

論市場導向之綠電發展策略

許志義¹ 楊宗霖² 蔡志祥² 葉法明^{3*}

摘要

本文旨在探討臺灣綠能導向之電力市場發展策略及其配套措施。首先，描述再生能源全球發展趨勢及其特性之優缺點，提出太陽能及風力發電間歇性問題，然而藉由結合多元利害關係人及智慧科技應用，反而潛藏著更高的創新價值。當臺灣再生能源發電比例逐年提高，面對此一結構性之典範移轉，建構電力市場機制極為重要。其次，藉美國加州負載曲線變化的案例，說明何謂鴨子曲線及其影響，同時分析臺灣出現鴨子曲線的可能性，並論述德國、加州及德州出現負電價的經濟意涵。接著，面對再生能源大量併入電網可能帶來的衝擊，本文提出「導入公平競爭的市場機制」作為因應對策，亦即藉由電力市場的價格訊號提供合理誘因，增加利害關係人的多元性及來源，方具電力市場的彈性與韌性。再者，本文參酌美國聯邦能源管制委員會之規範架構，分述能量市場、容量市場以及輔助服務市場之功能與角色定位，並參考台電公司已規劃之電力交易平臺機制，提出相關建言。最後，本文主張政府有關單位應積極導入綠電市場競爭機制，尤其電力系統操作者與電力市場操作者必須緊密同步配合，建構健全之電力市場新生態系統經濟，同時讓臺灣科技與產業發展加速邁向綠能永續的境地。

關鍵詞：再生能源，負載追隨發電，鴨子曲線，負電價，輔助服務，虛擬電廠

1. 緒 論

全球再生能源裝置容量在2015年達其分水嶺(Evans, 2018)，每年新增容量皆高於化石能源及核能發電，甚至超過後兩者之加總(參見表1)。此外，國際再生能源總署(International Renewable Energy Agency, IRENA)的研究報告指出，截至2019年1月為止，全球已有33個州政府和247個城市，提出100%使用再生能源的承諾及推動時間表(IRENA, 2019)，此顯示出再生能源廣受各國政府之重視。

由於再生能源是自產之在地能源，無需進

表1 2015~2017年全球再生能源、化石能源與核能新增容量(GW) (Evans, 2018)

	2015	2016	2017
再生能源	158	171	177
化石能源	82	91	70
核能	15	10	11

口，不受國際燃料價格波動影響，有助於臺灣能源安全穩定自主，擺脫過去因國內缺乏化石能源需要大量進口，而造成國際收支高額經常帳的外匯支付。此一再生能源特性，考量臺灣稟賦陽光普照、風場優異、地熱富饒、海洋及

¹ 國立中興大學資訊管理學系所暨應用經濟學系所 合聘教授

² 國立政治大學經濟學系研究所 碩士

³ 國立中興大學應用經濟學系所 博士生

*通訊作者電話: 0911-716488, E-mail: d104034004@mail.nchu.edu.tw

收到日期: 2020年04月10日

修正日期: 2020年08月10日

接受日期: 2020年08月18日

水資源充沛之天然環境，若能鼎力發展具有多元互補而豐足的各種再生能源，當有助於臺灣取得國際能源競爭優勢。

隨著能源科技日新月異，再生能源發電系統之成本迅速下降，傳統化石燃料成本及環境社會成本(包括居民抗爭「鄰避」成本)，相對日益上升。有別於化石能源所造成的固態、液態、氣態汙染物，以及核能發電所帶來的輻射外洩、核廢料後端處理的社會風險，再生能源可「因地制宜」，採取軟性路線(*soft path*)¹，並創造利害關係人「共贏」之多元合作模式²，其相對環境友善及資源共享之程度，較易為在地居民或消費者接受³。

值得注意的，截至2018年11月，加入國際綠能倡議組織「RE100」⁴的企業已達155家，每年合計能源需求高達1,880億度，若將其視為一個國家，足以名列全球第23大電力消費國⁵。目前已有Google、Apple、微軟等跨國企業加入RE100，並承諾在生產過程中100%使用綠電，並以此標準要求其供應鏈廠商。例如Apple於2018年承諾100%使用再生能源。鄭亦麟(2019)指出Apple供應鏈中，已有10家臺灣廠商宣布跟進，包括臺積電、鴻海、可成等。

不可否認，再生能源的問題，在於外在天候變化帶來發電間歇性。當其發電占比越來越高時，可能造成電力調度所謂「鴨子曲線(*duck curve*)」及其「淨負載(*net load*)」劇烈波動之現象，引發電力系統可靠度潛在威脅。許多文獻針對最適化電力調度，進行下而上(*bottom-up*)之微觀量化分析。例如，Howlader *et al.*

(2018)建立目標函數為極小化燃料成本與機組起停成本，並受限於不同類型之10部發電機組(含抽蓄水力)、再生能源系統(含集中式太陽能)及需量反應之物理操作特性，再以Matlab[®] INTLINPROG軟體演算結果並進行敏感度分析。所獲得四種不同結果進行比較，顯現出平均每千度22.4美元之最適發電成本。Wang *et al.* (2019)也以同類模型運用中國電力產業相關資料進行模擬分析，並增加考慮儲熱式系統(例如熱泵系統)。但大都屬於針對特定的技術或發電技術進行改善，導出最適化的發電技術組合及其最佳成本。中技社(2018)也有收錄多篇針對我國再生能源併網的量化研究。劉志文(2018)模擬臺灣高占比太陽光電可能造成的頻率衝擊模擬分析，考量臺灣太陽能光電建置位置多處中南部地區，因此群體發電量驟降是有可能發生的。依政府規劃2025年太陽光電裝置容量需達20 GW，離岸風力則需達3 GW，於冬天中午時段系統預估的負載量約為30,500 MW。模擬結果顯示，於2025年當系統之太陽光電瞬時發電量滲透率達34%時，太陽能光電發電量變化率達15%以上即有可能觸動低頻卸載。吳元康(2018)則蒐集臺灣2011-2017年陸域風力及太陽能發電的資料，針對量測數據做不穩定分析，從統計結果得知，太陽能發電發電特性與風力發電有互補的現象，例如太陽能發電在6-9月的發電量最大，而這些月份剛好是風力發電量較低的月份；太陽光電可貢獻的發電能量也較風力發電為穩定，沒有明顯的季節特性；此外，也得知臺灣陸岸風場的風況條件不差，若能提

¹ 埃默里·羅文斯(Lovins, 1979)提出「軟性路線」，指稱再生能源相較於傳統化石能源與核能的「硬性路線」，對環境生態與地貌的影響較小，發展路徑屬軟性。狹義而言，係指再生能源就地取材、因地制宜。廣義而言，則結合大數據應用、人工智慧，創建本質上軟性的商業模式與再生能源相互結合，例如：「虛擬電廠」包含需量反應、儲能電池、分散式電源，相對於傳統化石能源與核能發電，著重於軟體整合與應用，因此屬軟性路線，亦為先進國家當前發展之主流價值之一。

² 此多元合作模式涉及各種創新營運模式，讓各利害關係人彼此競合，獲得合理報酬，同時也符合循環經濟與永續發展之整體社會利益。參見下文解說。

³ 事實上再生能源仍然有若干環境外部性之疑慮，惟相較於傳統化石能源與核能大規模的發電方式，相對爭議較小。

⁴ 國際綠能倡議組織「RE100」是由氣候組織(Climate Group)與碳揭露計畫(CDP)於2014年共同合作成立的國際倡議行動，號召全球具有影響力的跨國公司於2025年以前自願性提出100%使用再生能源的承諾時間表(RE100, 2019)。透過標竿樹立，鼓勵他人效仿，推展零碳排的運動。

⁵ 檢自RE100在2018年發表的Progress and Insights Annual Report (RE100, 2018)。

高風機可用率，則全年風場容量因數平均值可維持在30%-40%之間。

許志義與楊宗霖(2019)指出較諸傳統火力與核能發電系統，再生能源發電是一個相對開放的系統，尤其太陽能與風力易受天候影響，外界自然環境參數不易預測與掌控，需要適當的配套措施，以確保電力系統供電的彈性與韌性。在電力市場中最大的挑戰之一是如何解決電力生產與消費的市場失靈問題，以及如何建立一個公平與效率的電力競爭市場，如果處置失當造成市場失靈的情況更加嚴重，將會使電業無法永續發展，消費者福祉也嚴重受損。市場失靈的情況首推人為的壟斷和獨占市場結構，其次便是電能生產與消費的外部性問題。如何針對電能與電網運作的安全進行經濟、公平與公開的電力市場制度安排與設計，這些制度安排措施勢必影響著電力市場自由化改革的效果與成敗(許志義等人2014)。台電公司因應新版電業法及未來電業改革的需求，於2018年5月成立「電力交易平臺籌備小組」，其下設5個工作小組(交易資訊系統組、市場發展組、交易結算組、交易營運組、市場管理組)負責相關業務之推動；電力交易平臺籌設進度規劃分4個期程(引入期、發展期、測試期、運轉期)逐步推動，並預定在第四階段運轉期時依電業法第11條及其相關子法規定營運電力交易平臺(吳進忠，2019a)。

綜觀上述文獻及再生能源之特點⁶，隨著我國再生能源發電占比逐年提高，以再生能源為導向的電力市場將發生本質上的變化，包括：分散式綠電、用戶端需量反應、儲能系統及電

動車等。面對此一結構性典範移轉，如何建構綠能導向之電力市場，落實公平交易機制，藉由廠商合理競爭，優化市場績效⁷，值得深入探討，爰為本文之研究動機。此外，臺灣在新版電業法通過後，電力市場的自由化已經排上了時程，然而，鮮少有針對臺灣電業在電力市場自由化架構下的發展策略之研究。因此，本文嘗試從整體系統性的上而下(top-down)宏觀視角，針對臺灣地理環境的特性、現階段的市場結構及可行之創新營運模式，藉由質性分析並提出綠能導向之電力市場發展策略。

本研究目的是從能源經濟觀點，探討以再生能源為導向之電力市場關鍵課題，並提出應有的發展策略及配套措施。為了達成此一目的，本文首先透過國外文獻次級資料，探討鴨子曲線典範移轉及負電價經濟意涵，並提出筆者對臺灣2025年是否會出現鴨子曲線及負電價的看法。接著，針對再生能源高佔比所帶來電力調度挑戰，提出「橫向廣度」與「縱向深度」策略性思維對策，並強調獨立系統調度者(Independent System Operator, ISO)與電力市場操作者(Market Operator, MO)必須相互緊密搭配的市場設計原則。再者，針對六種「綠電先行營運模式」及能量市場、容量市場、輔助服務市場規劃予以說明。同時，以台電2019年所規劃之「非傳統發電機組參與輔助服務」之機制，說明再生能源發電比例越來越高的情況下，輔助服務市場設計必須注意之處。最後，提出本文的結論與建議。

