

新電業法下能源轉型路漫漫！

王京明

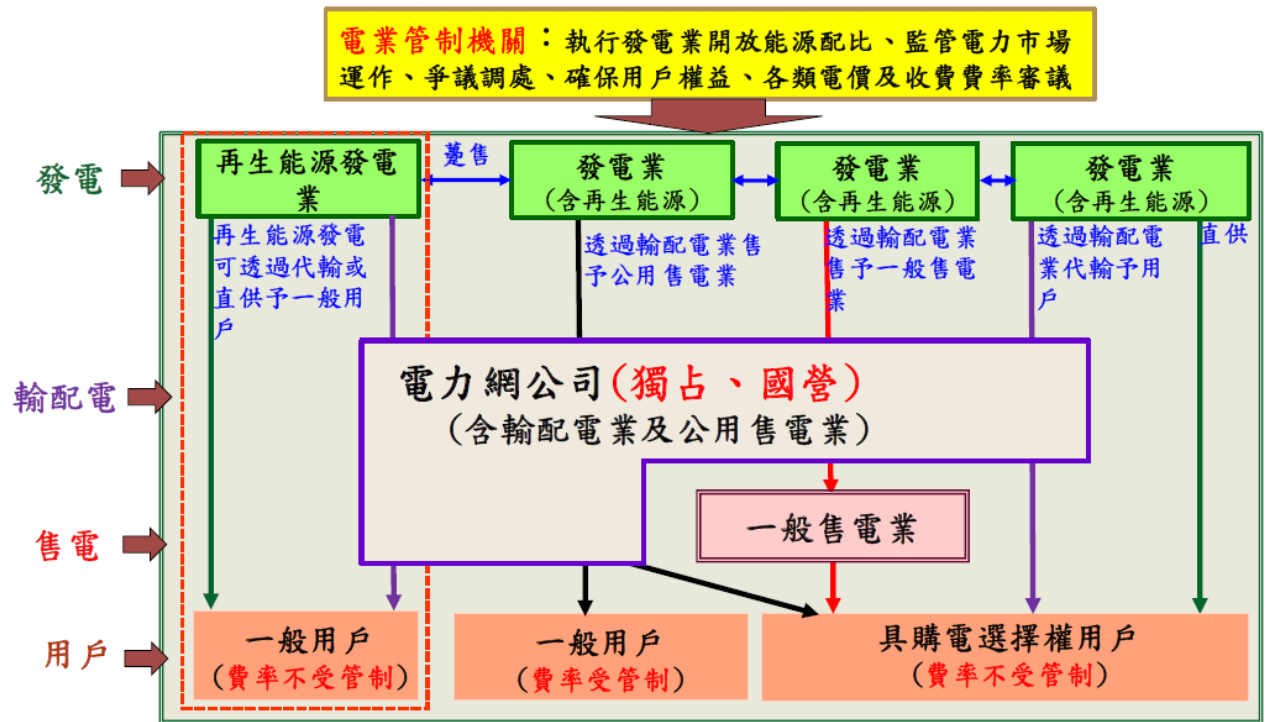
一、前言

我國電業自由化改革隨著今年通過的「新電業法」已正式啟動，改革分兩階段進行：第一階段「綠能先行」，第二階段則視第一階段改革成效再另行開放灰電（化石能源）的自由化，以漫漫漸進式的方式而非一步到位進行，期盼能將改革的風險降到最低，然而，階段性的改革亦有可能由於利益團體的把持而使改革停滯不前，從而帶來極大的失敗風險。由各國電業自由化成功經驗觀之，世界各國過去皆先以健全傳統電力市場中的灰電自由交易機制後，才逐步引進具有間歇性且不穩定的綠電之自由化和市場化。我國反其道而行，在配套子法尚未完成亦無經檢驗下，即行推動綠電自由化，除增加了執行難度外，亦為後續全面電業自由化的能源轉型工程帶來極大的風險。

