等三項輔助服務成本之占比僅，0.2-0.3% (如 1 月： $[\$0.03+0.02+0.01] \div \27.76)。再參考美國柏克萊國家實驗室 2007 年「Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience」的資料，美國東北區域之 PJM (包括美國東部賓州【Pennsylvania】、紐澤西州【New Jersey】、馬里蘭州【Maryland】併聯而成之電網)、美國德州 ERCOT (Electric Reliability Council of Texas，德州電力調度中心)、英國 NGC (National Grid Company，國家電力供應公司)、北歐、澳洲 NEMMCO (National Electricity Market Management Company，國家電力市場管理公司) 等 5 個大型電力交易市場之輔助服務成本，約占總交易金額之 2-3%。另依據西班牙 RED 電網公司之 2009 年輔助服務市場的資料，因風力發電之不穩定性較高，所須 AS 亦較高，而該公司風力發電之比例較高，約占 20.1%，故輔助服務亦較高，為 225 億瓦小時，約占該市場每年總交易量(約 2,513 億度)之 8.95%，又每百萬瓦小時之輔助服務成本是 2.69 歐元，約占發電成本之 6.3%，是輔助服務占比特別高的國家⁶。

(五)查台電公司於本院約詢提供之書面說明，台電公司目前為提供發、輸、配、售之綜合電力公司，惟台電一方面表示其輔助服務之成本已含在售電總成本中、向用戶收取之電費只有一個金額，未區分電能與輔助服務之個別金額、輔助服務係由各電廠之機組提供，其提供服務之項目及數量，業務部門仍

⁶ 參見本院 101 年 12 月 5 日院台調壹字第 1010800476 號派查案，經本院財政及經濟委員會 102 年 11 月 6 日第 4 屆第 117 次會議決議修正通過之調查報告。

持續研討中，但另一方面卻又表示「我國電業…，故無輔助服務費用」，而無輔助服務費用之原因為「我國電業目前並無自由化市場機制」。嗣該公司復於103年1月29日以電計字第1038007941號函復本院稱「我國電業目前並無自由化市場機制，故輔助服務費用尚未自發電成本中分攤」。顯見，該公司就其是否有輔助服務成本，前後說明未能一致。

(六)次查台電公司於本院約詢提供之書面說明表示，「輔助服務」是指在電業自由化下，電力市場除提供「電能」交易外，為因應廣大用戶用電需求之變動，及考量電力系統的穩定、安全與品質，設計適合市場運作的輔助服務交易機制，由所有參與競價機制的發電機組提供此一服務。惟查維持系統穩定之工具與資源，不論電業是否自由化，「輔助服務」均已存在，爰該公司之說明將其限定在「電業自由化」，以及只提發電機組，未提售電業者，價格發現機制仍未能形成，有欠精確。

(七)又台電公司雖就核電成本未加入輔助服務之說明略以，國內電力尚未自由化，目前仍以綜合電業型態運作；為配合系統負載變化特性，達成整體系統最佳經濟調度，需選擇合適機組，分別由不同機組擔負基載、中載及尖載運轉之責。在此類電力系統運作中，備用容量機組係以整體電力系統最佳規劃觀點考量，並未將備用容量之成本計入特定型態的發電機組。惟查該公司係以使用核能燃料之機組為基載機組，長期運轉，因其未備轉，故未提供輔助服務，爰核能發電之成本並無納入輔助服務成本，而使用天然氣燃料之機組為中載機組，除可提供發電外，亦可提供輔助服務，爰天然氣發電之成本即包括電能成本及輔助服務成本，因該公司之總發電

成本包括使用天然氣等能源中載，尖載機組之成本，故總發電成本業已計入輔助服務之成本，並未遺漏或低估。是以，該公司面對「核電成本低估」之質疑，並未針對是否漏計輔助服務之成本而釐清所探討之發電成本，究屬核能發電成本或總發電成本，一旦釐清二種成本間的區別，即不致產生成本不實之質疑。

