

新電業法後之電力供應探討

吳明竑

研究員

台灣電力公司 核能火力發電工程處

2017 年 3 月

一、前言

為開發及有效管理國家電力資源、調節電力供需，推動能源轉型、減少碳排放，並促進電業多元供給、公平競爭及合理經營，保障用戶權益等多元目標，我國電業法修正案於 2017 年 1 月 26 日發布施行。本文試圖從新電業法之修正精神及方向初探未來電力供應情勢及相關議題，期能引發各界先進對於能源政策之關切及討論。

二、我國電業法修法之考量

法令之制訂或修訂是為了統一相關制度或解決特定之問題。就行之有年之電業法而言，其修訂必有其背景及考量。欲從電業法內容探討在電業法修正公布後之未來電力供應情形，需先就電業法修正之考量著眼，據以逐一探討電業法修正後我國必須面臨之電力及能源挑戰。

依據行政院於 2016 年 10 月 20 日所提之電業法修正草案總說明，「電力為我國能源供應之重要環節，於本(電業)法現行規範下，再生能源因無法自由買賣提供給有需求的用戶，而使其發展受限，電力市場因綜合電業獨占型態，導致在無自由競爭市場環境下，電業經營績效無比較基礎，投資者亦無法自由進入市場參與電力建設；同時，用戶亦無購電選擇之權利，無法依據喜好或需求選擇供電來源與種類。為解決上述問題，宜在穩定電力供應前提下，重新架構我國電力市場運作方式，以期建立一個具多元供給、公平使用及自由選擇之市場，透過本法此次修正，建立市場運作之法律框架，達成國家能源之轉型」。從修正草案總說明內容可知，電業改革之優先前提在於穩定電力供應。爰擬就現階段之電力供應情形是否符合此項前提進行初步研析。

三、我國電力供應現況

依據台電公司網站資料顯示，目前政府核定之備用容量率目標值為 15%，而 2016 年之實績備用容量率為 10.4%，遠低於核定值；因為備用容量之計算涉及各項機組之狀態，故台電公司特別註明：

- 1：核一#1 自 103 年底大修完成後，迄今未能至立法院進行專案報告，致無法併聯運轉，惟非因故障無法使用，故依規定仍計入系統，其對系統備用容量率貢獻為 1.7%。
- 2：核二#2 自 105 年 5 月大修完成後，迄今未能至立法院進行專案報告，致無法併聯運轉，惟非因故障無法使用，故依規定仍計入系統，其對系統備用容量率貢獻為 2.7%。
- 3：林口新#1 於 104 年 11 月進行併聯試運轉，對於去(105)年夏有試運轉發電之貢獻，惟因於 105 年 10 月 6 日方取得電業執照，依規定未計入 105 年實績備用容量率(實績尖峰負載發生日 7 月 28 日)。惟併聯試運轉對於 105 年尖峰供電實有助益，其挹注尖峰供電能力之貢獻為 2.1%。
- 4：105 年實績備用容量率 10.4%，係考量核一#1、核二#2 計入系統及林口新#1 未計入系統之情形下。倘若核一#1、核二#2 皆不計入，但計入林口新#1 併聯試運轉的貢獻，則為 8.1%。

換言之，2016 年實際備用容量率僅 8.1%。而當年度之備轉容量率，已來到近十年新低之 1.64%，可見我國電力供應程度已極為吃緊。

有關備用容量率(Reserve Margin)及備轉容量率(Operating Reserve)等兩名詞，極易混淆，故需特別針對其定義及用途進一步闡述。

備用容量是指系統在各發電機組正常發電情況下，可提供之最大發電容量(即系統規劃淨尖峰能力)，與每年之「最高小時用電量」(即系統尖峰負載)之差額，主要用來應付機組大修、小修(機組檢修)、故障、減載、機組老化、水力變動、負載預測變動及工程計畫延宕等電力供需變化，衡量每年之供電充裕度，適用於電源開發規劃之用，其計算公式為：

$$\text{備用容量} = \text{系統規劃淨尖峰能力} - \text{系統尖峰負載}$$

$$\text{備用容量率} = \frac{\text{備用容量}}{\text{系統尖峰負載}} \times 100\%$$

備轉容量率則是用來衡量每日供電可靠度之指標，其計算公式為：

$$\text{備轉容量率} = \frac{(\text{系統運轉淨尖峰供電能力} - \text{系統瞬時尖峰負載(瞬間值)})}{\text{系統瞬時尖峰負載(瞬間值)}} \times 100\%$$

其中，系統運轉淨尖峰供電能力係已扣除歲修(機組大修)、小修及故障機組容量、火力機組環保限制、輔機故障、氣溫變化、水力考慮水位、水文、灌溉及溢流等，系統規劃淨尖峰能力則未扣除。

四、電業法修正時機之探討

我國已確立 2025 年非核家園之政策，之前台電為配合核一核二廠之屆退，原規劃有替代能源計畫，以補足該兩廠屆退之缺口，惟因受電價凍漲影響，2012 年起台電財務急遽惡化，因而延宕大潭電廠增建機組等新興計畫，

復因核一廠及核二廠之用過燃料乾式貯存設施受阻，立法院也未能同意核一廠一號機及核二廠二號機等大修機組重新啟動，該兩電廠恐提前停轉。在未來 5~6 年間的電力供應將非常吃緊，尤其用電需求占系統 40% 以上的北部地區，因受南北超高壓輸電幹線可靠輸電容量限制，供電情形更為險峻。

目前電力如此短缺之情形，需待台電公司執行中之林口、大林及通霄等電廠更新改建計畫完工，再輔以新建之大潭 7~10 號機、高原計畫、協和電廠更新改建計畫、台中燃氣計畫、通霄第二期擴建計畫及興達燃氣計畫等各項新燃氣複循環計畫之完成，供電方可較有餘裕，並補齊非核後之缺口，如果一切順利，也預計在 2026 以後才能完成。在供電緊澀時期推動電業制度之變革，恐將面臨一次解決多個問題之困境；新電業法於 2017 年 1 月 11 日完成立法院三讀，而眼見 2017 年我國將面對核一廠及核二廠提前停止運轉之困境下，似乎並非「在穩定電力供應前提下，重新架構我國電力市場運作方式」之最佳時機。

政府積極推動再生能源計畫，希望能替代非核後之部分缺口。依據政府規劃，2025 年再生能源裝置容量將達 2,742.3 萬瓩，發電量預計達 515 億度，約占當年度發電量 20%。其中，太陽光電 2,000 萬瓩約占 73%，離岸風力 300 萬瓩約占 11%，兩者合計達 84%。惟推動再生能源之關鍵除了價格之外，更在於相關配套措施之技術可行性及經濟可行性。

當再生能源占比提升至某一程度後，其間歇性特性將對電力系統造成影響，而解決間歇性問題最佳之方式為儲能。然現階段儲能設備甚為昂貴且缺乏電網級儲能系統，故在儲能技術尚未完全成熟或符合經濟規模之情形下，大量推動再生能源，就需大量設置可快速起停之燃氣機組以為備援。

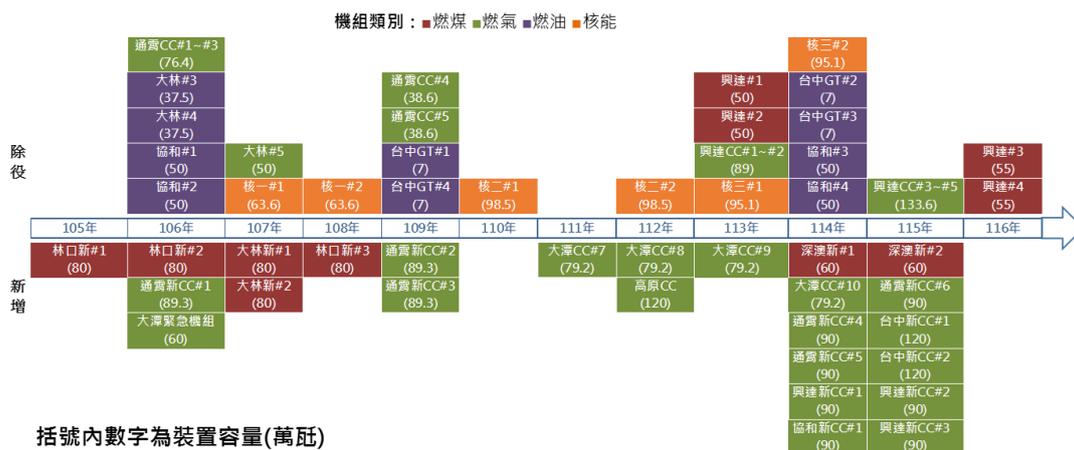
再生能源在世界各地可說是蓬勃發展，但幾乎是立足在政府補貼條件下。當政府補貼減少，再生能源發展步調就趨緩，例如德國、中國大陸、英國等；再生能源蓬勃發展，但其間歇性問題目前仍須傳統火力作備援，而在電力自由市場中，由於這些備援機組容量因素低，發電成本高，一般電力投資業者不願投資，故又須政府補貼，鼓勵業者投資，結果在自由化市場中，政府補助再生能源，又必須補貼備援機組，造成再生能源發展市場的扭曲；目前我國是由政府能源基金補助再生能源，備援則由台電負責，但依新電業法精神，未來除非政府也補貼備援機組，否則勢必轉價至電價上。

五、新電業法後之未來電力供應情勢初探

依據台電公司所公布之 10510 長期電源開發方案(如下圖所示)，於 2022 年後所設置之新建機組幾乎為燃氣機組，一方面順應國內「減煤」之聲浪，另一方面也有助於解決再生能源擴增後之系統運轉調度問題。從該方案之除役及新增情形觀之，2016~2027 年之新增容量為 2,155 萬瓩，遠高於退休容

量 1,453 萬瓩，然而扣除 2025~2026 年間大量完工運轉之新燃氣機組及深澳燃煤機組後，若僅統計至 2024 年，則除役容量為 1,000 萬瓩，新增容量 1,085 萬瓩，新增容量僅 85 萬瓩，但未來用電需求成長幅度恐不只於此，而 2025~2026 能否如期完成 12 部機組，其實是很大挑戰，故 2026 年(含)以前之電力供應存在很大挑戰，現階段需做足長期電源開發之準備，以應未來負載需求之變動。

105~116 年大型火力、核能機組除役及新增情形。



資料來源：台電公司網站。

在用電需求成長可有效管理之前提下，2024 年之前之逐年機組新增及退休安排尚屬合理，關鍵在於民間再生能源能否順利投入系統供電。

新電業法對於解決供電問題之方式主要為開放再生能源發電業及再生能源售電業。依據經濟部能源局所公布之太陽光電 2 年計畫，預計於 2018 年前完成 152 萬瓩之太陽光電，惟其夏季尖峰期間之可靠出力僅約 91 萬瓩(以裝置容量 60%估算；系統於實際運轉調度之前一日，會評估次日發電機組運轉淨尖峰能力，在日照充足之下午 2 時，太陽光電出力可達裝置容量 60%)，對於上午 10 時至下午 5 時之平均貢獻僅約 30 萬瓩(以裝置容量 20%估算；太陽光電按全年每日 10 點到 17 點期間，85%以上時間可提供之可靠出力計入「淨尖峰能力」，該數額約為其裝置容量的 20%)，與核一廠及核二廠供電能力相差甚遠。

至於風力發電，政府正研擬風力發電 4 年計畫，由於離岸風力興建時程需時甚長，尚有海上變電所及輸電線路引接問題，遑論風力發電於東北季風期間較為充沛，其夏季出力遠低於太陽光電，對於尖峰用電之挹注較為有限。

我國於 1995 年起陸續開放四階段民營發電業，現有 9 家民營電廠(IPP)，故電業法修正前即可開放火力電廠之申設。在新電業法架構下，開放火力發電仍為政府選項之一，惟目前電業法甫通過，後續尚有 29 項子法及相關規定待訂，後續能否引入更多民間投資電力事業，尚待持續觀察。

重要的問題是，開放民營火力電廠設置，以民間較有彈性之行政程序可有效縮短建廠工期，但是否來得及挹注 2024 年前所需之電源？

依現階段社會對於燃煤發電之負面觀點，開放民營電廠勢必以燃氣為主，而設置燃氣電廠之關鍵在於天然氣供應充裕與否。

台灣中油現有液化天然氣卸收能量已達飽和，依據中油公司新建第三座液化天然氣接收站之期程規劃，預計於 2024 年全量供氣 300 萬噸，其新增供氣量主要提供台電公司大潭電廠 7~10 號機。換言之，新民間電廠所需之天然氣，可能尚待中油公司擴建更多之天然氣卸收設施後方能穩定提供，據此時程觀察，最快亦需於 2025 年後方能大幅擴建完成。

六、能源配比之評估

依據前開天然氣供應之討論內容，我國必須面對能源選擇之重大關鍵因素：能源配比。

政府目前設定 2025 年之能源配比目標為燃氣發電 50%、燃煤發電 30% 及再生能源 20%。2016 年之燃氣發電占比約 36%，發電量約 800 億度，而 2025 年之需電量假設約為 2,500 億度(保守假設每年成長 1%)，則當年燃氣發電量需達 1,225 億度，較 2016 年成長 53%。相對地，雖未來新燃氣機組效率提高後，可望降低每發一度電所耗用之天然氣量，但其成長幅度仍然不容小覷。

未來我國天然氣發電量大幅提高，而我國天然氣卸收能力將面臨嚴峻考驗。除中油公司於桃園觀塘設置第三座接收站之外，台電公司亦規劃於基隆協和電廠旁興建接收站，兩家公司亦有於台中港新建接收站之規劃。除了眾所皆知之夏季颱風影響天然氣船靠卸之外，新建之接收站將多集中於北部地區，在冬季東北季風吹拂下更將影響北部接收站之卸收能量。

液化天然氣儲槽數量亦是重要課題，儲槽數量將影響我國天然氣安全存量天數，進而威脅能源安全。

隨著天然氣機組增加，液化天然氣接收站連接至新電廠(機組)之天然氣管線亦需擴增。高雄氣爆事件後，天然氣管敷設困難度更高，能否如期完工，亦為變數之一。

現今天然氣價格處於相對低檔，若以目前氣價估算未來能源轉型之代價，

顯屬樂觀。然為了減碳，很多國家也都大幅使用天然氣來替代燃煤發電，未來液化天然氣預期將逐漸轉為供不應求之賣方市場，且氣價與油價連動之關係不容忽視，未來油價是否長期處於低檔，仍為國際間注目焦點。

就再生能源而言，雖太陽能板之價格逐漸下降，但是其他再生能源包括風力、生質能等之價格仍逐漸攀升。比對經濟部能源局公告之 2016 年及 2017 年之再生能源躉購費率即可見一斑。再者，處理再生能源間歇性問題之儲能設施或燃氣機組備援成本尚未納入考慮，一旦計算上述配套成本，再生能源之供電成本將遠高於政府公布之躉購費率。

新電業法第 88 條雖已考量「為減緩電價短期大幅波動對民生經濟之衝擊，中央主管機關得設置電價穩定基金」，然而，儲能設施成本及天然氣價格上升之趨勢恐非短期現象，以電價穩定基金之機制無法解決長期問題。因此，隨著供電成本上升，最終仍將轉嫁至消費者。未來若再次修法擴大電業自由化幅度，則更不可能以凍漲或緩漲電價之方式來減緩對經濟及民生之衝擊。

七、現階段能源政策之影響

新電業法雖未直接涉及能源政策，然藉由第 95 條「核能發電設備應於中華民國一百十四年以前，全部停止運轉」，及第 28 條「公用售電業銷售電能予其用戶時，其銷售電能之電力排碳係數應符合電力排碳係數基準」之規定，已間接地勾勒出能源政策考量重點。

經濟部指出，未來將以燃氣 50%、燃煤 30%及再生能源 20%之能源配比來達成電力排碳係數之管控，故 2025 年之能源政策甚為清晰。

各國於制訂能源政策時，多以兼顧能源安全、環境保護及供電經濟等 3E 面向為考量，尤其首重能源安全。反觀我國 2025 年能源配比採燃氣 50%、燃煤 30%及再生能源 20%之能源政策，係以環境保護為大旗，竭力於有限時間內提高再生能源及燃氣發電之占比，對於能源供應安全及電力供應之經濟性卻有著不可逆之負面影響。若能源政策無法兼顧產業在能源供應穩定性之要求及合理電價水準，對於我國經濟之影響將甚為長遠。

八、結語

政府積極推動再生能源，並修正電業法以「綠能先行」之政策方向應屬正確，惟其推動時機似有待商榷；在核一廠及核二廠面臨提前停轉且液化天然氣卸收能力有限之情境下，電力供應能力甚為不足，宜先解決的是穩定供電問題，而新電業法修正內容對此貢獻有限。再者，再生能源之備援及配套措施，如併聯電源線的建置等尚未完全到位，現行中國大陸及德國都發生因

電網配置來不及，以至必須棄電或須往國外電網送，故短期內大幅推升再生能源占比之負面效應實不容小覷。

電力已是民生及經濟必需品，在進入物聯網時代更不容短暫短缺，而電力建設期程甚長，且必須完成在需求之前，因此電力供需之規劃需更加審慎。在努力完成能源轉型之巨大工程之前，期盼政府能先考量電力穩定供應之前提，同時更期待政府能順應國內外趨勢適時檢討調整能源政策，多加考量能源安全及供電經濟等層面，以利長遠之國家民生大計。