我國電力市場目前為綜合電業獨占型態，電業經營績效無比較基準，易受質疑且用戶僅能向台電公司購電，無法自由選擇，每逢電價調整總引發社會爭議。緣此，能源局民 105 年 7 月推出「電業法修正草案」，並舉辦三場公聽會說明我國電業自由化改革之政策與規劃，並指出依國外經驗，可透過電業自由化解決上述問題，確認電業自由化成功的要素是確保合理公平的競爭環境。唯有在所有市場參與者皆能被公平對待下，才能吸引投資者進入電力市場，形成競爭機制。同時須成立電業管制機關，監督管理電力市場運作，避免人為操縱，維持市場競爭秩序。

在此思維下，當時對未來電力市場架構之規劃如圖 1 所示（參考文獻 1），如今此圖已非新電業法下的電力市場架構，當時將電業分為發電業、輸配電業及售電業。在發電市場開放自由競爭，促使業者提升經營效率、技術創新及服務品質；在輸配電業因為自然獨占故不開放競爭，但加強管理維持電網公平公正與公開使用；在售電端允許用戶自由選擇

供電來源，以提升市場競爭與電力服務多元化。



資料來源：能源局(2016)，電業法修正草案規劃簡報。

圖 1 我國電業法修正案下之原本電力市場架構構想

為穩健推動電業自由化，規劃分 2 階段進行：修法通過後 1~2.5 年完成第 1 階段(開放代輸)，此時台電公司發電廠、輸配電業、公用售電業仍屬同一公司；而後進行公司分割，於修法通過後 4~6 年完成第 2 階段(廠網分離)達成電業自由化。

二、新電業法之改革

然而當修正草案推出後，卻引起社會一片譁然，不僅台電工會反對，就連環保團體和學界亦不贊成法條的全部內容。後幾經波折及折衝，行政院不得不退後限縮自由化改革的範圍，最終定調成第一階段僅『綠能先行』，第二階段則視第一階段成效另行決定開放與否，此規劃並獲立院朝野黨團的大體支持。蔡總統則說：「我們以漸進改革的方式，將轉型帶來的衝擊可以降到最低」(參考文獻 2)。隨後，立法

院於今年一月初三讀通過新「電業法」共九章 97 條（參考文獻 3），電業自由化改革在我國正式啟動，按新電業法規範，兩階段的改革除了第一階段將自由化的範圍限縮於僅佔總電量不到 3%的綠電之外，第二階段亦往後延至六到九年，管制機關則由獨立的二級單位改為隸屬於經濟部下的三級從屬單位。台電公司仍維持綜合電業，至於攸關自由化成敗的廠網分離與產業重組，則要等到六年之後才考慮施行，屆時將由電業管制機關審酌查核條件成熟後，啟動之，且最遲可延至九年的時間。在第二階段中，綜合電業將分割為發電與電力網公司(可以控股公司型式經營，領有輸配電業與公用售電業執照)，且不得交叉持股。電力交易平台雖然在學者力爭之下，由「得」設立改為「應」設立，但也可能與廠網分離的命運相同，一併延後至第二階段才開始執行（電業法第 11 條）。

由以上之綜整政府改革手段的調適，可得知我國的電業自由化政策改革的原型係採用輸電公司(TransCo)的單一買方模式進行，採微幅開放（僅限 3%的綠電）發、售兩端管制輸配中段，電業重組則採弱分離形式將於六年後考慮進行廠網分離但不進行水平分割，第一階段可進行會計分離的廠網分工，第二階段才採法律上的廠網分離，時程可長達約六至九年，如果改革成效不彰也可能無限期延後，設立在能源局下的管制機關將進行可靠度維持與爭議調處，至於電價制訂與核定則由主管機關經濟部直接主導（電業法第三條）。在缺乏綠電交易平台下，電力市場交易則仍以合約方式進行，可透過代輸、直供與躉售形式，因此未來我國電力交易市場在交易平台未成立前，仍將沿用過往 9 家民營電業簽訂購售電合約方式，以密室協商的雙邊合約交易為主要的方式，不對外公開。在此方式下，可預見競爭的來源主要係由合約制定的價格來競爭且以長約為主，由於無集中交易市場與電力批發現貨市場的存在，市場資訊將無法充分揭露，消費權益難受保障，所簽合約難以透過集中市場加以調整或彌平短缺，違約情況頻繁且隨綠能配比的加重而逐漸擴大，合約數量將以幾何乘數增加，屆時輸配電業的調度中心由於並無設立電力的現貨市場(日前、日內與實時市場)與輔助服務