- (八) 未查國外電業自由化下，發電端的電力市場基於所交易之商品，有電力及輔助服務，而市場即概分為「能量市場」及「輔助服務市場」二類。以美國 MISO 為例，市場規則規定售電公司 (LSE) 需採購電能及輔助服務 (AS)，供應其用戶用電需求及因應變化，故由售電公司支付代價予提供電能及各項服務之發電公司或 MISO。對售電公司而言，輔助服務市場所決定之價格，為其成本，但對提供輔助服務之發電公司而言，則為其售價，並非成本，爰對於市場參與者而言，輔助服務之價格因參與者之身份不同，同一價格亦扮演「成本」或「售價」兩個不同角色。
- (九) 另台電公司於 103 年 5 月 3 日新聞稿說明該公司之成本計算時指出略以，「國外自由化電業市場，當然一定要考慮像『頻率調整、電壓控制、無效電力』等專業輔助服務部分的費用，目前台電是台灣惟一的綜合電業，電力系統的『輔助服務』由調度中心統籌；未來台灣如果走向電業自由化，輔助服務費用就要予以分攤，到時候必然就會考慮。」
- (十) 綜上，台電公司面對「核能發電輔助服務成本不實」之質疑，溝通能力不足，僅以「將於電業自由化後會考慮」加以回應，既未釐清核能發電之成本與總發電成本間的差異，亦未提出輔助服務成本占總

發電成本之比例，說明影響之幅度，更未敘明台電公司現階段所處之市場型態屬獨占，非競爭型，並無多個買方及多個賣方，不可能出現客觀價格發現機制，亦未區分「成本」與「售價」之角色，致台電公司核電「輔助服務『成本』不實」之疑慮遲未釐清，嚴重影響經濟部及台電公司有關核能成本資訊之公信力，核有不當。

二、台電公司於 80 年及 101 年表達之核四⁷「均化發電成本」，未能慮及使用設備幾近折舊完畢之影響，亦未主動及時提供計算之項目及參數數值，引發外界質疑，核有欠妥：

(一)有關外界認為「核電並不便宜」乙事，台電公司於 102 年 3 月 25 日新聞稿指出，「核能發電的會計成本是將折舊(建廠及各項設備投資費用之分擔)、燃料、運維費、後端費用(包括除役及核廢料處理之成本)及利息等各項成本加總後，再以實際發電度數來分攤。我國會計發電成本的計算方式，與國際作法相同，並無特殊之做法。凡是電力專家皆應瞭解成本之計算必然不會只考慮燃料成本，而不考慮建廠或其他相關成本。」、「我國運轉中的核一、核二及核三廠會計成本說明如下：因建廠費用大部分已折舊攤提完畢，故 101 年度之平均發電成本僅約 0.72 元/度。即使在核電廠運轉初期，尚未攤提完成之核電成本亦僅約 1 元/度左右。經與 101 年燃煤發電成本 1.64 元/度及燃氣複循環發電成本 3.71 元/度比較，核能發電成本並未較高。」、「興建中的龍門(核四)廠，以國際間針對尚未運轉電廠所做之生命週期『均化發電成本』估算，並考量

⁷台電公司第四核能發電廠(簡稱核四廠)，目前興建中，於 98.3 更名為龍門核能發電廠。

建廠、燃料、運維及後端費用等所有成本之後，以現有國內實際發生的建廠成本及未來追加之費用而言，核四廠之發電成本約 2 元/度，如果以西元 2015 年完工運轉之燃煤電廠發電成本約 2.5 元/度，燃氣複循環電廠約 4.7 元/度來比較，相對上核四發電成本仍較便宜。」

- (二)按企業傳統會計處理，係以成本為入帳及評價之基礎。所謂成本，乃指取得資產或勞務時所必須支付之代價⁸，歷史成本則為過去取得資產或勞務交易所支付之代價，依台電公司前揭之說明，其核電成本之表達，包括「會計成本」及「均化發電成本」，然「會計成本」中的折舊費用，將因廠房設備達耐用年限後，折舊計提完畢而減少，爰達耐用年限前後之成本數據並不相同，又「均化發電成本」與「會計成本」之計算方式亦不相同，致該公司所稱之核電成本即有 0.72 元/度、1 元/度及 2 元/度，難免外界混淆，質疑成本數據之真實性。該公司雖稱燃料成本受國際燃料價格波動影響，難以設訂其標準成本；維護費受大修排程、歲修項目及售電量不同影響；固定成本亦受有無新增機組影響，故難以設定每單位之標準成本，惟為免外界誤解核能發電成本數據之意義，實有必要明示假設，合理估算。
- (三)再者，台電公司係以國際間針對尚未運轉電廠所做之生命週期「均化發電成本」，估算核四發電成本約為 2 元/度。惟該公司 103 年 2 月 13 日以電開字第 1038010080 號函復本院表示，其以「編製 80 年核四計畫可行性研究採之經濟參數」及「101 年重估核四計畫時所採之經濟參數」等 2 組數字為基準