⁶ 太陽能與風力發電的間歇性的特點，加上需求面原本高低變化的特性，固然增加電力調度的不確定性，但本質上電力系統原本就存在供給面的發電量、需求面的負載量，必須隨時因應波動而即時平衡的技術面原有機制。換言之，這是電力系統本來就存在、且能夠藉由科技運用予以有效解決的課題。正因為如此，相對於太陽能與風力發電的間歇性，這兩種再生能源幾乎無所不在(在地、自主)且技術門檻相對低(尤其小型系統)之特性，反而重新形塑(reshape)了電力系統的新風貌(landscape)。尤其是短期間內能快速建置之相對優勢，加上建置完工後，可以完全迴避過去半個世紀來國際化石燃料價格震盪之影響，更凸顯出這種「在地開源自主」、「價格天生穩定」之優點，足以抵銷其間歇性之缺點。事實上，間歇性問題能被當前刻正快速發展中之智慧科技迎刃而解時，反而成為國際間各國提升競爭力之關鍵指標之一。

⁷ 結構—行為—績效(Structure-Conduct-Performance, SCP)理論是產業經濟學的主要分析架構，其研究內容大致上可分為五個，分別為：決定市場結構的基本條件、市場結構的特性、廠商的行為、經濟績效、政府政策與法規。一般而言，基本條件影響市場結構，市場結構影響廠商的行為，而政府的政策與法規同時會影響市場結構與廠商行為，最後產生不同的經濟績效。

2. 鴨子曲線與負電價之市場典範移轉

2.1 鴨子曲線的出現及影響

當日出時太陽能發電系統出力發電快速併入電網，大量取代傳統發電機組，形成原本之淨負載(net load)下降，總負載與淨負載之間差額加大，兩條曲線形塑鴨肚子凸出的區段。而傍晚日落時，太陽能發電量驟減，形成陡峭的鴨脖子，淨負載需求快速上升，需搭配水力及天然氣發電機組、甚至需量反應與儲能系統等市場中多種組合服務，急速升載調度，這種現象稱為「鴨子曲線(duck curve)」。

以加州為例，圖1是加州自2012至2018年淨負載曲線之變化趨勢。顯示出2012年白天的淨負載約在20,000~22,000 MW之間，連續六年白天淨負載曲線快速下降至2018年2月18日最低點只剩7,149 MW。相對地，鴨脖子在2018年3月4日傍晚約17:00到20:00，在三小時內迅速升載14,777 MW。這種負載迅猛變化的情況，是過去曾所未見的。對於維護電網穩定運轉的獨立系統操作者(Independent System Operator,

ISO)來說，無疑是負載曲線的典範移轉。

對於負責電力交易的市場操作者(Market Operator, MO)，當鴨子的肚臍特別肥大形成U型時，日前市場(day-ahead)電價竟然呈現負值，亦即發電者必須付費倒貼給用電者，才能刺激足夠的用電負載以確保市場供需數量均衡。如圖2南加州2017年4月第2個星期日從上午約十一點至下午四點半，日前批發電價(day-ahead wholesale price)出現負值。而加州2018年第4季每小時系統邊際能源價格(Hourly system marginal energy prices)如圖3，顯示出三種電價(包含日前電價與兩種日內電價)與平均淨負載之間同步起伏跳著「探戈雙人舞」的趨勢，意味著電力調度與電力市場兩者相輔相成、密不可分。

上述負電價之經濟意涵，可論述如下。根據經濟學原理，當生產任何商品進入邊際報酬為負值的時候，理性生產者並不一定會停止提供產品或服務，短期內收入雖然是虧損(例如本文提及的短時間負電價)，但不提供產品或服務(例如將基載發電機組停機)造成的虧損可能更多。在圖4的 C_g 為基載發電機組開機之固定成本， C_l 線段代表滿載發電的成本曲線，其斜率

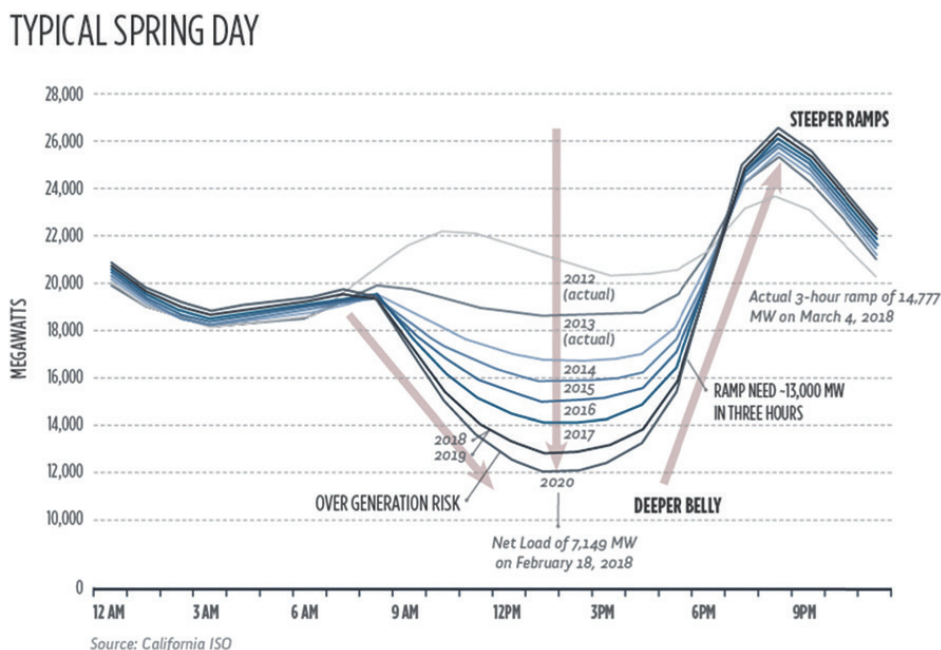


圖1 加州2018年鴨子曲線(CPUC, 2019)

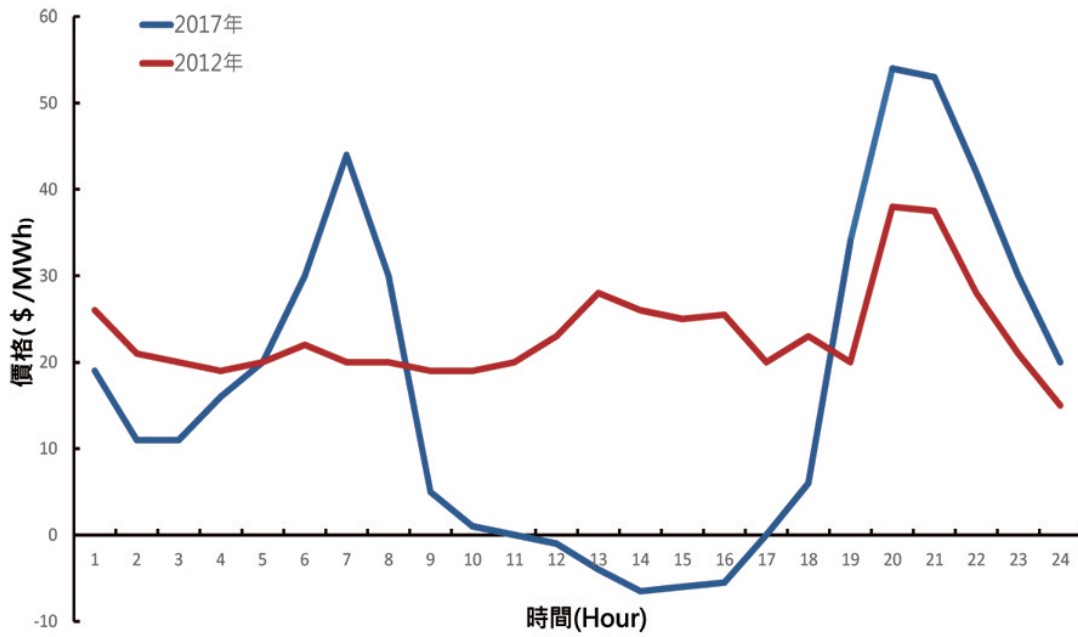


圖2 南加州2012年與2017年4月第2個星期日之日前電價(CAISO, 2019a)

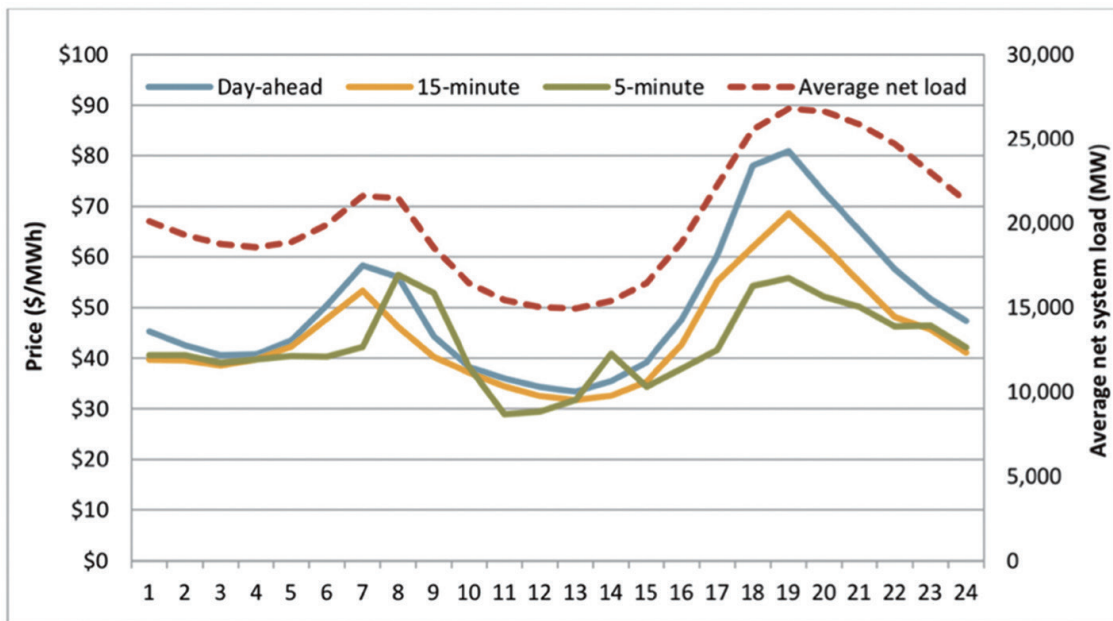


圖3 加州2018年第4季每小時系統邊際能源價格(CAISO, 2019b)

為發電運轉之邊際成本。在D點(累積發電量為 Q_b)時，當市場電量供過於求，並出現負電價之情況下，基載發電機組有兩種選擇：第一種是選擇停機後，等待電價為正時，再開機滿載運轉持續供電。此時再開機之固定成本為BD線段，而接續 C_2 線段則為正常滿載發電(此時市場供需已趨於正常均衡，維持在一般常態之正電價)，斜率與 C_1 相同。

第二種選擇，基載發電機組若評估負電價係屬短暫現象，則可選擇降載發電運轉，犧牲發電效率，其成本曲線的斜率相對較為陡峭，代表發電邊際成本較高。惟因屬短暫情況，此時可等待電力市場鴨子曲線肚臍下塌幅度逐漸回縮，電價逐步回升為正時，再恢復滿載運轉，此即為圖4之D點至E點，再至F點。亦即，與 C_1 、 C_2 斜率相同之滿載運轉的 C_3 線段。

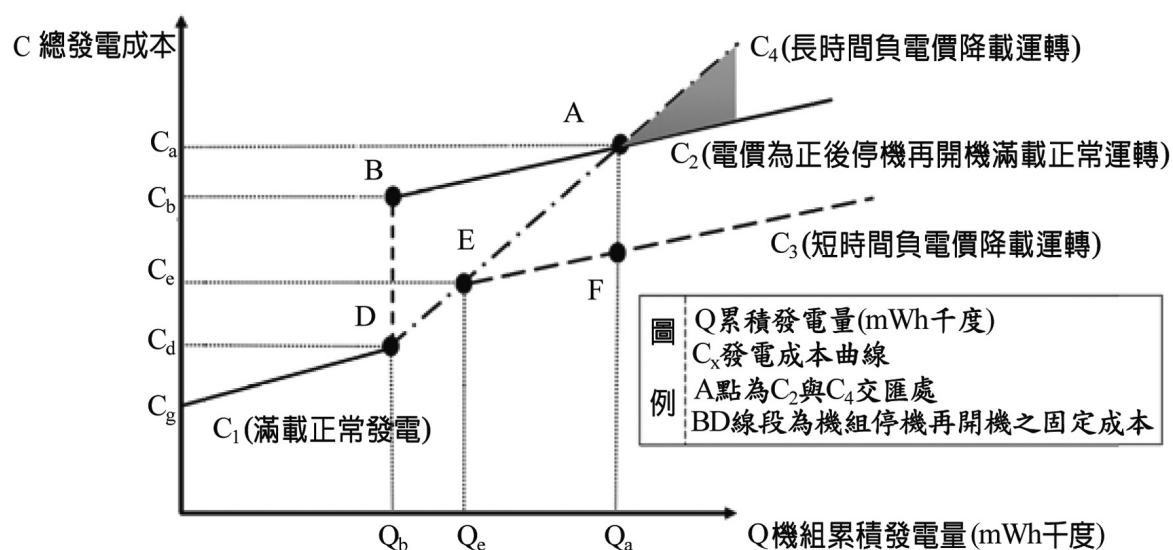


圖4 某一基載發電機組是否選擇負電價之四種成本曲線之圖示(本研究繪製)

值得注意的， C_3 與停機後再開機的狀況(C_2 成本曲線)相比，基載發電機組短期接受負電價，是可以節省停機後再開機所衍生之固定成本(C_b 至 C_e)。在此短暫負電價之情況下， C_2 是相對符合經濟理性之選擇。

不過，選擇降載發電亦有其潛在風險。倘若負電價的現象並非短暫，其持續時間太長，亦即超過圖4中的A點，累積發電量超過 Q_a 時，則此基載機組應當在D點時，選擇停機再開機，避免 C_4 與 C_2 垂直距離之損失(圖4斜影部分)。

上述 C_2 成本曲線表述之情況，可清楚說明為何市場出現負電價而基載機組寧可降載運轉，以低於平均變動成本的「賠小錢」生產方式苦撐待變，因為這時廠商預期市場負電價所帶來的增額損失，將低於停機再開機之更高額固定成本的「賠大錢」。

同樣地，以美國德州為例，2015年風力發電比例高，部分民營電業夜間時段(晚上九點到早上六點)推出零電價方案。事實上，德州獨立調度中心ERCOT公布的數據顯示，大多數情況下風電在日前市場深夜時段都投標零電價或負電價，以爭取優先調度權(許志義與楊宗霖，2019)。

無獨有偶，德國在聖誕節或新年假期大部

分時間的電價都呈現負值，光是2018年批發市場上就累積134小時的負電價；而2017年10月的最後一週，德國的負電價維持近31個小時，每MWh價格跌至-83歐元(約新臺幣-2,947元)；12月24日則出現每MWh -50歐元(約新臺幣-1,775元)的電價。由此可見，當鴨子肚臍的淨負載顯著下降，其嚴重程度可迫使日前批發電價跌至每度新臺幣 -2.947元(許志義與楊宗霖，2019)。

2.2 臺灣出現鴨子曲線之可能性

由於政府能源政策目標為2025年再生能源發電占比達20%，加上臺灣本島電力網路係屬孤立系統，鴨子曲線所帶來電網穩定運轉的潛在威脅及電力調度之挑戰，可能比美國加州、德州或德國有過之而無不及。

值得注意的，美國德州並未與其他區域聯網，亦屬電網孤立系統。準此而論，德州的問題也同樣可能會發生在臺灣，甚至其情況更為嚴峻。首先，從「供給面」比較，有下列四項分析：

(一) 地理條件上，臺灣幅員小、地形狹長且西海岸較為筆直，因此當太陽下山後，太陽能發電產消業者(prosumers)短時間內從電力供給者(producers)轉變為需求者(consumers)，一正一負變化差距，將導致

傍晚用電負載需求遽增，正如同加州當前之寫照。

- (二) 由於德州與加州幅員廣大，德州以風力發電為主，良好風場集中於德州西部廣大面積，風力發電供電相對穩定。至於加州以太陽能發電為主，風力發電為輔，且其布建幅員廣闊，因此整個德州或加州發生同時沒有風與太陽光照的機率較低；相對地，臺灣幅員狹小，同時發生沒有風與太陽光照的機率較高。此外，臺灣太陽能與風力發電場域較為集中，再生能源發電變動幅度相對較大，可能導致臺灣再生能源發電間歇性的上下波動，比德州或加州更為顯著。
- (三) 臺灣以太陽能發電與離岸風電為主，同一太陽能發電場域及海域風場之集中式再生能源發電來源密集度高，隨著特定陽光與風勢變化難測，其發電間歇性的波動幅度相對較大。因此，臺灣應積極廣設電表後端(behind-the-meter)分散式再生能源發電系統⁸來減緩其間歇性供電問題。
- (四) 臺灣太陽能發電業者絕大部分有簽訂再生能源饋網躉購費率(Feed-In Tariffs, FIT⁹)合約，若電力市場未自由化且沒有適當的儲能系統規劃，FIT費率可能會誘使許多太陽能發電業者參與電力市場，排擠原先白天傳統機組的電力輸出，致使鴨脖子曲線更為陡峭。

關於「需求面」之重點，則有以下三項：

- (一) 臺灣產業用電比重偏高，遇到特殊假期(例如農曆年、清明節、端午節、中秋節等)，產業停班休假，其用電需求負載將會顯著下降。以2019年農曆過年為例，最低用電

負載需求僅17~18 GW。相較之下，臺灣夏季尖峰用電負載將近36 GW，幾乎不到一半。在此情況下，若2025年太陽能發電再加上風力發電併網，預計將高逾27 GW發電容量，考量基載燃煤機組與複循環發電機組必須保有最低運轉容量(must-run capacity)，確實有可能造成需求不足的缺口，需要以抽蓄發電及儲能系統或電動車充電，予以補足。

- (二) 德州與加州產業用電與家庭、服務業用電之負載需求占比差異不大，但是，臺灣全年度產業用電總量明顯高過於家庭與服務業用電。因此，臺灣於特殊假期之用電負載需求較低的情況將較德州與加州更為明顯，出現負電價的情形機率相對更高。
- (三) 德州屬於孤立電網系統，臺灣亦同。當電力批發市場出現負電價，德州2009年之棄風率曾高達17%，而2013年完成競爭優勢之風場開發計畫(Competitive Renewable Energy Zones, CREZs)輸配線路擴建之後，棄風率才控制在2.5%以下。準此而論，本研究認為臺灣亦必須及早規劃健全的電網系統，避免未來出現棄風率飆升之類似情況。

至於臺灣最可能發生「負電價」及上述情境的時段應是農曆春節、端午節、中秋節等連續假期，以及夏季以外其他季節週末或假期的離峰時段豔陽高照的日子。在此情況下，政府有關單位與台電國營事業有必要及早提出有效的因應措施，周知市場上利害關係人，共謀對策、共創多贏。

2.3 負電價的成因與經濟意涵

由圖2加州2018年3月4日電力淨負載的鴨

⁸ 相對於地面型大容量之集中式再生能源系統併入高壓電網，大部分電表後端的分散式再生能源多為用戶自用，等同於「自己用電自己發」。由於容量相對較小，若能全國廣泛大規模面積布建「化大為小」、「化整為零(如10 kw以下)」，能降低所有電表後端無風無光同時發生之機率。此外，電表後端分散式綠能另一優點，若出現整體電力系統因故崩潰，則用戶仍可自主供電。

⁹ FIT為價格管制工具，屬政府補貼而非課稅，故為負的皮古稅(Pigouvian Tax)，以108年第二期地面型太陽能發電系統為例，無併聯電業特高壓供電線路者，每度電躉購價格為4.0379元。相對地，再生能源配額制度(Renewable Portfolio Standard, RPS)則是數量管制工具，如我國2025年再生能源發電量佔比設定為20%，並搭配核發某一固定上限數量之綠電憑證，即屬之。依據寇斯定理(Coase Theorem)，綠電憑證可透過市場自由交易機制決定其價格。

子曲線可看出，太陽能發電於白天時段提供高容量之負載與多流量之電能，使鴨肚臍增大。這是由於太陽能發電的變動成本趨近於零，所以在能量市場競價機制下，投標價格通常為零，可被優先調度。相對地，傳統基載機組之變動燃料成本遠高於零，所以獨立系統操作者(Independent System Operator, ISO)一般調度順序之排程必然在太陽能發電之後，致使基載機組需藉由降載來平衡電力市場供需。然而，傳統基載機組(燃煤與核能電廠)降載能力有限，且無法隨時起停，若要與電網解聯，必須支付額外的起停機交易成本，因此基載機組必須維持最低負載(minimum load)發電量。當基載機組已降至最低負載發電量，且其他機組發電量不變，而太陽能發電機組持續增加出力，三者相加之總供給量超過用電負載需求總量，電力系統將面臨失衡的危機。

值得注意的，負電價之情形通常發生於「日前批發市場」。在批發市場上，購電之高壓(100 KW以上)用戶(如工廠、學校、聚合商等)始有機會享受到負電價之利得。相對地，低壓(未達100 KW)用戶(如住宅、小商家、中小企業等)則不會直接受到批發市場負電價之影響，大多與零售市場業者簽訂長期合約(如時間電價等)，在零售市場業者之操作下，零售市場之電價相對穩定，不易出現負電價或高電價之短期價格大幅波動。

目前在臺灣電力市場尚未自由化的情況下，若電力批發市場的價格仍受到嚴密管制，亦即獨立發電業者(Independent Power Producer, IPP)依照長期收購合約(Power Purchase Agreement, PPA)的固定電價收購模式，則臺灣鴨子曲線的初始狀態可能更趨惡化。質言之，當鴨子肚臍出現時，原本可能出現的負電

價¹⁰，被扭曲為一般管制下的正電價，所有的電力消費者或大用戶獲得未能反映市場供需真實情況的價格訊號，將導致偏頗的消費行為。具體言之，原本在負電價訊號下，應該增加用電量的各種經濟行為(如充電、儲能等)，均因欠缺實質誘因(價格下跌)而反向操作不用電，導致總合用電需求更加不足，鴨子肚臍越變越大，電力系統調度風險亦隨之增高。

相反地，日落時段由於電價訊號(高於政府管制下的正電價)未能及時隨著鴨脖子陡升所產生的供電缺口，同步傳遞給電力系統輔助服務之提供者(如儲能業者、需量反應聚合商及電力大用戶等)，導致快速升載的供給面資源及原本能夠配合抑低需求負載的需量反應資源，皆因欠缺實質誘因(價格上升)，而未能參與市場交易，結果導致鴨脖子更加昂揚，也加深對於電力系統調度安全可靠的威脅程度。總之，若價格機能未能適時導引資源適當的流向，只會讓原本供需失調的電力資源配置問題，更加惡化，甚至崩潰。