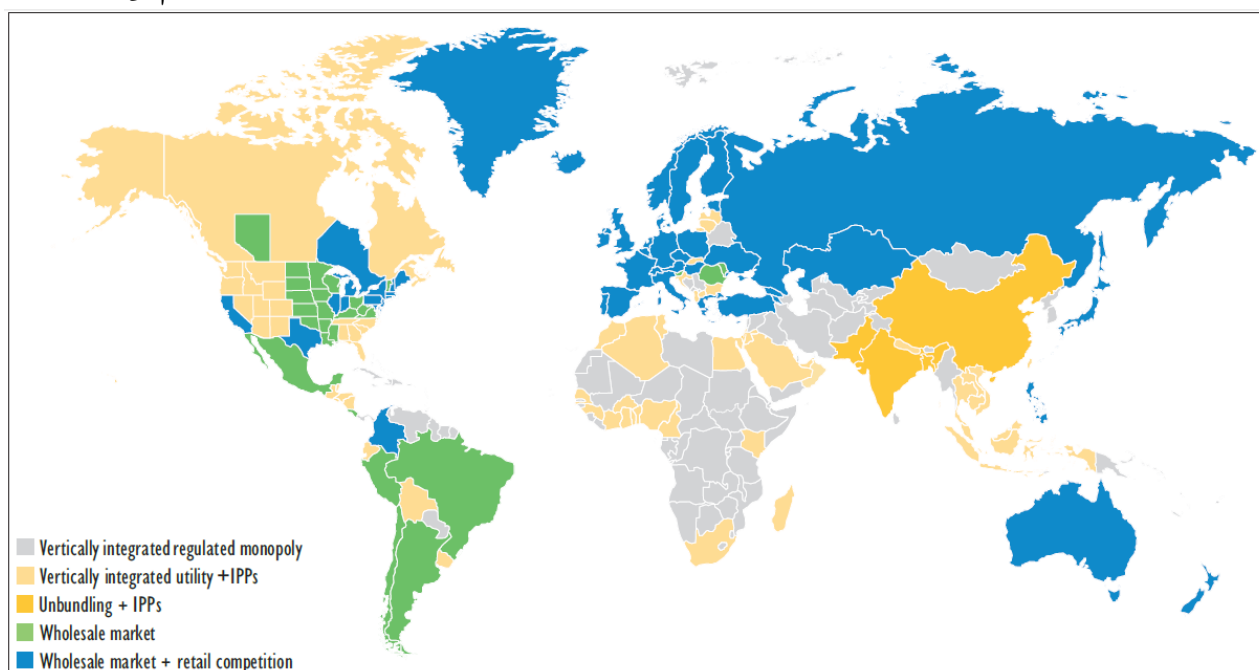
市場來進行整合這些購售電合約，在數以萬計的合約情況下以有限的調度處人力資源將難以進行經濟與安全調度。所以這種以單一買方或賣方以及代輸制度為主的雙邊合約市場未來的可行性將因合約的數量暴增而窒礙難行，市場失靈的風險極高，但在自由化推動的初始階段(第一階段初期)，由於合約數量稀少且僅限少量綠電買賣，所有的違約電量以及維持電力的安全和所需的輔助服務皆可由台電公司內部吸收或轉嫁於再生能源發電業與綠能售電業，尚勉強具有可行性，風險乃屬於可管控的範圍。

三、第一階段綠能先行之風險

理論上，將改革限縮範圍到僅限綠電是一種務實的改革技巧，由於目前綠電（不含水力）僅佔我國電源佔比不到3%，在此微小範圍下進行改革，可謂是仿效中國大陸市場化改革「試點方案」的重製與嘗試，成功的機率頗大，既使失敗亦可收尾回頭，但如此也增加了往後將試點方案推廣至全部電源的困難度。既使在第一階段新電業法下也並無綠電的批發和零售競爭模式，雖然有規範綠電買賣的行為，如第9條的輔助服務費、第10條的再生能源轉供費和調度費規範、第27條的備用容量義務規範和第28條的排碳係數基準，但並無綠電批發及零售市場的電力交易平台、綠電商品認證、配套機制與安排過渡性預設服務及最終供電義務之制度設計，且亦缺乏獨立電業管制機構來監管綠電批發與零售市場之運作，因此能源轉型改革的過程中有可能產生違反電力市場自由化如市場競爭不完全而由少數幾家寡占的廠商所壟斷以致造成於市場失靈（market failure）下電價不合理的上漲以及大量再生能源湧入系統時電力調度安全上之各種風險，此須事前審慎評估並及早因應以便第一階段的電業自由化政策能推行無礙。