⁸鄭丁旺(民 102)，《中級會計學下冊》，臺北：鄭丁旺。

，分別計算前後 2 次估計投資總額的「均化發電成本」，共計算下列 5 種情境下之成本。該計畫所採用折現率，在 80 年可行性研究，係基於當時推估完工利率約 10.5%，而在 101 年度初估預算，則依據核四計畫過去已發生（70~102 年）之借款利率及未來完工前（103~107 年）借款利率，該等利率予以加權平均後得到該計畫之資金成本率，則約 3.22%。情境一，投資金額採 101 年初估預算（3,236 億元），經濟參數改採 80 年估計值，利率為 10.50%，均化發電成本為每度 3.708 元，該公司表示，此情境僅供參考，與實際情形差距甚大；情境二，投資金額採 101 年初估值（3,236 億元），經濟參數改採 80 年估計值，惟利率乙項修訂為 3.22%，以貼近實際借款情形，均化發電成本為每度 2.196 元；情境三，投資金額採 101 年初估值（3,236 億元），經濟參數也採 101 年估計值，利率為 3.22%，均化發電成本為每度 1.844 元；情境四，投資金額採 80 年初估值（1,697 億元），經濟參數也採 80 年估計值（即 80 年可行性研究報告），利率為 10.50%，均化發電成本為每度 2.703 元；情境五，投資金額採 80 年初估值（1,697 億元），經濟參數改採 101 年估計值，利率為 3.22%，均化發電成本為每度 1.310 元。顯見，核四每度發電成本在不同情境下計算出之結果並不相同，差距甚大。然該公司原僅以 101 年估算之核四預算及經濟參數計算其發電成本，致外界無從了解 80 年編製該計畫可行性研究報告與 101 年度重新估算之成本有何差異，亦無從比較。

（四）綜上，核電成本議題深受重視，惟台電公司卻以受折舊影響之「會計成本」及不同基礎之「均化發電

成本」表達，在多種表達方式下，自易引發外界對於核電真實成本之質疑。又該公司雖以重新估算之核四預算及經濟參數計算核四之「均化發電成本」，惟因其預算及參數之改變，影響甚大，該公司復未能主動及時提供與 80 年編製該計畫可行性研究報告時之相關數據予以比較，亦加深外界之質疑，爰該公司於 80 年及 101 年表達之核四「均化發電成本」，未能慮及使用設備幾近折舊完畢之影響，亦未主動及時提供計算之項目及參數，引發外界質疑，核有欠妥。

三、行政院在推動電業自由化之際，經濟部及台電公司實有責任充分揭露該政策之各種可能後果，俾利人民瞭解與選擇：

行政院為推動國內電業自由化，於 84 年 9 月將修正後之電業法草案送請立法院審議，至 87 年底，僅逐條審查至第 72 條條文，其中 13 條保留。又依 88 年 1 月 25 日制定之「立法院職權行使法」第 13 條規定：「每屆立法委員任期屆滿時，除預(決)算案及人員請願案外，尚未議決之議案，下屆不予繼續審議。」因行政院 84 年所提送之電業法修正草案，未能於第 3 屆立法委員任期內完成審議，須再重新送審。嗣行政院分別於 88 年 12 月 27 日、91 年 5 月 6 日、96 年 9 月 26 日及 97 年 2 月 15 日重新研擬修正後電業法草案，分別送立法院審議，然歷經 4 屆立法委員任期，均無法於委員任期屆滿前完成修法程序。又 101 年間經濟部因油電雙漲引發之台電公司經營改善問題，而召開多次會議討論電業自由化之推動方向，能源局依經濟部部長於 101 年 8 月 21 日油電小組第 7 次會議指示，成立「電業自由化規劃小組」，並邀請各界代表及學界專家共同研議電業自由化推動方向，依該小組於

101年10月12日至101年12月21日召開之6次會議，電業自由化規劃方向為：開放發電業設置，並考量允許直供；開放電力網代輸，並成立電力調度中心；不適合開放輸、配電業；成立電業獨立管制機構，負責電業管制及費率審議相關議題等。惟紀錄片「安隆風暴」顯示，一家安隆公司在人性貪婪的自利動機下，以人為方式不當操縱美國加州之電力供應，傷及電力供應之穩定，電價高漲，安隆雖因相關電力期貨商品價格之變動而獲利20億元，但加州政府及人民之損失卻數倍於此。行政院在推動電業自由化之際，經濟部及台電公司實有責任揭露該政策之各種可能後果，俾利人民瞭解與選擇。

調查委員：馬秀如、黃煌雄

中 華 民 國 103 年 7 月 2 日