綜上所述，解決鴨子曲線問題的最佳政策措施，就是尊重價格機能，回歸市場機制，讓市場行為主體(所有供給者及消費者)，在追求己身利益誘因之前提下，做出理性的經濟決策。在此情況下，最有能力提供質優價廉量足的電力服務供給者，以及最有能力承擔風險的市場參與者，包括提供電力輔助服務資源的產消者¹¹、即時配合快速升降電力彈性的虛擬電廠(Virtual Power Plant, VPP)、儲能電動車與需量反應聚合商(agggregator)等利害關係人，皆能各司其職、發揮所長，形成真正具有彈性(flexibility)與韌性(resilience/robustness)的再生能源導向之電力生態系統。

¹⁰ 參考圖4的說明，在電力自由化市場下，負電價主要是反應基載電廠或太陽能與風力發電系統停機的機會成本。除此之外，由於再生能源建置地點與傳統發電機組不同，電網饋線也會不同，因此還需考慮變動性再生能源短時間大量湧入電網時，由於饋線之限制而衍生的壅塞成本；以及變動性再生能源發電占比增加，逐漸替代、競爭傳統機組發電，迫使傳統發電設備運轉時數減少而造成傳統機組的資產套牢成本。其壅塞成本和資產套牢成本，也是影響負電價之因素。

¹¹ 產消者係指生產性消費者，亦即自行生產所需商品和勞務的消費者，結合了專業生產者(producer)和消費者(consumer)的角色。例如Youtube與臉書的內容皆由所有消費者自行提供產出。

3. 再生能源發電高占比之挑戰與因應

3.1 核心概念

為解決再生能源供電比例逐年提高所產生的鴨子曲線問題，其因應對策必須兼具「橫向的廣度」與「縱向的深度」。

所謂「橫向廣度」係指空間軸上，電力市場應該盡可能吸納多元利害關係人，相互競合，成為市場交易相對人的替代選項，以確保電力系統的彈性與靈活性。尤其面臨鴨子曲線的大肚臍日益突出、鴨脖子日益陡升之情況下，從供給面而言，除了傳統集中式電源之外，也要廣納各種分散式電源，例如地面型及屋頂型太陽能發電系統、大型及微型風力發電機組、大型及微型水力發電系統、公用事業等級與通用型儲能系統、汽電共生系統、微型渦輪發電系統等，發揮各種設備之不同特性，提供能量、容量及輔助服務。

從需求面而言，以再生能源為導向的電力市場，將出現眾多產消者。因此，要盡量納入電表後端再生能源發電系統(包括屋頂型太陽能、微型風力及微型水力發電系統)、需量反應、電動車與小型儲能系統，引進智慧能源管理系統，甚至讓產消者成為潛在競爭者(potential competitor)，使其能有參與市場交易之機會，有助於智慧工廠、智慧社區及智慧城市能源物聯網(包含電網、水網、氣網、氫網及交通網)之實踐，落實電力系統的彈性與靈活性，以最符合成本效益原則，提升整體電力市場績效。亦即，盡量讓電力市場上所有供給面與需求面利害關係人，都有「誘因」以其市場行為主體的邊際成本，進入市場爭取交易機會。在此情況下，可讓電力市場中最有能力承擔風險的成員(亦即機會成本最低者)，提供電

能服務。此時此刻，在市場機制之運作下，達到供需均衡的配置效率。

所謂的「縱向深度」係指時間軸上，面對電力系統失衡危及可靠度的任何時間點，皆需保有供給面與需求面之多重備援系統(redundant system)，尤其是當自然天候環境劇烈變化(如日全蝕、颱風、熱浪、焚風、冰雹等)與用電負載需求(如連續假期、週末假日等)之極端情況下，更須建立電力調度的「縱向深度防禦」。從供給面而言，輔助服務提供者(ancillary service providers)需廣納需量反應、熱泵系統、汽電共生系統、小型燃氣渦輪發電機、電動車與儲能系統、再生能源發電系統等，甚至在虛擬電廠及區域微電網之商業模式下，任何一套主流供電系統失敗，仍有下一個即時備援候補的替代方案。就算是所有備援系統接連失敗的最極端時刻，仍然有可能短時間維持區域電力系統的孤島運轉(islanding operation)。

從需求面而言，藉由分級電價(priority service)¹²按照電力可靠度高低不同之需量反應客戶群，給予不同等級之容量與能量費率。在電力系統可靠度出現限電或停電危機時，按照優先順序，由供電可靠度較低的需量反應用戶逐一排序卸載，讓需求負載具有多重的層次與深度，避免單一事件，不論是供給面的發電機組跳機，或需求面負載急速上升超過輔助服務提供者所能供給的快速升載，造成供需負載容量瞬間落差，導致整條饋線或區域的限電或停電，甚至引起嚴重的系統全黑外部成本，以確保電力供需平衡，方可達到強化電力系統韌性之目標。在此種多重深度防禦的技術運作及市場架構下，才能夠真正落實電力系統的韌性，確保供電品質與系統安全可靠，幾無缺電之虞。這就是為何先進國家能夠將上述虛擬電廠或區域微電網，由過去鄰避效應(Not In My Backyard, NIMBY)轉變為願毗效應(Want In

¹² 分級電價係指電業根據用戶的用電需求特性，將電力供應依照其品質屬性，加以區分成不同等級的電力產品，參酌供電成本數據，設計一套具有多種不同供電可靠度等級之電價結構方案。通常，供電可靠度越高的方案，其等級愈高，電價也相對越貴。而每一個不同供電可靠度，都有相對應的電力負載管理方案或需量反應方案，提供電力用戶自行選擇。事實上各國電業所實施的各種需量反應方案都屬於廣義的分級電價。

My Backyard, WINBY)或稱迎臂效應(Yes In My Backyard, YINBY)之深層原因。

從上述供給面與需求面切入「橫向廣度」與「縱向深度」，先進國家最具體的普遍現象即是產消者無處不在地於智慧社區、智慧工廠及智慧城市出現與發展趨勢，皆可讓愈來愈多比例的電力需求負載，有「市場誘因」能夠同步追隨高低起伏的再生能源發電。

3.2 導入市場機制、活用價格訊號

隨著再生能源發電比例逐年提高，電力市場具有供需變化快速之不確定性，更需要仰賴市場機制提供公平對等的誘因，讓更具有「彈性」與「韌性」的需量反應、儲能系統、分散式綠電等供需資源參與電力市場，提高「負載追隨發電」之比例，增加利害關係人的多元性及其來源，形成大規模協調互動合作之虛擬電廠。相反地，在價量管制之下各項經濟管制政策缺乏彈性，難以透過市場價格機能應付靈活且快速的電力供需變化，電力交易成本勢必提高，而政府的管制政策、保護政策及補貼政策¹³，甚至都可能造成市場公平交易與達成資源配置效率的阻礙。

以再生能源為導向的能源經濟體系為例，在市場機制與價格機能充分運作之下，鴨子曲線的肚臍加大可能導致日前批發市場出現負電價，此種透過負電價之價格訊號誘發電力需求端拉高負載，有助於避免淨負載曲線(即鴨子肚臍)持續下陷，甚至引發日落後淨負載陡升之幅度加大，提高電力系統操作者短時間升載調度之難度。相對地，在價量管制之下，若電力市場無法反映真實的價格訊號，白天無法透過負電價誘發更多人用電，則可能導致鴨子曲線問題愈加惡化，亦即鴨子肚臍愈大且鴨脖子愈長。同時，其不同時段用戶之間將形成更嚴

重的交叉補貼。由此可見，市場機制下的價格訊號將是電力市場達成資源配置效率的關鍵因素。

準此而論，臺灣電力市場管制者與市場運作者(MO)應提前示警利害關係人，包括發電業者、售電業者、儲能業者(含電動車業者)及電力用戶，當再生能源發電比例高達特定水準時，臺灣電力日前批發市場可能在假日離峰時段出現負電價。在此情況下，各相關利害關係人均可提早作出合理的因應對策。換言之，任何能夠促進電力系統運轉「彈性」的資產或技術，將成為重要的核心能力。

4. 電力交易市場之規劃

《電業法》已於2017年1月26日修正頒布實施¹⁴，這是我國能源轉型之重要里程碑。本次修法之目的在於落實非核家園的願景。同時，分兩階段推動電力市場改革；亦即，一至兩年半內以「綠電先行」為第一階段推動策略，微幅開放發、售電兩端，將改革的範圍限縮於僅占總發電量不到5%的綠電，管制輸配電中段，並將發電廠與輸配電網會計分離，達成「廠網分工」。預計六至九年後，第二階段才進行法律效力上的實質「廠網分離」。

4.1 「綠電先行」的六種營運模式

我國再生能源市場交易，係以再生能源憑證(Renewable Energy Certificate, REC)作為認證與檢核之配套措施¹⁵。前述電業法修正通過後，第一階段「綠電先行」至少包括六種營運模式，如下：

1. 自用：在用戶端建置再生能源發電設備，自行發電與用電，不涉及市場交易行為¹⁶。
2. 直供：再生能源發電業者以「直接供給」方

¹³ Haffner, et al. (2017)指出，歐盟各國政府投資並補貼再生能源，雖有助於成員國達成能源轉型的目標，但所伴隨之風險亦須予以重視，包括：灰電與綠電之間的不公平競爭、FIT過度補貼、電力市場的無效率運作等。

¹⁴ 我國電業法於2017年1月11日由立法院三讀修正通過，於2017年1月26日總統公布實施。

¹⁵ 此處配套措施係指除了FIT以外的四種營運模式，均可透過經濟部標準局之認證許可後，獲得綠電憑證，並非各種綠能營運模式均可獲得再生能源憑證。

¹⁶ 自用有多種可行方式，包括自建、出租屋頂或空地等。

式出售綠電，亦即配置專線供給他用戶，但超過政府設定之門檻者需提供備用容量。

3. 轉供：再生能源發電業者以轉供(代輸wheeling)方式出售綠電，藉由輸電配電網路系統傳輸給用戶，必須支付合理費用給操作電網傳輸的台電公司。
4. 由再生能源售電業收購：藉由再生能源售電業，銷售綠電給售電業所服務之他用戶。
5. 由公用售電業躉購：依據政府核定之FIT，由台電公司統一收購綠電¹⁷。
6. 再生能源憑證¹⁸ (REC)：再生能源發電業者(除FIT業者外)均可申請之憑證。其申請需經第三方公正單位驗證其設備條件及其發電量後，核發證明其為合格之綠電身分證，並在供應用戶時附加憑證，證明綠電的來源與數量，以供購買綠電者作為日後在市場上轉售之憑據。值得注意的，由於我國綠電供給者及其憑證數量仍在初期發展階段，綠電規模及其市場尚未成熟，為開拓本土綠電市場之真正需求量，以拉升供給量，政府主管機關係採「電證合一」之暫行制度，用戶必須購買具備綠能發電設備所產生之綠電，同時一併購買該供給者所獲經濟部標準局認定之綠電憑證。在此情況下，綠電生產者就是憑證的提供者，因此只要憑證價格能夠因市場需求增加而提高，便會刺激生產者建置更多綠電。

反之，若在市場初期採行「電證分離」，由於市場上憑證數量不多，面對多方需求，很可能會形成相對較高的「假性需求」套利空間。雖然綠電及其憑證數量稀少而價高，可能吸引更多利害關係人參與綠電生產。但是對於原先在市場中綠電提供者，由於其所生產之增額綠電及其憑證，只能賺取第一次市場交易之

利潤，在短期無法擴建綠電發電容量的情況下，可能吸引他們也一同參與投機活動，而無法專心生產綠電。此外，當相關利害關係人因綠電憑證價高，一齊蜂擁建置再生能源發電設施，可能使其綠電供給過多、錯估綠電需求，造成綠電市場波動加劇，不利長期健全發展。

但不可否認，實行「電證分離」制度，可提高綠電交易的彈性，符合市場各方利害關係人之多元需求，深化市場分工機能，增加綠電及其憑證資源之市場流動性，能極大化其價值。準此而論，當臺灣未來綠電市場成熟後，應可仿先進國家採行電證分離制度，亦可單獨購買綠電憑證。

總之，只要假性需求套利的市場風險所產生之潛在成本，小於電證分離而增加綠電資源流動性所帶來之經濟效益，則電證分離制度即有其推動之必然性。

再生能源市場的參與者包括：再生能源發電業者、再生能源售電業者與電力用戶等，均得自由選擇適合的綠電交易商業模式。然而，上述的各種交易方式將涉及電力系統穩定與電網公平使用，因此各項電力調度相關費用計算就顯得格外重要，也是維持綠電市場公平交易的基石。

4.2 電力交易平臺

在電業法第二階段改革中，綜合電業將拆分為發電業與輸配電業，落實廠網分離，而輸配電業不得兼營發電業或售電業，且輸配電業不得與發電業及售電業交叉持股。但經電業管制機關核准者，輸配電業得兼營公用售電業。為達成穩定供電目標，台電公司之發電業及輸配電業專業分工後，轉型為控股母公司，其下成立發電及輸配售電公司。其中，輸配電業即

¹⁷ 綠電先行的六種營運模式中只有FIT與負電價有直接關聯，至於其他五種營運模式應無直接關係。換言之，當FIT的躉購價格大於負電價之絕對值，則再生能源生產者其接受補貼之幅度會超過負電價之損失，因而持續生產發電，並將之以負電價銷售至日前批發市場。事實上，負電價的根本原因，仍然來自於再生能源發電之邊際成本趨近於零(尤其太陽能與風力發電因其無需燃料成本)，因此傾向在日前批發市場投標零元，亦即 $P=MC$ 之邊際成本定價法則。

¹⁸ 綠電憑證之核發程序，係由經濟部標準檢驗局成立之國家再生能源憑證中心統籌辦理。每發1000度綠電即核發一張綠電憑證。截至2019年12月1日為止，共發出75,800張綠電憑證。

扮演獨立系統操作者(ISO; Transmission System Operator, TSO)的角色如同飛機場塔臺調度員，必須發送電力調度指令，確保電力調度的彈性與韌性。

同時，電力交易所(Power Exchange, PX; Market Operator, MO)則扮演如同股票買賣交易撮合平臺的角色，充分揭露價格訊號，引導資源有效配置。依據電業法第11條規定：「輸配電業為電力市場發展之需要，經電業管制機關許可，應於廠網分工後設立公開透明之電力交易平臺。電力交易平臺應充分揭露交易資訊，以達調節電力供需及電業間公平競爭、合理經營之目標。第一項電力交易平臺之成員、組織、時程、交易管理及其他應遵行事項之規則，由電業管制機關定之。」(楊宗霖，2019)。

參酌美國聯邦能源管制委員會(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)之規範架構，ISO/TSO或區域輸電業者(Regional Transmission Organization, RTO)分別營運各自區域之批發電力市場，儘管在市場設計之具體規則與細節上有所差異，但各區域之批發電力市場大致可區分為：能量市場、容量市場以及輔助服務市場。以下分別說明其功能與目的，並提出可供我國參考之批發電力市場規劃架構。

(一) 能量市場(energy market)

能量市場係以能量(energy, MWh)為交易單位。依照台電公司於2019年元月規劃之「日前電能市場」，係指電能交易雙方於交易前一日進行電能出價撮合之市場，其交易的項目可包含灰電(指傳統化石燃料發電機組)與綠電。換言之，在供電的前一天，負責執行電力調度的ISO/TSO，依氣候及供電條件等預測隔日每小時的用電量，再由賣方(包括發電業者、儲能業者、需量反應、用戶群代表、自用發電設備擁有者等)報價，由價低者得標，以最經濟的原則進行排程，最終由買方(如公用售電業)取得電能，完成交易結算。

臺灣之綠電雖有躉購費率價格補貼政策，

但目前因再生能源發電占比不及6%，其補貼額度尚屬有限。此外，若同時考慮灰電的環境外部成本即綠電之環境外部效益，兩者之間差距一正一負相加之後，FIT對綠電優惠的躉購費率，並非如名目補貼之顯著。再者，當未來灰電與綠電市電同價(grid parity)時，即不再需要躉購制度之保障，進而落實市場公平交易機制。

(二) 容量市場(capacity market)

容量市場係以功率(power, MW)為交易單位，主要目的是為了克服彈性發電容量不足的風險，維護總裝置容量的最小值。尤其隨著再生能源發電占比逐年提高，其邊際成本趨近於零，享有優先調度，可能導致傳統發電機組(如核能、燃煤、燃氣等)不具投資誘因。因此，為了解決再生能源間歇性所帶來的發電量驟降風險，仍需對邊際電廠進行價格補償，亦可稱為容量補償機制(capacity remuneration mechanisms)。

值得注意的，台電公司已於2019年元月規劃「容量市場」，主要提供長期購售電合約(主要容量義務)外的一個容量交易撮合平臺，主要可能之容量提供者為：需量競價、儲能設備、新建機組、IPP剩餘容量等(吳進忠，2019a)。同時，依據我國《電業法》規定，一定裝置容量以上的發電業或售電業，必須準備一定的備用容量給用戶；因此當發電或售電業者自己準備的備用容量不足時，就必須向其他業者採購，此時即會形成「容量市場」。容量市場通常在一到三年前就針對電力供應需求簽訂合約，穩定長期電力。未來包括燃氣IPP、汽電共生或中載型再生能源等將可考慮適用(黃佩君，2019)。

(三) 輔助服務市場(ancillary service market)

輔助服務係指為完成電力傳輸並確保電力系統安全及穩定所需採行之服務措施，包括頻率調整、電壓調整、熱機備轉、非熱機備轉、替代備用容量、全黑啟動等。依據《電業法》第9條規定，輸配電業應依調度需求及發電業、

自用發電設備之申請，提供必要之輔助服務，而輔助服務的提供者除了發電業外，亦得由用戶群代表提供。其中，各項輔助服務項目，來源可包括：火力機組、水力機組、自用發電設備、需量反應、再生能源、儲能設備等。

在過去，台電的輔助服務(包含：快速反應備轉容量、調頻備轉容量、即時備轉容量與補充備轉容量等)，大部分仍由傳統發電機組提供，但是隨著再生能源發電比例逐年提高，預期2025年輔助服務的需求量將迅速上升，屆時除了傳統發電機組外，也必須廣納需量反應、儲能系統等非傳統機組提供輔助服務，以解決再生能源供電間歇性之痛點，提高「負載追隨發電」之比例，如表2所示。具體而言，經濟部(2019)智慧電網總體規劃方案報告指出，2025年將建置完成590 MW儲能系統(160 MW台電公司自建/430 MW採購輔助服務)來填補快速反應備轉容量、調頻備轉容量之輔助服務需求缺口。除了從政府角度，由上而下進行總體規劃成為輔助服務主要提供者，若是導入市場機制，將可讓多方利害關係人有誘因參與需量反

應、建置儲能系統調節再生能源之間歇性，一同達成2025年之目標。

相對而言，即時備轉容量與補充備轉容量之1,000 MW通常係為了負擔一部大型機組跳機之缺口，而台電系統最大型機組是985 MW之核二廠兩部機組，故2025年需求規劃與2017年相同。因為最大型的單一發電機組容量並未增加，若額外購買即時備轉容量與補充備轉容量，等同於支付過多的「保險費用」，增加購買過多之輔助服務，未必符合經濟效益原則。

目前台電已於2019年第一季完成「非傳統機組參與輔助服務暫行辦法」草案，所謂非傳統機組包括：再生能源發電業、自用發電設備、需量反應、儲能系統等。此外，台電已於2020年1月實施「非傳統機組參與輔助服務正式辦法」，擴大參與對象與交易項目，如表3所示。

值得注意的，目前電力市場上傳統發電機組所提供之電力輔助服務均未有真正的金流交易與結算，無法得知其真實的市場價值。電力交易平臺開放輔助服務市場競爭之後，價格訊

表2 臺灣規劃中輔助服務電力市場參與者可提供之四種商品(吳進忠，2019b)

分類	快速反應備轉容量	調頻備轉容量	即時備轉容量	補充備轉容量
反應時間	mini second~秒	幾秒~3分鐘	~10分鐘	~30分鐘
持續時間	3-15分鐘以上	15分鐘以上	1小時以上	2-4小時以上
2017年 需求量	500~700 MW	±500 MW	1000 MW	1000 MW
來源	發電機組 (Primary Frequency Response) 低頻電驛	發電機組 (Automatic Generation Control)	發電機組	發電機組
2025年 需求量	1000~1200 MW (因應系統轉動慣量 減少)	±1300 MW (因應再生能源瞬時 發電變化量增加)	1000 MW (需視當時系統最大 裝置容量機組調整)	1000 MW (需視當時系統最大 裝置容量機組調整)
可能來源	需量反應 (Demand Response with UF-Relay) 發電機組 (Primary Frequency Response)	發電機組 (Automatic Generation Control)	需量反應 發電機組	需量反應 發電機組

表3 台電「非傳統機組參與輔助服務」之機制(吳進忠, 2019b)

輔助服務	暫行辦法(108年下半年)	正式辦法(109年)
執行重點	發展非傳統機組參與輔助服務技術規範	研析並仿效國外作法辦理項目及採購數量
參與對象	需量反應、儲能設備	需量反應、儲能設備、自用發電設備、再生能源
交易項目	即時備轉容量	快速反應備轉容量 ¹⁹ 、調頻備轉容量、即時備轉容量、補充備轉容量
採購方式	日前競價	長約採購、日前競價
支付方式	電費折扣 ²⁰	電費折扣、預算支應

號被揭露之可能樣貌，必然受利害關係人密切關注。基本上，不同的發電配比結構與不同的需求負載組合，會影響各類輔助服務供需之價量。黃維綱等人(2014)指出，國外輔助服務市場交易價格，在面臨市場缺電機率上升之情況下，甚至以缺電成本定價(Shortage Pricing)或稱稀缺性定價(Scarcity pricing)方式，提供相對更高的(但也是合理的)市場誘因給輔助服務提供者。一般而言，國外電力市場計算輔助服務占總發電量成本大約在10~20%，並與市場規模有關。市場規模愈大，其輔助服務費用占

比愈小。以美國PJM (Pennsylvania-new Jersey-Maryland Interconnection, PJM)電力調度中心、紐約電力調度中心(New York independent system operator, NYISO)、加州電力調度中心(California Independent System Operator, CAISO)的輔助服務市場為例，圖5至圖7為三個市場2016年7月至2019年6月逐時資料之即時備轉容量價格紀錄，三者的平均價格相去不遠，分別為5.805美元/MWh、5.46美元/MWh、6.726美元/MWh。其中PJM與NYISO (New York Independent System Operator, NYISO)紐約電力調度中心的價格波

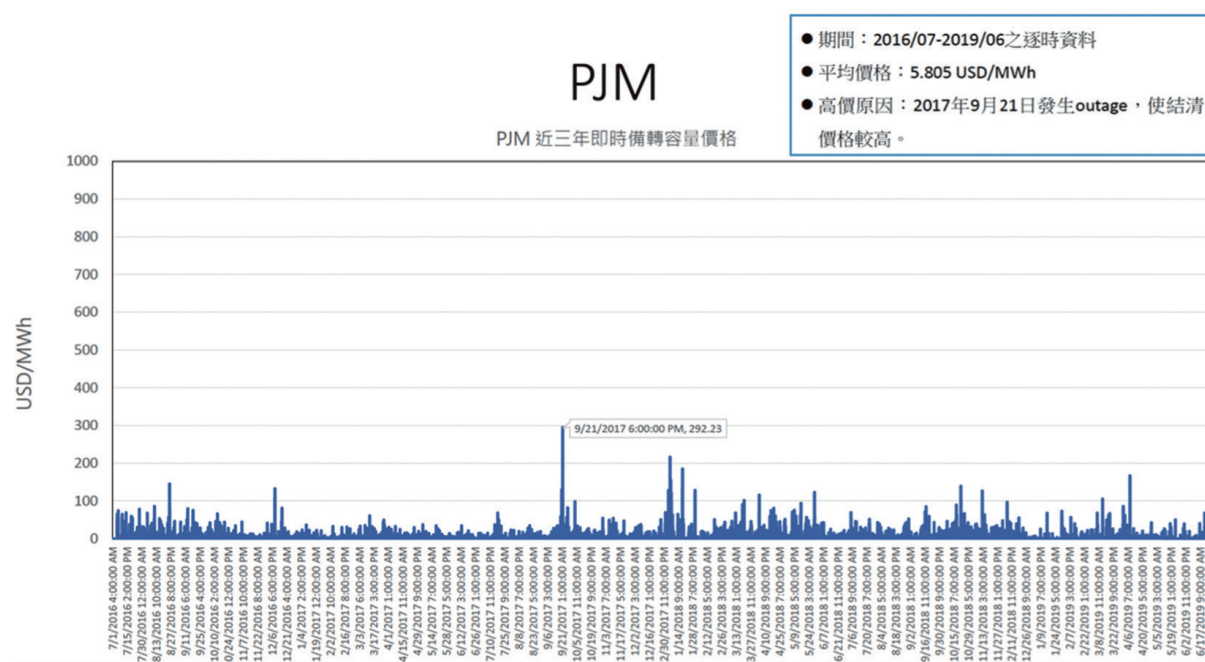


圖5 PJM近三年即時備轉容量價格(台電公司調度處, 2019)

¹⁹ 快速反應備轉容量為新增輔助服務項目，朝向長約採購的方式進行。

²⁰ Market Base的輔助服務項目受限於政府採購法，且台電108年尚未編列輔助服務預算，故採電費折扣方式先行。



圖6 NYISO近三年即時備轉容量價格(台電公司調度處，2019)

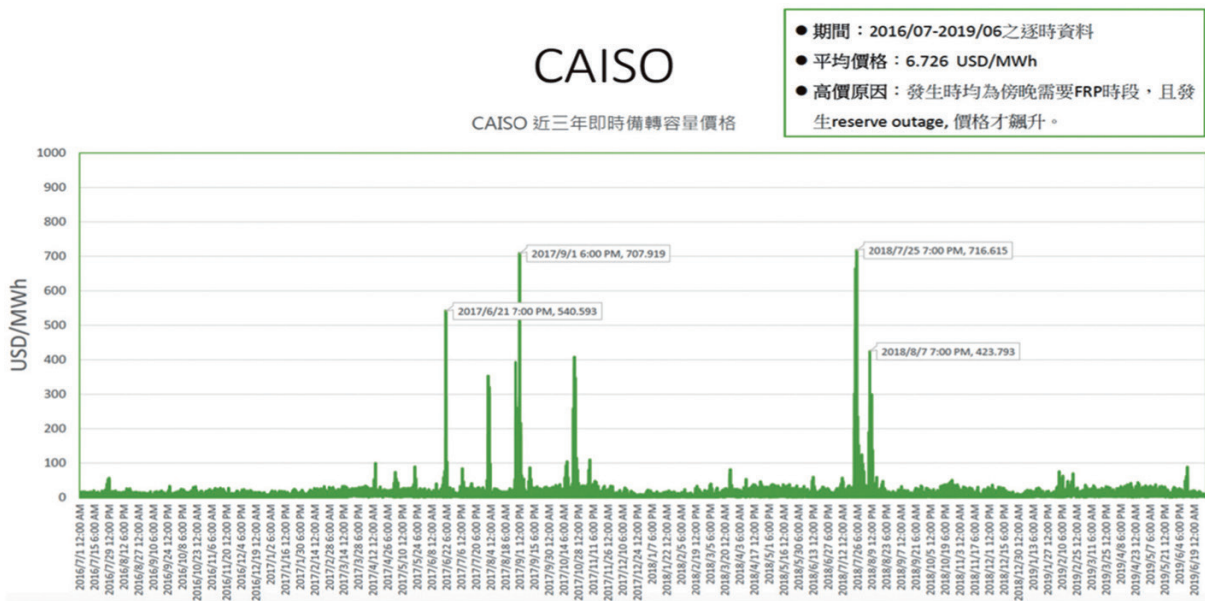


圖7 CAISO近三年即時備轉容量價格(台電公司調度處，2019)

動幅度相對較小，PJM於2017年9月21日由於發生跳電而當日結清價格暴漲將近至300美元/MWh，高於平均近60倍。NYISO則因為2018年1月發生極地漩渦，致使天然氣價格飆漲，造成當日結清價格偏高來到近100美元/MWh，是平均價格近20倍。至於CAISO產生較高價格，通常出現在FRP (Flexible Ramping Product)時段，並且發生備轉機組臨時跳機，價格甚至飆高至

近700美元/MWh (吳進忠，2019b)。此外，根據圖8統計2019年美國各地區ISO的發電種類，可以得知CAISO相較於PJM和NYISO其發電種類較多元、太陽能 and 風力發電佔比較高，也是加劇價格變動的可能原因之一。可見其輔助服務市場價格會隨著電力批發市場供需即時變化(如機組跳機、負載需求猛升等事件)而高低起伏。相對地，在價量管制下，即無法以價格訊

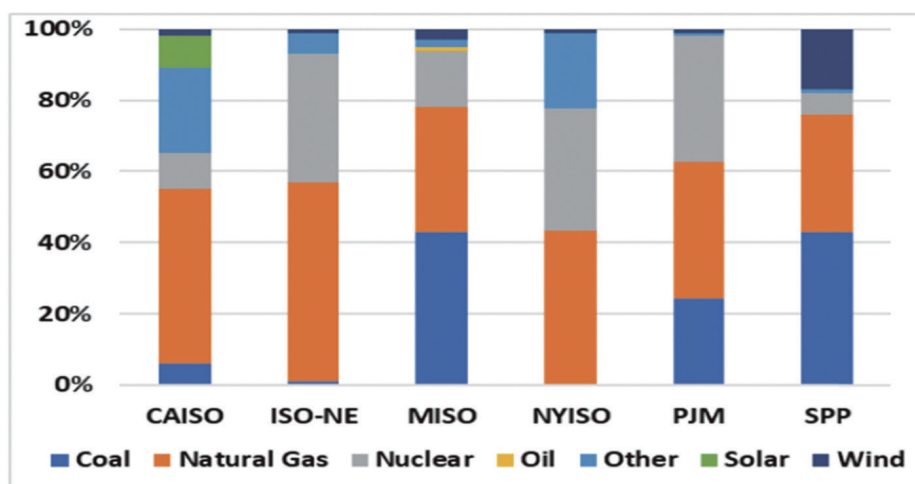


圖8 美國2019年各ISO發電種類(FERC, 2020)

號快速反應輔助服務之真實價值。此種情況下，將造成許志義與盧佩君(2014)所指稱的電力市場各種資源相互交叉補貼。

國際能源署(International Energy Agency, IEA) 2018年依變動性再生能源(Variable Renewable Energy, VRE)佔總電量之比例，將電網轉型分為六個不同階段(參見表4)。其中加州VRE預估在2020年約為25%，其中太陽光電約為16%、風力發電約為9%，是電網轉型之第三階段。第四階段僅有愛爾蘭、丹麥以及澳洲的南澳洲，其中南澳洲太陽光電約為7.5%，風力發電約為35%。至於第五階段及第六階段，目前尚未有國家符合其條件。臺灣2019年再生能源發電量佔總發電量約為5.6%，是能源轉型的第二階段，其中風力與太陽光電占比為2.2%，並以太陽光電成長幅度最大，對於再生

能源發電成長貢獻度超過一半(經濟部能源局，2020)。

澳洲能源市場調度中心(Australian Energy Market Operator, AEMO)依據西澳躉售市場(Wholesale Energy Market, WEM)之規則，提供西澳西南互聯系統(South West Interconnected System, SWIS)必要之輔助服務(參考表5)。雖然澳洲西南地區氣候為亞熱帶與臺灣相近，但其幅員廣大，用戶數比臺灣少，電網布建以及維護成本之考量與臺灣極為不同。相較之下，美國加州的再生能源佔比以及風力/太陽光電配比可能較與臺灣接近，短期內應以美國加州的輔助服務市場發展策略作為參考。

未來按照電業法將臺灣電力市場廠網分離，台電轉型為輸電系統操作者(Transmission System Operator, TSO)之後，允宜開放所有各類

表4 變動性再生能源轉型階段

階段	內容	再生能源比例
1	變動性再生能源與所有系統沒有關係	0-3%
2	變動性再生能源對於系統很重要	4-15%
3	變動性再生能源的彈性對於供需平衡劇烈波動有相關	16-25%
4	變動性再生能源能夠穩定滿足大部分電力需求	26-50%
5	變動性再生能源與整體系統整合趨近成熟，促進其他產業部門更進一步電力化	51-80%
6	變動性再生能源可以彌補季節性不足並出現非電力多元化應用	80-100%

資料來源：本研究整理自IEA, 2018、IEA, 2019。

表5 西澳西南互聯系統輔助服務成本

輔助服務	2018年4月1日至2019年3月31日	
	數量	成本(澳幣)
負載追隨發電總成本 (The Load Following Service, LFAS)	—	87,060,056
負載追隨發電容量 (LFAS capacity)	72 MW	9,027,097
負載追隨發電升載 (LFAS Upwards)	72 MW	29,590,394
負載追隨發電降載 (LFAS Downwards)	72 MW	48,442,565
尖峰備轉容量 (SRAS peak)	224.1MW	17,092,678
離峰備轉容量 (SRAS off-peak)	189.0MW	
系統全黑重啟服務 (Contract System Restart Service)	3個發電設施 (3 facilities)	1,176,494

資料來源：本研究整理自AEMO, 2019。

型發電機組(包括民營電業、汽電共生、再生能源業者²¹等)共同參與輔助服務市場競標。

依照交易的時間點不同，台電 2019 年元月即規劃「容量市場」、「日前市場」、「小時前調整程序」、以及「即時不平衡市場」等四種市場。其中，「日前輔助服務市場」得以調頻備轉容量、即時備轉容量、補充備轉容量及其他必要之輔助服務作為交易項目。由於輔助服務具有快速、即時救援電力系統之特性，為滿足即時調度與電力預測的差異需求，在供電當天，可參與每小時前重新調整負載並結算的「小時前調整程序」，以每十五分鐘為單位進行，確保發電量能隨著負載增減微調；同時，針對最尖峰供電，則可參與每五分鐘撮合一次的「即時不平衡市場」，採競價方式，針對各機組的增量及減量分別報價，即時平衡電力供需，並由平臺每五分鐘結算價格一次，這是再生能源導向之各種電力市場中，價格波動最大的一種市場。例如在夏日尖峰發電量最

大的太陽光電，會因發電量大而出現短時間內低價的狀況，即可在即時市場中交易(黃佩君，2019)。在容量市場的部分，目前美國德州已實施備轉容量需求曲線(Operating Reserve Demand Curve, ORDC)數年，提供電廠投資基載機組合理誘因，由ISO與發電業者簽約以滿足最低至少500 MW的備轉容量需求，每度電價可達10美元(圖9)，為我國可參考之借鏡。

長期而言，未來電力市場之改良設計，宜從「時間」及「空間」兩者縮小範圍²²：(一)市場停止投標的時間縮短，日前時間縮短成12小時前，甚至6小時前。(二)時間越來越縮短是指交易時間，從一小時、縮短至30分鐘、15分鐘乃至5分鐘。(三)與IPP、汽電共生、再生能源業者簽約時間縮短，從20年縮短為10年、5年、3年甚至1年。(四)空間縮小是指從整體臺灣單一TSO/ISO，演變成北中南東四個區域系統操作者(Distribution System Operator, DSO)，再演變成每個縣市之區域電價(local pricing)，最後

²¹ 再生能源除了水力發電、生質能與地熱，皆可參與輔助服務市場交易之外，亦包括風力、太陽能搭配智慧逆變器(Smart inverter)，在技術上皆具有參與輔助服務市場交易之可能性。

²² 但上述再生能源占比可能要超過30%，可能是2030年以後，非本研究範圍，且須等市場實際運作之後，搜集相關數據才適合加以分析。目前僅能提供策略性的方向。

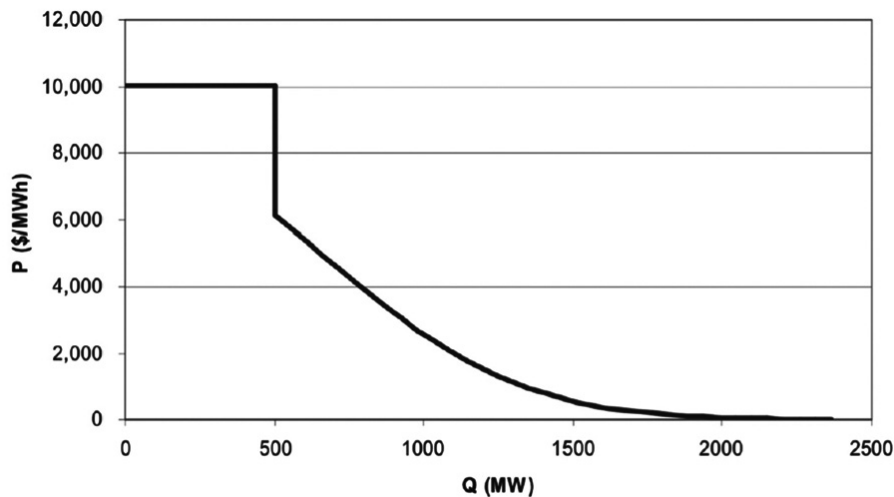


圖9 備轉容量需求曲線(Hogan, 2013)

變成節點電價(nodal pricing)。

建立電力交易平臺，側重在揭露電力市場價格資訊，其為獨立、超然的中立性質，與負電價無直接關係。負電價只是其市場供需懸殊情況下，基載電廠短期無法隨時起停所反應之市場價格。若電力市場監管機關刻意壓抑負電價，維持零以上之價位，反而會使需求量萎縮，加劇鴨子曲線情況，惡化電力系統潛在之風險。

綜合上述，電力交易平臺能即時揭露不同時間點的發電成本及交易價格，可成為激勵發電機組運轉效率的重要指標。2019年台電公司已開始規劃電力交易平臺機制，預計2023年開始測試營運、2024年正式上路，展開臺灣電力市場機制的新頁(黃佩君，2019)。

4.3 電力市場監管機制

建立電力交易平臺潛在的缺點為市場失靈問題，包括：不當的聯合行為壟斷市場，造成電力資源配置扭曲；以及電能生產過程中環境污染的外部性問題。尤其價格解除管制之自由市場下，供給備用容量或資源安全存量短缺時，必因市場財貨不足，促使價格上漲，此時市場機制當能發揮，以抑制需求，誘增供給，相對較易於短期間內恢復正常供需均衡，達成交易穩定。此外，電力由於無法有效儲存，且

需求替代彈性甚低，建廠前置期無法立即配合市場需求，如何保有必要之最低備用容量，避免電力短缺，導致市場失靈，引發大規模缺電，實為開放電力市場自由化時必須重視之配套措施。因此，電力市場自由化之後，也需要搭配完善的監管設計，維持市場自由化運作。

臺灣依據電業法第三條明定，將由中央主管機關指定電業管制機關，負責電業及電力市場之監管、電力調度之監管、用戶權益之監管、電業籌建及執照申請許可、電力供需預測及規劃；在電業管制機關未成立前，其執掌由中央主管機關執行之。市場監管應注重公平與效率性，不宜刻意壓抑負電價，維持零以上之價位，反而會使需求量萎縮，加劇鴨子曲線情況，惡化電力系統潛在之風險。

基於電業是具有獨特的產業特性，加上未來新興電力科技發展帶來的產業變革，解除原先電力「價格」與「數量」管制，電業自由化後仍將存在許多違反競爭法之行為樣態。因此必須對公平競爭之遊戲規則與電力調度之獨立性，進行「再管制」。許志義等人(2015)認為，公平交易委員會應針對電業競爭議題，建立「事前」評估與「事後」監督之相關法則及作業程序，公告周知電力市場相關利害關係人，其重點如下：

1. 廠商市場力之「事前」評估

市場力(market power)係檢視市場是否具有公平競爭的必要條件，市場力是一個廠商提升和維持價格水準高出完全競爭市場之水準而獲利的能力，因此公平會有必要對廠商市場力進行事前評估。

根據市場佔有率可以計算市場集中度赫芬達爾—赫希曼指數(Herfindahl-Hirschman Index, HHI)，廣泛用來衡量市場是否具有競爭性。由HHI計算市場中各廠商市占率的平方和，其數值介於0-10,000之間。在歐盟，若HHI數值大於2,000代表市場過度集中須加以管制，小於1,000代表不集中；在美國FERC認為HHI小於2,500且該廠商市占率小於20%或者HHI小於1,000廠商市占率大於20%，該廠商都不具有市場力。

2. 事後市場行為的檢驗及監督

HHI指數係屬市場結構的事前檢驗，並不一定代表廠商有進行反市場的行為。因此，事後的各種市場力掃描測試(Screening Tests)才能認定電力批發市場是否已被市場力操控。

掃描測試一般是根據比較業者的真實市場行為和真實市場的結果，與假想完全競爭市場下應有的結果。在完全競爭市場下，業者假設會以「變動成本」報價，而市場會以系統的「邊際成本」成交。管制機關可透過業者的報價資料和市場的成交價格，加以檢驗業者是否有囤貨與居奇(withholding capacity)之哄抬市價行為。

業者的報價標單是否長期一致，是否與其機組的邊際成本脫離，亦可作為事後市場行為檢驗判定的標準。然而在評估業者與市場的邊際成本時，許多現實的限制因素須納入考量，如技術條件與長期動態決策期間等。因此根據業者與市場的變動成本，僅能作為衡量市場力的標竿(benchmark)，亦即將之設定為變動成本的下限。

值得注意的，電力市場自由化的前提是公平競爭，而公平競爭的前提是法制化。因為，缺乏公平競爭的自由化，將會造成劣幣驅逐良幣的現象。而欠缺法制化的公平競爭，則會因

為市場遊戲規則不夠透明公開，而造成市場利害關係人增加參與市場不確定性之交易成本。因此，因應電力市場自由化，公平交易委員會除了進行事前市場力評估以及事後市場行為監督等相關配套措施之外，必要時可按《公平交易法》第6條第2款「本法規事項，涉及其他部會之職掌者，由主管機關商同各該部會辦理之」，與《電業法》中央主管機關及相關部會互相協商電業競爭政策。

5. 結 論

由於太陽能與風力之在地性，且布建門檻最低，使之最為普及，故其裝置容量成長率最高。然而其發電存在間歇性問題，增加傳統上需求負載波動性之外，供給面亦出現了部分發電容量無法自主掌控其出力而加大波動性，造成供需雙邊均存在波動之不確定性，以致於德國、加州、德州均不約而同出現鴨子曲線與負電價之典範移轉，反映出基載電廠寧可短期賠本，也不願因停機而產生更高損失的機會成本(主要是機組起停成本)。臺灣幅員相對較小，日落時太陽光電將迅速停止發電；此外，離岸風場較為集中，無法如同美澳國幅員土廣闊，可分散來自不同區域天候環境因素變化之風險，而臺灣為孤島系統，無法從其他陸域鄰國進口電力，因此相對需要積極發展島內之輔助服務市場交易模式，增加市場供需多方參與者，來面對鴨子曲線的課題。

表面上，此鴨子曲線結構性典範移轉，看似傳統電力調度之「痛點」，但藉由結合多元利害關係人及智慧科技之應用，從「橫向廣度」及「縱向深度」兩個面向研擬策略性思維，反而潛藏著更高的創新價值，形塑出虛擬電廠及需量反應用戶群代表等營運模式，可以提高「負載追隨發電」之比例，增加電網可靠度，也對環境更為友善，由過往「鄰避(NIMBY)效應」轉變為「願毗效應(YIMBY)」，成為綠電循環經濟生態系之「亮

點」。在此情況下，尤須倚賴電力市場誘因機制煤合生態系中各利害關係人，在對的時間作出相應理性的經濟行為，方可確保電力系統可靠度。

上述所謂市場誘因機制，通俗而言即一般指稱之電價。電價可概分為兩大類：一是電業(供給方)與用戶(需求方)彼此之間相互交易的電價，例如需量反應的分級電價。另一則是電業彼此之間相互交易的電價。在臺灣，由於現階段仍然是由台電公司獨佔電力市場，相較於在先進國家電力市場自由化的架構下，欠缺本研究前述章節所提及電力批發電價、輔助服務費率、容量市場等。雖然台電公司有針對IPP與汽電共生，按迴避成本訂定躉購費率，同時也針對再生能源業者，按政府公告之FIT價格，加以批發購買，再轉供下游消費者。但是，這種批發電價與國外批發電力市場透過每半小時或一小時前一日競標之情況，市場機制並不相同。前者係一次性競爭或由政府主管機關公告，一旦確定後，買賣雙方通常簽訂為期二十年之合約，這段時間內基準價格通常不再變動。至於臺灣電力輔助服務與不平衡電力，則尚未建立具有價格機制之交易平臺。準此而論，目前當務之急應參考先進國家之經驗，加速建立電力交易平臺，先從輔助服務電力市場開始，俾能充分提供間歇性再生能源發電配比日益增加之情況下，可能造成供電負載瞬間大幅度波動時，所需之各種電力輔助服務。

其次，由於目前臺灣再生能源比例不高、政策補貼額度有限，鴨子曲線尚不如國外顯著，只要電力市場制度規劃得宜，臺灣有機會可以避免負電價之情況。惟為了超前部署，台電公司已提出非傳統機組提供輔助服務之四種商品，包括：快速反應備轉容量、調頻備轉容量、即時備轉容量及補充備轉容量。期望在2025年能滿足再生能源發電占比達20%之輔助

服務需求。

值得注意的，再生能源發展初期確實需要優惠的FIT價格，才能吸引多數利害關係人進入市場。惟再生能源發電占比升高至某一比例，且再生能源生產成本接近市電價格，或所謂市電同價(grid parity)時，FIT應隨之退場，否則將因過度補貼反而偏離柏拉圖最適法則，恐造成負電價之過度扭曲，不利於整體電力市場機制健全發展²³。同時，在電力市場自由化之架構下，最核心的電力調度法則，必須兼顧安全限制機組排程(Security Constraint Unit Commitment, SCUC)及安全限制之經濟調度(Security Constraint Economic Dispatch, SCED)。

事實上，按《電業法》修正後之規定，電力市場監管機關需逐步建立「容量市場」、「日前市場」、「小時前調整程序」、「即時不平衡市場」等四種市場價格機制，同時，為了補足再生能源因邊際成本趨近於零而被優先調度，以致傳統發電機組慣量(Inertia)不足，無法因應大量再生能源間歇性帶來電力頻率擾動之風險，政府有關單位應予重視「容量補償機制」之配套措施。

隨著綠能占比逐年增加，電力系統操作者與電力市場操作者必須亦步亦趨跳著「探戈雙人舞」，也就是市場機制能夠提供足夠誘因，同時市場遊戲規則具備公平競爭之屬性，方可吸引綠電導向之多元利害關係人，共同參與並建構健全之電力系統嶄新生態。

長期而言，未來電力市場之改良設計，宜從「時間」及「空間」兩者縮小範圍，兩者同時並進，使得電力市場的資源配置達到柏拉圖最適之境地，進一步提升綠電市場經濟效率，更緊密扣合綠電間歇性波動之即時變化。面對臺灣再生能源比例逐年提高，掌握上述綠能導向之電力市場發展契機與策略，是最重要的關鍵成功要素。

²³事實上，現階段再生能源發電占比深化的先進國家(如美國加州、美國德州以及德國)，已回歸市場機制，採行再生能源競標機制(Renewable Auction Mechanism, RAM)，以公平競爭型態使再生能源承擔市場供需平衡責任，並配合其他方面的改善，如加強輔助服務及儲能系統之法規修正，正逐漸減少了年度負電價的時數。

誌 謝

本文得以完成，必須感謝財團法人綠色和平基金會委託研究計畫之經費支持，並於研究過程中提出修正建議。惟文中若有任何疏失，應由作者們自負文責。

參考文獻

台電公司調度處，2019。北美電力市場近三年即時備轉容量價格。台電公司，臺北市。

吳元康，2018。風力及太陽能發電預測及電力輸出。確保我國供電穩定之再生能源管理與運轉策略，財團法人中技社專題報告頁4-32。

吳進忠，2019a。新版「電業法」與未來電力交易平臺架構規劃。臺灣電力企業聯合會電子報第15期。檢自：<http://www.tepa108.org.tw/EpaperHtm/20191015181500.htm>。(檢索日期：2020年06月29日)。

吳進忠，2019b。需量反應參與電力交易之經驗與未來展望。發表於「2019臺灣電業發展關鍵議題評析研討會」簡報，集思北科大會議中心，臺北市。

財團法人中技社，2018。確保我國供電穩定之再生能源管理與運轉策略。

許志義、黃銘傑、王京明、黃鈺愷與林穎，2014。國內電力市場相關問題之研究，公平交易委員會。檢自：<https://www.ftc.gov.tw/upload/b914a9ca-67d8-43c5-b383-c96b2706bdf3.pdf>。

許志義與盧佩君，2014。論競爭市場電力調度之公平交易機制，公平交易季刊，第22卷第4期，頁119-140。

許志義與楊宗霖，2019。分散式綠電架構下新興產業發展契機，永續產業發展期刊，第84卷，2019年6月號，頁43-56。

許志義、王京明與黃鈺愷，2015。我國電業自由化違反競爭法行為態樣之探討。公平交

易季刊，第23卷第4期，頁1-34，臺北，公平交易委員會。

黃佩君，2019。電力可自由買賣，台電交易平臺2024年上路。檢自再生能源資訊網<https://www.re.org.tw/news/more.aspx?cid=219&id=2361>。(檢索日期：2019年10月19日)。

黃維綱、胡宗豪、徐琨璋、蔡金助與吳進忠，2014。臺灣電力系統輔助服務價格之模擬競價結果分析-以火力電廠為例。台電工程月刊，759期，頁103-110。

經濟部，2019。智慧電網總體規劃方案辦理情形。

經濟部能源局，2020。能源統計月報，發電量_歷年。(檢索日期：2020年7月1日)。

楊宗霖，2019。臺灣電力市場改革過程中公平交易機制之研究：需量反應的角色。國立政治大學經濟研究所未出版之碩士論文，臺北市。

劉志文，2018。輸電級再生能源併網情境建立及供電穩定之影響評估。確保我國供電穩定之再生能源管理與運轉策略，財團法人中技社專題報告。頁33-57。

鄭亦麟，2019。我國綠能政策推動與產業轉型契機。永續產業發展期刊，第84期，頁1-6。

Australian Energy Market Operator, 2019. Ancillary Services Report for the WEM 2019.

California Independent System Operator., 2019a. Renewables Watch. Available at: http://content.caiso.com/green/renewrpt/20180304_DailyRenewablesWatch.txt. [Accessed 10 Oct. 2019].

California Independent System Operator., 2019b. California ISO Q4 2018 Report on Market Issues and Performance. California ISO.

California Public Utilities Commission., 2019. Final report of the California public utilities commission's working group on load

- shifting. San Francisco: California Public Utilities Commission. Available at: https://gridworks.org/wp-content/uploads/2019/02/LoadShiftWorkingGroup_report.pdf. [Accessed 20 Jun. 2019].
- Evans, S., 2018. Global solar capacity grew faster than fossil fuels in 2017, says report. Available at: <https://www.carbonbrief.org/global-solar-capacity-grew-faster-than-fossil-fuels-2017-report>. [Accessed 27 Aug. 2019].
- Federal Energy Regulatory Commission, 2020. State of the Markets, 2019. <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/2019StateoftheMarketsReport.pdf>. [Accessed 20 Jun. 2020].
- Haffner, R., O. Batura, K. Ryszka and K. Bergen, 2017. Competition policy and an internal energy market. Brussels: European Parliament. Available at: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/607327/IPOL_STU\(2017\)607327_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/607327/IPOL_STU(2017)607327_EN.pdf). [Accessed 20 Jun. 2019].
- Hogan, W. W., 2013. "Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves". *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 2.
- Howlader, H. O. R., M. M. Sediqi, A. M. Ibrahim & T. Senjyu, 2018. Optimal Thermal Unit Commitment for Solving Duck Curve Problem by Introducing CSP, PSH and Demand Response. *IEEE Access*, 6, 4834-4844.
- IEA, 2018. Status of Power System Transformation 2018. IEA, Paris, <https://webstore.iea.org/status-of-power-system-transformation-2018>.
- IEA, 2019. Status of Power System Transformation 2019. IEA, Paris, www.iea.org/publications/reports/statusofpowersystemtransformation2019/.
- International Renewable Energy Agency, 2019. Towards 100% Renewable Energy: Status, Trends and Lessons Learned. Available at: https://coalition.irena.org/-/media/Files/IRENA/Coalition-for-Action/IRENA_Coalition_100percentRE_2019.pdf. [Accessed 28 Sep. 2019].
- Lovins, Amory B., 1979. *Soft Energy Paths: Towards a Durable Peace*. New York: Harper & Row.
- RE100, 2018. RE100 Progress and Insights Annual Report, November 2018.
- RE100, 2019. RE 100 Overview. Available at: <http://there100.org/re100>. [Accessed 11 Nov. 2019].
- Wang, Q., P. Chang, R. Bai, W. Liu, J. Dai & Y. Tang, 2019. Mitigation Strategy for Duck Curve in High Photovoltaic Penetration Power System Using Concentrating Solar Power Station. *Energies*, 12(18).

On the Market-Oriented Green Power Development Strategies : Focus on Ancillary Service Markets

Jyh-Yih Hsu¹ Tsung-Lin Yang² Chih-Hsiang Tsai² Fa-Ming Yeh^{3*}

ABSTRACT

This paper aims to explore Taiwan's green energy-oriented power market development strategies and related measures. First, the paper describes the global development of renewable energy with its advantages and disadvantages. The intermittence of solar and wind power generation must cooperate with diverse stakeholders to create higher value with smart technology applications. As the proportion of renewable energy in Taiwan increases year by year, it is extremely important to build a power market mechanism to face this structural paradigm shift. Second, this paper uses the variation of the load curve in California as the case to explain what is the “duck curve” and its impact, then analyzes the possibility of the duck curve happening in Taiwan. This paper also discusses the economic implications of negative electricity prices in Germany, California, and Texas. Third, facing the potential impact of high renewable energy generation-mix integrated into the power grid, this paper proposes a fair-trade market mechanism for all stakeholders as a countermeasure. That is, the relevant policy has to provide timely price signals with sufficient incentives to attract more stakeholders to stipulate ancillary service, to keep the flexibility and resilience of the electric power market. Furthermore, referring to the regulatory framework of the US Federal Energy Regulatory Commission, this paper elaborates on the functions and role of the energy market, capacity market, and ancillary service market, and provides some suggestions based on the power trading platform mechanism that Taipower company has planned. Finally, this paper argues that the Taiwan government should actively introduce the fair and competitive mechanism of the green power market. In particular, power system operators and power market operators must work closely with each other to build a sound and new ecosystem in the power market, leading to the sustainable development of Taiwan's industry and economy as a whole.

Keywords: Renewable energy, Load following for generation, Duck curve, Negative electricity prices, Ancillary services, Virtual power plant.

¹Professor, Department of Applied Economics and Department of Management Information Systems, National Chung Hsing University.

²Master, Graduate Institute of Economics, National Cheng Chi University.

³Ph.D. Student, Department of Applied Economics, National Chung Hsing University.

* Corresponding Author, Phone: +886-911-716488, E-mail: d104034004@mail.nchu.edu.tw

Received Date: April 10, 2020

Revised Date: August 10, 2020

Accepted Date: August 18, 2020