四、世界各國電力自由化發展趨勢與啟示

電業自由化緣起於 1980 年代南美的智利、北歐和 1990 年代初期的英國，經過了 30 多年的演化，如今純粹獨佔國營的電業市場組織只佔全球市場不到 6%，其次是單一買方的壟斷市場，亞洲國家目前多是如此，而完成批發競爭的自由化市場則集中於南北美各國，至於 OECD 國家則大都已完成批發及零售電業的全面自由化改革，但其中美國是例外，至 2013 年底美國僅約 60% 完成了零售電業的自由化。世界各國電業自由化改革推動的程度可參見圖 2，依序由低而高可分為五個等級：從最低自由化程度的傳統壟斷垂直整合的電業市場開始，至開放民營發電業 IPPs 參與發電市場的低階自由化，然後演進至重組拆分綜合電業搭配民營電業競爭的中等程度自由化，進而建立批發競爭電力市場的高度自由化競爭以及最終完成批發與零售市場競爭的全面電業自由化改革。



資料來源：翻譯整理自 IEA (2016)，Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems。

圖 2：世界各國電力市場自由化發展概況

世界電業自由化改革的意義與精髓在於如何建構競爭

性的電力市場以取代原有管制與壟斷下的電業結構之市場制度，傳統的壟斷電業結構下市場多為獨占或寡占的型態，當自由化改革開放引進獨立的民營發電業（IPPs）後多半會成為單一買方的市場模式，此時的市場型態即開啟與引進了電業間的啟蒙競爭，包括民營電廠同業間的水平競爭以及單一買方與眾多賣方之間的競爭。為了強化電業間的競爭與效率的提升，單一買方的市場型態並不能滿足電業自由化的改革終極目的，通常世界各國只將單一買方市場型態作為漸進式自由化改革過渡期的初始市場制度安排，如要完成充分與完全競爭的電力自由化市場改革，就必須再透過一系列的電力產業重組與更具競爭性的電力市場設計，尤其是使電力市場能朝向更具競爭性的批發與零售市場邁進，也唯有開放批發與零售市場的充分競爭，才能使電力資源的配置達到最佳化，同時使消費者與生產者的福利最大化。因此，世界各國電業自由化政策即是要透過電力產業重組和一系列的鬆綁、解制與再管制來引進更具競爭性的批發與零售市場以取代原有的寡占或壟斷的市場型態，而其中又以如何建構競爭性的電力批發市場至為關鍵，其為電業自由化改革成功的必要條件與基石，而競爭性的零售市場之開放則為完成全面電業自由化改革成功的充分條件。

我國未來電力市場發展狀態將依決策者改革電業自由化至何種程度而定，當然在實務上，究竟應選擇何種模式進行自由化？此取決於政策制定者之政策目的及其產業結構調整之方向與必要性，以及管制制度輕重程度的搭配。如果改革的目標僅是發電領域的競爭，批發競爭模式即可完成大多數的改革政策目的，如果發電或配售電的市場份額過度集中，那麼為了要成立真正競爭性市場，批發市場競爭模式就必須對綜合電業或產業結構進行水平拆分或重組，目前我國發電市場結構如下表 1 所示，台電公司占 77.2%，IPP 燃煤電廠占 9.7%，IPP 燃氣電廠占 8.1%，汽電共生佔 4.0%，再生能源發電佔 1%，HHI 指數為 6136.54；

既使以裝置容量來檢視我國發電市場結構，台電公司佔 65.02%，民營電廠佔 18.35%，汽電共生電廠佔 16.63%，HHI 指數為 4840.9，兩者皆顯示我國目前電力市場為過度集中的產業畸形結構。如果全面零售競爭是改革的終極目標，那麼零售競爭模式是唯一的選擇，在此模式下管制者的費率管制功能將退出競爭性的批發和零售市場，費率管制僅限於受管制的輸配電環節，當然在所有用戶購電選擇權開放的過渡階段中，管制者仍須對受管制的用戶進行預設服務與最終供電義務（Supply of Last Resort）制度的安排進行費率管制，以保護中小弱勢用戶的用電權益。

表 1：我國現行發電市場結構與 HHI 指數

發電業	市占率%*	市占率平方
台電公司	77.2	5959.84
IPP 燃煤	9.7	94.09
IPP 燃氣	8.1	65.61
汽電共生	4.0	16
再生能源	1.0	1
HHI 指數*		6136.54

註：市占率係民國 104 年之發電量佔比。按國外能源監管機構之定義 HHI 指數大於 2,000 即為過度集中之市場。

資料來源：整理自臺電公司網站。

五、結論與建議

在第一階段改革的「綠能先行」其成敗的相關關鍵風險，除了再生能源在欠缺交易平台下該如何進行自由公平交易外，再生能源大量併網後可能產生的意外事故和電價飆漲的風險以及舊有的饋網電價 FIT 保價收購制度將如何與市場機制整合而退場等風險亦不可忽視。至於第二階段的改革風險則與第一階段改革的成敗攸關，但不論如何，改革成敗的三大風險指標皆可用來檢驗任何改革過程中的成效：

指標 1：市場上台電一家獨大的情形是否依舊？是否仍是單一買方和賣方，直到永遠？

指標 2：市場上是否能有效增強競爭強度？綠/灰電是否皆能自由公平公開與不受歧視的暢銷買賣？

指標 3：所有生產者的投資產銷與消費者的購電自由是否仍然網綁受限？

新電業法下，不論第一與第二階段的改革均無可競爭的市場運作方式之設計，由於缺乏高效、流動與公開資訊的交易平台將無法吸引投資者積極參與。對綠能售電業/再生能源發電業加諸太多額外附加成本(如：備用容量費、代輸與調度費等)，將使綠電無法自由競爭也無法活絡市場，而綠電無商品化、規格化，難以公開交易，大多只好仍以 FIT 合約躉售給台電公司。所以第一階段可能最終還是失敗而回歸到原點！

因此建議不論灰電與綠電市場都必須儘速建立「可公平競爭之電力交易市場」，應注意可競爭市場的設立所須具備的必要條件包括：

- 市場中有許多買方與賣方且各方都不具市場操縱力。
- 供需雙方都有充分價格反應的能力。
- 資訊透明且運作有效率並具高流動性的交易場所。
- 管制機關對任何壟斷性的電網基礎設施要制定公開、公平、無歧視性地提供公共載具 (common carrier) 服務之規範。
- 管制機關對電力生產與消費所產生的外部性的各種補貼與費用要進行合理的處理，並對環境汙染進行管制以免妨礙正常的市場運作而進一步造成市場失靈。
- 避免對特定燃料別或行業別的歧視，所有能源除再生能源外皆應在公平的交易規則下准入准出相互競爭，不公平的競爭障礙要全力掃除。

此外，應對壟斷電業的台電公司進行強制分割重組。強制分割係指（法律或所有權分割），而將調度與市場交易的功能交由分割後的輸配電公司負責。規劃中第二階段台電控股

公司方式因電網公司兼營公用售電業已嚴重違反拆分原則！台電公司應徹底進行垂直與水平的拆分以利市場公平競爭。垂直拆分應以「發、輸/配、售」，而非「發、輸配售」的方式進行規範。水平拆分則應以個別發、售電業市占率<25%或整體電業市場集中度<2000 為原則。輸電業「應速」成立公開交易可競爭的電力市場以強化並有利於競爭，既有民營電業則應與管制機關協商在確保信賴保護原則下，調整既有的購售電合約（如改採 CFD 或其他形式合約）並加入批發與零售市場競爭，使能源轉型的漫漫長路能步入正軌！

參考文獻：

- 1、能源局(2016)，電業法修正草案規劃簡報。
- 2、(中時電子報社論－綠能先行，行不行？ 網址：
www.chinatimes.com，2017 年 1 月 17 日)。
- 3、電業法條文，總統府 106 年 1 月 26 日華總一義字第 10600011591 號令修正公布，全國法規資料庫查詢。
- 4、IEA (2016)，Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems。