

行政院原子能委員會
委託研究計畫研究報告

我國電業自由化之風險分析與因應
**The Risk Analysis and Management of The Power Industry
Liberalization in Taiwan**

計畫編號：1062001INER003

受委託機關（構）：社團法人台灣三益策略發展協會

計畫主持人：柏雲昌

聯絡電話：(02) 2933-1416

E-mail address：bory47@gmail.com

協同主持人：

研究期程：中華民國 106 年 2 月至 106 年 12 月

研究經費：新臺幣 85 萬元

核研所聯絡人員：林昌賢

報告日期：106 年 11 月 28 日

目 錄

目 錄	I
中文摘要	1
Abstract	3
壹、緒論	5
一、研究背景及目的	5
二、研究內容與範圍	14
三、研究的流程與步驟	14
四、研究的章節架構	16
貳、文獻回顧與資料整理分析	17
一、我國電業法有關電業自由化之政策	17
(一) 我國電業改革之思維	17
(二) 電業法下的電業轉型改革之妥協與定調	17
(三) 新電業法的改革方式	18
(四) 電力市場交易平台的重要性	21
(五) 我國未來電力市場架構	23
(六) 我國綠電市場自由化發展的理想路徑	25
二、國外電業自由化相關重要文獻及成功與失敗經驗分析	31
(一) 國外電業自由化改革綜整	31
(二) 美國電業自由化分析	37
(三) 英國電業自由化分析	58
(四) 日本電業自由化分析	77
(五) 總結	95
參、我國電業自由化改革各階段之風險辨識	99

一、風險辨識的理論與方法.....	99
二、我國電業自由化各階段可能產生之風險	108
三、電業自由化與能源風險評估.....	118
四、電力市場之風險辨識.....	122
(一) 電力市場風險	122
(二) 電力市場風險的特徵	123
(三) 電力市場風險的類型	127
五、我國電業自由化之風險辨識.....	131
肆、我國電業法自由化風險評估之方法論與評估結果	149
一、電業自由化風險之質化評估方法.....	149
(一) 脆弱度評估法 (vulnerability analysis)	149
(二) 風險矩陣分析法.....	150
(三) 多準則分析法 (multi-criteria analysis)	155
二、電業自由化風險與策略之量化評估方法	155
(一) 風險之成本效益分析法.....	156
(二) 極端風險事件衝擊之 CATLOG 試算表分析法	156
三、我國電業自由化風險評估報告.....	165
伍、我國電業自由化之風險策略管理.....	171
一、電業自由化風險管理因應策略研擬	171
二、風險管理策略有效性之評估-以高溫熱浪衝擊風險為例	177
(一) 高溫熱浪衝擊之風險與因應策略	177
陸、結論與建議.....	199
柒、參考文獻.....	205
捌、附件	209

一、專家問卷調查.....	209
二、專家問卷調查評估準則.....	212
三、調查結果.....	214
四、專家調查風險報告.....	216
五、期中專家審查意見與回覆.....	219
六、期末專家審查意見與回覆.....	221

中文摘要

我國電業自由化隨著今年通過的「電業法修正案」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帶來極大的風險。

本研究旨在透過國外電業自由化的成敗經驗，進行我國電業自由化政策的風險辨識、評估與因應，並針對今年通過之「電業法修正案」版本進行電業自由化風險與因應分析，探討自由化過程中可能產生之風險與因應管理策略，作出電業自由化政策風險管控的建議，研究結果發現我國電業自由化進行電業轉型時所可能導致之風險分為九大類：1.政策變更的風險；2.電力投資不足的風險；3.總體經濟動盪的風險；4.社會或政治動盪的風險；5.管制制度與政府失靈的風險；6.市場失靈的風險；7.電價的風險；8.電力可靠度的風險與9.氣候變遷衝擊風險。並應用風險矩陣法找出 17 項極高風險因子進行因應策略研擬，因應策略的有效性則透過隨機成本效益評估法以氣候暖化高溫熱浪衝擊風險為案例進行研究，藉此作為我國電業自由化政策規劃及政策實施時的重要參考依據與風險管控的準則。

關鍵詞：電業法修正案、風險分析、電業自由化、綠能先行

Abstract

Taiwan's liberalization of electricity industry has been officially launched with the "Electricity Act Amendment" just passed. The reform will be carried out in two phases: the first stage is "green energy first" and the second stage will be based on the first stage of reform effectiveness to deregulate fossil energy accordingly. By adopting a gradual and transitional manner rather than one step big-bang approach, it is expected that the risk of reform failure will be reduced to a minimum. However, the stage of the reform may also foster interest group up to hold up the reform process, causing stagnation and bringing great risk of failure. By the successful experience of the world liberalization of electricity, the advanced countries in the past are to improve the traditional electricity market mechanism for the greyish fossil energies first, then followed by the gradual introduction of intermittent and unstable green power to liberalization and marketization. Contrarily, under the fact that our subordinate law has not yet been completed and no test has been carried out, the promotion of green electricity liberalization first will increase the difficulty of implementation and bring great risks to the follow-up comprehensive electricity liberalization.

The aim of this study is to carry out the risk identification and evaluation and management strategies of the electricity industry liberalization in Taiwan through the foreign experience of success or failure in the electricity liberalization process. Specifically, we analyze the risk of liberalization embodied in the "Electricity Act Amendment" just passed earlier this year and to formulate risk management strategies. In response to the analysis, recommendations on the risk control of the

liberalization policy are made. The results of the study found that Taiwan's electrical liberalization policy and the transformation of the electrical industry may lead to the high risk of failure. The total risk can be divided into nine categories: 1, the risk of policy changes; 2, the risk of insufficient investment in electricity development; 3, the risk of overall economic turmoil; 4, the risk of societal and political instability; 5, the risk of regulatory system and government failure; 6, the risk of market failure; 7, the risk of electricity price malfunction; 8, the risk of reliability of power supply and 9, the impact of climate change risk. The risk matrix method is used to find out the 17 very high risk factors to carry out the research on the corresponding strategies accordingly. The effectiveness of the strategy is evaluated by the stochastic cost-benefit assessment method using the climate risk of high temperature heat wave as the case study. It is expected that the results of the study could be adopted as the key reference and risk control guidelines for the electricity liberalization policy planning and implementation at current stage.

Keywords : The Electricity Act Amendment 、 risk analysis 、 electricity liberalization 、 Green Goes

壹、緒論

一、研究背景及目的

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，能源局於民 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，而指出**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，電業將分為發電業、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。

市場規劃重點條列如下：

1. 採2階段循序漸進方式

第1階段（開放發電業、售電業及代輸，修法通過後1~2.5年完成開放）：開放代輸、直供，發電、售電市場自由競爭，逐步開放用戶購電選擇權，成立電業管制機關，此時台電公司仍維持綜合電業（經營不同類別電業間應會計獨立）。

第2階段（廠網分離，修法通過後4~6年完成開放）：於電業管制機關審酌查核條件成熟後，啟動之。綜合電業分割為發電與電力網公司（領有輸配電業與公用售電業執照），且不得交叉持股。

2. 電業劃分為發電業、輸配電業及售電業

(1) 發電業

開放發電業自行申請設置，採許可制（由電業管制機關考量能源配比等）。除自設發電廠外，得向其他電業或自用發電設備設置者購電，其售電價格不予管制，售電方式如下：

- A. 躉售：電能售予售電業或其他發電業。
- B. 代輸：透過輸配電業轉供予與其簽訂雙邊合約之具購電選擇權用戶。
- C. 直供：自設線路直接供電予具購電選擇權用戶。

(2) 輸配電業：定位為「公共運輸者」，採獨占國營方式經營

擁有輸配電網，公平提供所有電業使用，因具自然獨占特性，且為適用「公用事業」規範之法規以利設置輸配電網。輸配電業負責經營輸配電網，依主管機關所核定電力調度規則統籌執行電力調度業務，以提供所有電業公平使用輸配電網，並依核定之費率收取轉供費用及電力調度費。輸配電業負責規劃、興建及維護輸配電網，並負有接線義務。

(3) 售電業：售電業分一般售電業與公用售電業

一般售電業售電對象僅限具購電選擇權用戶，公用售電業售電對象為所有用戶。其功能劃分如下：

- A. 一般售電業：為發電業與用戶間之撮合者，向發電業及自用發電設備設置者購電以銷售予具購電選擇權之用戶。

B. 公用售電業：公用售電業為公用事業，其對有電能需求之用戶具有「用戶電能供應義務」，其售電費率由管制機關之電價費率審議會審議。

3. 成立電業管制機關，下設電價費率審議會、可靠度委員會及電業調處委員會

成立電業管制機關職掌有關電業管理（如核發籌設許可需考量能源配比等）及監督、電業爭議調處、確保用戶用電權益、核定電價與各種收費費率及其計算公式之業務。電價審議由電價費率審議會進行審議。電業間或電業與用戶間爭議調處則由電業調處委員會負責。

4. 逐步開放用戶購電選擇權之用戶範圍

以電壓等級較高之用戶為優先開放對象，並視市場成熟度及用戶接受度，由電業管制機關逐步檢討並公告適用之用戶範圍。原則上第一階段開放以特高壓用戶為主，並配合台電公司廠網分離時程，逐步開放高壓、低壓用戶。

5. 鼓勵再生能源發展

再生能源發電業者可透過躉售、代輸及直供等方式售電；另考量公民參與，允許採股份有限公司以外之形態（如合作社）經營。此外，考量長期微電網之發展趨勢，並鼓勵再生能源發電可在地發電、在地用電，放寬再生能源發電業售電條件，允許其得透過代輸或自設線路直接供電予一般用戶。

6. 放寬自用發電設備申設

電業以外之事業、法人、團體及自然人均得申設自用發電設備，並可售電予發電業及售電業，售電比例上限20%，能源效率較高者（如

汽電共生廠) 為50%，再生能源為100%。

7. 強化需求面資源之功能與定位

明確納入需求面資源角色，需量反應可納入備用容量義務計算。輔助服務參與者除發電業外，允許負載端（需量反應）包含用戶群代表（aggregator）參與。

8. 成立核後端基金、電價穩定基金及電力研究試驗所

發電業設有核能發電廠者應提撥核能後端營運基金。輸配電業應成立財團法人電力試驗研究所，以進行電力技術規範研究、設備測試及提高供電安全與可靠度，此外並設立電價穩定基金，以作為平穩電價之用途。

9. 為確保供電穩定及安全，電業銷售電能予其用戶時，應就其電能銷售量準備適當備用供電容量

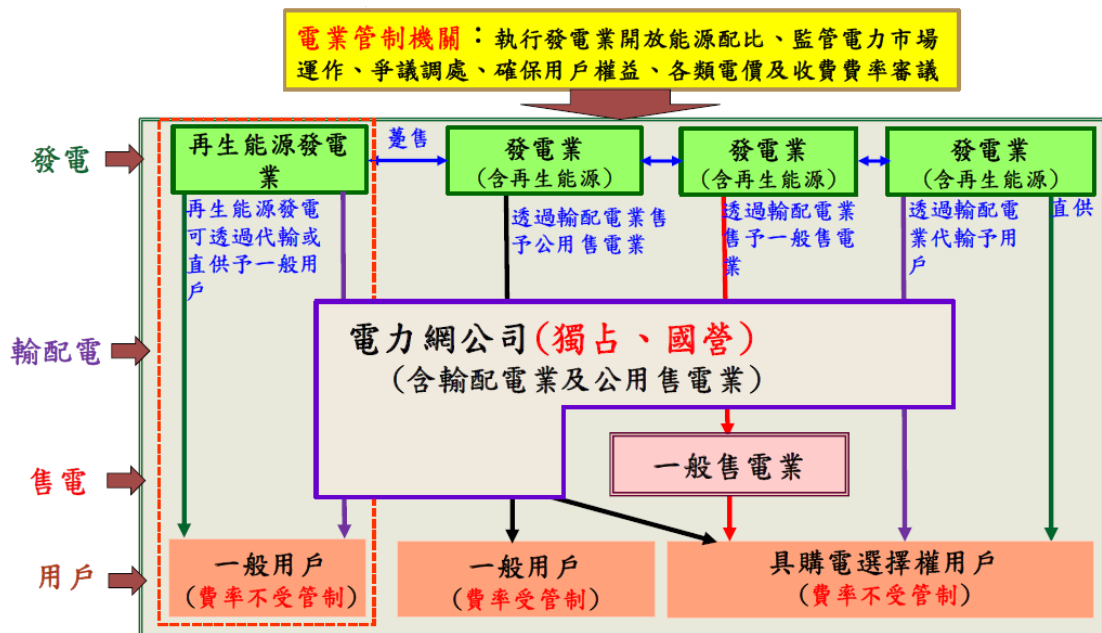
備用供電容量義務具有強制性，未達成者需繳交罰鍰，且未改善者得按次處罰，一定裝置容量以下之再生能源發電業裝置，得免除備用容量義務。

10. 配合核四停建，核一、二、三廠不延役政策，於 2025 年達成非核家園。

11. 為循序漸進建立電力批發市場及零售市場，允許輸配電業得視電力市場發展需要成立電力交易平台。

12. 參酌民營公用事業監督條例第十二條規定，就發電業之收益超過實收資本額百分之二十五部分進行適當規範。

13. 顧及發電、輸電及變電設施周邊地區之發展與居民福祉，以促進電力開發及運轉順利進行，並兼顧企業社會責任，爰將現行電力開發協助金之作法明定於電業法。



註：核能及2萬瓩以上大水力電廠維持公營，不開放民營

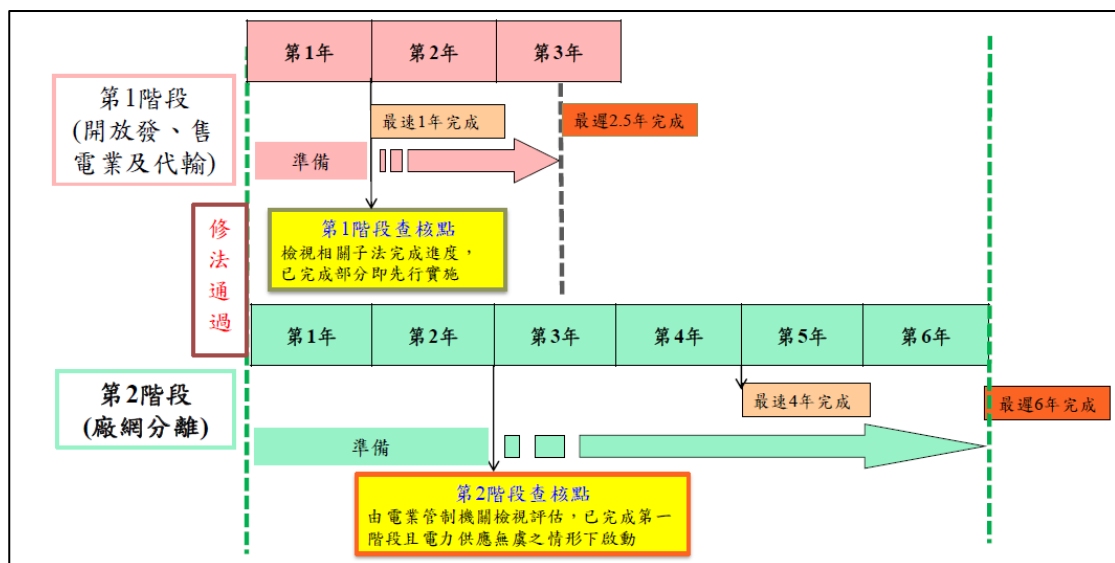
資料來源：能源局（2016）。

圖 1 我國電業法修正案下之原本電力市場架構

為穩健推動電業自由化，規畫分 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。詳細規劃之作法如圖 2 所示。

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，行政院不得不限縮自由化改革的範圍，最終定調成第一階段『綠能先行』，第二階段則視第一階段成效另行開放，此規劃並獲立法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」（中時電子報社論，2017）。隨後，

立法院於今年一月初三讀通過「電業法修正案」共九章 97 條，電業自由化在我國已正式啟動，按該法規範，改革分兩階段進行：第一階段「綠能先行」自由化，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在階段中養成之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帶來極大的風險。



資料來源：能源局（2016）。

圖 2 原修正案下分階段推動電業自由化之規劃

此外，兩階段的改革除了第 1 階段將自由化的範圍限縮於綠電之外，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」，則要等到修法通過六年後才考慮付諸施行，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。在廠網分離後，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」成立改為「應」成立，但也與「廠網分離」同樣一併延後至修法通過後六年才開始執行。

由以上之綜整，可得知我國的電業自由化政策係採用輸電公司模式（TransCo Model）進行，開放發、售兩端管制輸配中段，電業重組則採弱分離形式，第一階段進行會計分離的廠網分工，六年後則採法律形式分離，時程可展延至長達約九年時間，能源局下的管制機關將進行電價審議、可靠度維持與爭議調處，電力市場交易則以合約方式進行，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，將以雙邊合約交易為主要的方式。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，市場資訊將無法揭露，消費權益難受保障，合約難以透過集中市場加以調整，違約情況頻繁，且隨用戶購電選擇權的普遍使用，合約數量將會以幾何乘數增加，而輸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），由於合約數量稀少且僅限綠電買賣，所有的違約以及維持電力的安全和所需的輔助服務皆可由台電公司吸收，尚具有可行性，風險亦屬於可管控的範圍。

理論上，將改革限縮範圍到綠電是一種務實取巧的改革技巧，由於目前綠電（不含傳統水力發電）僅佔我國電源佔比不到 5%，在此範圍下進行改革，可謂是一種「試點方案」的嘗試，成功的機率頗大，但也增加了往後將試點方案推廣至全部電源的困難度。既使在第一階段目前修正的電業法版本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 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 條的排碳係數基準等，但並無對綠電批發及零售市場的電力交易平台之配套機制，亦無安排過渡性用戶預設服務（default services）及最終供電義務（supply of last resort）之制度設計，且亦缺乏獨立電業管制機構之配套設計來監管綠電批發與零售市場之運作，因此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電價不合理的上漲以及電力調度安全上之各種風險，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。

依國內外電力產業的通性，電業結構依電能實質流通及產銷價值鏈路徑可劃分為發電、輸電、配電及售電四部分，各國依此產業結構進行重組改革與電業市場的自由化政策，在此趨勢下，歸納整理國內外現行各類電業間之運作模式總括有四種分類：壟斷、單一買方、批發競爭與零售競爭模式。我國目前係屬單一買方模式，即

由垂直整合壟斷的綜合電業台電公司購買九家民營發電業所生產之電力再統一販售與所有用戶，按照先進國家經驗未來在電業自由化政策下，我國的電力產業重組的運作模式將有可能從單一買方進入批發競爭甚至發展到零售競爭模式，在電業自由化改革的進程中，各種產業重組的運作模式搭配設計自由化市場的運作與管制制度的監督管制之下，原本綜合電業將進行不同程度的拆分（Unbundle），而帶來競爭與分工專業的效益，競爭可帶來各種經濟效益（包括生產效率、資源配置效率、投資動態效率）的增進，但另一方面垂直整合的綜合電業原先所具有的綜效（Scope Economies）亦因拆分而減損，如何辨識與評估電力產業拆分下各類發電、輸電、配電與售電業間之運作所可能產生的風險，並進行適當的風險管控與因應，係為確保電業自由化改革成功的必要條件之一。

由於電業改革的成敗攸關國人的社會福祉，更影響經濟的成長與發展，因此事前的規劃與風險評估至關緊要，故本研究旨在透過國外電業自由化的成敗經驗，進行我國電業自由化政策的風險辨識、評估與因應，並針對今年年初通過之「電業法修正案」版本進行電業自由化風險與因應分析，探討自由化過程中可能產生之風險與因應管理策略，作出電業自由化政策風險管控的建議，特別是關於當進行電業自由化時所可能導致電價上漲、市場壟斷及能源轉型下市場開放與社會及政治動盪衝突時的可能風險以及其因應對策，藉此作為我國電業自由化政策規劃及政策實施時的重要參考依據與風險管控的準則。

二、研究內容與範圍

本研究的目的即在進行我國電業自由化的風險辨識、風險評估與風險因應，並針對今年一月已通過之「電業法」進行電業自由化風險與因應分析，探討自由化過程中可能產生之風險與因應管理策略，作出電業自由化政策風險管控的建議，藉此作為電業自由化政策規劃及政策實施時的重要參考依據與風險管控的準則。

具體而言，本研究的工作範圍與具體內容條列如下：

1. 蒐集與分析我國電業法有關電業自由化之政策。
2. 蒐集國外電業自由化相關重要文獻及成功與失敗的經驗分析。
3. 辨識我國電業自由化改革可能產生之風險。
4. 建立評估我國電業自由化改革可能產生風險之評估方法論。
5. 量化與質化評估我國電業自由化改革可能產生之風險。
6. 提出因應我國電業自由化改革可能產生之風險策略建議。

三、研究的流程與步驟

本研究目的即是針對電業自由化政策進行多面向的風險評估，以利後續提出國家電業自由化政策改革建議方案，在資料蒐集方面除了能源風險與安全的評估相關文獻外，主要係蒐集我國電業法有關之政策和國外電業自由化相關重要文獻及成功與失敗的經驗，以作為本研究的立論與分析基礎素材。在執行方法上，將採用風險分析與管理理論，將風險與不確定性導入電力自由化風險決策之中，此外並建立電力風險辨識、風險評量與風險管控之管理架構，以便進行風險評估與風險決策分析。最後在研究的過程中配合國內相關電力自由化政策發展及核研所需要，適時提供相關議題之諮詢與評

估分析，並完成重要的結論與政策建議作為電業自由化政策規劃與實施時的參考依據。詳細的研究方法及進行步驟如下：

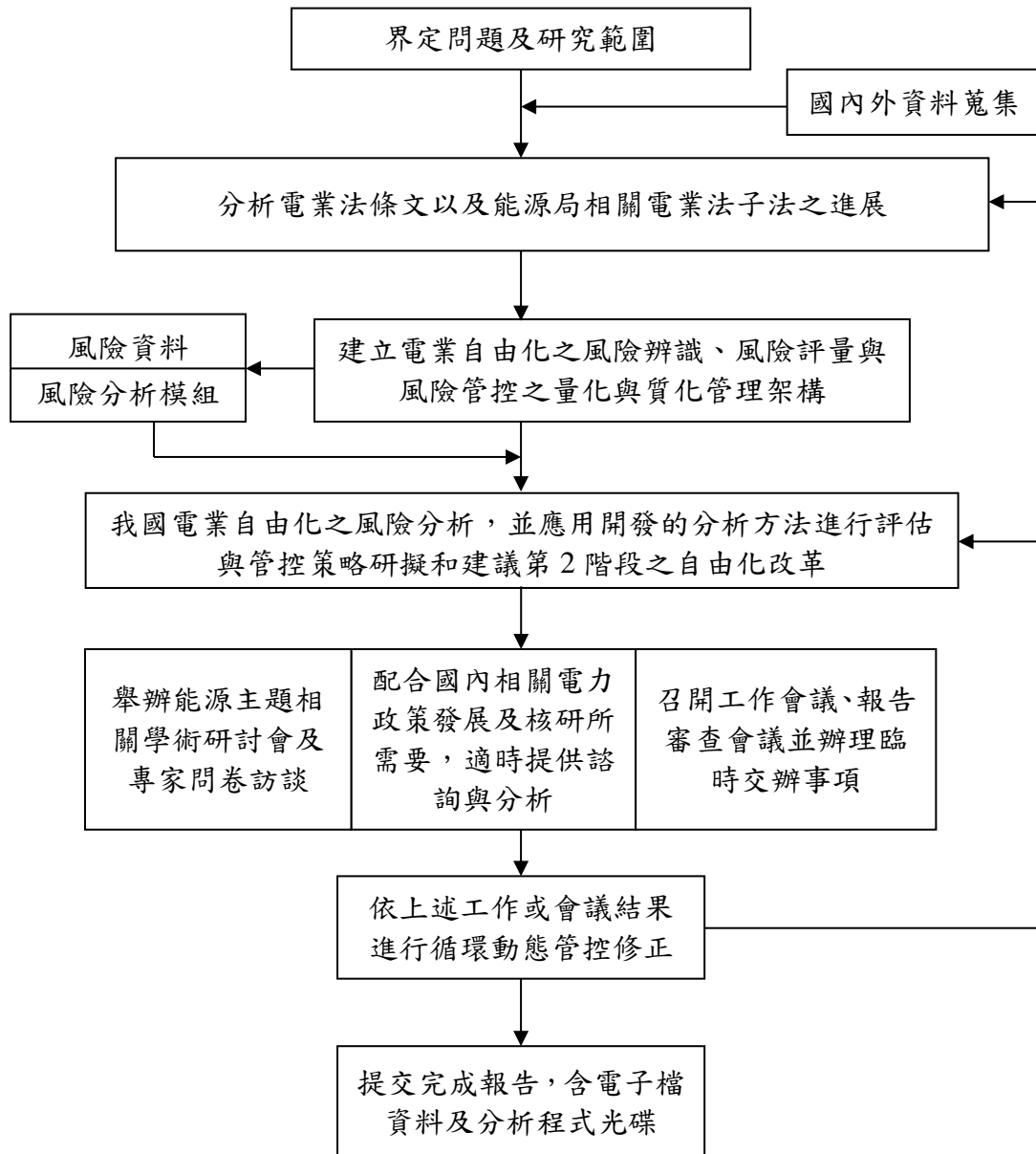


圖 3 本研究流程圖

四、研究的章節架構

本研究計畫分為六章，第一章為緒論，說明研究緣起、目標、步驟及方法；第二章文獻回顧與資料蒐集整理，包括國內的電業法規範及電業改革情形以及國外的電業自由化改革相關重要文獻及成功與失敗經驗分析；第三章為我國電業自由化改革之風險辨識；第四章為我國電業法自由化改革風險之量化評估方法論及量化與質化評估我國電業自由化改革可能產生之風險；第五章我國電業自由化之風險策略管理與因應；第六章提出本研究的結論與建議。

貳、文獻回顧與資料整理分析

一、我國電業法有關電業自由化之政策

(一) 我國電業改革之思維

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在管理配套、法治運作順暢、市場成熟穩健發展後，再另行修法開放灰電（化石能源）的自由化，以漸進改革方式進行，雖可能降低轉型之衝擊力道與失敗風險，期盼能將改革的風險降到最低，然而，漸進式的改革亦有可能由於階段性既生利益團體養成的把持而使改革停滯不前，從而帶來極大的失敗風險與資源的配置遭鎖定而持續扭曲，因此亟需探討未來新電業法上路之後可能存在的風險。此外，在啟動自由化的電力技術層面，由各國電業自由化成功經驗觀之，世界各國能源轉型皆先以「健全傳統電力市場的灰電自由交易機制」後，才逐步引進具有間歇性不穩定發電特徵的綠電之自由化和市場化。我國反其道而行，在缺乏國際案例可資爰引外，增加了執行難度，亦為後續全面電業自由化的能源轉型工程帶來極大的技術挑戰與經濟風險。

(二) 電業法下的電業轉型改革之妥協與定調

當初「電業法修正草案」推出後，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。後幾經折衝，行政院最終將改革範圍限縮定調成第一階段改革僅『綠能先行自由化』，第二階段則視第一階段在管理配套、法治運作順暢、市場成熟穩健發展之成效後，再另行決定全面開放與否。此規劃獲

立院朝野黨團的大體支持。隨後，立法院於 2017 年一月初三讀通過新「電業法」，共九章九十七條，電業自由化改革自此在我國正式宣告啟動。雖然比起全世界的自由化浪潮趨勢足足晚了四分之一個世紀，但至少臺灣在意識型態上，已扭轉了以「規劃經濟反映成本」為主導掛帥的統管方式，而轉由以尊重市場機制來配置電力資源與價格的訂定。

（三）新電業法的改革方式

我國新電業法設計的電業改革分為兩階段執行，第一階段開放綠能先行與綠能自由化，第二階段則視第一階段改革成果，再決定是否開放傳統灰色電力的自由化。而綜合電業型態的台電公司將進行法律拆分成為控股公司，台電公司在發電、輸電、配電、售電的會計帳目分離（Unbundling）乃必然之趨勢，如此「廠網分工」下才能使電業改革步上正軌，也才能使輸配電網公平、公開的讓所有市場參與者合理地使用。

按新電業法規範，兩階段的改革措施，除了第一階段將自由化的範圍限縮於僅佔目前總電量不到 5% 的綠電之外，第二階段的啟動時間亦往後延至九年後，並依第一階段改革成效，再行決定是否啟動進一步的改革。

攸關改革成敗之獨立電業管制機關則由原先構想之獨立二級單位改為隸屬於經濟部下的三級從屬單位；台電公司則仍維持綜合電業以穩定大局，至於攸關自由化成敗的「廠網分離」與產業重組，則要等到至少六年之後才考慮施行，且最遲還可延至九年後的時間。

綜合電業將於六年後分割為發電公司與電力網公司（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，一併延後至廠網分工啟動時才開始執行，並依電業法第十一條規定：「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台。電力交易平台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。第一項電力交易平台之成員、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。」

以第一階段改革而言，在綠能先行的政策下，綠能發電業、綠能售電業與所有用戶皆可自由選擇適合的綠電商業買賣模式，包括直供、轉供或向台電躉售買賣。上述的各交易方式皆會牽涉到電力系統的穩定及電網的公平使用，因此第一階段各項電力調度相關費用計算合理性分析就非常重要，這些費率的訂定也是維持市場公平交易與可競爭制度的基石。

新電業法（電業法，2017）用了十多個條文、九大措施，讓綠電先行自由化，全面促進綠電的推展，相關條文揭示如下，由此可見政府第一階段電業轉型改革的積極與苦心！

- 台電建立分離會計（§6）
- 再生能源電力優先併網與調度（§8）
- 依電力排碳係數訂定「輔助服務費」（§9）
- 「電力調度費」及「轉供電能費」（§10）
- 設立交易平台（§11）
- 一定規模以下的再生能源發電業無須備用容量（§27）
- 再生能源得直供與轉供（§45）

- 自用發電設備準用 RE 之規定 (§69)
- 輸配電網公平公開使用 (§46)
- 除風力發電及一定裝置容量的太陽能事業，無需繳交「電力開發協助金」 (§65)

由以上條文內容觀之，我國的電業自由化政策改革的原型，已從獨立調度中心模式 (Independent System Operator, ISO) 改為採用以輸電公司為主 (Transmission Company, TransCo) 的單一買方模式進行，採微幅開放 (僅限不到 5% 的綠電) 發、售兩端，管制輸配中段；電業重組則採弱分離形式，於六年後考慮進行廠網分離但不進行水平分割。第一階段進行的廠網分工採取會計分離方式進行，六年後才採法律效力上的廠網分離，整個廠網分離的改革時程可長達約六至九年。設立在能源局下的管制機關，將進行整體電網的可靠度維持與爭議調處，至於電價制訂與核定則轉由主管機關經濟部直接主導。

詳細的主管機關與電業管制機關之權責劃分依電業法第三條規定如下：本法所稱主管機關：在中央為經濟部；在直轄市為直轄市政府；在縣（市）為縣（市）政府。中央主管機關應辦理下列事項：一、電業政策之分析、研擬及推動。二、全國電業工程安全、電業設備之監督及管理。三、電力技術法規之擬定。四、電業設備之監督及管理。五、電力開發協助金提撥比例之公告。六、電價與各種收費費率及其計算公式之政策研擬、核定及管理。七、其他電力技術及安全相關業務之監督及管理。直轄市、縣（市）主管機關應辦理轄區內下列事項：一、電業籌設、擴建及電業執照申請之核轉。二、協助辦理用戶用電設備之檢驗。三、電業與民眾間有關用地爭

議之處理。四、電力工程行業、電力技術人員及用電場所之監督及管理。

中央主管機關應指定「電業管制機關」，辦理下列事項：一、電業及電力市場之監督及管理。二、電業籌設、擴建及電業執照申請之許可及核准。三、電力供需之預測、規劃事項。四、公用售電業電力排碳係數之監督及管理。五、用戶用電權益之監督及管理。六、電力調度之監督及管理。七、電業間或電業與用戶間之爭議調處。八、售電業或再生能源發電設備設置爭議調處。國營電業之組設、合併、改組、撤銷、重要人員任免核定管理及監督事項，由電業管制機關辦理。於中央主管機關指定電業管制機關前，前二項規定事項由中央主管機關辦理之。中央主管機關得邀集政府機關、學者專家及相關民間團體召開電力可靠度審議會、電業爭議調處審議會，辦理第四項第六款至第八款規定事項。

（四） 電力市場交易平台的重要性

電力市場交易平台的設立不但可促進競爭，亦可導致資源配置最佳化，且可提供合理的價格作為市場參與者投資決策之參考依據。以下表 1 亦說明設立綠色電力交易平台和交易所的國家，較能順利推廣再生能源的發展，促進能源轉型。而目前我國電業法，對電力市場交易平台的設立以及對綠電商品化認證制度的確立都未能達到國際標準，若不克服此兩項缺點第一階段改革很可能以失敗收場。

表 1 2014 各國綠色電力銷售管道比較

國家 綠電佔比*	電力市場	購買動機	綠電商品	強制型法規	綠色電力銷售方式	管理+認證
德國 24.3%	交易所	強制+自願	多種	EEG(再生能源支持 法案修訂案)	綠色電力憑證 綠色電力產品	公司+第三方
英國 18.3%	交易所	強制+自願	多種	再生能源責任法案	綠色電力憑證 綠色電力產品	公司+第三方
荷蘭 8.5%	交易所	強制+自願	多種	SDE+(再生能源發 展促進條例)、能 源稅	綠色電力憑證 綠色電力產品	公司+第三方
澳大利亞 7.5%	交易平台與 合約	強制+自願	多種	MRET(再生能源配 額制度)	綠色電價制度 綠色電力產品 綠色電力憑證	公司+第三方
美國 6.8%	各州開放程度 不同方式各異	強制+自願	多種	綠色電力比例制 度、再生能源躉購 制度(各州自行規 定)	綠色電價制度 綠色電力產品 綠色電力憑證	公司+第三方
日本 6.5%	區域壟斷	自願	綠色證書	無	綠色電力憑證	公司+基金+ 第三方
台灣 2.2%	獨買獨賣	自願	1種	無	綠色電價制度	公司

註：綠電為不含傳統水力之再生能源。

電業法第十一條明定電力交易平台之設立，由條文可知攸關電力市場自由化成敗與否的電力交易平台要在「廠網分工後」設立，時程上約在距今 6-9 年後，因此對第一階段綠能先行緩不濟急，雖然能源局長已表示「廠網分工後」之規定並不禁止可在「廠網分工前」設立，但以台電及能源局的承辦人員之態度和心理及官能認知，可能很難責成其在廠網分工前設立；此外電力交易平台是否包括綠電交易平台以及剛設立之綠電權證制度若能交易買賣，其衍生性商品的性質是否仍可歸屬電能交易？

因此，在缺乏綠電交易平台上，電力市場交易則仍以合約方式進行，可透過代輸、直供與躉售等商業形式（見圖 4），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（Power Procurement Agreement, PPA）方式，以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為競爭基礎，且以長約為主。由於無集中交易市場與電力批發現貨市場，電力市場資訊無法充分揭露，消費權益難受保障，所簽合約難以透過集中市場或短期現貨市場加以調整或彌平短缺，違約情況頻繁且隨綠能佔比的加重而逐漸擴大，合約數量將以幾何乘數增加。

以學理分析，屆時輸配電業的調度中心由於缺少電力的現貨市場（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，難以用有限的調度處人力資源進行經濟與安全調度。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給用戶，尚勉強具有可行性，風險乃屬於可管控的範圍。

（五）我國未來電力市場架構

電業法將電業劃分為發電業、輸配電業及售電業，其中發電業開放申設，再生能源可以躉售、轉供及直供方式售電，如圖 4，傳統發電業則僅能售電予公用售電業；輸配電業為公用事業擁有輸配電網，角色定位為「公共運輸者」，限定採獨占國營方式經營；售電業分為再生能源售電業與公用售電業兩類，再生能源售電業自由競爭不受管制，而公用售電業則維持一家由台電經營，負有最終供電義務。

務。圖 5 為我國未來電力市場架構的詳細運作方式。

電業法第 45 條規定再生能源得躉售、直供與轉供，因此再生能源發電業者除了以現行 FIT (Feed-in Tariffs; FIT) 價格躉售給台電公司外，將來亦可選擇直供或轉供的方式銷售綠電。現有再生能源發展條例第 8 條，已保障其優先上網權利與無需負責備用容量之義務，且有穩定廿十年的 FIT 保證躉購價格，大幅降低了廠商投資風險而有利於向銀行融資。但若因配合政府綠電自由化而解除 FIT 合約，則必須立刻面對龐大的資金風險，此外，直供或轉供的銷售方式亦會產生相當多的交易成本如電力調度費、電力轉供費、輔助服務費及備用電力費用，雖然電業法規定可獲得優惠費率，但目前子法尚未公布，仍然存在不確定風險。圖 4 為綠電交易三種方式的比較。

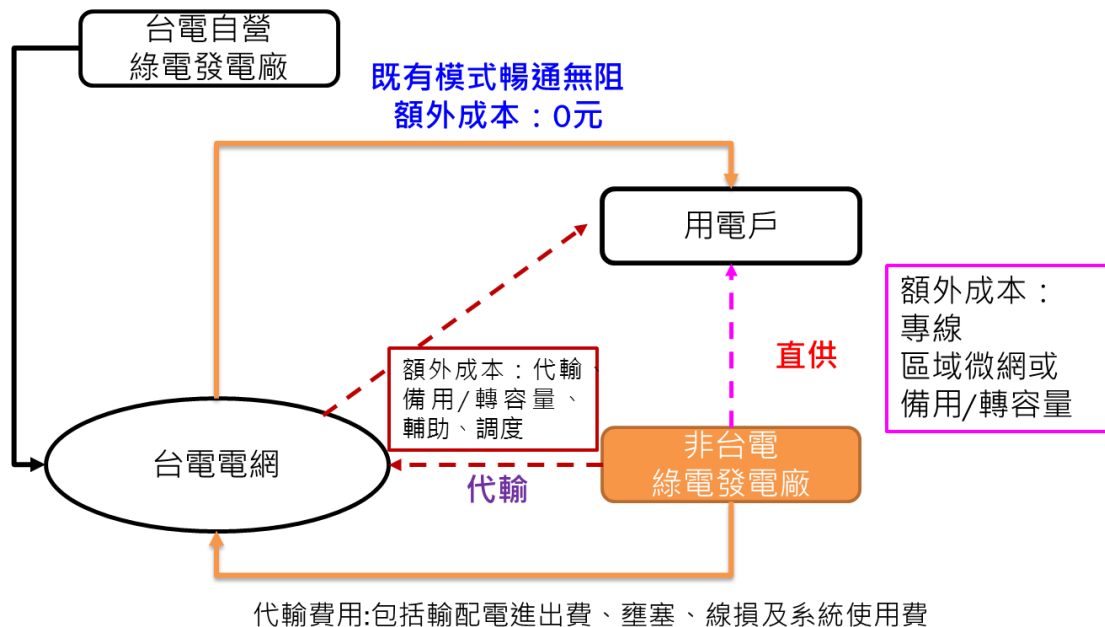
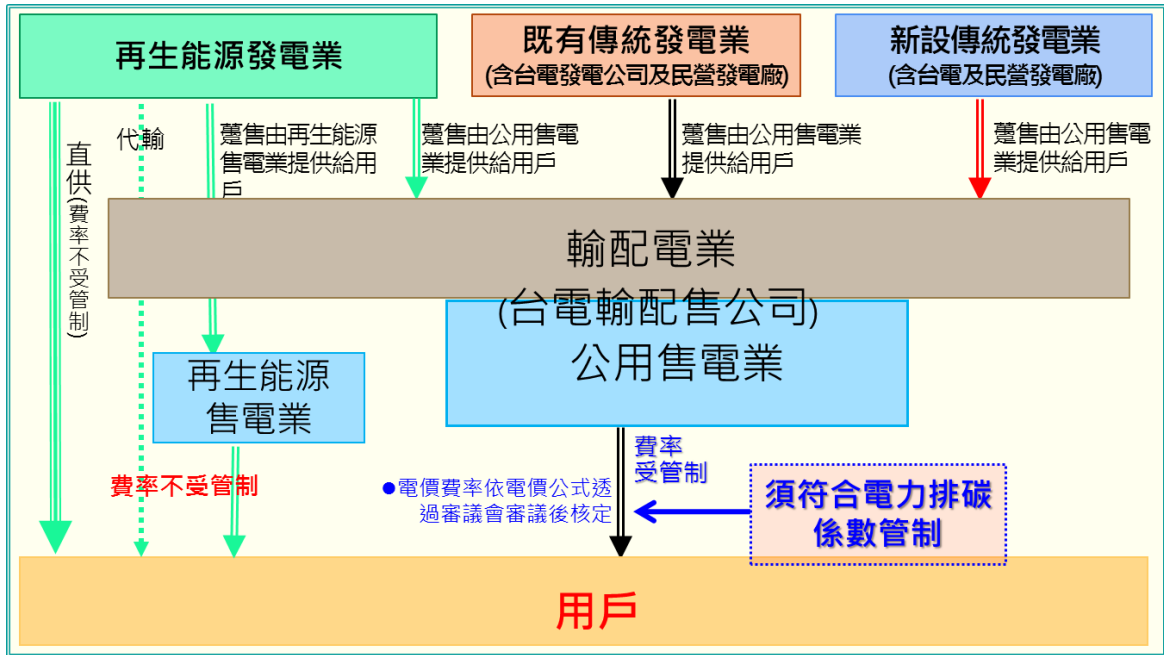


圖 4 綠能先行代輸/直供與躉售之比較



資料來源：能源局網站。

圖 5 我國未來電力市場架構

(六) 我國綠電市場自由化發展的理想路徑

在新電業法通過前，我國已有綠電自願認購制度且行之有年，但由於缺乏認證制度招致外界質疑其是否為「純綠電」，為此政府推出了綠電認證制度，期盼能加速綠能發展，此制度推行後由於限縮綠電憑證（Renewable Electricity Certificates, REC）的交易使用仍遭受到學者及業界的批評，爾後才順應民意開放「電證分離」交易。緣此，本文認為我國綠電市場自由化發展的理想路徑可如圖 6，分四個階段：綠色電價自願認購制度、建立綠色認證制度、開放綠色憑證交易制度及建立綠電交易平台與交易所。

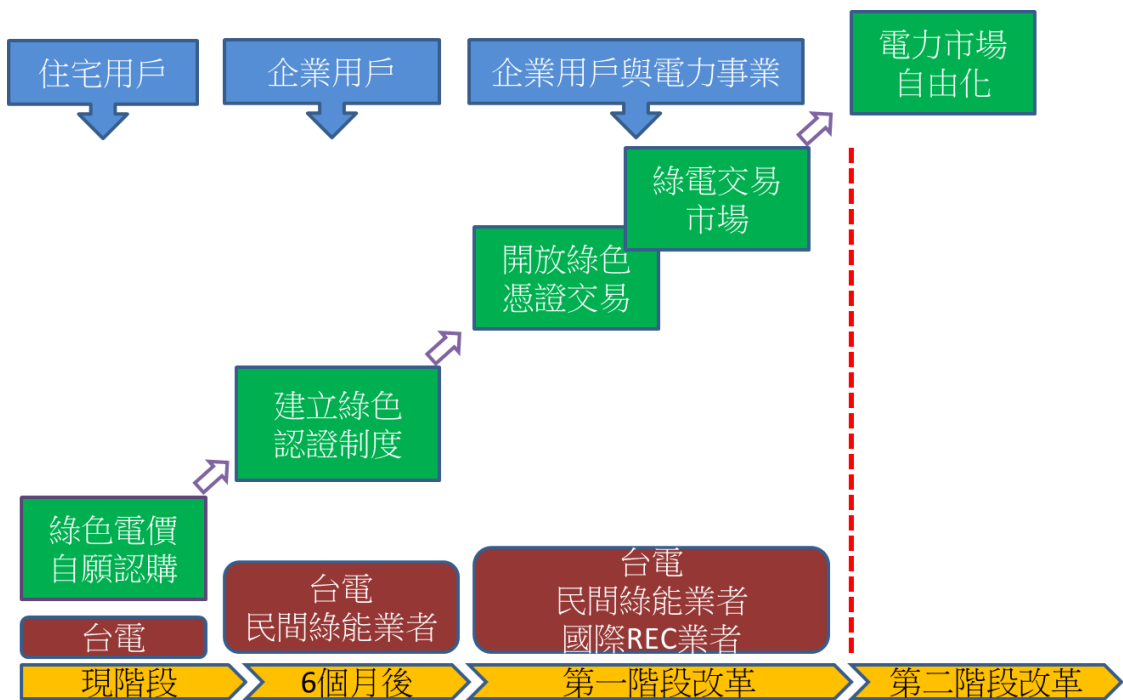


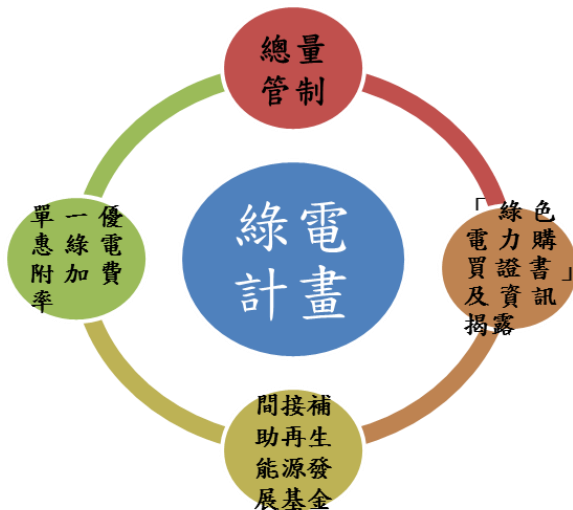
圖 6 我國綠電市場自由化發展理想路徑圖

圖 7 為我國已有之綠電認購制度與執行成效，認購制度為自願型，費率公式如下，民國 106 年認購目標為 3 億 1100 萬度，105 年法人認購 2 億 7000 萬度，其中台積電認購了 2 億度，個體戶只認購了 5282 度，約占總供電量的千分之一，成效不佳。

前一年度再生能源發展基金支付之電價補貼金額
(扣除通過及尚在審核之先期抵換專案補貼金額)
前一年度台電公司申報補貼之再生能源電量
(扣除通過及尚在審核之先期抵換專案發電量)

= 綠電附加費

(106年為3.12元/度，為增加誘因給予優惠費率1.06元/度)



	103	104	105	106
法人認購度數	4,115,600	153,578,800	270,280,400	目標：3億
台積電認購		1億度	2億度	1,100萬度
個人認購度數	229,400	2,790,300		
法人戶數	213	1,457	1,829	目標：1萬戶
個人戶數	318	2,003	5,282	

資料來源：陳中舜、王京明等 (2017)。

圖 7 我國綠電認購與執行成效

為彌補綠電制度成效不佳的缺失，政府於電業法通過後推動了再生能源憑證發放規劃，如圖 8。依據經濟部標檢局籌畫，再生能源憑證中心預計斥資 9600 萬，6 月掛牌成立「再生能源憑證中心」。同時在網路成立「再生能源資訊管理平台」，讓有意直供、代輸賣電給客戶的太陽能、風力、水力、沼氣再生能源發電業，在平台上登錄，但透過 FIT 躉購制度直接賣電給台電的業者則拒收（再生能源網，2017）。因此自願綠電認購制度屆時將由綠電憑證制度取代，預計可能於今年（2017 年）年底成完成。

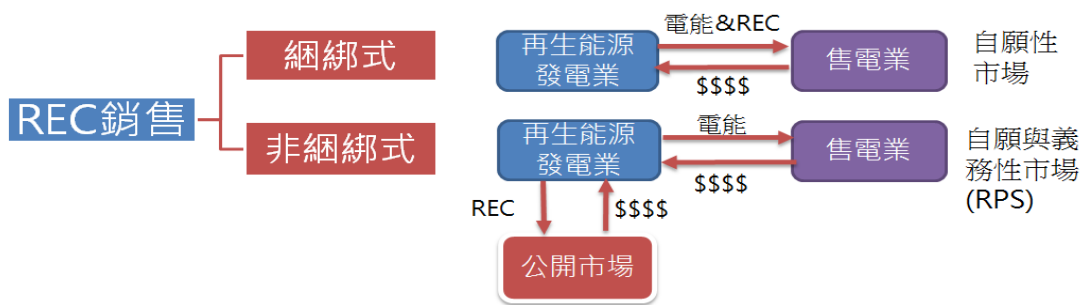
然而我國再生能源憑證制度規劃為自願性質且傾向不設交易平

台或交易所，讓公司行號如 Google、台積電等用戶有意願購買綠電者透過 PPA 合約自行尋找對象私下洽購，同時規定 REC 只能以網綁式銷售 (Bundled Sale) 而非如國外通行的非網綁式銷售 (Unbundled Sale) 制度 (目前已放寬此規定，電證可以分離交易)，在國外，交易量極少的網綁式交易主要是以自願性市場為主，目前電業法再生能源直供與代輸規劃即屬於此種模式，而佔交易量最為大宗的非網綁式交易則主要是搭配再生能源強制配比制度 (Renewable Portfolio Standard, RPS)。在配比義務的制度下售電業為符合銷售再生能源比例要求，可於公開市場的交易平台購買 REC 且亦可與國際接軌，向境外購買以滿足義務，否則則繳交罰金。下圖 9 為 REC 銷售的兩種方式之區分。

再生能源憑證發放規畫表	
管理單位	再生能源憑證中心負責「再生能源憑證資訊管理平台」，國內太陽能、風力、地熱、水力、生質能業者，凡是直供、代輸給用戶，都可以申請憑證，再由企業購買。
發放方式	電子憑證為主，書面憑證為輔
憑證單位	1單位REC(再生能源憑證)等於1000度綠電
憑證價格	買賣雙方自行約定
發放時間	預計6月起

資料來源：陳中舜、王京明等 (2017)。

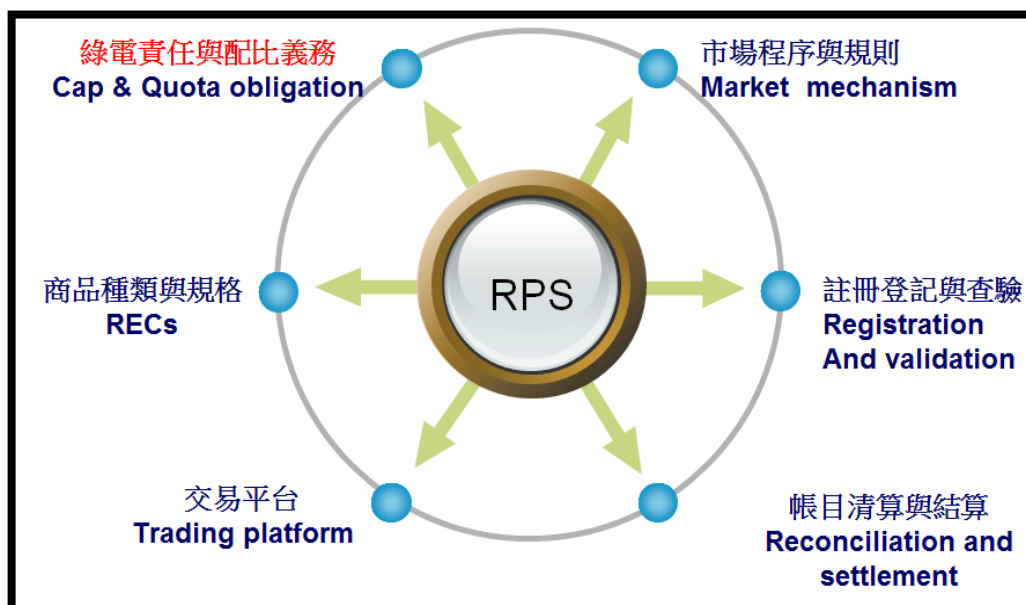
圖 8 我國再生能源憑證發放規劃



資料來源：陳中舜、王京明等（2017）。

圖 9 REC 銷售方式

非網綁式的綠電憑證交易是將「綠」與「電」分開，所以性質上是純粹的財務性質之權證交易而非如網綁式的「綠電」混合交易，如此的設計是為了擺脫電網傳輸的物理約束，將交易與調度分開活絡市場以便創造達成高效與流動性的交易，而網綁式的綠電交易則將綠電憑證視為物理性質的證書，猶如農產品的產地證明或身份證書，憑證本身無法脫離電網或電能而交易。建置非網綁式綠電市場六大元素的配套措施如圖 10，缺一不可。而網綁式的交易市場則不需此交易平台，PPA 購電合約即可滿足，但容易導致市場失靈的風險，且交易量有限，市場無法活絡亦無效率。



資料來源：本研究設計。

圖 10 非網綁式的綠電憑證交易平台設計

由以上分析可知，我國若要第一階段綠能先行自由化，就應立即建立可交易的綠電憑證與可公開交易的綠電市場與市場交易平台，並遵循國外的綠電義務配比制度。對既有的「綠電認購制度」可以改為由台電公司承辦並轉型為綠電行銷 (green offer)，銷售對象為一般住宅及中小型商業用戶，以之區隔新設立之 REC 市場。至於 FIT 的保價收購，若不調整現行制度，將會對 REC 市場造成很大的衝擊，為了鼓勵再生能源業者能夠勇於入市參與競爭，而不是完全依賴政府或台電，政府應該設計一套獎勵制度，讓勇於入市的業者從 REC 市場中獲得的利潤能夠保證比採 FIT 躉售給台電來得有利，如此再生能源業者必然樂於加入 REC 的認證與買賣，綠電交易平台的設立才有意義，否則大部分的綠電都躉售給台電，造成交易平台上的成交數量有限，不僅有流動性的風險，電業轉型也很難成功。依照目前電業法的架構在缺乏綠電交易平台下僅靠綠能雙邊購

售電合約方式，對於推動綠電實質上並不友善也無效率、風險不易控管，難見成效。總結而言，我國 REC 的設計重點應在：

- (1) 作為綠電可交易媒介，並應解決與自願綠電認購及 FIT 制度的矛盾；
- (2) 應能達成低碳能源轉型的各年綠電配比目標；
- (3) 若堅持不設綠電交易平台，就應立刻成立電力日前、日內與實時的電力現貨市場，讓再生能源業者與用戶可以控管 PPA 合約不平衡電量的風險。

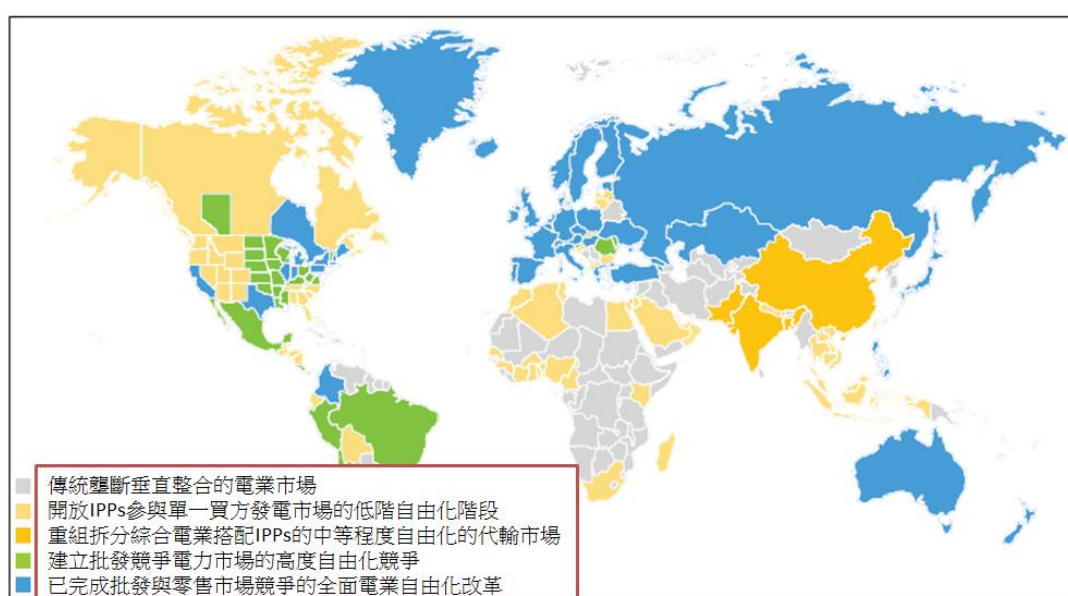
二、國外電業自由化相關重要文獻及成功與失敗經驗分析

(一) 國外電業自由化改革綜整

由世界各國電業自由化經驗觀之，凡是電業自由化成功的國家，都是能從原中央規劃經濟模式逐步漸進地啟動轉型，首先，開放民營發電業，使原本國營壟斷的電力產業型態轉型為單一買方市場型態，於發電端引進有限競爭形式。其次，再透過產業重組拆分原垂直壟斷的綜合電業，以進一步促進市場的競爭效率，並同時開放售電業和大用戶購電選擇權，搭配已開放之民營發電業，形成具有中等程度自由化的電力代輸合約市場。一旦市場成熟運作，便立即啟動建立集中式批發競爭電力市場，以完成高度自由化之競爭以及完成批發與零售市場競爭的全面電業自由化改革。歐盟國家如此，英美澳紐等高度電業自由化的國家亦復如此，而那些改革停滯或失敗的國家則多停留在單一買方的市場型態或代輸市場，無法繼續向前發展。

世界各國電業自由化改革推動的進程，依序由低而高可分為五

個等級如圖 11 所示：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(Independent Power Producer, IPP) 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：IEA（2016）。

圖 11 國際電業自由化發展情況

因此，世界各國電業自由化政策即是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。

綜整論之，世界電業發展史上電力市場發展的沿革中，自由化

的改革根據保留電業的壟斷程度來區分，約略可有四種電力產業結構與相搭配的市場制度之設計（王京明、杜家雯、郭婷瑋，2008；Hunt, 2002），依壟斷的範圍從大到小，可分述如下：

- (1) **壟斷模式**：無競爭，發、輸、配、售部門一體化經營，全部接受管制。
- (2) **單一買方模式**：引進發電業的有限競爭，開放成立獨立發電業（下稱 IPPs）並全部透過競爭程序售電予綜合電業（聯合經營發、輸、配售之壟斷電業），所有用戶幾乎仍完全被壟斷，綜合電業接受管制。此模式又可分為垂直綜合電業+IPPs 與拆分的綜合電業+IPPs 兩種模式。
- (3) **批發競爭模式**：引進發電業與售電業在批發市場的充分競爭，發電業需競價上網接受調度，廠網必須分離，售電業與大用戶透過批發市場購買電力，但零售市場仍實行管制。
- (4) **零售競爭模式**：在批發競爭成熟運作的基礎上，售電業間充分競爭其用戶，用戶購電選擇權全面開放，配、售電必須原則上進行分離。此為全面電業自由化的成熟與最佳模式。

國外電力自由化下，電力批發競爭市場可概分為兩類：電能市場（如長期合約市場、日前市場與日內市場）與輔助服務及容量市場（如熱機備轉、壅塞管理、平衡市場、再調度市場、容量機制等），電能市場強調電能是一般普通商品，電力的特性則交由輔助服務市場處理，而在美國、紐西蘭與澳洲，電能市場與輔助服務及容量市場（熱機備轉與壅塞管理）是整合一體規劃的，市場結清的演算法是相同的，電力的特性完全融入市場的交易規則當中。歐盟大部分的電能交易是在中長期市場靠雙邊交易或自願型的交易所交易完

成，僅少部分約小於總需求量 10% 以下是於日前與日內市場交易(王京明、周韻采、許志義等，2015)，至於輔助服務則由獨立調度中心 ISO 或輸電公司 TransCO 透過各種市場加以購買，在歐盟電能市場與輔助服務市場是各自分開設計的市場。不論輔助服務市場或電能市場都可依距離實時調度前發生時點的遠近，區分為中長期市場(通常期間為週以上最長亦有 6 年以上)、日前市場、日內市場與實時市場，雖然多數交易量是發生在中長期市場，但集中性的電力現貨市場(包括日前、日內與實時市場)與集中競標制度的設計是進行電力自由化改革價格發現機制所不可或缺的必要制度性安排，否則調度中心無法進行有效率的實時經濟調度與電能價格資訊揭露。

綜整世界各國各種電力交易市場的制度設計截至目前為止，最成熟、最完整、最健全的電力交易市場運作內涵如下表 2。成熟的電力交易市場按時間軸電能交易由長約、短約進行到日內市場截止時(Gate Closure)為止，而輔助服務(Ancillary Service)則由長約、短約進行到實時調度(Real Time, T)為止。交易制度的安排可以是集中市場如電力交易所或電力池，也可以是分散型交易市場如雙邊合約(BT)或店頭交易市場(OTC)。市場價格的決定方式有採用依報價成交(PAB)亦有採用系統邊際定價(SMP)方式。

表 2 自由化下成熟的電力交易市場架構與運作體系

時間軸	gate closure		Real time
	中長期市場	日前市場	日內市場
市場	中長期市場	日前市場	日內市場
交易商品	容量、電能(財務或實體)、輸電權(財務)、輔助服務*	容量、電能(財務或實體)、輸電權(財務)、輔助服務*	輔助服務*
運作制度安排	BT、EX、OTC	BT、EX、Pool	BT、EX
交易定價模式	PAB (Pay-as-Bid) SMP (System Marginal Price)		
角色功能	電力容量規劃 投資與市場風險管理	電力安全調度、投資與市場風險管理 價格發現機制(電力、輔助服務、輸電容量)	

資料來源：王京明、孫承祥（2014）。

*備註：1. BT 雙邊合約交易、EX 交易所交易、OTC 店頭交易、Pool 電力池交易；2. 輔助服務可分為五大類：(熱機) 備轉容量、輸電權（電網壅塞時）、平衡服務、電壓支持、全黑啟動。

世界各國各種電力批發交易市場的結構內涵（如圖 12）。電力市場的結構依距離真實調度時間的遠近可分為：短期、中期與長期市場，三類市場概述如下。

1. 短期市場亦稱現貨市場包括日前、日內與實時市場

短期市場是系統運作者賴以平衡電力系統所必須的機制，三類短期市場的設計組合即是為了系統運作者能有效率的動員電力系統的所有資源來達成電力短期的平衡與安全。此外，亦是用來發現電力的價格機制，以作為中、長期市場價格的參考，而不同區域的市場亦可透過短期市場來整合，短期市場的價格特性是隨著時間與地點區域而變化，如此方能反應系統資源的真正應有價值。

2. 中期市場包括各種方式交易的市場，商品含跨期間從數周到 3 年左右

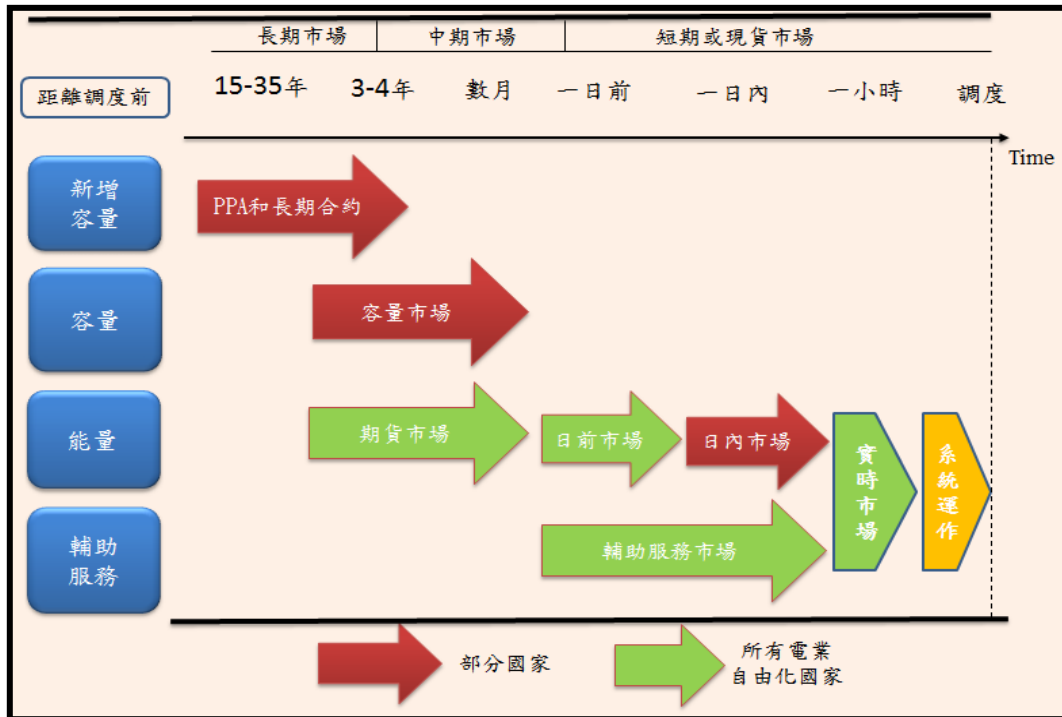
中期市場是電能生產與消費的主要市場，在歐洲 90% 的電力交

易都發生在中期市場，中期市場可以是在集中市場如交易所或分散式市場如店頭市場，透過制式的商品合約交易，亦可透過非制式商品的雙邊交易，但無論如何交易，最後彌平中期合約的差異量還是要交由短期市場來進行。

3. 長期市場通常包括 3 年期以上至 25 年左右

長期市場多半是用來導引電廠投資，因此一般可分為兩類，容量市場與能量市場，容量市場通常包括 3-5 年的商品，交易的是未來投資的可靠容量與可用性，如 PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland; PJM) 的容量市場，可交易的容量資源包括發電廠、需量反應、電能儲存、電網擴建、能源效率提升等，能量市場則以雙邊購售電合約 PPA (Power Purchase Agreement; PPA) 或饋網保證電價 FIT 合約形式，期間約 10-35 年，多半以雙邊交易或透過政府的拍賣競比簽訂，這些合約多半發生在自由化的初期，在成熟的批發市場中此類合約佔比很低，大都集中在再生能源的收購上。

在高效率的短、中、長期電力競爭性市場中，市場價格必須反應供需之間的相互競爭關係。此時，必然是生產者與消費者的福利都達到最大化與最適的狀態，亦即消費者剩餘 (consumer surplus) 與生產者剩餘 (producer surplus) 的總和將進入最佳與最大化狀態，並會同時滿足了提升「公平與效率」的雙重目標，也正因為如此「建構競爭性的電力市場」才會成為世界各國追尋電業自由化改革之共識方案與目的。



資料來源：翻譯整理自 IEA (2016)。

圖 12 世界先進國家自由化下批發電力市場結構綜覽

(二) 美國電業自由化分析

受歷史與政治經濟等多方面因素的影響，美國至今尚未形成統一的國家電力市場，而是由聯邦各州根據自身電力發展和改革的需要自行規劃自由化改革，目前形成了以州電力市場和跨州區域電力市場為主的格局，主要包括自由化成熟的 PJM 電力市場、紐約電力市場、新英格蘭電力市場、德州電力市場、加州電力市場和中西部電力市場等。其餘部分包括美國東南部、中南部和西北部各州都尚未自由化也未形成有組織的電力市場。然而已自由化的各州自由化的方式與電力市場制度設計方面差別頗大，例如美國加州和德州電力市場採用統一市場定價 (System Marginal Pricing, SMP)，而美國東北部的電力市場則採用了節點電價模型之區域邊際定價 (Locational Marginal Pricing, LMP)。

1. 加州電力市場

(1) 市場設計與運作

加州為促進發電市場競爭，使各區發電與輸電容量能夠更有效的運用，並提供公平開放的網路服務使用權，1992年加州公用事業委員會（CPUC）決定進行電業自由化，1996年9月州議會通過的「Assembly Bill 1890（AB1890）」，為加州電業自由化的重要里程碑。按AB1890法案，加州有四年的電力市場解除管制過渡時期（1998年至2002年），不強制州內三大民營公用電業（綜合電業）進行分割重組，但須將發電、輸電、配電等功能分離（廠網分工的會計分離制度），其中輸電及配電仍為受管制業務；三大民營公用電業需將輸電系統控制權交由CAISO管理，另外必須分割出售50%以上之化石燃料電廠以確保新發電市場之可競爭性；發電市場開放自由競爭，電力價格由市場決定，另外，亦開放零售市場的競爭，民營公用事業電力公司的所有電力用戶有直接選擇購電之權利，1998年初加州電力自由化市場正式開始運行，成為美國第一個開放用戶與發電業自由選擇權的州。電力用戶可直接與發電商簽訂購電合約，電網向發電商開放，並為用戶提供輸電服務。容量在8MW以上的用戶可以直接和發電公司簽訂PPA合約，也可以找中間商代理。所有用戶可以直接選擇售電商，也可以選擇由原來在地的公用電業繼續供電。獨立發電業（Independent Power Producer, IPP）有權選擇供電對象，電網也可以提供代輸業務。

電力市場運作透過電力交易所（Power Exchange, PX）和獨立系統運作者（CAISO）完成。PX經營三個電能交易市場，日

前、日內與期貨市場；CAISO 則管理三個與調度安全有關的市場：輔助服務市場、實時市場和擁塞管理市場。PX 根據市場交易結果制訂並向 CAISO 提交交易排程計劃，該計劃成為 CAISO 協調電網運行的基礎。輔助服務含調頻備轉、即時備轉、補充備轉與替代備轉等，以及電壓支持和全黑啟動。其中備轉係由 CAISO 透過日前市場競爭拍賣獲取。電壓支持和全黑啟動則以長期合約方式進行。市場參與者分別提交備轉容量報價和備轉能量報價。成功的報價者無論其是否被調度到，都將得到容量費用，被調度到時則可得到能量電費。由於電業法規定綜合電業不得在 PX 外交易，所以日前市場就容納了加州電力交易的絕大部分。

(2) 輸電市場-壅塞管理市場 (Congestion Management Market)

CAISO 負責分配輸電線路之使用權利，當輸電線路分配不足時，則該地區將被定義為壅塞地區，壅塞地區之 SC 將可以參與壅塞管理市場，減少其電力輸送或是增加發電量。CAISO 以區域為管理基礎，並在網路上公佈各區域的價格。壅塞情形可分為區域間 (inter-zonal) 壅塞與區域內 (intra-zonal) 壅塞，區域間壅塞是指兩不同區域間的輸電系統發生壅塞，區域內壅塞則是指同一區域內輸電系統發生壅塞的情形，而其解決方式係以最小成本為之。

區域間壅塞管理的解決方法為，對於缺電地區，優先調整可增加出力或減少負載之最低投標價格之電力交易量。對於過剩地區，優先調整能增加負載或減少出力之最高投標價格者之電力交易量，最後調整出力機組之競標價格即為兩地區的電力交易價格。而區域內壅塞管理方式類似，不過解決區域內壅塞時，不能

造成區域間壅塞，區域內壅塞管理的成本 CAISO 則透過電網營運費（Grid Operation Charge）回收。

(3) 即時不平衡市場

在即時電能不平衡市場中補充電能（supplemental energy）可以迅速進行買賣，每 10 分鐘進行交易一次，即時電能不平衡發生時，SC 若提供額外發電時可以獲得支付，但若要取得額外電能則需要支付費用給 ISO，市場參與者也可以遞出遞增標單（incremental（inc）bids）來供給電力，或是在超額供給與輸電線路壅塞時可以遞出遞減標單（decremental（dec）bids）來減少電力供給。

(4) 管制零售電價

加州電力管制機關 CPUC 為了確保電業改革的成效，對零售電價進行了嚴格的管控，不僅凍結零售價格，將其鎖定在 1996 年 6 月的價格水準（平均 6 美分/kWh），還對消費者承諾每年降低價格 10%。在 1998 年和 1999 年時，批發電價基本穩定在 26-31 美元/MWh 之間。到了 2000 年夏天，加州炎熱的天氣帶來需求與供給的巨大不平衡，天然氣等電廠投入品價格又同時出現上漲，管制機關管制上的缺陷也更加促使批發電力價格的上升，6 月批發電價達到了 132 美元/MWh。持續到了 2001 年夏天，兩家公用電力公司（PG&E 和 SCE）不堪批發電價和凍結零售電價之間的巨大虧損，最終導致太平洋天然氣暨電力公司（PG&E）向加州破產法院提出了破產保護申請，另一家南加州愛迪生公司（SCE）也瀕臨破產的邊緣。

也許加州電業自由化政策制定者初始考慮的是想保護消費

者的利益，但電力的不可儲存性與供需的變化才是決定價格變動的基本原理，當批發市場價格飆升而零售市場銷售電價卻不能隨之變動，綜合電業就會承受巨大的價格風險。凍結零售電價是以人為方式破壞了市場機制，使得市場價格對需求與供給的調節功能完全失靈，限制了市場經濟中「那一隻看不見的手」所應發揮的功能。

加州電業自由化約經歷兩年之蜜月期，2000 年夏季以前，僅在夏季會發生緊急事故，最多一個月發生三次，且事故原因皆非電能市場不平衡所造成。但在 2000 年 6 月，批發市場電力價格由於供給吃緊突然高漲，但零售電價卻受到管制不准調升，因此民營公用電業必須以高價買電以低價售電，造成民營公用電業嚴重虧損，瀕臨破產，也造成獨立發電業不願出售電力與民營公用電業，使得 2001 年批發電價仍舊維持在相當高的水準，即使是在冬季依然高漲。同時由於供給吃緊緊急事故發生更加頻繁，南加州常常發生無預警斷電，並開始實施輪流限電，此即為電業自由化歷史上惡名昭彰的加州電力危機，亦是全世界學習電業自由化不可不讀的必要經典案例教材。

(5) 加州電力危機成因分析

加州電力危機之發生絕非單一因素可造成，而是複合型風險的事件，歸納其原因如下：

A. 供需不平衡

加州電力供給無法與需求成長相配合，在 1990 年代，加州電力需求成長超過 11%，但是發電容量卻是小幅下跌。原因包括美國西北部之降雨不足，使得 2000 年夏季之水力發電量

與 1999 年同時段相比減少 75%，導致輸入加州之電力供給減少，加上電力需求缺乏彈性，無法即時降低需求，因而造成批發電價上揚與停電。

B. 燃料成本提高

燃料成本提高使得電力成本增加，尤其是天然氣價格，在 2000 年美國西北部之天然氣價格上漲幅度高達三倍。燃料價格的上漲，加上在尖峰期間必須運轉低效率之機組來滿足需求，使得燃料使用量增加，因而造成電力成本的提高。

C. 減少供給誘因之管制措施

加州在環保意識下對於建造電廠有相當嚴格之限制，並且實施污染排放權制度，使得電廠投資誘因降低以及發電成本的提高。但環保人士認為嚴格的環境保護標準並不會降低電廠投資誘因，最主要的原因在於加州管制政策的不確定性，使得投資者卻步。

D. 批發電價管制

2000 年 12 月至 2001 年 6 月，聯邦能源管制委員會 FERC 在政治壓力下公布一連串批發電力價格管制措施，卻也使得發電業者不願提供電力，也造成加州電力交易所於 2001 年 1 月停止運作。

E. 零售電價管制

零售價格的凍結與供電義務，使得公用電業在尖峰時段必須以高價買入批發電力，以低價售電予一般消費者，而使得公用電業無法忍受虧損而宣告破產。低零售電價也使得用戶毫無誘因進行節約用電，無法減緩電力系統供給不足的壓力。而後

引發政治上的紛爭，爭論誰需要承擔公用電業之虧損。

F. 缺乏即時智慧電表

一般標準電表只能衡量一或兩個月的總用電量，無法進行時間訂價，因此用戶無誘因在尖峰時段節約用電。

G. 缺乏長期合約市場

考慮到市場資訊之透明度以及避免配電業者（公用電業）在價格下跌時受制於長期合約，因此加州電力市場設計要求所有配電業者須至電力交易所購買電力，但卻造成當批發電價高漲時配電業者也無法透過長期雙邊合約來趨避高價，若有長期供給合約，則配電業者將不須被迫至短期現貨市場購買超高價的電力。

H. 競標制度設計

在加州電力交易所之訂價方式有助於市場炒作。投標規則是將標單價格按價格高低排列，按需求決定市場結清價格，所有進入排程之發電業者皆可以獲得此結清價格，在市場運作正常下，此種訂價方式符合經濟學之效率原則，但是當市場供給短缺時，則發電業者有機會進行策略報價投機炒作，發電業者可以盡量將標單價格拉高，若交易結果未進入排程，則發電業者僅是損失少額的售電利潤而已，但一旦成交則可賺取鉅額暴利。

I. 市場操縱力

在集中式競標制度下，發電業者有可能獲得遠高於競爭水準之價格，因為發電業者可以利用減少供給與提高報價方式來操縱損益，使得電力價格高於平均發電成本。而當公用電業財

務狀況出現問題時，發電業者更乘機抬高售電價格，其宣稱係作為避免公用電業無法支付價款時之「風險貼水」。

最終政府出面接管了電力危機，加州電力危機後在 FERC 的建議下，採用 PJM 電業自由化模式重新設計電業自由化市場的運作，將 PX 取消而由獨立調度中心 CAISO 完全負責市場與電力系統的運作，也改採了區域邊際定價的方式。

(6) 加州電力市場的運作現況

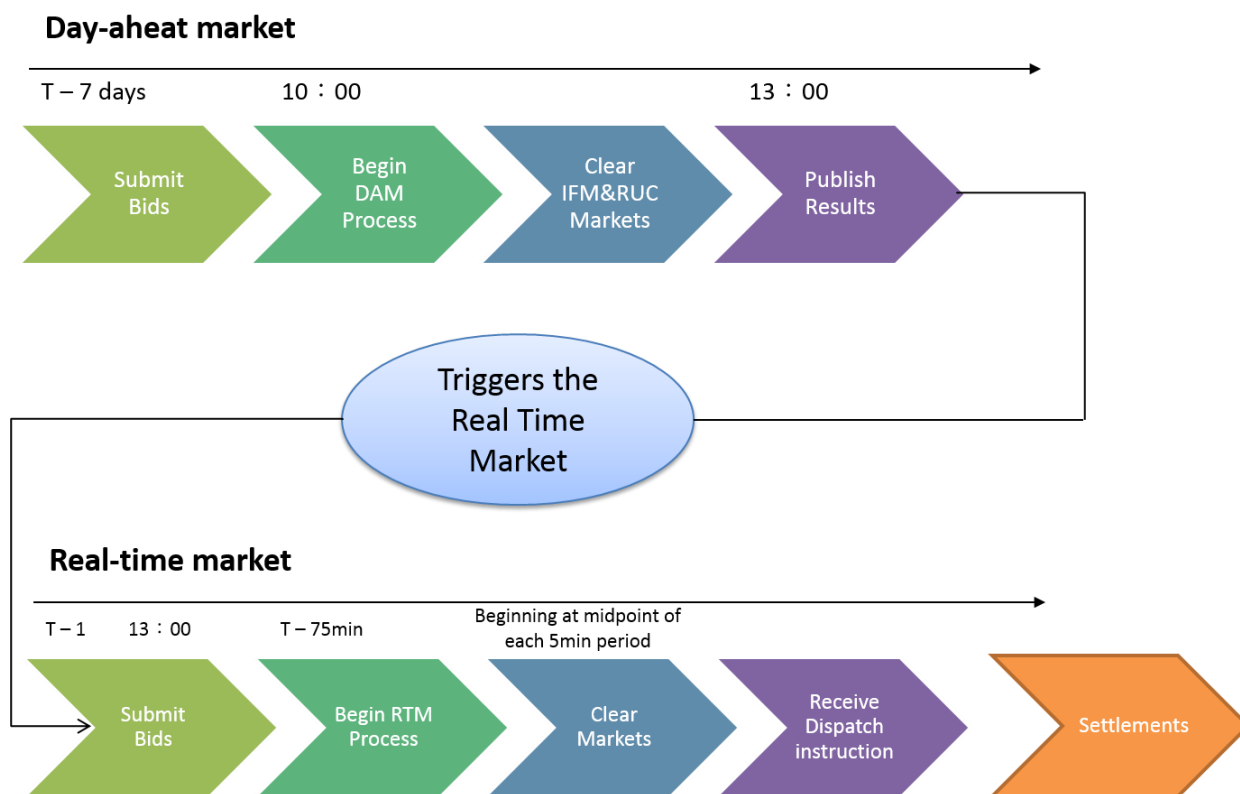
從電力危機後迄今，加州目前電力批發市場已改由 CAISO 負責統一管理，除長期的市場外也包含下列兩類現貨市場：

- A. **日前市場**：以小時為單位，有整合期貨市場（IFM）與剩餘機組調度市場（RUC）。
- B. **實時市場**：小時前排程市場（HASP）、實時機組調度市場（RTUC）15 分鐘交易區間交易電能與輔助服務，實時調度市場（RTD）每 5 分鐘只交易電能。

商品交易包括：電能、輔助服務、容量和壅塞輸電權。

訂價方式為：能量與容量皆以 SMP 訂價並採區域邊際訂價法。

輸電壅塞權則由節點價差決定。加州現貨電力交易市場時間軸安排如下（圖 13）。



資料來源：王京明、周韻采、許志義等（2015）。

圖 13 加州現貨電力交易市場時間軸安排

2. PJM電力市場

賓澤馬（PJM）係指賓州、紐澤西州與馬里蘭州（Pennsylvania-New Jersey-Maryland, PJM），1927年，此三州三家綜合電業共同組合電力池，簡稱「PJM」。2001年PJM組成「區域輸電組織」，成為美國第一個區域輸電組織。之後PJM控制區域不斷擴大，至2013年中，PJM控制地區已擴大至美國數十州，涵蓋人口數超過6,000萬人，為美國最大的區域輸電組織。

PJM與加州同為美國最早推動電業自由化之地區，但產生結果卻完全不同，加州在電業自由化後第三年即發生嚴重的電力危機問題，而PJM的控制區域卻是日益擴大，會員人數每年成長，被世界各

國譽為電業自由化的成功典範，其改革經驗相當值得參考。

PJM批發電力市場之市場種類繁多，包括前一日電能市場、即時電能市場、每日容量市場、每月、多月容量市場、頻率調節市場、備轉容量市場、每年或每月財務輸電權（Financial Transmission Right, FTR）拍賣市場，皆為FERC標準市場設計的藍圖。在電業自由化第一年（1998年）賣方標單必須以成本為基礎（cost-based offers）進行報價，1999年4月改採市場機制（market-based offers）。1999年1月每日容量市場開始運作，1999年中每月、多月容量市場開始運作。1999年5月1日FTR拍賣市場開始運作，2000年6月1日前一日電能市場與頻率調節市場開始運作，2002年12月1日PJM修正市場設計增加備轉容量市場，2003年6月1日PJM引進拍賣收入權（Auction Revenue Rights, ARR）。

(1) 電能市場

電能市場負責進行批發電力市場之電能買賣與交付行為，以滿足電能供應商、批發用戶與其他市場參與者之需要。運作方式相當類似股票交易市場，由買賣雙方自行設定價格後進行撮合。

訂價方式採區位邊際訂價法（Locational Marginal Pricing，LMP），反應各區域當時的電能價值，也就是在考慮所有輸電限制下，以可用發電機組最低發電成本滿足下一單位負載之成本，等於發電邊際成本、輸電壅塞成本與邊際損失成本三者之和。若某個區域發生輸電壅塞，則電能無法自由傳送至該地區，為滿足其需求，該區域的電能價格將較昂貴，因此該區域邊際價格相對較高。

以賣方標單為基礎，買賣電力者可利用雙邊契約或於市場上

遞買/賣電力標單進行電力交易。買方有充分選擇權，負載服務公司（Load Serving Entities, LSE，即售電業）可透過 PJM 電力現貨市場、自我排程（self-schedule）、雙邊合約等方式獲得電能，再提供給用戶。

採雙重結算系統（two settlement system），包括兩個市場：前一日市場（day-ahead market）及即時平衡市場（real-time balancing market）。前一日市場可讓市場參與者以前一日價格買賣電力，也使輸電用戶可以前一日注入點及提出點間的區域邊際價格價差做為壅塞成本，對其雙邊交易進行排程，預期排程可為固定、可調度或壅塞受限（‘up to’ congestion bid）型式，註明是否願意支付壅塞成本，或是在壅塞時願意降載。售電業則可針對其想鎖定於前一日價格的負載需求，提送負載排程。收到標單及雙邊合約排程後，PJM 會利用排程程式，考慮最小成本、網路限制、備用容量義務、可靠度進行排程，得出前一日每小時排程與區域邊際價格。所有列入排程之發電業者可獲得前一日區域邊際價格，受排程負載需求則須支付前一日區域邊際價格，雙邊合約則支付注入點及提出點間前一日 LMP 差異，做為壅塞費用。

未被選入前一日排程的發電業者，可以改變他們的標單，參與即時平衡市場（否則原始前一日標單仍然有效，可作為下一日的賣單）。即時市場則是依據實際小時電量、輸電限制、供電者在即時市場的標單，五分鐘結清一次區域邊際價格。售電業者的負載超出/低於其前一日排程的量，則須支付/可獲得即時區域邊際價格，發電業者低於/超出前一日排程之電量，則必須支付/可獲得即時區域邊際價格。雙邊合約則按其實際電量與前一日排程

之差異，支付以即時區域邊際價格差算出之壅塞費用。

前一日市場及即時平衡市場分別有不同的會計結算系統，前一日市場係依受排程小時電量及前一日市場結清價格結算，即時平衡市場則是按實際小時電量與前一日排程電量差異及即時市場價格結算。

(2) 雙邊合約交易

PJM 場外的實體電力合約可透過交易所或以店頭交易雙邊合約方式達成。在交易所中的合約有固定形式，多以月尖峰/離峰為交易期間區塊 (monthly on/off peak block)，有固定電量 (MW)，並有單一價格。賣方須送一定電量 (MW) 至合約指定的地點 (hub)，而買方則必須將電力由 hub 送至負載端。為滿足合約，雙方都可能要再另外購買輸電合約或至電力現貨市場交易。相反的，OTC 交易之雙邊合約則無固定形式，可由買賣雙方按其需求決定合約條款。

PJM 要求其會員必須在至少一日前告知所有使用到 PJM RTO 的發電及輸電設備的雙邊合約排程，並說明是否願意支付前一日市場及即時市場的壅塞費用。在前一日市場中，簽有雙邊合約輸電用戶可提送壅塞受限標單 (“up to” congestion bid)，其出價不可大於 \$25/MWh，否則會被視為固定雙邊合約。

(3) 容量信用市場

為了確保電力系統的可靠度，系統應保有超過尖峰負載以上容量，PJM operating agreement (schedule 11) 中規定了容量信用市場的運作準則。依其用戶之負載量，每個配電公司都需滿足其每日之容量要求，其可透過自己的發電容量、雙邊合約或至容量

市場購買容量來滿足容量要求。

容量信用市場包括日市場及月市場。每日市場為強制性市場，買方及賣方標單應於早上 7~10 點間提送，註明容量、種類（固定或變動）、價格、日期等資訊，PJM 會於 10:05 評估市場參與者之容量，若市場參與者的容量不足，PJM 會自動將買方標單調為不足之容量，若市場參與者容量過剩，則 PJM 會賣出過剩容量。月市場則是自願性市場，期間可涵括一個月至數月，買方及賣方標單亦於早上 7~10 點間提送，PJM 於晚上 12 點前結清。

(4) 財務輸電權市場

PJM 提供財務輸電權（Financial Transmission Rights, FTR）供電力交易者作為規避網路壅塞之價格變動工具，可確保持有者在一日前市場發生網路壅塞時，因調度排程外機組來紓解壅塞所產生之輸電壅塞費用可獲得補償。FTR 有指定的注入點（發電端）及提出點（負載端），在注入點及提出點間的網路系統發生壅塞時，FTR 持有者可獲得市場參與者繳交之輸電壅塞費用的一部分。

設計 FTR 的目的是確保固定點對點輸電服務用戶在其送電量與其預訂容量相符時，不致產生額外之輸電壅塞成本。換句話說，FTR 為一種財務契約，將輸電壅塞費用退回給固定點對點輸電服務用戶，而非實體的電力輸送權。當一日前市場壅塞發生時，FTR 持有者可獲得其持有之 FTR 數量（MW）與注入點提出點間 LMP 價差之乘積。

FTR 透過年與月拍賣市場交易，年 FTR 拍賣出售整個 PJM 系統之財務輸電權，結清方式係以成交總價最大化為原則，拍賣

所得則按 Auction Revenue Rights (ARRs)¹分配給網路輸電用戶及固定點對點輸電用戶。拍賣共分四回合，各出售 PJM 系統 25% 容量，在前面回合所購買的 FTR 也可在後面的回合出售。

月拍賣則是出售年拍賣所剩餘的容量輸電權，同時也容許市場參與者出售其持有的 FTR。月拍賣只有一回合，拍賣現有之剩餘容量。結清方式亦以成交總價最大化為原則，所得先按差額比例分配給 ARR 持有者彌補年拍賣所得之不足，若有剩餘則納入市場結算程序中。

此外，PJM 會員持有的 FTR 可在次級市場中以透過 PJM 提供的 eFTR 次級交易中心 (secondary trading center) 以雙邊合約方式買賣，直接買/賣手中持有的 FTR 給其他市場參與者，PJM 會自動移轉 FTR 所有權，並調整會員的月帳單。一個輸電路徑 FTR 可分割成數個不同 MW 或不同時間範圍的 FTR 出售。eFTR 的次級交易為電子佈告欄系統 (Bulletin Board System, BBS)，想出售者可在上面張貼/查看買賣公告、接受/拒絕報價。

欲在 PJM FTR 拍賣或次級市場買賣的市場參與者，可先成為 PJM 會員或輸電用戶，再透過 eFTR 買賣，亦可於場外自行交易，但 PJM 的帳單結算服務僅提供給透過 eFTR 的市場參與者。

(5) 標準市場設計

有鑑於賓澤馬電力市場運作之成功，2002 年 FERC 根據其電力市場制度發展出「電力批發市場標準市場設計 (Standard Market Design, SDM)」，目的在建立具一致性之輸電服務管制方法，以

¹ ARR 為年 FTR 拍賣所得之分配機制，市場參與者必須提出 ARR 要求，經 PJM 依 SFT 結果核可，分配方式係依所持有之 ARR 經濟價值與 FTR 年拍賣中各回合市場結清價格決定，其中 ARR 之經濟價值為 FTR 年拍賣中注入點與提出點之 LMP 差異，公式為：
ARR 分配目標值 = (持有之 ARR MW 數/回合數) * (提出點 LMP - 注入點 LMP)

及將各區域批發電力市場設計標準化，以消除各州間輸電服務條款之差異，進而確保各區域間或區域內電力費率更佳合理與公正。

標準市場設計原則包括：

- A. 網路轉供服務單一化，消除垂直整合公用事業優先使用輸電設備之不公平現象。
- B. 採區位邊際定價（Locational Marginal Pricing, LMP）：輸電服務與電能價格決定方式應採區位邊際訂價法，以增加投資訊息，降低輸電線路壅塞與提升電網運作效率。
- C. 進行市場操縱力的監督與控制。
- D. 容量充足要求（Resource Adequacy Requirements）：FERC 管制市場力政策使得投資誘因降低，因此對於必要的發電容量與輸電容量投資建議給予補貼。
- E. 實施即時與前一日現貨市場：交易成本較低，且市場結清價格公開，可提高批發電力市場交易之透明與效率，另外，也有利於價格需量反應計畫（price-responsive demand programs）之推行，即時電價也可作為零售電價制定之參考。
- F. 輸電服務費用應包含轉供費用與使用費兩部分，其中轉供費用應涵蓋一部份或全部的輸電系統固定成本，降低輸電投資的風險，而使用費則應反應邊際成本。
- G. 實施壅塞收入權（Congestion Revenue Rights, CRRs），為一種財務契約，使輸電用戶可規避輸電價格波動風險，在 LMP 下，引起輸電壅塞者必需支付較高的輸電服務費用。

- H. 各州可參與獨立輸電提供者或區域輸電組織之經營管理，聯邦與州政府間應進行協商合作，包括輸電與發電場址的安排、零售面的價格反應需求計畫、資源適當與安全考量等。
- I. 未加入 RTO 的地區，應提高其輸電操作者獨立性，使輸電服務能夠更加公平。
- J. 應遵守可靠度標準，避免發生損害系統可靠度之事件。

但標準市場設計後來亦遭受到批評，許多電力公司基於本身的利益拒絕採用，其中 New-York ISO, New-England ISO, PJM-ISO, and Midwest ISO 雖然採用標準市場設計，但仍然作些修正，而 CAISO 與 ERCOT 則將原先的節點系統加以修改，以配合標準市場設計原則。2005 年 9 月 FERC 終止標準市場設計計畫，允許尚未採取標準市場設計的地區可以提議其他更具效率的市場設計型態。基本上標準市場設計以 PJM 為藍圖，PJM 地區為美國電業自由化運作績效最佳的地區，在電力批發市場中商品種類很多，有充分的避險工具，且供電穩定度高，為美國電業自由化的成功案例。

3. 德州電力市場

德州 1999 年通過 Senate Bill 7 (SB7)，開始啟動電業自由化改革，除電力市場結構改變外，還特別強調開放零售電力市場的競爭。與美國其他州相比，德州電業自由化強制民營公用電業須進行業務分隔，按發電、輸/配電及零售供電業務分離，輸電及配電部分需受德州公用事業委員會 (Public Utility Commission of Texas ; PUCT) 的管制，屬於公用事業，另由「德州電力可靠度委員會 (The Electric

Reliability Council of Texas ; ERCOT)」來負責維持電網公平公開的使用，並作為獨立系統運作者（ISO）之角色。SB 7 對 ERCOT 區域組織之電力產業帶來重要變化如下：

- (1) 民營公用電業須將發、輸/配、售電業之業務分隔，但不強制分割，產生三種新的電業單位：發電公司、輸/配電服務提供者（transmission and distribution service providers ; TDSP）及零售電力提供者（retail electric providers ; REP）。
- (2) 輸／配電業仍持續接受管制，管制單位為 PUCT，但開放電錶讀錶服務市場之競爭。
- (3) 限制發電公司之裝置容量比例，2002 年 1 月 1 日起任一家發電公司之市占率不可超過 20%，又當發電公司擁有電網資產時，必須拍賣 15% 以上發電容量。
- (4) 零售電力提供者之電價設定上限，須低於 1999 年 1 月 1 日合格電業所收取電價之 6%，直到（a）零售競爭實施 36 個月後；（b）40% 的用戶移轉至其他零售供給者後。
- (5) 公營電業與電力合作社可自由選擇是否加入零售競爭。

其中 ERCOT 在德州電業改革中扮演極重要的角色，ERCOT 為非營利組織，為北美電力可靠度委員會（NERC）會員之一，因此須遵守 NERC 規範，而最重要的管制單位為德州公共事業委員會（PUCT），由於德州電網目前未與其他州之電網互聯，因此目前並不受 FERC 管制。主要管理工作由控制區域管理局（Control Area Authority ; CAA）負責，主要任務在確保 ERCOT 系統的安全與可靠，同時符合 NERC 標準。

德州電力市場採用區域定價模型（zonal pricing），設立了雙邊交

易、輔助服務、機組組合報價的日前市場和實時電能市場，其中 95 % 以上的電能交易集中於雙邊交易市場，由授權排程組織 QSE (Qualified Scheduling Entity) 代表發電商或用戶向 ERCOT 報價。德州電力市場運作方式主要為「雙邊合約」市場，由買方及賣方直接簽訂長期雙邊合約來進行交易，而不透過電力池來進行，一般主要電能交易皆透過長期雙邊合約來進行，由 ERCOT 負責中央調度，透過輔助服務來解決電能不平衡與系統壅塞問題。ERCOT 須保證電網容量可配合市場參與者之排程，同時也要監控電網的即時狀況，並提供輔助服務來解決容量不足與輸電壅塞的情形，以維持系統可靠與安全。

ERCOT 的會員包括零售消費者、民營公用電業、市營電業、鄉村電力合作社、河川管理局 (the River Authority)、獨立發電業者、電力交易商及零售電力供給者等。此外，ERCOT 也需要負責監督該州各種電力產業的發展與運作，特別是包括零售市場的競爭，也因此德州是美國零售電業最活絡和開放的一州。

ERCOT 並不是新成立的組織，其原始角色為北美可靠度委員會的成員，負責區域電力系統的可靠，目前北美共有 10 個電力可靠度區域。德州電業改革賦予 ERCOT 新的角色與定位，自 2001 年 7 月 31 日起，ERCOT 除維持電力系統可靠度外，亦須負責電力的集中調度與排程工作以及新的商業功能。ERCOT 須負責批發電力市場交易的中央調度與電力排程，同時購買必要的輔助服務以維持電力系統可靠。另外需進行電錶量測 (metering) 工作，將之整理成 ERCOT 電子資料庫系統，以利電力市場運作與結帳工作之進行。目的在使市場運作更具效率，包括電錶資料的取得與蒐集彙整、分析與找出

負載型態及零售市場消費者轉換零售商的情形等。ERCOT 為德州單一電力系統的運作者兼市場管理者負責下列功能：

(1) 參與者登記

ERCOT 為該州的電力組織的登記單位，利用集中登記系統來進行，ERCOT 負責下列單位的登記事項：

- A. 被授權使用 ERCOT 電腦系統的組織或組織內之個人。
- B. 提供輔助服務或電能之市場參與者。
- C. 電錶（競爭）與非電錶（非競爭）之零售消費者。

(2) 市場運作

作為新單一集中控制區域的運作者，ERCOT 須負責維持該地區電力供給之可靠，因而 ERCOT 須負責讓電力供給者預定排程與真正的電力需求達成平衡，此需透過複雜的電力排程程序與取得輔助服務來完成。在過程中，市場參與者遞出其每天的電力需求與發電排程，以 15 分鐘為一區間，ERCOT 必須檢視排程，詳細分析研究各區間所估計電力發電與需求間之關係，同時確定所需要的輔助服務種類與數量，再由業者提出標單，而為防止炒作，標單價格訂有上下限。

(3) 生產運作

ERCOT 須負責監視與分析電網，包括每 2-4 秒間電網情形、負載及輸出等，以維持輸電系統之可靠與容量充足，主要分析工具為能源管理系統（EMS），同時擴大部門來監督所有電力網路之發電業者與輸電線路的負載與電壓。ERCOT 亦須負責該區域輸電設備的擴建規劃。

(4) 財務運作

ERCOT 同時需要負責各項輔助服務的帳目處理問題。ERCOT 必須負責規劃每一日的輔助服務計畫，確保 ERCOT 系統有足夠的輔助服務維持系統安全與可靠，以符合 ERCOT 與 NERC 的系統安全標準，另外 ERCOT 代表 QSE 購買及部署輔助服務。主要輔助服務包括：

- A. 電能平衡服務
- B. 頻率調節服務（過頻與低頻）
- C. 頻率反應備轉容量（應付重大頻率偏離時使用）
- D. 非熱機備轉容量
- E. 替代備轉容量
- F. 電壓支援
- G. 全黑啟動服務
- H. 可靠度必須運轉服務
- I. 經濟調度外容量服務（作為電能平衡、壅塞管理及其他可靠度需求之用）
- J. 經濟調度外電能（能量）服務
- K. 區域間經濟調度外能量服務（當所有市場方式無法解決壅塞或平衡時使用）

(5) 擁塞管理

ERCOT 依據電網阻塞情況將電網事先劃分為幾個電力區域，當區域間發生擁塞時，擁塞區域間市場參與者需要支付擁塞費用。當區域內發生擁塞時，ERCOT 運用區內或在地擁塞管理程序來解決。區域間壅塞管理成本將直接分配至有得到壅塞管理服務之 QSE。ERCOT 使用區域壅塞管理模型決定各地區的

電能影子價格 (shadow price)，作為壅塞管理成本並作為結帳依據，此部分成本將直接分攤給 QSE。另外，為進行壅塞管理所購買的替代備轉容量成本也將直接分攤給 QSE。

區域內壅塞管理制度則是依據更加詳細的操作模型，以確定每個電源與負載對輸電系統的衝擊，再依據各個 QSE 的負載比率 (Load Ratio Share) 來分配解決區域壅塞的成本。ERCOT 收取的擁塞費用來自機組組合報價市場和實時電能市場。機組組合報價市場出現擁塞時，ERCOT 運用再調度程序，計算出區域間擁塞約束線路的影子價格和各擁塞區域的價格。如果某 QSE 的交易計劃排程造成了區域間的擁塞，則需要按連接此擁塞區域間線路的影子價格支付擁塞費用。ERCOT 的區域間擁塞管理模型將每 15 分鐘計算一次壅塞線路的影子價格以及實時電能市場的區域價格。對於區域內的擁塞管理，機組提供出力遞增或遞減標單來解決區內擁塞問題。

(6) 財務輸電權市場

德州於 2002 年引入財務輸電權市場（也稱為輸電擁塞權 TCR, transmission congestion rights）。ERCOT 每年都會重新確定區域間的壅塞線路和壅塞的區域，例如 2001 年有 3 個擁塞區，2 條壅塞線路；2002 與 2003 年則有 4 個擁塞區，其中 2002 年有 4 條壅塞線路，2003 年有 3 條壅塞線路。TCR 賦予持有者對某指定壅塞線路時的財務收益的權力，持有者得到的財務補償金額相當於這一線路運行時段實時電能市場的平均影子價格對應收益和該小時日前市場的影子價格對應收益兩者之和。此外，德州還存在另一類輸電權市場，稱為預分配擁塞權 PCR

(pre-assigned congestion rights)。PCR 被直接分配給某些擁有長期輸電合約的用戶或法人，包括公用事業機構和電力合作組織。從 2003 年起，PCR 持有者需支付相應的 TCR 拍賣價格的 15% 才可以獲得相應的 PCR，PCR 並不參與拍賣，此外的其他方面均與 TCR 一致，對於任何一條壅塞線路，ERCOT 分配出去的 PCR 數量不能超過該線路總共對應的輸電權數量的 25%。

(三) 英國電業自由化分析

1. 英國電業改革

英國電業改革自「1989 電業法」修訂後，將原屬國營壟斷的中央發電局(CEGB)改組成企業化的兩家發電公司(National Power 與 PowerGen)、一家輸電公司(National Grid Company, NGC)與 12 家區域配電公司(regional electricity companies, RECs)。同時為因應新的電業重組情勢，英國政府於 1990 年 4 月 1 日成立新的電業管制機構-電業管制局(the Office of Electricity Regulation, OFFER)以統籌管理新的電力市場，此機構已於 2000 年擴大管制範圍將天然氣一同納入改制，轉成為天然氣暨電力市場管制局(Office of Gas and Electricity Markets, OFGEM)。從 1991 年 3 月起 National Power 與 PowerGen 亦透過公開釋股成為民營公司。此次電業法修正成立了英格蘭的「強制電力池」，要求 100MW 以上的機組必須強制進入電力池投標買賣電力。英國國家電網公司的所有權原本掌握在 12 家 RECs，但 1995 年 12 月英國政府要求 RECs 必須釋出大部分股權而成為獨立的民營英國國家電網公司(National Grid Company, NGC)。英國政府在 RECs 所享有的黃金股份於 1995 年 3 月釋出，而兩大發電公司的股權亦於 1996 年 5 月釋出，輸電設備則歸 NGC

所有。現階段英國電業在發電與售電兩部門已經充分開放自由競爭，在輸電與配電則仍維持管制型態。2001年3月復將強制電力池競標制度改為自願性的雙邊合約市場搭配平衡機制（New Electricity Trading Arrangement, NETA），目前實施效果良好。

至於蘇格蘭地區原為兩家垂直整合電業 South of Scotland Electricity Board (SSEB) 及 North of Scotland Hydro-Electricity Board (NSHEB) 分區經營，目前則比照英格蘭與威爾斯的電力改革作法，完成發、輸、配電的分割，並且與全國性輸電網路併聯加入國家輸電公司 NGC 的電力交易市場。此外，北愛爾地區的電力系統係獨立之系統，未來將通過海底電纜與蘇格蘭系統連結，北愛爾蘭系統在發電部份主要由三家發電公司：Nigen, Premier Power, Coolkeeragh Power 所組成，共同躉售電力給一獨占之輸配電業 Northern Ireland Electricity 公司，該公司亦享有所有用戶之售電專營權。2005年4月1日起，蘇格蘭、英格蘭及威爾斯整合為一個英國國家電力市場，實施 BETTA (British Electricity Transmission and Trading Arrangements) 交易機制。

英國開放售電業競爭市場係採階段過渡性之作法。自1990年以來，英國境內有五千戶1MW以上的用戶，可以自由選擇其供電者。自1994年4月1日起，更擴大至100KW以上的用戶，皆可自由選擇其供電者。自1999年全面開放迄今，這種自由選擇供電者的用戶高達五萬戶以上，其電力消費量約為英國整個電力市場的50%。為使所有市場售電業者能在公平的基礎上競爭，英國當局除規定各「區域供電公司」需提供競爭者公平無歧視之配電網使用外，亦規定各「區域供電公司」需提供欲轉尋市場其他供應商購電用戶所需之協

助，如申請用電登記及用電資料等。

2. 英國電力市場制度

2001年3月以後，電力市場之運作係以 NETA (New Electricity Trade Agreement) 做為規範，由強制性電力池改成自願性電力池配合雙邊合約的方式。所有的發電業者將不再以系統邊際價格 (SMP) 獲得同樣的支付，而是需要去尋找自己的買者 (售電業或用戶)，也就是出價談妥成交的方式 (Pay-as-Bid)。其市場包括遠期、期貨及短期電力市場及平衡機制市場。2005年4月起，蘇格蘭、英格蘭及威爾斯的市場整合為一個英國電力市場，而開始實施 BETTA (British Electricity Transmission and Trading Arrangements)。BETTA 之交易沿用 NETA 的交易制度與市場架構，大部分的電力交易係透過發電業者、售電業者、用戶間以合約方式進行，與其他貨品市場類似，不同之處在必須時時保持實體電力平衡，且須確保供電安全及品質。遠期、期貨及短期電力市場是主要電力批發市場，大部分的電力交易都在此三個市場中完成，因此在電能平衡市場開始交易前，亦即實際時刻的一小時前，發電業者簽約的電量應該與其預測之發電量相近，而售電者簽約的電量也與其預計之客戶電力需求量相近，一般而言大概只有 5% 左右的電力是透過平衡機制 (balancing mechanism, BM) 交易 (參見圖 14)。



資料來源：王京明、焦彥雄等（2005）。

圖 14 英國電力市場交易

電力交易所為雙邊實體電力合約最主要交易場所，一天 24 小時，一星期七天不間斷地運作，參與者可透過網路或專線，不具名交易。其提供之服務包括：電力交易、結清及通知。交易者需繳交合約擔保金（margins）以降低交易信用風險，另外也需繳納交易手續費。

3. 英國電價定價機制

英國電價策略與設計準則受英國電力市場改革所影響，在電力市場自由化改革下，發電部門與售電部門均採取了階段性開放的作法，對發電部門以限制其占一配電區域供電比例之方式，分三階段開放；對零售部門則依據用戶年用電量分五階段開放。目前英國電業輸電與配電部門仍維持受管制型態。發電業者以競標價格或是簽訂雙邊合約方式提供電力，輸電業 NGC 負責電力調度及轉供事宜，配電業則需維持配電系統的穩定性，配電業及售電業亦可利用契約商品種類的多樣化來穩定收入及管理風險。

英國電業主管機關為天然氣暨電力市場管制局（OFGEM），其

主要責任在於促進電力產業競爭與維護消費者權益。基本上，英國對於反映發電成本以及市場供需所造成電價波動不予管制，但對人為操縱方面則施以嚴加監控。而對具獨占特性的輸電網路相關電力費率則以「價格上限法」與「誘因機制」加以管制，運用範圍包括輸電、配電及售電三部門。

價格上限法係指電力事業管制當局對電力產品訂定價格上限，並授權廠商可在此限制下，自行決定電力產品價格。由於加入生產力指標的限制，電業必須從事績效改善，才能避免發生損失，因而提供電力公司追求技術創新與成本極小的誘因。基本上，價格上限必須考慮下列三項因素：(1) 考慮供電成本的結構特性；(2) 考慮整體經濟情勢變化所造成的成本變動，如物價上漲率，不應由業者全數負擔；(3) 考慮業者經營績效的改善。因此，「價格上限法」係限制費率的上升比率不得超出物價指數（例如零售物價指數；RPI）之上升率減去預估生產力上升率（X%），以數學式表示如下：

$$P_t = \left(1 + \frac{(RPI - X)}{100} \right) P_{t-1}$$

其中， P_t = 第 t 年單位平均價格上限； RPI = 零售物價指數上漲率
 X = 生產力指數成長率； P_{t-1} = 第 $t-1$ 年單位平均價格

價格上限法乃是設定其費率的上限而非將費率固定不變，因此只要平均價格不超過價格上限，業者可在此範圍內自由調整其商品與服務價格，藉著提升生產力超越預設的生產力成長率 X% 而增加其利潤，促使電力事業經營者必須從事一定程度的績效改善，以降低成本，提昇效率。反之，如果電業費率只是依據業者的成本項目來作調整，則「成本免疫」(cost immunization) 的問題將會浮現。

因為業者可以將成本的大部分甚至全數轉嫁到消費者身上，導致業者沒有誘因進行作業合理化及尋求更低廉的生產技術以提升經營效率。而「價格上限法」係隨著零售物價指數（RPI）調整，反應的是業者一般性成本變動情況而非業者所面臨的特定成本。如政府電力管制當局不容許業者賺得超額利潤，可針對生產力成長率目標值（X%）加以規範，使得因生產力提升所節省的成本可以由消費者分享。同時，由於外部影響成本的因素與內部生產力調整的因素均反應在價格調整公式中，故可排除非歸咎於電業的外在影響，相對亦保障電業合理的權益。

價格上限法基本上是為了避免成本加成為基礎的報酬率管制法所造成的缺乏誘因。然而，在設定價格時預估生產力成長方面是有困難的，加上價格上限法下成本降低導致了價格的降低，但效率上的增進卻難與消費者分享，於是英國政府決定採取包含「價格上限法」及「週期性複評」的綜合機制，此種機制往往被簡稱為「RPI-X」。「RPI-X」的管制法也常被歸類為「績效基礎」（performance-based）的價格管制法，因其主要目的是為了追求經濟上的效率而設計的誘因機制。

基本上，價格上限法可賦予個別廠商自由斟酌應否投資或營運的決策能力，而營運的收益正來自於整體效率提昇的達成。目前英國電業價格上限管制制度的作法為事先估算各公司財務情況，計算其合理收入，然後再推算其各年合理價格調整上限。故管制單位主要任務在於估算各公司之合理收入範圍，一旦合理收入估算出來，各年度價格的調整上限即可依據預測的需求量加以求算。價格上限管制法包含了一個數年期的複評循環，英國所實施價格上限法包含

的複評週期為 3 年或 5 年，在這週期裡廠商可以按既定之價格上限公式努力降低成本以實現其利得。當此週期結束時，OFGEM 會重新設計一個起始價格，並計畫新的生產力達成目標，另外則將上期廠商的效率增長移轉給消費者享有，亦即重新分配廠商與消費者對管制所帶來績效提升之成果。

近來英國則致力發展「誘因相容制」，目前主要實施對象為輸電公司 NGC 中的系統運作部門 (SO) 中的外部成本，此方式具有財務誘因，可使業者自動降低其經營成本，而不用發生鉅額的管制成本，由於實施以來頗具成效，亦相當具有參考價值。英國目前電價管制僅限於輸電部門及配電部門，發電部門之價格則由市場機制決定，不加以管制，售電部門原採用價格上限法，但隨著購電選擇選的開放而完全解除了管制。2013 年 OFGEM 為因應未來電力需求、氣候變遷及再生能源帶來的挑戰，導入 RIIO 框架 (Revenues = Incentives + Innovation + Outputs)，將輸配電業管制重點從降低成本朝向更全面的誘因激勵創新與品質之規管途徑。RIIO 是 OFGEM 針對輸配電 (氣) 系統的定價公式管制的方式，目前以八年 (輸電與輸氣 2013~2021；配電 2015~2023) 為一價格管制期間，價格的訂定必須要能確保消費者能獲得合理的價格，受管制的電業也能達到既定的績效標準。

福島核災後英國於 2011 年 7 月進行電力市場改革成效複評，頒布新電力市場改革白皮書 (Electricity Market Reform, EMR, DECC (The Department of Energy & Climate Change), 2011)，規劃安全、低碳與經濟可行的自由化電力市場為願景之改革，其中強調核能發電為英國邁向低碳經濟不可缺的必要工具，但其發展優先性將次於

再生能源發電。

依 EMR 白皮書，英國電力市場的改革目標為：2030 年前完成有彈性、智慧與反應靈敏的電力系統；以多樣化及安全的低碳的電源發電為主；充分發展需求面管理、儲能與聯網系統、強化低碳技術間的競爭以降低成本並將電力系統與運輸與供熱系統整合。EMR 白皮書提出了未來的電力市場改革願景以及一系列達成願景的政策措施 (Policy Package)，包括：

- (1) 設立碳權價格下限 (Carbon Price Floor, CPF)；
- (2) 引進再生能源 FIT 差價合約 (Feed-in Tariff with Contracts for Difference)；
- (3) 設定排放績效標準 (Emissions Performance Standard, EPS)；
- (4) 設置容量機制 (Capacity Mechanism) 等。

EMR 白皮書於 2013 年通過立法，2014 年實施白皮書內所規劃的各種市場改革機制。EMR 白皮書的改革重點有二：(1) 備用容量市場 (Capacity Market)；(2) 差價合約 (Contract for Difference)。

備用容量機制是為了導入低碳電力中大量再生能源進入電力系統造成的衝擊所設計，而差價合約的設計則是為了給予所有的低碳電力 (包括核電、再生能源以及碳捕捉與封存) 最有效的長期支持。在差價合約下，發電生產商透過電力市場出售電力，然後獲得市場價格與收購價格 (strike price) 之間的差別給付 (difference payment)。當市場價格低於收購價格 (strike price) 時，合約的買方必須支付低碳電力業者收購價格與市場價格間的價差；同理，當市場價格高於收購價格時，低碳電力業者則必須支付其價差給合約的買方。CFD 在收益方面提供投資者更大的確定性，能夠降低融資成本及政策成

本。差價合約政策從 2014 年起實施，並於 2017 年前與再生能源義務（Renewables Obligation）一併運行。

4. 平衡機制（Balancing Mechanism）

雖然 NETA 鼓勵發電者及供電者對其電力供需事先簽好契約，但平衡機制與結算程序之設計仍必須確保系統操作者（SO）能有效率的平衡即時之電力供需。在平衡市場的處理上，英國過去的平衡服務係由輔助服務契約、排程備用和前一日市場之電能標單處理。新制下的平衡服務將由平衡市場之標單和輔助服務契約共同解決。

為評估電力系統之平衡狀況，系統操作者要求每個參與者在平衡機制開始前一天，必須事先告知其後一日每半小時交易區間之預期發電量及需求量（稱為初始實體部位通知 Initial Physical Notifications, IPNs）。在提送 IPNs 後，參與者的發電/需求量仍可能持續改變，國家電網公司（NGC）要求參與者必須在平衡機制開始前提送最後實體部位通知 Final Physical Notifications (FPNs)。依據 IPN 及 FPNs，NGC 可預估電力失衡及網路限制是否會發生、何時發生及程度大小。

平衡電力市場為自願性，沒有強制性。報價及出價（offer 及 bid）標單必須在一小時前提出，以半小時為交易單位，一張 offer/bid 標單只能有一個價格，並且以 Bid / Offer 以配對的方式提出。所有的 offer/bid 標單不僅要註明願意提供的發電出力/需求量，還必須提送提供 offer/bid 之資產的相關技術資訊。

若 SO 預測會有電力短缺時，則接受報價（offer）來增加發電或減少需求，反之若預測電力過剩時，則 SO 接受標單（bid）來減少發電或增加需求，被接受的 offer 將被支付其 offer price，被接受的 bid 則需支付其 bid price，為一 pay-as-bid 系統，不再像過去所有參與者皆接受/支

付統一之市場結清價格。一旦 offer/bid 被 SO 接受，則為確定不變的 (firm)，若後來 SO 認為不需要此 offer/bid，則必須接受另一張"反平衡"標單 (counterbalancing offer/bid)，此標單可向原標單之提出者或其他價格更優惠的參與者購買。在接到 FPN 及 Bid-offer Pair 標單後，SO 將以成本最小之平衡機制來滿足系統需求。平衡活動由 SO 發出 Bid-Offer 接受單 (Bid-Offer Acceptance) 開始，在 Bid-Offer 接受單中 SO 會註明 BM 單位應該遵循的發電/負載型態，包括數個時點的 MW 及調度指令。BM 單位應考慮其目前運作水準及動態資訊執行調度指令。

SO 在決定接受哪些平衡標單時，必須考慮各標單的動態特性及價格。由於必須在短時間內做出反應以平衡系統，有時 SO 可能先接受動態特性限制較少但價格較高的 offers (或較低價之 bids)，參與者可藉由檢視超過價格順序外的標單之動態特性限制，判斷 SO 行動之正確性。因此，各 offer/bid 標單之價格、電量大小及動態特性都必須透明公開，及時提供給所有參與平衡機制者。平衡機制前後之流程可參見圖 15。

平衡機制除了解決即時之電能平衡外，同時也解決了輸電網路壅塞問題。系統運作者必須隨時維持整個系統以及各區域的電力平衡，因此也通過平衡機制的標單來處理輸電限制，而在期貨市場事先與所有參與者簽訂的平衡購售電合約之成本，亦為平衡壅塞成本之一部份。這些成本最後則由 BSC (Balancing and Settlement Code) 簽約的業者來回收，回收的基礎則為其各自的電表計量之產出或需求量。

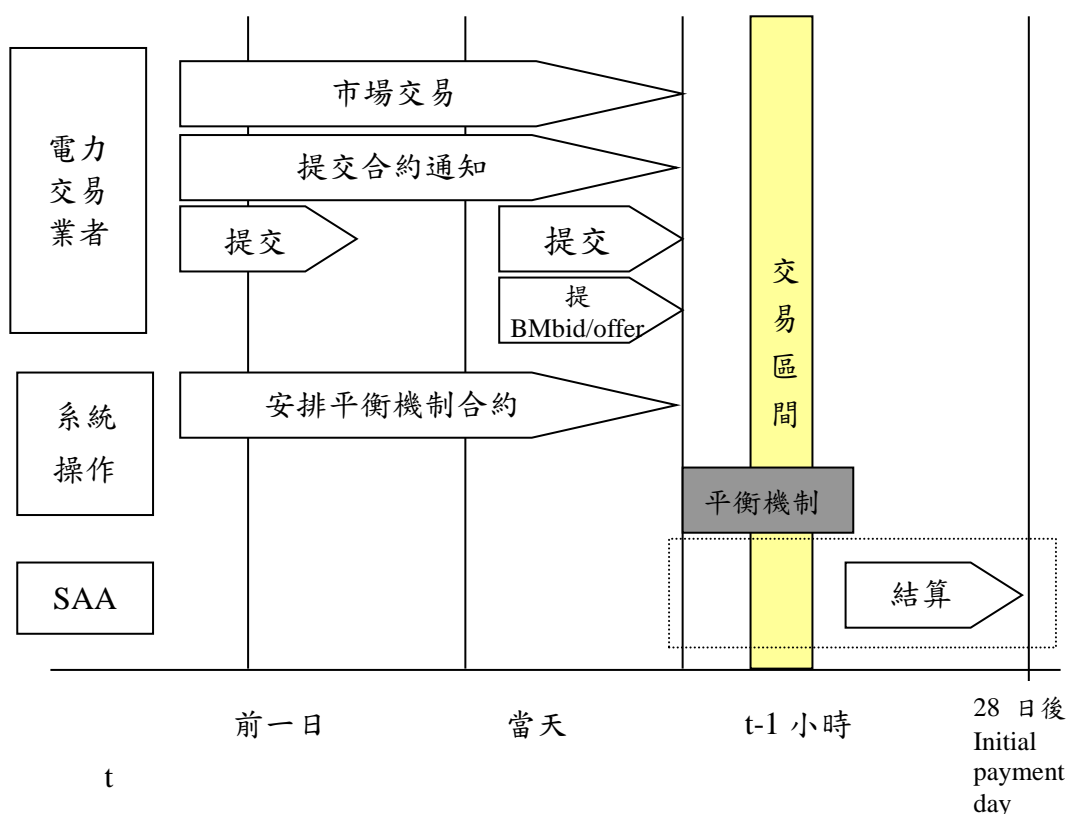


圖 15 英國電力市場交易模式與流程

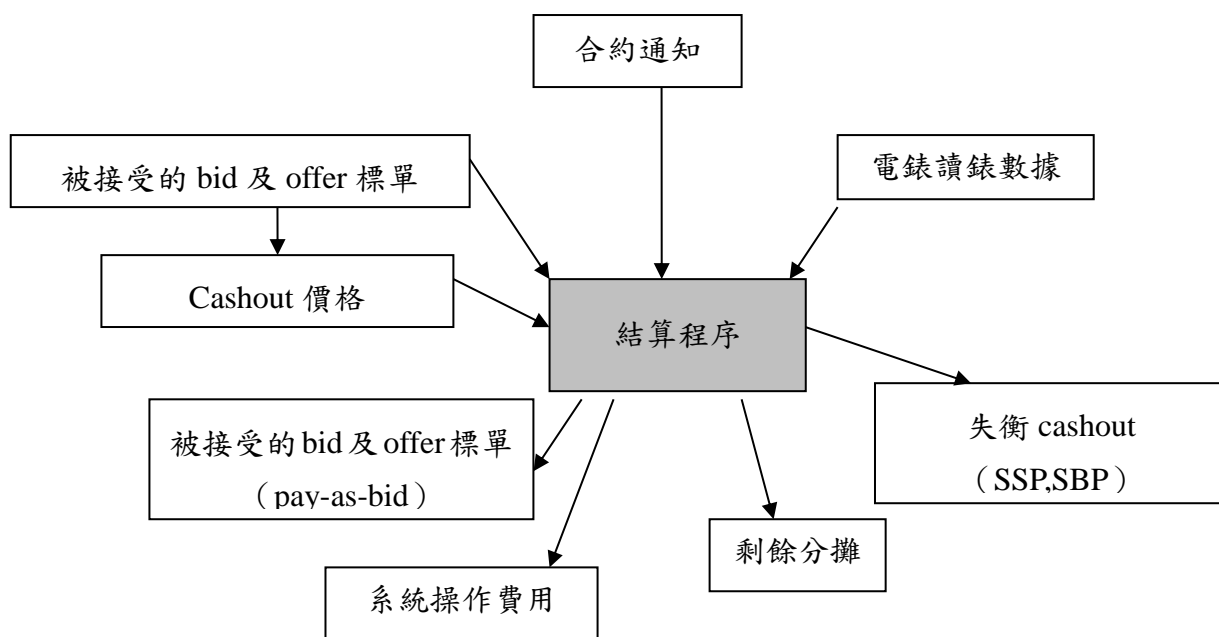
5. 結算程序 (Settlement)

結算程序的主要目的為計算及結算系統之平衡費用，以確保未涵蓋在契約中的電能可被適當定價；此外，結算程序還包括平衡機制接受標單之結算、NGC 成本及費用之計算與相關行政及操作費用之回收。雖然各種契約市場及失衡機制都是自願性質，但結算過程卻是強制性的，所有領有執照的業者都必須參加，並繳納或接受失衡費用。至於仲介商、經紀人、未持有執照的發電者（如小型再生能源發電者）則可自由選擇是否加入結算程序，若不參加結算，則其過量發電將得不到支付，亦無法參加平衡機制競標。

所有加入結算程序之參與者都必須比較其電錶上測量到的實際發電量或電力需求量是否與其簽約量相符，若有差異，則稱為失衡 (out of

balance)，發電業者超過其簽約量之發電將獲得支付，反之則必須支付較簽約量不足之發電；售電業者則必須支付款項給未簽約之電力需求，對於低於其簽約量之消費也可獲得支付。仲介商 (trader) 若賣出較其購買量為多的電力，則必須付費，若其購入電量較售出電量多，則可獲得支付。

發電業者與售電業者之電錶所測實際發電/用電數據，將與其在平衡機制開始前提報之簽約量 (包括：遠期、期貨及短期電力契約) 以及所有被接受的平衡機制交易比較。對失衡之參與者所支付或收取之價格，依其為超過或不足簽約量而異。簽約量過少的發電者或簽約量過高的售電者，因注入過多電力至系統，將可獲得系統賣出價格 (system sell price, SSP)，亦即被接受的 bid 標單之加權平均價格乘以其過多之電量。在平衡機制開始後，簽約量不足的售電者或發電量不足的發電者，也使系統產生平衡成本，因此須支付系統買入價格 (system buy price, SBP)，亦即被接受的 offer 標單之加權平均價格乘以其不足之電量。不同的價格差異則反映了 SO 藉由接受平衡機制 offer 及 bid 來即時調度發電者、售電者或用戶改變出力或消費的額外成本。除了要達成電力系統平衡外，SO 還必須接受不同地點的 offer 及 bid，以克服輸電網路限制，這些成本將由所有 BSC 的參與者來分攤。(見圖 16)



資料來源：<http://www.ofgem.gov.uk>。

圖 16 平衡機制結算程序

6. 輔助服務市場

英國輔助服務可分為法定 (mandatory)、必要 (necessary) 及商業 (commercial) 三類。茲分別介紹如下：

(1) 法定輔助服務

- A. **無效電力 (reactive power)**：NGC 必須負責維持發電端及負載端的有效電力與無效電力的平衡，以維持電壓的穩定。其中無效電力係透過無效電力市場安排獲得，由 NGC 公開招標，由發電者競標後，簽訂雙邊協議，提供無效電力及強化無效電力服務 (Enhanced Reactive Power Services, ERPS)。
- B. **頻率反應 (Frequency Response)**：系統的頻率變動係由系統的負載與發電量間平衡來控制與決定。NGC 必須負責將頻率維持在 1% 的標準範圍 (50Hz) 內，因此必須確保有足夠可用

的負載及發電可用來應付頻率的變化。每分鐘（minute-by-minute）的頻率控制可透過發電業及售電業者間之「自我平衡」(self-balancing actions)及 NGC 接受的 offer/bid 來提供，不足時 NGC 亦可使用其他簽約的平衡服務（calls-off），NGC 設有頻率反應報價系統(Frequency Response Price Submission System, FRPS) 供業者以月為單位，網路線上提供頻率反應報價。每秒的頻率反應（second-by-second balancing）則必須靠發電機組的自動控制系統來達成。

(2) 必要輔助服務

- A. **全黑啟動 (black start)**：在輸電系統部分或全部跳機時，便須要全黑啟動來恢復電力供應。通常與 NGC 簽約提供全黑啟動的多為大型電廠（300MW 以上），且為 12~15 年的長約。
- B. **快速啟動 (fast start)**：在發電與負載失衡後或反常事故後，為降低系統頻率更形惡化的風險，由燃氣氣渦輪電廠於低頻電繹（low frequency relay）啟動 5 分鐘後，或 NGC 發出指示七分鐘後，迅速由靜止狀態啟動出力，直到四小時或接獲停止指示為止。由 NGC 與電廠簽約提供。

(3) 商業輔助服務

- A. **強化無效電力 (enhanced reactive power)**：指除了提供法定無效電力義務以外，其他包含無效電力能力的輔助服務，NGC 使用這些服務來維持輸電系統電壓。其市場安排與法定無效電力服務相同。
- B. **商業頻率反應 (commercial frequency response)**：在 NGC 與提供者覺得有利可圖時，透過雙方協商後簽訂之頻率反應合

約。

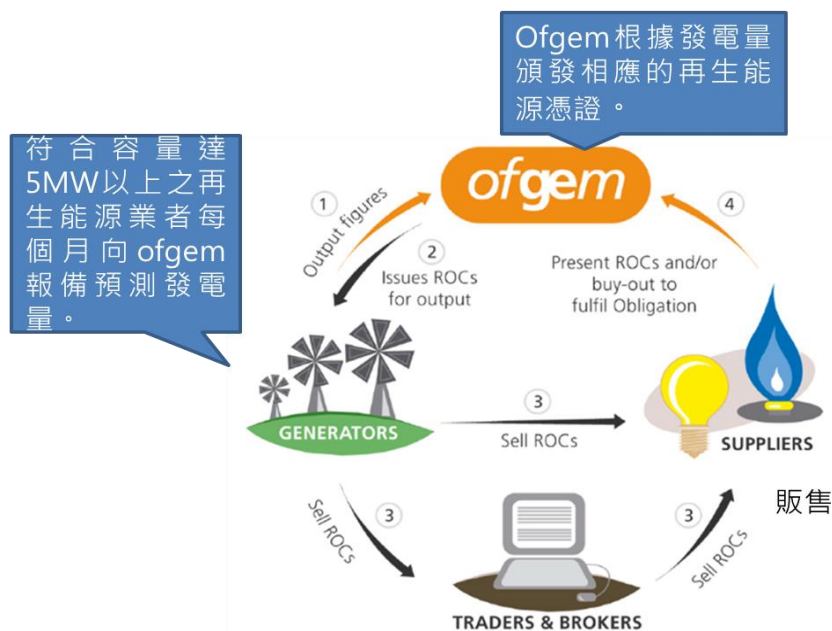
- C. 快速備轉容量 (fast reserve)：**提供快速備轉容量的機組或負載，必須在接到 SO 調度指令 2 分鐘內送電或降載，且速率必須大於 25MW/分鐘，持續 15 分鐘以上。其簽約程序可分為三階段：1. (NGC 簽訂非固定 (optional) 或固定 (firm) 服務合約。2. 非固定服務：雙方都沒有義務，當業者有快速備轉容量時則 NGC 可調度之，只有在被調度時才可獲得支付。3. 固定服務：業者可投標每月的保證可用快速備轉服務，得標者必須將其機組保持在可調度狀態，其支付依招標條件規定。
- D. 線上備轉容量 (standing reserve)：**NGC 有時須要額外電能來彌補實際負載大於負載預測之差異，NGC 是以簽訂線上備轉容量合約來滿足此種需求之一部分。提供服務之發電機組之出力 (或需求降載) 必須大於 3MW，由接到指令至反應時間須小於 20 分鐘，維持 2 小時以上，提供服務後之恢復期間小於 20 小時，且每星期可提供三次以上。
- E. warming：**為確保系統安全所需，必須有一些多餘未參與電力交易所合約買賣的多餘容量。其合約內容包括兩種服務：warming 及 hot standby。Warming service 是指機組具備至平衡機制提出賣方標單 (offer) 的能力，其服務之提供由 NGC 指令控制。Hot standby 則是機組在提供 warming 服務後，持續維持在可提出平衡機制 offer 的狀態的能力，其服務之提供由 NGC 指令控制。
- F. intertrip：**為一種自動控制安排，在事故發生後，發電或負載可自動降低或斷線，以紓解輸電線路局部的電流，避免系統

不穩及電壓變動。

- G. 緊急協助 (emergency assistance)：**為一種互連網路之特殊服務，由一個網路系統提供額外的有效電力支持給另一個網路系統，有可能導致兩個網路系統之不穩定，極少使用。

7. 綠電市場

為達減碳目標，英國透過立法規範電業之售電中須有一定比例來自於再生能源，以強制性方式確保再生能源發電量達到水準，即再生能源發電配額制 (Renewable Obligation Certificates)。綠電配額市場的運作如下圖 17，每年管制機關 OFGEM 會制訂配比義務併發給合格再生能源發電機組出力的綠電憑證 ROCs，售電業每年必須滿足義務配額的要求，通常都會到綠電市場上去購買憑證，或到年底以罰金價格向 OFGEM 購買。英國的綠電憑證制度行之有年，但由於是義務性質，所以每年再生能源的配比皆在達成義務配額後，無法大量成長，因此後來也採用了保價收購制度 FIT 來更進一步發展小型風機和太陽光電。此外，也由於綠電配比義務的制度使得成本較高的大型再生能源無法與中小型再生能源在市場中公平競爭，綠電憑證制度也隨後進行修正，採用了按成本差異方式加權平均來計算不同類型的再生能源憑證在市場中的價值。



資料來源：<http://www.ofgem.gov.uk>。

圖 17 英國的綠電權證 (ROC) 交易

8. 小結

英國的電業自由化政策是全世界電業自由化改革最早的國家之一，不僅全面開放電力代輸，而且完全分割發、輸、配、售電力部門以增強競爭，市場管理與調度則交由輸電公司負責 (NGC)，交易的方式以雙邊合約為主而集中市場為輔，除了電能市場外亦有其他各種衍生性電能商品以及各種輔助服務市場的提供，強而有力的管制單位 OFGEM 亦為英國電業自由化政策的一大特點，以監督電力市場的運行和確保消費者福利為其主要任務。早期 1989-2000 年的英國電力市場運作模式，係屬強制型電力池，池外僅有差價合約搭配，而電力市場的設計係為日前市場的形式，並無其他遠期或期貨市場，因此導致批發市場的電價波動，業者必須透過差價合約的方式 (CfD) 來管理財務風險，此外，電力系統的技術限制皆交由輸電公司以附加費 (uplift fee) 方式處理，被業者譏為黑箱作業，為改善此

種缺失，2001 年英國引進 NETA 與 BETTA 交易模式，改採自願型電力池，並更改定價方式為 PAB，目前英國的電力市場運作模式係屬分散式交易模式，搭配平衡機制，在處理輔助服務與輸電壅塞方面，仍有很大的改進空間。

英國發、售價格皆由競爭市場決定，輸配價格受管制，以誘因共容及價格上限法制度決定，以提升受管制電業的績效為主，零售價格水準部分，與其他國家相比，相對較為便宜，由發電成本加上電網成本及增值稅、零售電業本身的利潤組成，發電成本通常只佔電價的四成多，與我國電價的 80% 以上為發電成本不可同日而語。

英國電力消費量自 1989 年電業自由化政策改革後，成長緩慢，其中歸因於電業自由化的改革成效外，主要亦是因為英國實施低碳經濟家園的願景所致，電費支出於所得占比也呈現逐年下降，目前僅佔 1% 左右。由於英國電力事業自由化改革的成功，加上強力推行低碳經濟與低碳電力的願景，不僅電力消費係數逐年遞減，與能源消費密切相關的溫室氣體排放方面亦有顯著成效。

劍橋大學經濟學院的教授 David Newbery (2005) 在 *The Energy Journal* 針對英國電力市場改革發表了 "Electricity Liberalisation in Britain: The Quest for a Satisfactory Wholesale Market Design"，文中總結英國電力市場自由化改革的教訓有七點值得世界各國推行電業自由化參考：

- (1) 廠網分離有助於批發市場的競爭，同時也造成電業成本因競爭而下降，蘇格蘭未進行廠網分離政策因此無法有較好的績效。
- (2) 若輸電壅塞能有效率的定價，蘇格蘭應該可以加入英格蘭

電力池改革的行列，但蘇格蘭法院否決了輸電壅塞的經濟效率定價。

- (3) 競爭帶來價格下調的壓力，但市場集中度過高創造了電業超額的利潤（須垂直分割亦要水平分割），寡占市場的勾結（Tacit Co-ordination）須靠管制者鼓勵電業簽長期合約及水平分割來處理。
- (4) 透明的電力集中交易市場有利於引進發電的投資。
- (5) 電業的重組拆分與自由化會增加發電業的風險，並且會鼓勵它們重新追求與配售電業垂直整合，在英國這提供了管制者與公平交易機構以水平分割換取垂直整合的機會，以降低發電業者過度集中的市場力，但卻也造成新業者的進入障礙。
- (6) 英國以執照申請的方式進行電業自由化，不論任何電業（發、輸、配、售）都必須申請執照，執照有如管制合約載明業者的義務，同時必須向管制者提供其所需的資訊以便讓管制者監督管理，此種以執照管理的方式遠較美國的費率管制方式來得有效率。
- (7) 容量支付（註：早期英國電力池有容量支付，NETA 後取消，EMR 又打算恢復之）、批發及平衡市場的設計仍無定論，NETA 雖然取代了統管有缺陷的 PSA（Pool）制度，但卻仍未能增加市場的流動性，也未能真正引進需求面的競爭，更未能降低交易成本，雖取消了容量支付卻也因為新的制度花費了七億英鎊 NEAT 制度的建置費用，現在新進業者在 NETA 下進入市場更為困難。

(四) 日本電業自由化分析

1. 日本電業自由化

日本於第二次世界大戰之後，為了保護及培植國內產業，因此對電業加諸許多的管制。近年來隨著世界電業自由化潮流，其政府對電力產業也採取逐步開放政策。1995年日本「電業法修正」，開始於電力產業中引進競爭，開放獨立發電業（IPPs）進入市場，但其發電只能躉售給具區域獨占特性的綜合發輸配售業務之垂直整合電力公司（一般電氣事業者）；此外，並開放成立「特定電氣事業者」，亦即我國分散型發電業者，申請後可利用其自有線路直接供電給附近用戶。電價管制方式則引進「標竿比較法」，以促使電業積極提昇效率。

1999年5月電業法修正亦著重於零售市場的開放，於2000年3月開始實施，開放成立「特定規模電氣事業者」（power producer and supplier, PPS），其可透過區域綜合電力公司的輸配電設備代輸，供電給有選擇權的用戶，用電規模大於2000kW以上特高壓用戶，即可行使用戶購電選擇權，向其他區域電力公司、IPP或PPS購電。2004年開放500kW以上高壓用戶，2005年4月開放50kV以上高壓用戶。此外，並取消電業兼營其他業務之限制，不須經主管機關核准即可兼營他業，因此電力公司開始經營internet網路、電信、不動產、老人安養院等多種業務，但電力公司多角化經營的結果大多數並不理想。電力公司亦有投資海外電廠及海外天然氣開採事業（馬來西亞及印尼）者，以降低其天然氣之燃料成本，並提高燃料供應穩定度。

電力競價制度係由大用戶公開招標，由電力公司及PPS投標競價，得標者可獲得供電之權利，得標價格得不公開。電業自由化後

的五年內，電力市場之新進業者 IPP 共有 38 家，供電能力為 7380kW，「特定電氣事業者」則僅有兩家，發電規模分別為 12,600kW 及 3,122kW，另有兩家（38,660kW 及 198,400kW）於 2003 年後加入市場。PPS 則有 9 家，總容量為 1,371,775kW，其供電量僅占 5%，在 9000 家有購電選擇權的用戶中，僅有 100 個用戶變更其供電業者，且多是向其所屬企業集團經營之 PPS 購電。其轉換率偏低的原因，可能是自由化剛起步不久，新 PPS 電廠容量尚未完成興建。雖然 PPS 所占領的市場相當有限，但由於競爭壓力，已經促使十家區域電力公司的電價全面下降。

除了新電廠容量不多外，日本電業自由化所面臨的另一個問題是由於初期選用之發電設備規格差異，南北兩區電流頻率不同，南部為 50Hz，北部為 60Hz，其分界線剛好在中央，雖有連結點但無電力輸送，除非全面更新其中一區之發電設備，使其頻率與另一區相同，否則電力無法越區輸送，這也造成日後 311 福島核災事件遲遲無法復原供電的主因之一。要如何建立一全國性電力交易市場，並解決跨越兩個不同頻率地區之電力代輸技術問題，仍有待克服。

日本電業自由化採階段開放方式，除擴大用戶購電選擇權之適用範圍外，另外強調電力網路之公平及透明化，以及「電力交易所」之建立。綜合電業、IPP、PPS 都可至電力交易所進行電力交易，為自願性電力池型態。日本自 1995 年起陸續推動發電和電力零售自由化，迄今電力躉售現貨的約定總量占電力總需求量不到 0.5%，在自由化零售部門，10 大電力公司的售電量仍占 96%。2011 年 311 地震後，凸顯出日本電力供應系統的問題，其中包含躉售電力市場未發揮功能、小型發電業者未充分利用發電能力及區域電網間電力傳輸

之容量限制與頻率不相容。為克服這些問題，日本政府欲藉由新一輪電力制度改革，構築進一步競爭且開放的電力市場，以確保低廉且穩定的電力供給。改革方向有三：首先是發電與輸配電部門分離，讓發電業者公平競爭，以利其能更容易進入發電市場；其次是促進區域間電力調度；最後則是將家庭也納入零售競爭對象。東日本大地震後，日本政府實施「穩定能源供需行動計畫」，以解決短期因核電廠停機造成電力供不應求的問題。另一方面，日本政府推動電力制度改革，以解決重大天災造成主要電源喪失（如核電廠停機）以及核電配比下降的長期問題。以下為福島核災後日本電力自由化改革方向。

基於自由化思維，「基本問題委員會」在 2011 年 12 月的會議彙整電力制度改革方向與論點，藉由構築競爭且開放的電力市場，以實現低廉且穩定的電力供給。這次會議也決定在經產省資源能源廳設置「電力系統改革專門委員會」，2012 年 3 月起由該專門委員會以下列論點為電力改革基本對策的主軸，進行電力制度改革之檢討與推動。

(1) 抑制電力需求對策

在供需緊迫時，不依靠供應端強制性的停電或使用限制來因應，應強調由需求端採取抑低尖峰負載（peak cut）、尖峰用電移轉（peak shift）等彈性機制。因此日本有必要進行智慧電錶技術面之整合，藉由市場機制強化供需調整機能，導入可因應供需情況的電費制度和服務。

(2) 用戶的購電選擇權機制

為了誘使企業創新、提供多樣化的電源和服務，應強調建構

讓需求端可選擇供給者或供電來源的機制。因此目前由綜合電業獨占的小用電量零售領域（契約用量 50kW 以下）也應該和大用電量零售領域一樣實施自由化。

(3) 電源供應多樣化

- A. 為擴大電力零售領域的選項，供給者和電源的多樣性也很重要。因此日本有必要重新檢討發電領域規範（如躉售規範）、擴大躉售電力市場規模等。
- B. 為因應日本電力供應集中在大型發電廠之風險，對策是應用分散式能源，在各地區設置再生能源和汽電共生。因此日本應該重新檢討電力系統連結和委託送電等相關規則。
- C. 為穩定供應日本龐大的電力需要，對投資大規模電源也是後續重要課題。在加入各種電源的競爭環境中，日本必須有確保適當電力備用容量和穩定電力供給的機制。

(4) 促進競爭與跨域供電

- A. 為了讓電力公司彼此競爭，拓展各種適用需求端的服務，日本有必要撤除跨區域電力供應障礙，活化躉售電力交易市場以利競爭。
- B. 為了讓電力公司方便運用跨區域送電網調整供需，日本有必要建立電力供給量跨域活用機制。
- C. 為確保輸配電部門的中立性、導入公平競爭規則和機制益形重要。因此日本要徹底檢討輸配電部門實施「會計分離」、「法律上的分離」、「機能分離」、「所有權分離」各種分離制度之優缺點，以加速其中立化。

(5) 在市場效率與穩定供電取得平衡

- A. 在利用市場機制強化競爭時，必須建立因應機制以解決公益課題，例如如何確保能源安全、適當的輸配電投資及供電責任等。
- B. 當日本透過多樣化主體參與，克服設備投資和輸電網運用的技術課題時，也要建構兼顧「穩定」與「效率」的新電力制度。因此日本應設定時程來進行電力制度的設計和改革工作。

2. 經產省提出電力系統改革基本對策

基於上述論點，2012年7月日本經濟產業省（METI）通過此基本對策，啟動電力市場制度改革，改革包括兩大支柱：（1）廠網分離；（2）開放購電選擇權。在此兩大支柱下，綜合電業必須將其發電與輸配電部門分離，同時也必須在零售市場釋出其壟斷權力。然而，當時討論的廠網分離僅止於發電與輸電部門功能上的分離，而非所有權或法律形式上的分離。換言之，輸電公司仍可垂直擁有發、輸、配、售電部門的資產，進而影響公平競爭，同樣的在開放零售市場的購電選擇權方面，也因為綜合電業肩負有政策性的供電義務，新的零售業者仍有進入競爭市場的障礙，很難與其公平競爭，仍然離全面電業自由化還有很大的距離。

3. 2013年起推動「電力系統改革方針」

日本現任首相安倍晉三於2012年底就任後，繼續進行電力系統的改革，其內閣於2013年4月通過「電力系統改革方針」，正式啟動日本電力改革，方針中指出此次改革，其目的為達成三大目標，第一為確保電力的安定供給，第二是解除電費的最高限制，第三為增加消費者的選擇項目及擴大相關企業的商業機會。

為達此三大目標，日本將電力改革進程劃分為三大階段，第一階段設立「跨區輸電調度機構」以確保電力的安定供給，第二階段實施電力零售全面自由化以突破大型電力公司地區壟斷的問題，最終階段強制分離輸、配電部門並解除電費限制，全面邁向自由化。

(1) 第一階段：2015 年，建置「跨區輸電調度機構」

目前日本國內電力支援調度是由大型電力公司直接私下洽談，或是透過「電力系統利用協議會」調整輸、配電業務，但東日本大震災時，各電力公司輸、配電支援混亂，無法有效運用剩餘電力，導致全國電力供應分配極為不均。

跨區輸電調度機構設立之目的，除為了解決擴大引進再生能源造成的電力供需緊張與電力輸出波動之外，另可活用、調度與整備全日本之輸配電網路，在平時可調度與執行全國各區域輸配電業者有關供需平衡與頻率調整的業務，以確保電力供給穩定，並在災害發生時能夠因應需求而導引發電廠升降載並調節全國電力供需，如此一來不僅降低供電成本，亦可實現超越日本地理區域藩籬調度全國電力。為了確保此一機制，新修正之電業法規定一般電氣事業者如東京電力、中部電力、關西電力等，皆有義務加入會員，並允許其它新型電氣事業者如神戶製鋼、三菱重工、三井物產等成為會員。此一機構未來不僅將被視為全國電力融通調度的司令塔，亦將成為各電力公司分享情報的公開中立平台，藉此吸引新型電氣事業者的加入，並鼓勵前往大型電力公司未觸及之地區設置發電廠與設置輸配電網。

(2) 第二階段：2016 年，全面開放電力零售業准入與發電業自由化

電力零售自由化是本次修法的重點，事實上 80 至 90 年代世界經濟新自由主義大行其道之時，日本也隨著這波熱潮實行過電力自由化，其分為企業用電與家庭用電兩階段實施，然而因地區大型電力公司壟斷嚴重，至今新型電氣事業者佔企業用電量依然不足 4%，而家庭用電零售化也因此被擱置。

自 2011 年發生的 311 地震之後，控有福島第一核電廠的東京電力受到的批判不斷，當時東京電力對於危機處理能力的低落，使得民間意識到大型電力公司長期區域壟斷的弊病，除了民間開始要求其它電力提供者可選擇之外，也掀起一股尋求如風力、太陽能等新電力來源的輿論壓力。

來自民間強力的輿論壓力也成為日本政府電力改革的推手，電力零售自由化將允許不只公司行號在內，一般家庭也可選擇適合自身之供電業者與方案。換言之，零售電業的全面自由化係指所有電力消費者（含住宅部門）皆可選擇供電業者，此時若能適時提供消費者如電價或其他種類的電力來源相關資訊，並引入智慧電表等相關設備與配套措施之建置，將可健全零售電業的發展環境以促進其自由競爭。

在全面開放電力零售業的進入限制後，直到實際的零售競爭成果經政府進一步的確認之前，於此段時間內，對於綜合電業電價的費率管制將持續做為過渡性的措施。此外，零售競爭成效經過確認，於下一階段解除零售電價費率管制後（電力零售價格全面自由化），由輸配電業者承擔最終供電義務以保障消

費者權益，最終供電的價格係受管制，在離島或本島以外的地區可比照辦理之。

最後，零售電業進入的全面開放再加上發電業的全面開放（解除批發電力許可設置的管制），批發電力交易所將增加可觀的電力交易量，並將於《期貨商品交易法》中額外增訂對於電力期貨商品的規範。

(3) 第三階段：2018—2020 年，輸、配電部門法律分離，零售電價全面自由化

本階段預計從 2018 年至 2020 年啟動，為了防止地區綜合電業壟斷輸、配電網而抑制新型電力業者的參與，政府依法強制將輸、配電部門自企業中切割並各自獨自營運，此舉將使發電業者與零售電力業者可以公平的使用輸、配電網路，並進一步確保了輸配電業者的中立性，具體來說，綜合電業與輸配電部門將於此階段將強制兩部門以法律分離（legal unbundle）的形式從原本綜合電業拆分為輸配電公司，但允許輸配電公司與原本綜合電業之間具有控股關係。

至於分離出來的輸配電公司將繼續在各區域壟斷獨佔，並且透過相關費率管制以保證投資輸配電線路的回收報酬率，除此之外，仍將繼續課予輸、配電業者穩定電力系統的頻率及電壓之義務，高品質電力供給將成為日本經濟活動的基礎，於此同時，撤除原本零售電價之電費上限，至此電力改革完成並全面進入自由競爭市場。

最後，當全面自由化後，為確保零售電業者的供電能力，未來廣域營運推進機關將透過必要的措施來預作準備，解決未

來電力不足的作為如建設新發電廠，以作為穩定電力供應的萬全之策。

4. 日本電力市場制度設計

日本電力市場交易以雙邊合約為主，2005年4月電力交易所正式運作後，開始有了電能集中交易市場，包括現貨市場與期貨市場。其中現貨市場係在進行翌日的電力交易（日前市場），為半小時約，計有48個商品，以1000kW為單位。

期貨市場又可分為期貨定型商品市場與期貨揭示版（bulletin board）市場，期貨定型商品市場中提供一定期間以後的交易，屬於商品定型化，為「月約」，又分為「24小時型」與「日間型」兩種商品，總計24個商品。揭示版市場由買方或賣方在揭示版公佈所要交易的商品資訊，如時段、數量與價格等，屬於場外交易如圖18。

イメージ

● 売り ○ 買い 参加者名

連絡先

売買するエリア 商品の型

基本料金 従量料金

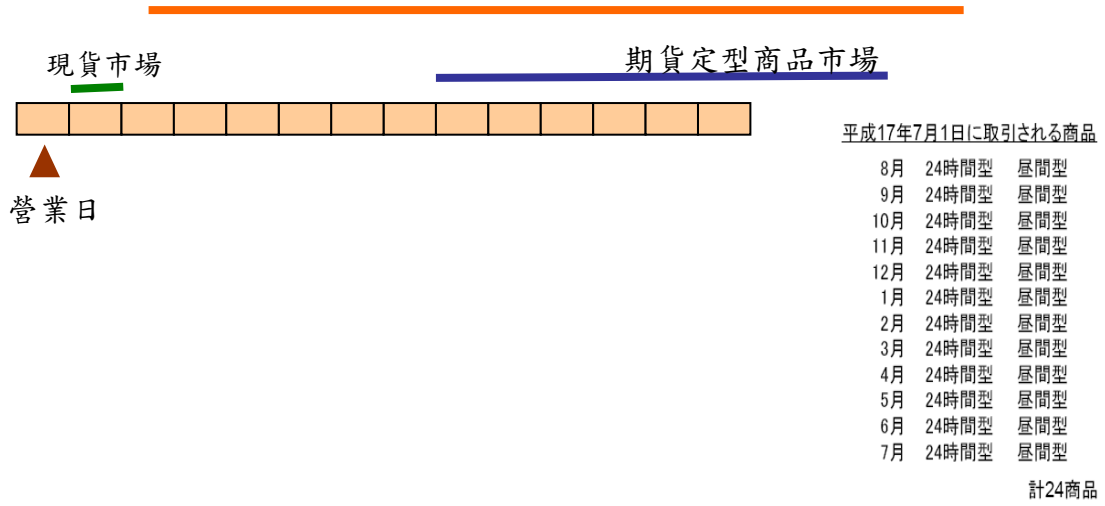
受渡期間 ~

総電力量 単位時間電力量

詳細情報

揭示期間 ~

期貨揭示版市場



資料來源：日本電力交易所（2015），網址：
http://www.jepx.org/pdf/business/jepx_tr_resume.pdf。

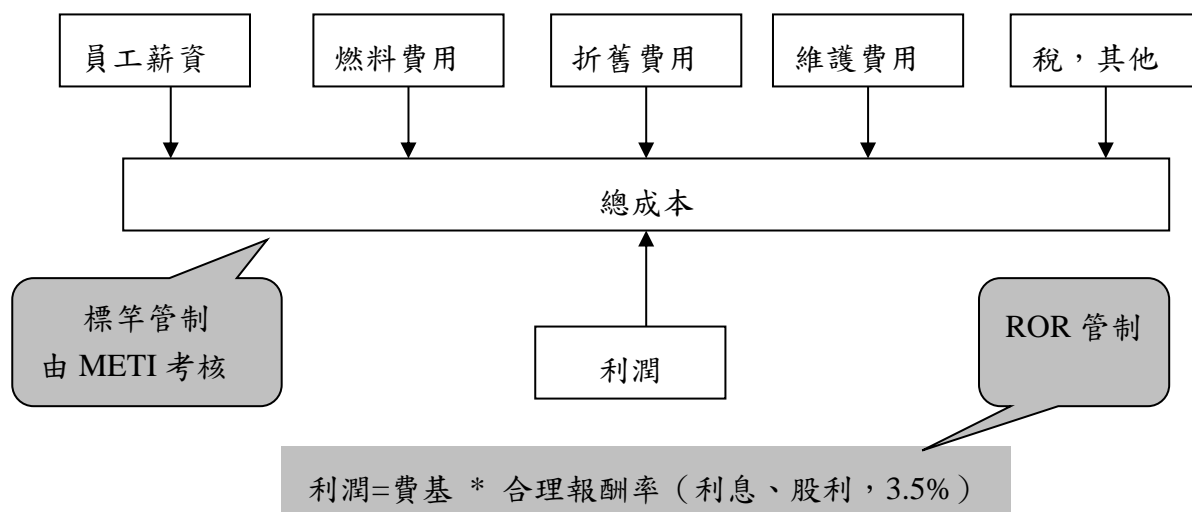
圖18 日本電力交易所市場類型

5. 日本電價定價機制

日本的電價相較於其他先進國家，一直處於偏高的水準，其原因主要為：1.土地價格高，且特定區域有區域保障及產業保障（如漁業），須另支付地方回饋金，電廠投資成本約為美國的4倍；2.輸電建設費用及勞工成本都高於其他國家；3.1990年代起泡沫經濟時期大量擴充發電容量，造成後來沉重的利息負擔；4.環保標準嚴格，火力電廠之平均排放為0.24g/度（SOx）及0.31g/度（NOx）；5.電力系統可靠度高於其他國家，平均停電時間僅11分鐘/年。因此，通產省的電業管制首要目標便是使日本的電價降至與國際水平相等。

在電業自由化前，日本政府對電價的管制方式與台灣目前的管制方式相似，也是使用保證報酬率法（Rate of Return, ROR），亦即以合理成本（指供電所須之必要資產之帳面價值，如電廠、輸電線、配電網）當做費基，加上一定比例之法定報酬率（含利息與股利，十年前為 8.7%，目前為 3.5%）後，分攤給各類用戶來計算應收取的電價，各電業公司之電價必須經主管機關核定後實施。主管電價管制的機關為通產省 METI 下的「資源能源廳」，負責制定電價公式，電力公司呈報其成本與價格後，由其對十家電力公司核定不同之電價標準，以反映十個地區之供電成本，電力公司所訂之電價不可超過此標準的±10%，實際上的電價則都落在低於 5% 的範圍內。

在 1996 年，除了保證報酬率法之外，另引進標竿管制法（yardstick regulation），以促進電業間的競爭，使電業提昇其經營績效。METI 將電力公司按相對經營效率分為三組，第 I 組是效率提昇表現最佳者，依次為第 II、III 組。METI 要求第 II、III 組電力公司改善其效率的目標為第 II 組公司降低總成本的 1%，第三組公司則為 2%。由於每次電價調漲時 METI 都會評估電力公司的經營效率是否達到目標，因此標竿管制法可鼓勵電力公司在調整電價前，盡力提昇其績效，以使公司與其他公司相比較時，不致落於人後。在 2000 年以前，只要電價調整，不論是漲是跌，METI 都要做事前的標竿比較評估，2000 年 3 月之後，標竿評估則僅限於電價調漲前，而電價調降則無須通過 METI 審核，只要告知 METI 即可。（參見圖 19）



資料來源：王京明、周韻采、許志義等（2015）。

圖 19 1996 年後日本電價管制方式

1996 年電力公司為了將匯率及原油價格變動所節省的成本開支與消費者分享，擬訂暫時的電價調降方案。同年主管機關即開始實施「燃料成本調整制度」，使用 sliding scale 來調整電價，使電價能更即時更簡單地反映出燃料價格的變動。每家電力公司的電價每三個月依據平均燃料價格指數調整一次，若這三個月的平均燃料價格較現行費率計算所用之燃料成本高或低過 5%，則可調整電價以反映此燃料價格差異，無須知會主管機關。但為了避免燃料價格劇烈上漲時電力公司將燃料價格上升的成本全數轉嫁給消費者，燃料成本變動訂有上限 50%。

2000 年 3 月日本電業部分自由化之後，開放零售代輸，任何企業只要通知 METI 後，即可進入市場進行電力零售業務。有選擇權的用戶則可選擇無專營權的供電業者或傳統綜合電力公司供電，其費率結構完全由用戶及其供電業者協商決定。無專營權的供電業不須負擔供電義務，而是由區域電力公司做為無法簽訂供電合約之用戶的最終供電者，其最終供電條款與費率則須呈報 METI。（見表 3）

至於選擇權未開放用戶，與自由化前相同，由地區綜合電力公司負供電義務，按電力公司擬定經 METI 核准之供電條款供電，其電價管制方式並無太大改變。但為鼓勵更有彈性的電價結構，以及充分尊重電力公司的自主性，電價調降及任何對消費者有利的措施，並不須經 METI 核准，只須告知 METI 後即可施行。但是電力公司若要調高電價，則仍須經過電價調整之核可程序，包括標竿比較評估及公聽會。電力公司對供電條款的彈性變化也是採用告知制度，但限於「有助於企業有效率經營」（如降低營運成本）及「提昇設備使用效率」（如負載管理）等相關項目。因此，自由化後，即使是沒有選擇權的用戶，其與電力公司的合約也較自由化前多樣化。

表 3 日本電業自由化前後電價管制方式之變更

部門別	1995 年電業法修正以前	1995 年電業法修正後	1999 年電業法修正後 (零售市場自由化)
受管制部門 (低壓、高壓)	<ul style="list-style-type: none"> ● 許可制 ● 保證報酬率法 	<ul style="list-style-type: none"> ● 許可制 ● 保證報酬率法 ● 引入標竿比較法 ● 引入燃料成本調整制度 	<ul style="list-style-type: none"> ● 電價調漲：許可制 ● 電價調降：通告制 ● 各類選擇性之電力契約
自由化部門 (特高壓)	(同上)	(同上)	<ul style="list-style-type: none"> ● 電價不受管制 (自由協商議價)

資料來源：王京明、周韻采、許志義等（2015）。

6. 代輸轉供費率

開放用戶選擇權後隨之而來的便是電力代輸轉供制度之建立。當 PPS 供電給用戶時，因為自己並無輸配電網路，勢必要透過綜合電力公司的網路來傳送電力，並繳納代輸費用給綜合電力公司。此外，PPS 本身並不提供輔助服務，而是由綜合電力公司提供，一併納入代輸費率中回收其成本。為確保 PPS 能與綜合電力公司公平競

爭，代輸費率及條款係由電力公司按 METI 之規則擬訂後，送交 METI 核准後才可實施。目前各電力公司之代輸費率皆按電量以「郵票法」計算，將一年間輸配電系統之總成本以及輔助服務成本，除以電量，即得代輸費率，凡使用到該區的網路則支付該區域電力公司所訂之代輸費率乘以代輸電量，若使用到兩家公司之網路則須分別支付兩家電力公司之代輸費用，依此類推。各電力公司之代輸費率皆一致化，不論傳送多遠的距離與是否跨區，皆支付相同的代輸費率。

7. 日本的經驗與啟示

日本實施的電業自由化，並未強制其十家區域專營權的垂直整合電力公司分割，新引進市場與電力公司競爭之 PPS 為兼營發電（或購電）與售電業務之電業，也就是說必須要有自己的電廠或電力來源才能售電，在日本土地取得困難、環保條件嚴格的客觀環境下，新電廠的興建十分困難，因此市場上仍維持十家電力公司區域獨占的情況，各電力公司間電價差異不大，競爭有限。雖然開放了 30% 的用戶選擇權，但並無相對容量的新供電者可選擇，因此用戶選擇權實施成效不彰，轉換的用戶少之又少。將來台灣電業自由化後，短期內若台電仍與所有 IPP 簽訂 25 年購售電合約，則將面臨與日本相同問題，即使開放用戶選擇權，用戶也可能沒有選擇餘地，無法達到電業自由化促進市場競爭的目的，若主管機關仍使用保證報酬率法來管制電價，則電價仍難以降低，消費者將無法享受到自由化的利益，只能作為無效率電力價格的接受者角色。

日本的電價管制在自由化前後變化不大，除了解除對大用戶之電價管制外，對其他用戶之電價基本上還是用保證報酬率法，但其值得借鏡之處是引進燃料成本價格彈性調整機制，使電價能與國際

燃料價格連動，即時反映發電成本之變化，避免電價調整流程中不必要的政治干預。我國電價調整機制複雜，且受政府各種政策影響，電價調整困難長期維持不變，若能設計一較有彈性且客觀之電價調整機制，將可使電價更能反映實際合理成本，避免台電公司淪為執政者各種政策干預下的附庸，使其脫離一直無法真正實施企業化經營的窘境。

日本在 1995 電業法修正時，解除了電力公司經營其他事業與海外投資的限制，使得各電力公司可進行廣泛的多角化活動，反觀我國電業法修正案中仍限制公用電業經營其他業務必須經主管機關審核准，如此將限制公用電業之自主性以及發展之可能性。未來應放鬆對公用電業經營他業之限制，改為與日本相同之告知制度，只須告訴而無須核准，讓未來自由化後公用電業的人力與資源能夠做最有效率之重新配置。

8. 日本各類型電力市場之運作

日本電力市場結構除 10 家綜合電業提供發、輸、配、售電服務及 IPPs 參與發電競爭外，另外有 3 家特殊電業（分散型電力）提供特殊發電來源電力服務，54 家 IPP，以及 9 家供電業者（PPS）透過競爭性零售市場供電予大型工業用戶。日本由各綜合電業負責其營業區域之調度工作，與台電目前情況類似。日本之電業自由化採階段式進行，初期僅實施部分自由化。綜合電業、IPP、PPS 都可至電力交易所（JEPX）進行電力交易，為自願性批發電力池型態。電力交易所由 21 個會員（包括綜合電業與 PPS、IPP）組成，僅有實體電力合約交易而無財務合約，且限制只有擁有發電設備及零售合約的業者才能參與交易，用戶不可進入交易。交易所星期六、日與國

定假日不營業。參與交易的業者必須事先註冊其交易的期間及可交易的電量，作為投標電量的上限。市場則分為日前市場與長期合約市場。

- **日前市場**

以 30 分鐘為一交易時段，故每日共分為 48 個合約。投標競價單位為 1KWh，價格單位為 0.01 日元，合約單位為 500KWh，交易日前五日便可開始透過交易系統遞標單，非交易當日的營業日接受標單時間為上午 10 點至下午 4 點。在可投標的時間內可隨時修正或取消已提送之標單。市場價格與電量係由供給需求曲線之交點決定（single price auction）。若區域間有輸電線路發生壅塞，則將區域間輸電限制加入，重新計算兩區域的均衡價格與電量，稱為「市場分斷處理」。買入總金額與賣電總金額間的差異（稱為市場間約定代金差額）則充做交易所收入。一旦成交後，交易所會儘速通知交易雙方商品名、買賣區域與價量，並由交易所於成交兩個營業日內完成結算。輸送合約電力所發生之代輸費用由買方負擔。

- **長期合約市場**

分為 24 小時固定電量約（「24 時間型」）與尖峰小時約（上午 8 點至晚上 10 點，「晝間型」），競價單位亦為 1KWh 及 0.01 日元，長度為一個月，每次有連續 12 個月的合約供交易，因此共有 24 個商品。每個月的合約由前一年同月月初開始交易，至前一個月倒數第九個營業日結束交易。交易時間分為營業日的：

- 前場:上午 10 點至正午 12 點

- 後場:下午 1 點至 3 點

合約與送電單位為 30 分鐘 500KWh。在參與交易前，各參與者都必須簽訂「買賣基本契約」，承諾按成交合約內容傳送/接受電力、收取/支付款項。交易所負責撮合買賣標單，但不負責帳務結算，由買賣雙方依照買賣基本契約自行簽約。無論標單是否成交，交易者皆需於月底向交易所繳交手續費。

JEPX 使用的交易與風險管理軟體為英國 KWI 公司開發的 Power Trader。電力交易所開始運作之後，前三個月前一日現貨市場交易量只有原先目標的 1/10，每日平均現貨交易量只有 1000MWh，佔總供電量 0.03%，市場電價相當平穩，平均電價每度約為 8 日元，但綜合電業賣給工廠或旅館的電價為 10 日元，因此不願至交易所售電給 PPS，而 PPS 除了至市場購電之電能價格外，必須付每度 2~5 日元的輸電費用，才能供電給用戶，無法與綜合電業競爭，因此購電意願亦不高，長期合約的交易量更少。

(1) 日內市場

經過日前市場的電力交易完成後，有時仍有意料之外的發電不穩和需求量劇增，直到出現實際調度為止。日內市場的規畫是為了因應日前市場交易後不可預見的供給和需求不平衡所設計的。目前，日內市場是由營業日劃分為 3 場：

- 第 1 場：13 點到 17 點；
- 第 2 場：17 點至 21 點；
- 第 3 場：21 點～次日 13 點。

日內市場的交易仍採雙邊合約，價格由買賣雙方決定。

(2) 綠色電力市場

這是為了將小型自用發電設備與汽電共生發電設備所剩餘的電力出售所設計的交易市場，具體言之，只要小於 1,000kW 的小型發電設備以及間歇型發電設備，任何人皆可在此市場出售電力，此時未必需要入場費或手續費約 160 萬日元（但手續費仍是必要的）。售電的價格、數量及各種條件（任何期間、指定一週、指定平常工作日等）賣方可任意組合，此外還可以設定電能不平衡（因意外引起的發電機故障，導致無法供電）的責任是否存在。批發電力交易所會負責居中斡旋，讓售電者能找到一個最合乎其設定條件的購電方。

9. 小結

日本於 1995 年開放了獨立發電業後，2000 年開始進行大用戶的電力代輸，但至今進度遲緩，在 2011 年福島核災後才又開始積極推動中小型用戶的零售電力代輸。其電業自由化的政策並不強制分割綜合電業，故仍然維持十家區域壟斷的綜合電業，但在福島核災後已開始要求綜合電業進行功能解捆與發輸配會計獨立，由於自由化程度不高故電力交易以雙邊合約為絕大部分，目前並無成立管制單位，也無成立獨立調度中心，最新的電力改革政策倡議將再 METI 下成立電業管制單位，並同時成立跨區輸電調度機構（Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, OCCTO）負責操作全國輸配電網、平衡頻率穩定電壓，並可要求發電業配合升降載，也負責提交全國輸電計畫由 METI 審核。訂價機制部分，少部分開放競爭的發電交由交易所決定；代輸用戶電價由雙邊合約決定，受管制的用戶則由主管機關 METI 核定，以 ROR 及標竿法決定，並考量燃料上漲因素調整之；代輸費率亦受管制，由 METI 採郵票

法決定。

日本電力消費量自 1995 年日本「電業法修正」頒行後，開始於電力產業中引進競爭，開放獨立發電業（IPPs）進入市場後，成長緩慢。在電費支出於所得占比部分，由 1995 年 2.73% 增加為 2011 年 3.36%。整體而言，日本電價十年來變動幅度不大，而燃料成本卻大幅成長，在用電量方面，工業用電量微增，而住商部門用電量增幅較大。由於電力成長無法與經濟成長脫鉤，溫室氣體排放量也並無實質顯著減量。

（五） 總結

從前述章節中可知世界各國對於電業自由化的態度與改革方式，不僅全面開放電力代輸轉供，且產業結構方面亦進行分割，從分割最完全的英國，發、輸、配、售部門所有權完全分離，到最保守的日本—原先的綜合電業可透過法律分離形成控股公司或子公司，以達到電業自由化對於產業重組的要求，此外，輸電部門必須獨立於其他電業且不可兼營購售電業務，否則仍有壟斷市場的疑慮，會大大減損自由化的改革成果。建置有效率的電力交易市場亦為電業自由化的最核心關鍵與理念，並且各國多將市場交由電力調度單位統一管理，以增加電力交易與電力調度的即時整合，交易方式則以現貨市場集中交易搭配期貨的分散交易進行；輔助服務的提供則以簽訂雙邊合約方式為主，或與市場機制併行。電力調度單位各國多以輸電公司 TSO 方式為主，美國則以調度中心 ISO 為主，如採 ISO 的方式可不須分割綜合電業但也需做到職能別上的分拆和會計帳目的獨立以力公平競爭，如日本僅要求綜合電業的輸配電部門以法律分離形成控股公司或子公司，來達成輸配電業務的公平、獨

立與管制之要求。影響電業自由化改革最深遠者，莫過於「獨立電業管制單位」之設置，各國有設置獨立的管制單位者如英國及美國，亦有以行政機關兼執行管制功能者如北歐及日本，但綜觀其他國家的電業改革趨勢與教訓，設置獨立電業管制單位乃必然之改革演化趨勢，而管制單位對於輸配電價部分須進行管制，批發及零售電價的形成都是交由開放市場競爭來決定。最後在自由化下，供電義務的安排，受管制用戶的部分可由管制單位指定或以競標的方式決定供電義務的提供者，通常是綜合電業負責。已開放購電選擇權用戶之一般供電義務由其售電業者提供，最終供電義務則由管制單位指定或透過競標方式決定供電者；在購電選擇權全面開放後，一般供電義務完全由售電業者提供，最終供電義務則由管制單位指定或透過競標方式決定供電者，通常是配／售電業者，日本較為特殊以輸配電業為最終供電義務之提供者。從上述英國、美國及日本電業自由化的經驗並與我國現況比較後，整理各國電業自由化的改革方式與設計如下表 4 所示。

我國電業自由化改革分兩階段進行：第一階段「綠能先行」，第二階段則視第一階段改革成效在管理配套、法治運作順暢、市場成熟穩健發展後，再另行修法開放灰電（化石能源）的自由化，以漸進改革方式進行，雖可能降低轉型之衝擊力道與失敗風險，期盼能將改革的風險降到最低，然而，漸進式的改革亦有可能由於階段性既生利益團體養成的把持而使改革停滯不前，從而帶來極大的失敗風險與資源的配置遭鎖定而持續扭曲。參考表 4 各國電業自由化改革方式與成功經驗觀之，世界各國能源轉型皆先以「健全傳統電力市場的灰電自由交易機制」後，才逐步引進具有間歇性不穩定發電

特徵的綠電之自由化和市場化。我國反其道而行，在缺乏國際案例可資爰引外，增加了執行難度，亦為後續全面電業自由化的能源轉型工程帶來極大的技術挑戰與經濟風險。但雖如此，自由化改革的產業重組基本理念與提倡市場公平競爭的作法為世界各國電業轉型改革成功經驗的不二法門，此對我國之啟示及後續第二階段改革可參考的具體措施具有事半功倍的成效。

表 4 各國電業自由化改革方式綜整

必備制度	英國	美國	日本	台灣現況
綜合電業分割要求	分割，發輸配售採所有權分離	不分割	輸配部門須採法律分離	6-9 年後採法律分離
代輸轉供	全面開放	全面開放	1999 年開放代輸	僅開放綠能代輸
交易市場	TSO 管理	ISO 管理	由 JEPX 管理	無集中交易市場
交易方式	雙邊交易搭配平衡機制	集中與雙邊交易混合	集中與雙邊交易混合	雙邊交易搭配台電代輸服務
電力調度	TSO (NGC)	ISO/RTO	TSO+OCCTO	輸配電業
兼營規定	輸電獨立	輸電獨立	輸配電獨立	輸配電可兼營公用售電業
輔助服務	簽約加備用容量市場	雙邊合約與市場機制	雙邊合約	台電負責
獨立電業管制單位	OFGEM	FERC 及各州 PUC	METI 下屬管制單位	經濟部下屬管制單位
購電選擇權	全面開放	全面開放	2016 年全面開放	僅開放綠電
價格形成	輸配管制，其他開放市場競爭	輸配管制，其他開放市場競爭	輸配管制，零售電價 2020 年全面自由化	電價公式決定
供電義務	區域配電業	配售電業或綜合電業	綜合電業，2020 年改為輸配電業	公用售電業

資料來源：本研究整理。

參、我國電業自由化改革各階段之風險辨識

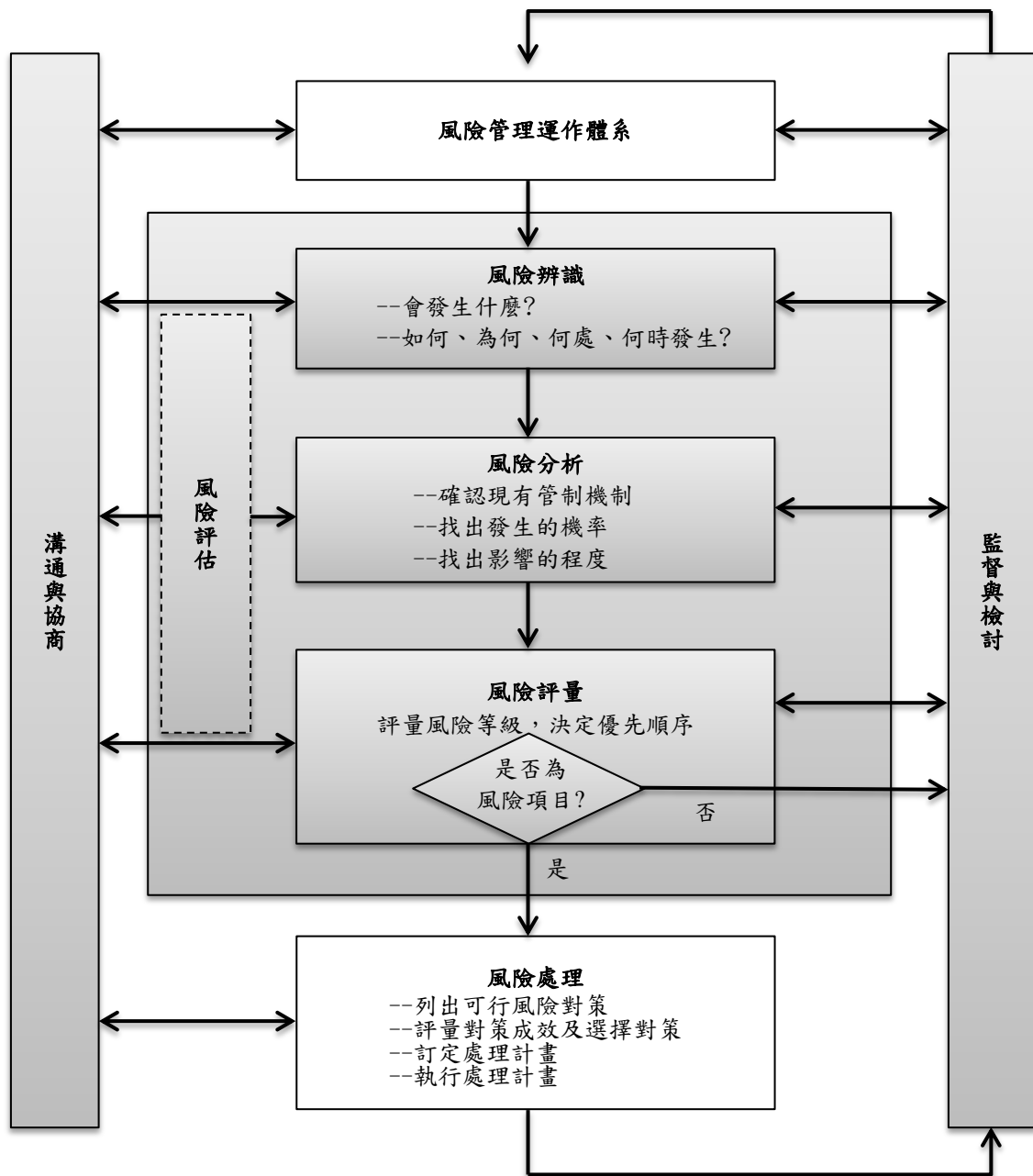
一、風險辨識的理論與方法

本研究採行的風險辨識、風險評估和管理之方法依風險管理學原理，摘述如下：

1. 首先建立能源風險辨識、風險評量與風險管控之管理理論架構

針對電業自由化政策要如何建立風險管控系統架構，本研究建議採用風險管理標準程序（如圖 20 所示）作為能源電力風險的管控架構，該架構係風險管理的標準程序可共通適用於個人、公司、國家（能源電力改革政策）或社會面對重大風險時的管理與管控方式。

從能源管理者與企業經營者角度來看，任何與電力安全議題相關、可能嚴重影響電力供需體系與相關企業營運目標的風險，都應該列入策略評估之考量並持續追蹤其潛在危機或效應。電力風險管控架構係針對自然、社會、國際政經情勢等內、外在經營環境變遷所導致的風險進行管控，其核心程序區分為風險管理運作體系、風險辨識、風險分析、風險評量、風險處理、溝通與協商、監督與檢討等七項要素，彼此之間的關聯性如圖 20 所示。風險管理運作體系特別強調是一個持續改進的循環過程，有許多相互影響的要素所組成，應特別強調「滾動式」的檢討及動態管理。如何將能源安全風險的管控納入此一風險管理運作體系，以便能源決策者能成功管理能源危機衝擊的風險。



資料來源：王京明、李永展等（2015）。

圖 20 風險管理架構

首先，能源管理者及風險決策者應先明確界定需要關注與降低之電力能源風險的範圍與對象，這可能是電力供需體系之整體，亦可能是電力供需體系之局部，如發、輸、配、售電各相關供需環節，然後開始回顧與彙整需要風險管理部門之脆弱程度情形。第二，設

立需要風險管理部門之目標與風險決策準則。第三，進行風險評估，包括風險辨識、風險分析與風險評量三個核心步驟。未來風險之預測可利用情境分析法，分別建構政、社、經、技術與環境的未來各種發展情境，評估所需因應風險部門所面臨之潛在風險（例如：風險種類與可能衝擊之對象）。最後，應釐清電力供需體系在風險管理上所面臨之障礙。第四，彙整國際上其它國家關於電力改革下電力部門風險及安全政策的相關經驗與研究，列出符合我國電力供需體系的能源安全風險管控策略選項，進行能源風險管控策略的評估，然後進入決策階段，檢視決策者是否有風險偏好之選項，用邏輯方法（如各種權重計分法、成本效益分析法與多準則分析法等）導出最佳的能源因應策略項目。最後，執行最佳風險管控策略。為達到有效風險管理的目的，決策者應評估最佳策略之預期效益，並隨時注意是否有新政策資訊產生，重新評估執行績效並適時修正風險管控策略。注意此風險不確定性與風險決策架構之決策程序為滾動循環式的決策過程，任何步驟的執行結果如果對前面的步驟產生衝擊都可回到原先之步驟進行修正，然後再依此程序執行直到完成所有步驟為止，如此滾動迴復每年更新所研擬的策略，並因應新的外在與內在環境衝擊參數。此種遞迴式的循環因應決策架構是當今面對各種能源內外環境變化風險與不確定性下的最佳風險決策模式方法，因為風險狀態可能是動態變化，因此應經常滾動式檢討及計算，以反映最新狀況。此種決策架構可順應電業自由化內外環境的衝擊與所面對的風險和危機，逐年調整修正每年的風險管控策略。因此採用此風險管理架構作為本研究風險分析與因應的主要研究方法。

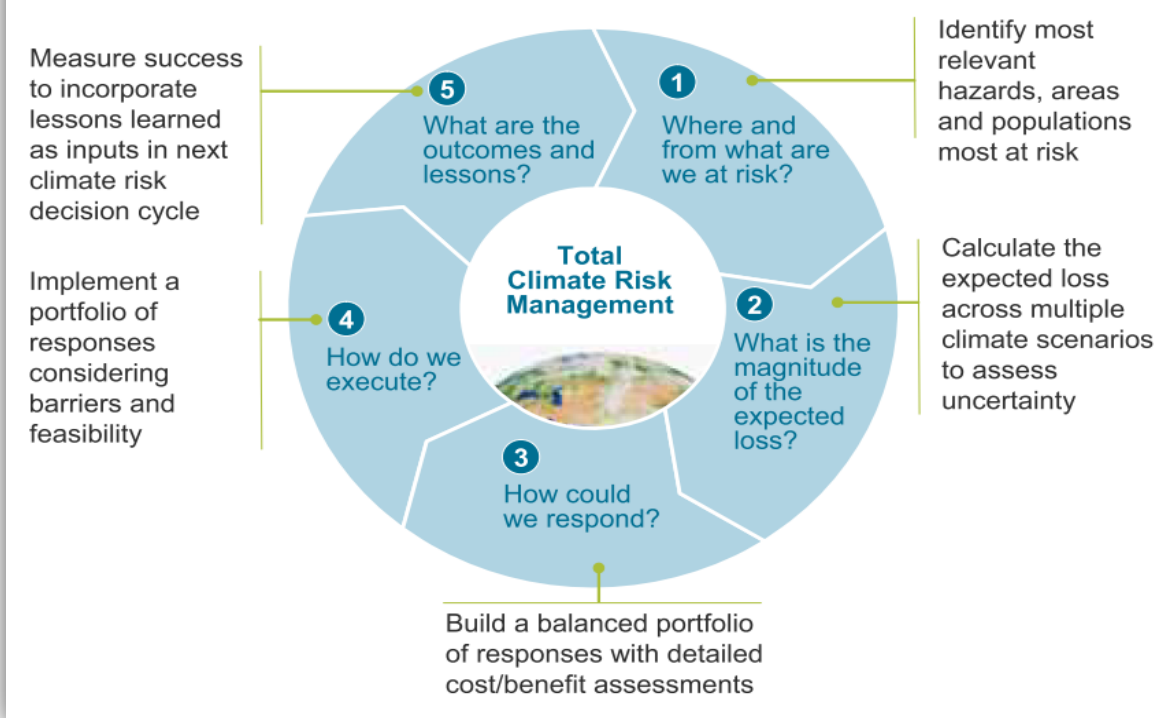
2. 風險辨識

ECA (2009) 風險辨識與風險分析的整體全方位氣候風險評估與管理的架構 (見圖 21) 可作為電業自由化能源風險決策研析方法的重要參考依據, ECA 設計了一個國家或部門面對氣候變遷的整體風險 (Total risk) 評估的架構, 標準作業程序包括五項按序進行的思索問題如下:

- (1) 風險來自什麼與我們何處暴露在風險下?
- (2) 預期的風險損失之規模?
- (3) 我們如何因應?
- (4) 我們如何執行選定的因應策略?
- (5) 監視檢討因應策略的執行成果以及我們所學到的教訓?

風險辨識的程序依序以系統性量化的方法來回答或解決這五項問題, 其中最重要的是 (a) 確認主要要探討的風險種類。(b) 針對不同風險情境進行衝擊損失的量化或質化評估, 評估方式採用決策期間的預期損失之現值 (present value)。

A framework for assessing and addressing total climate risk



資料來源：ECA（2009）。

圖 21 整體全方位風險評估與管理的架構

ECA 的風險辨識與風險管理分析的整體全方位風險評估與管理的架構亦可應用到能源體系的風險管理程序，此時考慮的主體是一國的能源供需體系，而所面對的風險則不限於氣候變遷，而是所有來自於能源供需體系內、外在的危險衝擊因子。表 5 為能源風險的種類範疇之文獻回顧綜整，其中歐盟理事會 EC（2001）將能源風險分為實體、經濟、社會與環境四大風險，實體風險係指能源短缺與供給中斷，這可能是由意外、罷工、地緣政治衝突或自然災害等所造成；而經濟與社會風險則來自於能源價格的波動（price volatility）所產生的經濟與社會衝擊；環境的風險則來自於能源生產與消費的過程中所造成對環境的污染與損害，包括溫室氣體的排放。Checci et

al., (2009) 對能源風險的分類類似歐盟，主要差異在兩個新增創的風險：地質風險 (geological) 所導致能源資源耗盡與管制風險 (regulatory) 加入經濟的風險項目中。CIEP (2004)，對能源風險的分類著重在經濟層面，在其七類風險中，經濟類佔了五項，分別是：投資、總體經濟的穩定、管制的架構和市場與公共部門是否失靈。其餘兩項為政治風險包括能源生產國政策、政治與社會的穩定度。值得一提的是 CIEP 提出的地緣政治的風險 (geopolitical risk) 概念，係指當國際經濟或政治秩序或體系崩壞或改變時 (如排他/歧視運動、閉關自守 (autarky)、政治杯葛 (boycott)、獨立分離、恐怖主義等) 對能源供給短缺或中斷所造成的風險。Doukas et al., (2011) 也提出 7 類能源風險，但比較強調政治多過經濟，包括國內與國際的戰爭與衝突所導致的社會與政治的不穩定，在經濟面向有兩項風險類別也與眾不同：出口限制與壟斷性競爭行為。CIEP 與 Doukasl 兩者將能源風險的種類範疇劃分的過細，其實在其不同分類的風險，其風險來源可能相同，例如管制制度的不穩定可能導源於政府的失靈，而總體經濟的不穩定也可能導源於能源部門投資的不足所致。同樣地，恐怖攻擊和衝突也可能是政治不穩定的後果，而出口限制與壟斷性競爭行為也可能是將能源作為政治武器的手段而已，所以一般包含廣泛的大項目的分類較為學者採用，如歐盟或美國商會的分類。

表 5 能源風險的種類範疇

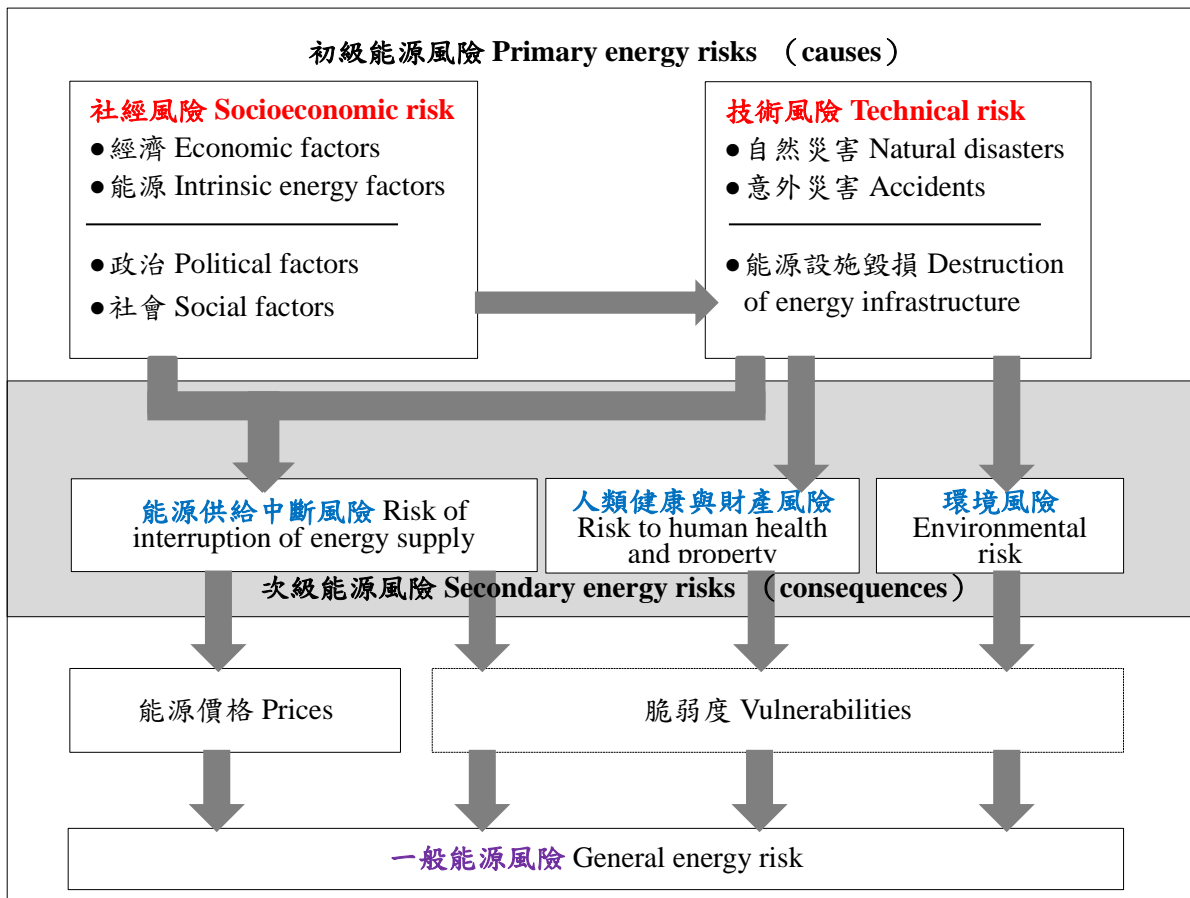
European Commission (2001)	USCC (2013)	Checci et al. (2009)	CIEP (2004)	Doukas et al. (2011)
實體風險 Physical	地緣政治風險 Geopolitical	地質風險 Geological	生產國政策變更風險 Changes in producer countries' policies	意外災害 Accidents
經濟風險 Economic	經濟風險 Economic	技術風險 Technical	能源部門投資不足風險 Insufficient investment in the energy sector	衝突 Conflicts
社會風險 Social	可靠性風險 Reliability	經濟風險 Economic	生產國及區域總體經濟動盪風險 Macroeconomic instability in producer countries and regions	政治不穩定 Political instability
環境風險 Environmental	環境風險 Environmental	地緣政治風險 Geopolitical	生產國及區域社會政治動盪風險 Sociopolitical instability in producer countries and regions	恐怖攻擊 Terrorist attacks
		環境風險 Environmental	生產國及區域管制制度變動風險 Regulatory instability in producer countries and regions	出口限制 Restriction on export
			市場失靈風險 Market failures	氣候變化風險 Weather conditions
			政府失靈風險 Public sector failures	壟斷行為 Monopolistic practices (cartels)

Sources : José María Marín Quemada, Javier García-Verdugo, Gonzalo Escribano, 2012.

不論歐盟學者或美國商會將能源安全議題以風險管理的方式進行研析，都必然會先界定風險的來源與類別，其次便是探討能源體系脆弱度的問題。兩者對風險的分類和判別也很相似，都提到經濟與環境的風險，實體風險在美國商會則用可靠度風險來代表，而地緣政治歐盟則以政治和社會風險來代表。圖 22 為歐盟學者區分能源風險的具體類別因果相關圖，該圖說明進口國所面對能源安全的風險威脅體系，該體系區分風險的成因（代表初級能源風險）與後果

（代表次級能原風險）以及最後化約為一般總合的風險。初級風險可概分為社經與技術兩大類，範圍可包括國內與國外。初級風險的發生與實踐則會導致次級風險包括能源供給的中斷和對人體健康與環境的損害，而這三項次級風險綜合起來透過能源價格與能源體系的脆弱度便會決定一個國家或社會所面臨的整合能源風險程度。

能源的社經風險包括四個面向：經濟、能源本身、政治與社會，與能源有關的經濟因子如經濟與人口的成長、能源支出佔一國經濟收支的權重與其他競爭國的競爭或替代關係等。能源本身的風險係指能源數量上的多寡與可靠的程度，包括生產國的能源蘊藏、進口國的緊急儲備、能源脆弱度和依賴度與能源出口/進口等。能源政治風險包括國內與國外的政治事件與決策對該國能源系統正常運作功能的衝擊與影響，重要的因子包括諸如政治暴動、外部的衝突、國內的衝突、恐怖主義、違反人權等事件，此外政權的民主程度、統管制度的品質、法令的施行、國際組織的會員、國際政治聯盟等都會影響一國的能源風險。能源安全的社會風險因子包括居住環境、社會福祉、文化價值、社會貧富差距、社會意識形態的衝突及勞資衝突等，這些因子的情況不但會影響能源體系的正常運作功能，也會對能源安全帶來潛在威脅。能源安全的技術風險因子可分為三類：**自然災害、意外災害與能源設施毀損**。自然災害包括各種天然災害的形式，如颱風、颶風、地震、海嘯、火山爆發、雪崩、土石流、洪災、旱災等；意外災害為起因於人為的疏失或設備的故障使能源的基礎設施無法運作；能源設施毀損則是由人為的故意所引起如怠工、暴動、政治與社會衝突等。技術風險的因子不僅限於國外能源廊道的周邊國家亦包括國內能源傳輸與分配體系。



Source: Garcia-Verdugo and Enrique San-Martin, 2012.

圖 22 能源風險的拓撲類別

次級能源風險是由初級能源風險所導致，包括**能源供給中斷風險**、**人類健康與財產風險**與**環境風險**三類。所有初級風險的因子皆有可能導致能源供給完全或部分中斷；能源設施由意外災害衝擊而損毀可能造成間接人員的傷亡和房屋財產的損壞，如氣爆、設施或燃料庫爆炸、有毒排放和汙染物滲入大氣及水土環境之中，其中最大的風險則是來自於核電廠的爆炸，如日本福島核災；環境風險則是由能源意外災害對自然環境體系造成損害衝擊，如油井與油輪的石油外溢對海洋生態系統的衝擊，溫室氣體的排放對全球暖化的影響等。

次級能源風險的發生對能源經濟的衝擊必會透過能源價格的波動反映，而能源系統的脆弱度高低則是決定次級能源風險衝擊的可能損害範圍，例如在人口密集區能源系統對人體健康的脆弱度就非常高，在生態敏感區能源系統對環境風險的脆弱度也非常高，此外能源系統對能源中斷風險的脆弱度在高能源密集度與低能源效率的國家亦會非常高，將三項次級能源風險因子結合即可得到一國的一般能源整合風險。

本研究針對電業自由化政策所導致的風險將綜合上述的風險類別與成因架構來進行分析與辨識，參酌我國電業自由化改革方案以及我國的政治、經濟、社會、技術進步、環境等因子進行分析。

二、我國電業自由化各階段可能產生之風險

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 6 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；以裝置容量來檢視我國發電市場結構如下表 7 所示，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結構，對電力市場的公平競爭帶來極大的「市場失靈風險」。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，目前以綠電先行自由化的改革方式，由於綠電僅佔市場交易的 3% 左右，就算完成第一階段的改革，最多也只會達到 20% 上下，因此會有改革停滯不前的風險。在開放批發與零售競爭後，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。然而我國的第一階段電業改革卻缺乏設立獨立的電業管制機關，因此亦會有管制制度與政府失靈的風險產生。

表 6 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：市佔率係民國 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。

表 7 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	65.02	4227.6
民營電廠	18.35	336.7
汽電共生	16.63	276.6
HHI 指數*		4840.9

註：市佔率係民國 104 年之裝置容量佔比。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。

我國的電業改革分兩階段執行，第一階段綠能先行和台電廠網分工，第二階段才開放灰電（傳統化石燃料發電），而交易平台要等到廠網分離後才成立，因此可以預見在交易平台成立前，不論是第一階段或第二階段我國的電力市場大致還是單一買方市場，躉購費率的訂定還是以購售電雙邊合約 PPA 為主。

在單一買方市場下，綜合電業因擁有輸配電網系統，故民營發電業須將電能透過雙邊長期購售電合約方式（PPA）或透過集中拍賣市場方式全部躉售予該綜合電業，不論採用雙邊合約方式或集中市場方式，電能的價格與數量皆由買賣雙方透過一定的競爭程序共同制訂，並由綜合電業最終轉嫁給所有用戶，若採用雙邊合約方式交易，由於競爭僅發生於簽約議價或合約調整換約（契約再開協商過程）時，由於此種雙邊合約交易通常是以長期合約（如我國一年以上至 25 年期間都有）為基礎，若合約中「價-量」關係的訂定係依反映成本及市場情勢變更原則時（如目前的九家民營電業之 PPA），市場風險、技術風險、燃料價格變動風險、需求變動風險、通膨與匯率波動的風險和大部分信用風險都在簽約後可轉嫁給用戶，在此情形下，新的民營電業的導入機制，仍將是現行的 PPA 合約機制，透過長期 PPA 合約的簽訂不但可確保 IPP 的未來收入，亦可使其獲

得銀行的融資貸款興建電廠，當然社會付出的代價是消費者必須承擔所有市場風險與可能的電價上漲。

第二階段開放灰電鬆綁與大用戶的購電選擇權後，市場將由單一買方模式進入灰電代輸模式，代輸係指輸、配、售電部門由單一綜合電業台電公司經營，但原則上不得兼營發電業(i.e. 廠網獨立)；發電部門由多家獨立的發電業者 IPP 經營，由於原本綜合電業的售電部門並未從電力網公司分割出來，故對開放售電業而言，此模式幾乎等同賣方獨占市場並未開放，買方有限程度的水平競爭僅發生在少數已開放購電選擇權的大用戶間，其間可透過電力網業者的輸配電系統代輸轉供電力與發電業直接進行交易，而電力網公司因其有公共載具(Common Carrier)特性及區域獨占性且兼營售電業務，故政府對該電力網公司仍加以高度管制(如 1996 年 FERC Order 888 與 Order 889 法令進一步自由化引進批發代輸競爭模式於美國的電力市場)，此模式稱為代輸模式。代輸市場模式下，市場機制改革相關施行方針主要為大用戶購電選擇權之開放和輸配電公共載具服務的定價、公開連網、使用與資訊揭露方式，此時民營發電業的售電對象除了躉售予台電以外，還可以自行尋覓大用戶簽訂雙邊購售電合約，此時的 PPA 合約的躉購費率除電能費用外亦將包括各種管制規範下的代輸費用，為了配合購電選擇權的開放，電業自由化相關的管制制度(含獨立管制機關之設立與備用容量與輔助服務之規範等)與輸電公開連網的規範也必須一併施行，以避免採櫻桃效應導致未開放購電選擇權的用戶必須承受較高的成本與電價。因應未來電力供應瓶頸，除了開放代輸的業務外，主管機關亦可針對電網壅塞的區域和電力供給短缺的區域優先開放民營發電業的執照申請。

總之，我國第二階段的電業改革之電力市場發展情勢，主要是建立大用戶購電選擇權制度以及代輸制度，此時的綜合電業必須進行至少會計與職能別（發、輸、配、售）上的拆分，才能有效導入IPP進入批發代輸市場以避免不公平競爭。IPP業者除了與大用戶或台電公司簽訂雙邊購售電合約外，亦可與台電公司簽訂各種輔助服務合約賣出容量與電能。至於合約規範以外的多餘電力之產出（如非保證時段）亦可在短期之集中市場上進行報價販售。躉購費率的擬訂仍將維持PPA合約的模式，只是多加了代輸轉供費率。至於未來電力市場改革是否會進入批發競爭或零售競爭模式，要看改革的力道和電力市場發展的情況而定，在批發競爭與零售競爭模式下，躉購費率的擬訂，可以參考OECD已開發國家的批發電力市場交易與定價的規則（多半為系統邊際價格定價或報價成交兩種方式）情形。批發競爭與零售競爭之下，電力市場不受管制，受管制的只有輸配電部分，購售電合約屬一般商業模式不受管制，只有尚未開放購電選擇權的小用戶仍受管制，其購售電合約可由管制機關制訂制式合約保障其權益，簽訂購售電合約的內容之原則為透明、公平公正、可比較以及合理，即可達成國家整體、台電與民營發電業三贏的目標。至於自由化過渡期階段包括單一買方及代輸市場模式下，購售電合約的內容仍應皆受管制，合約內容有關風險分擔制度需要做到透明化的資訊揭露以減少往後合約的爭議，包括未來電力需求變動的風險，燃料價格波動的風險、通膨與外匯變化的風險，營運與技術風險等都應在合約中詳細載明責任分攤方式，以杜絕事後爭議，此外有關電網運作外部性包括輸電壅塞、輸電損失、各種輔助服務和備用容量義務制度皆應妥善規劃，融入合約之內容；至於環

境與社會的外部性，亦應納入合約中加以規範，環境的外部性主要為碳稅、汙染費和再生能源的義務推廣費用，社會的外部性則屬政府透過電價補貼所進行的各種社會公益的政策性任務，如對低收入戶及僻遠地區和離島用戶的補貼等，亦須納入合約內容公平分攤之，如此面面俱到方能創造三贏而不致產生搭便車（Free Rider）效應，導致一方大贏兩方皆輸的嚴重後果。

一般而言任何的雙邊合約主要係處理交易風險的分攤，通常是按照承擔風險的程度來決定合約價格，有能力處理（管理）風險者承擔大多數的責任，而合約的價格制訂上也對其較為有利，而承擔風險能力較弱者合約價格對其較為不利。購售電合約（PPA）中主要係處理三種風險，電價的風險、電量的風險、電能不平衡的風險，另外就是不可抗力因素、違約及情事變更的處理，而 PPA 的主要種類有三種，短期或臨時性的緊急或機動購售電合約、小型（鄉村或農村）電廠的購售電合約、以及一般（中大型電廠）購售電合約。

國外電業自由化的做法對自由化前既有的長期 PPA 合約一般皆納入管制機構來規範，以促進競爭性市場的建立，常用的方式是將原 PPA 合約轉換為差價合約（Contract for Difference, CfD），以保持原有合約的「信賴保護利益」，但必須要求民營電業進入批發市場運作，CfD 合約是一種變動式風險貼水的系統，包括有英國的差價合約（CfD）和德國的再生能源市場變動貼水（the variable renewable premium, VRP）合約制度，兩者都類似 PPA 合約，差異在於民營電業必須在市場賣出電力而非直接躉售給公用電業，因此必須承擔市場電力不平衡的風險，如果是市價低於履約價，民營電業將可獲得差價補償，反之若市價高於履約價，民營電業則要歸還多餘部分，

因此自由化後若我國管制機構採取類式的管制方式，則台電可朝此方面規劃原 PPA 合約的修正。

至於台電購電合約調整方向與重點內容將依電業自由化政策而定，不同的購電對象（含 IPP、再生能源、自用發電設備、合格汽電共生等）依其受管制與否，會有不同的調整方向與重點內容，例如再生能源與合格汽電共生業者皆為受國家鼓勵與補貼的產業，其電力生產與售電皆受到補貼與管制，如 FIT 合約與汽電共生系統實施辦法等，台電能否調整購電合約的程度實屬有限。但不論購電對象為何者，購電合約要處理的主要為各種風險項目以及其風險分攤與管理的方式，未來合約簽訂風險分攤的原則是應該把風險分配給最有能力降低與管理風險的人，如此才能有誘因與能力去管理風險。以再生能源為例，表 8 為自由化後向低碳電力業者（如再生能源業者）簽購電合約的可能主要風險項目內容以及風險分攤與管理的可能方式。至於第二階段改革中其他能源種類的業者，購電合約所需考量的風險範圍與內容亦相當類似，可採同樣的方法進行分析。

表 8 自由化改革第一階段再生能源業者購電合約的主要風險項目與管理

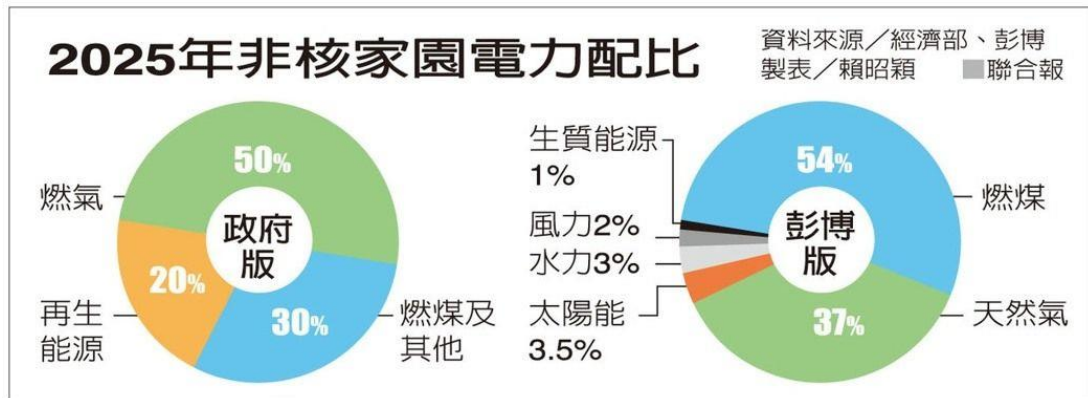
風險	說明	規模	風險分攤	分攤工具	風險管理
營運	如果電廠營運表現不佳，售電收益將會短缺	M	業者	電價	慎選廠址、技術和運維計畫
建廠	如果建廠成本上升，會降低計畫的獲利能力	L (風、光電)H(核、離岸風力)	業者	FIT/PPA	計畫管理優化、技術、工程、採購和建造合約管理
電力需求	如果需求降低，電價下跌將無法回收成本	M	業者	低碳電力市場整合	改善電力需求預測能力
購電價格	如果價格與市場電價相關，營收會發生風險	M	業者與台電均攤	風險分攤協議視政府綠能政策而定	產業研發投資與競爭力 RE 配額訂定
燃料價格	如果化石燃料市場價格下跌，低碳電廠的投資恐無法回收成本	H	業者	風險分攤協議視燃料價格而定	改善燃料價格預測能力、發售上下游整合
產出滲透率	如果滲透率超前，電廠負載率降低，售電的價量都會發生風險	M	業者與台電均攤	風險分攤協議視RE發展目標而定	產業研發投資與競爭力 RE 配額訂定
政治接受度	如果發照延期或停止，電廠成本會上升	M (技術依賴)	政府/台電	政府支援解決	政府事前審慎作業確保事後計畫的執行
碳價	如果碳價太低，投資將無法回收成本	H	政府	FIT/PPA 視碳價而定	政府的碳價政策

資料來源：本研究整理翻譯自 IEA (2016)。

由於我國電業改革自由化過渡期階段（我國規劃中的第一階段或第二階段）將極有可能形成單一買方及代輸市場模式為主，因此購售電合約 PPA 仍為市場中躉購費率的主要決定形式，由於尚未完全自由化合約內容可能仍應接受管制，主管機關或管制機關為減少未來業者間合約爭議，有必要參考國外單一買方或代輸制度下制式

合約的內容規範，作為合約管理與管制之參考。

政府新能源政策計畫綠能鬆綁後全力發展再生能源，在 2025 年要達到「廢核減碳」的目標，並訂出「503020」的能源配比目標，包括風電、太陽能和水力等再生能源的供電比率，要由目前的百分之五提高到廿，燃煤供電比率由百分之四十五降到卅，天然氣供電比率要由百分之卅二增加到五十，還要完全終止占供電比率百分之十四的核電。由於目標太激進、調適期又太短，而又拿不出具體執行計畫來達成目標，因此此種能源配比有淪為政治口號之風險，而且將市場中所有電力資源的數量完全綁死，也與電業自由化的精神完全相反且格格不入，更加導致了市場失靈與政府失靈和將來電業自由化政策變更的風險。彭博社資訊（彭博社，2017）分析指出，台灣再生能源擴張目標訂得過高，既要「廢核」又要「減碳」，幾乎是遙不可及的遐想，台灣不可能達成再生能源供電目標。首先是投資金額難達標，台灣政府希望八年內吸引約台幣一點八兆元的民間投資。然而這個目標訂太高，最終可能只吸引到台幣六千四百億元投資，僅約官方預估的百分之卅五。其次是技術和供應鏈無法配合。依全球風電及太陽能建置平均技術水準、及台灣相關產業供應鏈仍不成熟等面向評估，2025 年台灣再生能源發電量占比將只有約百分之九點五，不到官方計畫的一半。依彭博估計 2025 年台灣的太陽光發電的裝置容量將擴張至約 10GW（政府目標為 20GW）、陸上風電 1.1GW（政府目標 1.2GW）和海上風電 1.1GW（政府目標是 3GW）。而 2025 年時非核家園的電力配比情形將如圖 23 所示，為「375409」而非政府的「503020」。



資料來源：彭博社（2017）。

圖 23 政府版與彭博版 2025 年非核家園電力配比

美國商會的 2017 年台灣白皮書中也對政府電力轉型提出了意見和建議（台北市美國商會，2017），指出政府應制定出一套具體明確可行的能源策略路徑與時間表，以管控三大風險：供電穩定風險、電價上漲風險和能源建設投資不足的風險。並建議政府風險管理策略如下：

建議一：持續確保電力供應充足穩定，電價具競爭力。

1. 制定明確的轉型路徑，避免能源成本上漲的龐大壓力。
2. 研究並採用國際上整合再生能源的最佳實務作法。
3. 增進與大型用電客戶的溝通。
4. 保障高科技製造業等策略性用電大戶。
5. 維持成本相對低廉的穩健價格定位。

建議二：透過釐清調整政府流程，加快基礎設施建設，扶植國內供應鏈，促進能源建設發展

1. 建立長久可預期的法規架構，訂定擴建再生能源供應的明確願景和具體目標。
2. 採取類似「異質採購」和「實驗性開發」的方法，增進政府採購

流程靈活性。

3. 提供充足可靠的天然氣供應，逐步替代燃煤發電。經濟部應考慮同意第三方使用液化石油天然氣接收、儲存與運輸設施，以促進液化天然氣零售的良性競爭。
4. 新能源佈建應配置充足的電網。
5. 針對離岸風電開發制定健康、安全與環境管理標準，降低能源興建的社會成本。
6. 興建充分的港口基礎設施，滿足離岸風電擴建的需要。

除上述風險外，在第一階段改革的「綠能先行」其他相關風險，還有如再生能源大量並網後可能產生的意外事故（如有名的南澳大停電事件）和電價失控的風險、再生能源無法進行自由交易的市場失靈風險、FIT 保價收購無法與市場機制整合而退場等皆是可能產生的重大風險。

三、電業自由化與能源風險評估

電業自由化的成敗不僅影響產業的競爭力亦同時影響公眾的社會福祉，然而電業如何自由化需視各國特殊情況與自由化的目的而定，世界各國中電業自由化政策之濫觴始於英國柴契爾夫人的電業改革，英國早在 1989 年就開始了電業自由化政策的推動，原本垂直整合的電業依功能性地重組成發電、輸電、配電三個部分，同時也成立了「英格蘭－威爾斯」強制電力池的競標市場來進行電力的交易與調度，英國雖首創全球電業自由化，但其原規劃之強制電力池制度歷經了十年之檢驗，由於水平分割不充分呈現出市場價格被發電業操控，用戶並未享有電價下降之實質好處，而強制電力池的市

場設計也導致批發電價波動幅度過大，風險不易管理，因之，於 2001 年 3 月改弦易轍轉型至以雙邊交易合約市場搭配平衡機制之架構，允許發電業與用戶享有較大交易彈性，促進市場競爭，風險由雙方自行承擔。

1990 年代後，其他各國如美國、澳洲、紐西蘭、歐盟及南美各國雖仿倣英國電力池制度，但由於背景環境與目的需求不同，均做不同程度之修正，其在實施績效與自由化目的之達成亦各自不同(王京明、周韻采、許志義等，2015)。亞洲方面，電業自由化的改革起步較晚，新加坡採用紐西蘭電業自由化模式是亞洲的第一個國家，日本在 2000 年開始其電力零售市場的開放取消了綜合電業高壓用戶的專營權，但實質的自由化改革停滯不前，批發與零售市場始終無活絡之交易市場功能失靈淪為樣版，直至福島核災產生重大供電危機後，才重啟徹底的完全電業自由化之改革。韓國於 1998 年採用英國模式進行了電力產業重組，雖然其後因電力工會的反對而停滯於批發市場的改革階段，但亦不曾返回原先的國營壟斷狀態，印度、馬來西亞、越南、香港、泰國、菲律賓、中國與其他國家也都陸續展開不同型式的電業自由化的改革。屆此，電業自由化可謂已蔚為世界的潮流。「競爭」和「效率」已然成為世界各國電業自由化改革的共同目標，每個國家也依其需要採用不同的方式進行改革，至今改革成效已昭然若揭，而成熟的自由化電力市場已普遍施行於歐美各地，以往的壟斷、管制與國營體系已難一見或重返，然而在自由化改革的路徑上並非所有的改革都是成功的經驗，例如加州因電力解除管制方案嚴重扭曲，導致惡名昭彰的 2001 年加州電力危機事件，此外，大規模的停電危機或電價飆漲事件也曾發生在許多其他

地區如賓澤馬、倫敦、義大利、北歐、紐西蘭等，韓國也遇到改革的阻力而暫時擱置其電業自由化的進展，在這些不愉快的失敗經驗中，自由化政策導致電價飆漲與供電不穩定情況，究其原因係在制度設計不當，監督機制不足，加上執行偏差所致，值得作為警惕。這說明了建構一個電業自由化最適市場運作模式的重要性，在政府擬重推電業自由化政策之際，我們迫切需要汲取各國電業自由化制度的成與敗之經驗和教訓，藉以避免重蹈國外電業自由化之失敗覆轍。

國際上能源風險管理一般係以「能源安全」的分析方法進行，傳統上，皆透過各種能源安全指標的設計來衡量一國能源安全的程度以及如何確保各項指標的安全程度，比較著名的有 USCC、APERC、IEA、WEC、SPC、ADB 等機構所發展出的能源安全指標架構，其中又以 USCC 的 37 項指標架構最為周全詳盡，而 APERC 根據 Kruyt, van Vuuren, de Vries, and Groenenberg (2009) 的 4A 架構（經濟效率、環境親和、安全可及、永續可靠）所設計的指標亦常為學界所引用。能源風險與能源安全係相對的概念，因能源安全的反義即是能源不安全，而不安全就代表「風險與危機」，因此必須先對能源安全定義做出概念上的範圍界定，才能進一步探討風險來源與危機處理。

美國商會（台經院，2015）的作法是將能源安全風險分解成四大範疇：**地緣政治、經濟、可靠性與環境風險**。其中又以前兩者所佔比重較重分別為 30%，而後兩者較輕各佔 20%。而四大範疇的風險衡量則由專家群透過 9 類風險 37 項指標來主觀選擇加權計算。歐盟學者則將能源安全風險分成兩大範疇：**初級能源風險以及次級能**

源風險。初級風險則由政、經、社、技所組成，主要是展現能源體系的脆弱度以及風險的起因與來源。而次級風險則是表現在供給的中斷以及對人體與財產和環境的風險。因此這兩派研究的共通點都是認為能源安全的內涵為多面向概念，包含技術的、經濟的、社會的、環境的與地緣政治的相關因素議題及其相互交錯所形成的多面向概念，要清楚能源風險的來源，不可避免的首先必須對能源安全的定義做出清楚的界定。

一般國際上傳統常用的能源安全定義列舉如下：

- 能源安全意指適足的 (adequate)、負擔的起的 (affordable) 與可靠的 (reliable) 能源供應 (IEA, 2007)；
- 能源安全意指能源連續的可獲性 (availability)，包括充足的數量與合理的價格 (UNDP, 2000)；
- 能源安全必須確保為了人民的福祉和經濟的運行，透過市場在合理負擔的起的價格下所不可中斷的能源可獲性，同時亦必須尊重環境的考量和永續發展 (EU, 2000)；
- 能源安全必須確保能源供需的可獲性 (availability)、負擔的起的 (affordable)、可接受的 (acceptable) 與可及性 (accessible) (Kruyt, van Vuuren, de Vries, and Groenenberg, 2009)。

因此，可以總結的說，能源安全的核心概念係指在數量上能源供給必須是充分的以因應一個國家任何主要使用目的，在供給的過程上必須是連續而不中斷的，在價格上必須是負擔的起的。電力自由化政策對電業的供需服務透過可競爭的市場機制來取代傳統的中央規劃經濟體制，在功能上市場是否有辦法來確保電力供給的安

全，若無法確保又要如何加強市場的功能或者搭配管制的功能以便使得以上四種能源安全的指標，能獲得滿足，這便是電力風險辨識的範疇。

四、電力市場之風險辨識

電業自由化政策的主體是建立可競爭的電力市場，雖然在我國目前電業自由化的主要政策核心並非是建構可競爭的綠電或灰電市場，而只是要往非核與綠能的發展方向前進或轉型，但無論如何，若能源轉型完全不考慮採用可競爭的公平市場機制，這個決策的本身就產生了政策失敗的極大風險，因為轉型的路徑若不依靠可競爭的市場機制就必須依賴規劃經濟，然而規劃經濟式的改革本質上是和電業自由化的市場經濟相互衝突，因此如此的改革邏輯先天上就種下了失敗的因子。

以下章節，主要參考節錄自尚金城與譚忠富等（2014）「電力市場風險控制理論與應用」，來分析電力市場中的風險。

（一）電力市場風險

電力市場風險是由於各種不確定因素的作用，市場參與者在一定時間內面對市場出現對不利結果的可能性以及損失的程度。它包括可能損失的概率、可能損失的數量以及損失的易變性（即損失的標準差）三方面內容，其中可能損失的程度處於最重要的位置。因此電力市場風險分析包括：誰是市場受益主體／市場受損主體？電力投入與電力產出的關係是什麼？電價改革對市場主體利益的調整是否公平？電力政策的社會成本與社會效益的比較結果如何？電力管制中，電力主體市場操控力、投機行為給社會帶來多少損失？

(二) 電力市場風險的特徵

電力市場中的風險除具有市場風險的一般特徵外，由於電力這一商品的特殊性，電力市場中的風險還有其獨特之處，主要包括下列幾點：

1. **風險的產生具有客觀存在性**（風險事件發生的客觀性）。自然界中的洪水、地震、雪災、颱風、雷擊等災害對電力設施的衝擊是巨大的，就總體而言它們的發生具有客觀性。對於個體，雖然風險發生的範圍、程度、頻率可能具有差異性和偶然性，如風險事件發生的時間、地點以及造成的損失結果等都是不確定的，但風險事件是否發生、何時何地發生、發生之後會造成什麼樣的後果等，均是不完全以人的主觀可以決定的。可見，無論就個體還是總體來看，風險都具有客觀性。這一特點決定了市場參與者要有風險意識，要能夠認識到市場風險無處不在，要能夠認識到所面臨的風險及其可能影響。
2. **風險的產生具有高度不確定性**（風險事件預測的不確定性）。由於不能掌握未來的活動或事件的全部資訊，人們無法事先確知最終會產生什麼樣的後果；或即使可以事先辨識事件或活動的各種可能結果，但仍不能精確確定或估計它們發生的概率，這種現象叫做不確定性。因此，不確定性是存在於主觀認識、估計與客觀事物之間的一種差距。不確定性有程度之分，對有關活動或事件的信息掌握得越充分，不確定性就小。電力企業的風險不確定性包括：
 - (1) **電力改革政策的不確定性**。廠網分離、輸配分離、配售分離、電能與輔助服務分離等均會給電力企業帶來結構上的變

化，而每種結構上的變化在給電力產業帶來競爭的同時，也給電力企業帶來了一定的經營風險和機會。

- (2) **能源價格政策的不協調性**。燃料價格市場的波動，發電上網價格、輸電價格、電力終端銷售的零售價格，有的以市場決定，而有的由政府管制，這種價格機制的**不協調性**給能源供應鏈上的電力企業帶來風險。
 - (3) **經濟危機的不確定性**。經濟危機的不確定性帶來負載預測上的不確定性，繼而也會帶來發電規劃、電網規劃上的決策錯誤風險。電力市場中的風險不僅與電力系統客觀物理規律、電力市場的組織形式等有關，還與市場參與者的主觀行為密切相關。此外，還存在許多難以預料和控制的風險，如宏觀經濟環境、經濟發展趨勢、自然和社會因素等。
3. **風險機率的可統計性**。風險雖具有不確定性，但從總體來看，對大量發生的同一風險進行觀察，風險會表現出一定的統計規律，因此可以藉助如大數法則等概率論、數理統計工具將風險發生的頻率和損益的幅度描述出來，並據此構造出風險分配模型，進而對風險加以量化，由此可以將不確定的風險轉化為可測度的事故結果，實際上，這也是企業能夠實施風險管理的原因所在。
 4. **風險性質的損益雙重性**。風險作為一種隨機現象，具有發生和不發生兩種可能，其後果或為損失或為收益，**因此風險既是威脅又是機會**。認知企業經營活動中風險的存在，就是承認企業的經營活動既蘊含機會又蘊含風險，即企業從事經濟活動既有可能獲得預期的利益也有可能蒙受意外損失。正是風險蘊含的機會促使企業從事各種經營活動，而風險蘊含的損失則喚醒企業的警覺，

設法採取各種手段以迴避、減輕、轉移或分散風險。如廠網分離的政策，機會是激勵雙方提高生產效率和管理效率，風險則是提高了廠網之間的交易成本。電力市場中的部分風險也具有雙重性，既可能為參與者帶來取得收益的機會，也可能帶來遭受損失的危險。

5. 風險損失成本的可評估性。風險造成的損失簡稱為風險損失，也稱為風險成本，是指由於風險事件的發生或風險因素的存在所導致的非故意、非計劃、非預期的經濟價值的減少。這種損失是意外發生的，不包括有意、有計劃、有預期的價值的減少，如資產的折舊等。風險損失成本可以評估，一般包括：

(1) 預防和控制風險的費用。如購置設備費、維修費和諮詢費等。

(2) 風險損失的實際成本。包括可以用貨幣衡量的直接損失和間接損失，如火災導致廠房和設備的毀損，工廠停工帶來的直接收入損失和違約責任賠償間接損失。

(3) 風險損失的無形成本。指由於風險的存在和風險發生的不確定性而產生的經濟代價，如由於風險的存在導致資源分配不合理、阻礙生產率的提高及造成社會經濟福利的減少等。

6. 風險承受能力的相對性。風險事件的後果與期待之間往往存在著不一致和偏離，這種後果偏離預期越大，風險也越大。風險的相對性是指同一風險發生的頻率和導致的後果對於不同的活動主體或者不同時期的同一活動主體都是不同的，風險對於不同的主體有不同的影響。影響企業風險承受能力的因素包括以下幾個方面：

(1) 收益的大小影響著風險態度。收益總是與損失的可能性相伴

隨，損失的可能性和數額越大，企業希望為彌補損失而得到的收益也越大，反過來，收益越大，企業願意承擔的風險也就越大。

(2) **投入的大小影響著風險態度。**企業經營活動投入得越多，企業對成功所抱的希望也越大，願意冒的風險也就越小。當投入少時，企業可以接受較大的風險，即獲得成功的概率不高也能接受；當投入逐漸增加時，企業就開始變得謹慎起來，希望活動獲得成功的概率提高了，最好達到百分之百。

(3) **企業活動主體地位和擁有的資源影響著風險態度。**對於同一風險，不同個人或組織的承受能力也不間，個人或組織擁有的資源越多，其對風險的承受能力也越大，如級別高的管理人員與級別低的管理人員相比，其能夠承擔的風險較大。

7. **風險的存在與產生具有可轉變性。**由於環境的改變和社會發展，風險的種類、性質和風險的損失程度都會隨之發生改變。電力企業風險的可變性表現為：

(1) **風險性質的變化。**如負載預測不準確，對於規劃部門來說會造成規劃失誤的風險，對於電力調度控制中心來說會造成調度成本增高的風險，而對於供電企業則會導致購電懲罰費用增加的風險。

(2) **風險事件後果的變化。**風險事件後果包括風險發生的頻率、收益或損失的大小。隨著技術的發展和生產力的提高，企業認識和抵禦風險事故的能力也逐漸增強，能夠在一定程度上降低風險事故發生的頻率並減少損失。如隨著再生能源大量湧入電力系統，原本發電機組的啟停費用將隨之增加，但由

於電網中 AGC 機組的加入，智慧電網輸電調節能力的提高，從而可降低大量再生能源所帶來的風險後果。

- (3) 新舊風險的更替性。隨著電業改革不同階段的展開，新的風險將隨之出現，特別是在企業為迴避某些風險而採取行動時，將可能出現其他的風險。
 - (4) 電力市場中風險的存在與產生具有可轉變性。隨著識別風險、控制風險能力的增強，可在一定程度上降低風險所引起的損失範圍、程度及風險的不確定性，從而使某些風險不再存在，或風險即使存在，也已經處於可以控制的範圍之內。
8. 電力市場風險不僅局限於電力市場領域，也與電力工業其他方面相關。研究電力市場的風險，不能脫離其所在的客觀環境，不能單純地、孤立地研究市場風險；應該從整體、從全局出發，全面地考慮市場環境中的風險成因及影響風險的因素。
9. 電力市場風險的全局性。電力市場風險不僅與電力工業自有風險有關，還與國家政策、國內外經濟形勢、能源領域的風險有關。
10. 電力市場中的風險影響範圍廣，潛在的損失也非常巨大。

(三) 電力市場風險的類型

電力市場風險有以下幾種類型：

- (1) 按照風險影響的主體可以分為發（售）電主體風險、購電主體風險、電網主體風險、市場運營機構風險、用戶風險等。
- (2) 按照電力市場中風險管理的不同，分為可管理風險和不可管理風險兩種。可管理風險是指可以預測和控制的風險，不能預測和控制的風險則為不可管理風險，如擁塞風險、

競價風險等屬於可管理風險，而颶風、雷電等自然風險則為不可管理風險。隨著科學技術的發展、歷史數據累積和管理能力的提高，原來的不可管理風險有可能變成可管理風險。

(3) 按照對風險的承受能力可分為可接受的風險和不可接受的風險兩類。可接受的風險是指參與者或整個系統在研究自身承受能力、財務狀況等的基礎上，確認能夠承受最大損失的限度，當風險低於這一限度時，即為可接受的風險；當風險高於能夠承受最大損失的限度時，則為不可接受的風險。

(4) 按照風險的成因可以分為運行風險、政策風險／監管風險、市場風險、金融風險、項目投資風險、規劃風險、信息風險、技術風險、自然風險、社會風險、環保風險等。

電力系統的安全可靠運行是電力市場正常運行的基礎。運行風險是指電力系統運行過程中存在的風險。電力市場下的運行風險包括很多方面，如備用不足帶來的系統穩定性方面的風險；無功功率缺乏帶來的電壓穩定性的問題；電能不能滿足用戶需求的風險；部分電網結構脆弱帶來的運行風險等。另外，市場參與者的競價策略及交易也可能對電網運行可靠性造成不利影響。

監管風險是指由於法律或監管規定的變化，可能影響市場成員正常運營，或削弱其競爭能力、生存能力的風險。

市場風險包括壅塞風險、交易風險、市場力風險、電力電量不足風險、成本（燃料價格）風險等。

壅塞風險：與其他商品市場不同，電力市場屬於網絡經濟，它

的商品交換受到輸電網天然屬性的限制，這種制約就是傳輸功率的限制。有限的傳輸容量和輸送電力時產生網損是輸電網絡的兩大基本特徵，當電網中某條線路的潮流達到或超過輸送容量極限時，就有可能導致輸電阻塞。這意味著一些交易可能造成線路潮流超過這些限制，因而無法成交。如果存在輸電約束，為了保證電網運行的可靠性，即使存在交易價格（成本）較低的能源，也不能用於滿足市場的需求。在電力市場環境下，市場競爭帶來的潮流運行方式的隨機性、多變性和不可預測性與輸電網的潮流約束、安全約束相互矛盾而又同時存在。電力市場的壅塞管理應當協調好安全性與經濟性這一基本矛盾。

交易風險：電力市場下發電企業和電力用戶等市場主體的生產和消費活動不再同於以往的計劃模式，由於每個市場主體的價格承受能力、成本、管理水平、需求或供給等各不相同，市場供求形勢處於不斷地變化當中，各個市場主體報價策略和得標情況也不盡相同，可能出現成交電價和電量與自身預期相差較大的情況，給市場主體帶來損失，這一風險稱為交易風險。交易風險不僅與市場環境相關，也與市場主體競爭能力、風險規避能力有關，如果市場主體具有較豐富的經驗和專業知識，能夠對市場供求關係以及電價變化趨勢有準確的判斷和把握，做出正確的反應，並採取相應策略或措施以規避和控制風險，就有可能將風險對自身的影響降到最小。在電力市場中，競爭性環境為發電公司提高運行效率，節約成本進而獲取高額利潤供電機會，同時也帶來了上網電量減少或有可能不被調度而引起經濟損失的風險。發電企業製訂交易策略時，既要保證上網電量，又要保證利潤最大化，然而發電企業在實際電力市場信

息不完全的條件下，預測市場出清價或估計其他發電企業報價行為比較困難，進而在比較成熟的電力市場中決定交易策略時不可避免地會帶有一定的試探性與非理性，發電公司可以藉助市場提供的風險規避手段，有效控制現貨市場電價波動帶來的風險。

交易策略風險主要包括市場主體**交易策略的選擇風險**和**交易過程中的外部風險**。交易策略的選擇風險主要是指市場主體根據不完全信息制訂報價曲線，選擇不同報價方案時的風險概率。一般而言，期望利潤大的交易方案相應的風險也大，因此市場主體在構造最優交易策略時，需要權衡利潤最大化和風險最小化兩個衝突的目標，對不同交易策略相應的風險進行分析和評估。

交易風險是電力市場中普遍存在的風險，在一個完全競爭的電力市場中，每個參與市場競爭的市場主體都或多或少地面臨著交易風險。交易風險在某些方面是可以控制的，屬於可管理風險的範疇，對於這一風險的控制能力，直接關係到市場主體的自身利益和收益，進而影響市場主體的生產經營。

市場力風險（又稱市場操縱力風險）：是指某一產品或服務的提供者或購買者能夠持續地影響或操縱市場的價格，使之偏離市場充分競爭情況下所有的價格水平的能力。水平市場力是指一個公司操縱電力生產和輸送某一環節所提供的產品或服務的價格的能力；垂直市場力是指一個公司擁有操縱電力生產和輸送各個環節所提供產品或服務的價格的能力。**狹義的市場力是指水平市場力。**

電力電量不足風險：電力電量不足風險的危害是顯而易見的，電力市場環境下電力電量不足風險主要源自以下方面：一是由於某種原因而導致的市場供給少於市場需求，具體原因包括燃料價格上

漲或燃料供應不足導致的火電廠出力減少；水文年的影響導致水電站來水不足；事故導致的電廠或輸電線路的非計劃停運或檢修；國民經濟增長過快導致用電需要較高，而系統裝機容量不足；線路阻塞導致的局部地區供給不足，或者由於電網輸送能力的限制，氣候的異常變化導致的用電大幅增長，與負載預測值出現較大偏差；需求側用電結構不合理，負載曲線波動大，造成負載管理無法滿足需求，而離峰時可出現電力電量過剩等。

五、我國電業自由化之風險辨識

我國電業自由化之風險辨識，我們採用表 5 能源風險的種類範疇為依據，參考了前述章節的分析後，將我國電業自由化之風險分為九大類：1.政策變更的風險；2.電力投資不足的風險；3.總體經濟動盪的風險；4.社會或政治動盪的風險；5.管制制度與政府失靈的風險；6.市場失靈的風險；7.電價的風險；8.電力可靠度的風險與 9.氣候變遷風險。並詳述如後：

1. 政策變更的風險

四年一改選，執政者有可能換成不同的政黨，而不幸的是藍綠兩黨的能源政策不僅南轅北轍，就連目前電業自由化的電業轉型政策也不是跨黨派的共識，所以每次大選改換政府，電業轉型的政策就有可能更換，這不僅是政策不能持續穩定發展，而且也嚴重影響到能源的穩定供應。政府決策者對電業轉型的各項政策很多都是即興式的制訂，缺乏遠慮和預判，也缺乏詳細的執行規劃計畫，因此一旦政策推出後發現效果不彰或受到既有利益團體的挑戰，就馬上改弦更張失去了政府的威信，也造成投資者的裹足不前風險。穩定

的法律與法規和穩定的電業發展政策包括電力投資政策、電力節能減碳政策、電力價格政策、融資與優惠政策等都是減少電業自由化電業轉型風險的基石。

我國電業轉型採取漸進改革的方式，雖可能降低轉型之衝擊力道與失敗風險，然而，階段性的改革方式亦有可能因為在不同階段中的利益團體把持，而使改革停滯不前，從而帶來極大的失敗風險。由世界各國電業自由化經驗觀之，凡是電業自由化成功的國家，都是能從原中央規劃經濟模式逐步漸進地啟動轉型，首先，開放民營發電業，使原本國營壟斷的電力產業型態轉型為單一買方市場型態，於發電端引進有限競爭形式。其次，再透過產業重組拆分原垂直壟斷的綜合電業，以進一步促進市場的競爭效率，並同時開放售電業和大用戶購電選擇權，搭配已開放之民營發電業，形成具有中等程度自由化的電力代輸合約市場。一旦市場成熟運作，便立即啟動建立集中式批發競爭電力市場，以完成高度自由化之競爭以及完成批發與零售市場競爭的全面電業自由化改革。歐盟國家如此，英美澳紐等高度電業自由化的國家亦復如此，而那些改革停滯或失敗的國家則多停留在單一買方的市場型態或代輸市場，無法繼續向前發展。我國採兩階段的電業轉型改革，有可能因在階段中所新生利益團體的把持而迫使改革停滯或修正原先規劃的改革路徑，尤其是我國電業改革的方式並未提出具體的執行計畫，因此政策變更的風險不可小覷。

2. 電力投資不足的風險

電業自由化政策設計不當會有電力投資不足的風險，在我國主要是由於強調非核家園與綠能發展所致，由於電業轉型大量發展

風、光等再生能源電力，將導致化石燃料市場佔有率的下降，且碳排放係數的規定也對燃煤與燃氣電廠造成一定的衝擊，在投資報酬率預期下跌的情況下，投資者對化石燃料的電廠自然會裹足不前，而在綠能方面，除了自然環境的約束條件外，發展推廣受限主要還是資金與技術的限制，誠如彭博社所言（見圖 23），我國在資金的籌措與技術的搭配方面都很難滿足政府規劃中的 2025 年時綠電佔 20% 情境。

3. 總體經濟動盪的風險

總體經濟的增長影響電力市場的發展，也顯著影響電力需求的成長，由於一個國家的經濟活動不論是產業的生產或是人民生活所需的各種服務之提供，電力都是必要的重要投入因素，因此，經濟成長與電力需求成長很難脫鉤，電力消費係數就是用來衡量一國電力需求增長依賴經濟成長的程度。我國的經濟為一仰賴進出口的開放體系，總體經濟的變化除了受到外部大環境的衝擊和景氣循環的影響外，也受到決策者的經濟發展政策之影響，不可預測的經濟體運行風險過往如金融海嘯事件與歐債危機事件以及最近的英國脫歐、川普的黑天鵝事件和中國大陸的「一帶一路」政策都顯著影響全球的經濟發展，也影響全球化和國際貿易的自由化發展方向，對我國的經濟發展產生相當大的衝擊。政府的經濟政策如南向政策和前瞻建設等是否能成功地帶動經濟成長，也是未為可知。這些經濟的因素都會影響電力需求，也會影響電力的投資與能源的進出口。

4. 社會或政治動盪的風險

執政黨上任後進行了諸多政治改革，包括一例一休、年金改革、同婚合法化、司法改革、所謂的轉型正義與追討國民黨黨產行動和

否定 92 共識的維持現狀等，在在都增加了社會與政治的動盪，也提升了電業自由化的風險。外交的關係發展也轉變成完全依賴美日兩國而與中國大陸疏遠，邦交國的數目也刻正減少中，因此我國國家的風險程度上升，政府的債信風險等級有可能下調。國內的民主制度發展也不健全，民粹之風盛行，往往重大的能源政策未經全民溝通或公民投票就率爾決定，包括非核政策、禁止生煤電廠運轉、電源配比的「50、30、20」都是範例，不僅決策過程不透明也缺乏良好的政策衝擊影響評估。此外，政府的統管能力與制訂能源政策的能力都受到既有科層制下行政官員的官能認知與意識型態所侷限與影響。政府的效能與效率也影響著電業自由化的成敗，公共工程採購制度的僵化和官員貪腐的層出不窮，都大大提升能源轉型的風險，在未來我國國際關係的衝突會不斷提升，而國內政治與社會的衝突也會不斷爆發，不僅影響了電力自由化的推行，也增加了電力系統遭受意外攻擊的可能性。

5. 管制制度與政府失靈的風險

獨立的電業管制機構之成立一直以來都是世界各國電業自由化演進史中不可缺少的重要靈魂角色，具有維護市場公平競爭與確保市場合理之運行、保護生產與消費者福祉、管理外部性、管理可競爭與不可競爭環節的合理運行之規則以及管理和修正電業相關法律與法規的職責，因此可以說如果一個國家沒有完善獨立的電業管制機關，這個國家的電業自由化就很難有成功的希望。

管制機關必須獨立於行政體系，為一准司法的單位，才能善盡監督與管制的功能和責任，然而我國的電業法卻將電業管制機關成立於能源局下，為一個三級的行政單位，不僅權利位階過低，而且

隸屬經濟部能源局的管轄，也將從此失去其獨立的性質。電業法第三條賦予中央主管機關經濟部的權責中，有許多本應是電業管制機關的職責範圍，卻因決策者懼怕權利下放而剝奪了管制機關的權利。例如：電業法第三條中中央主管機關負責的權利中全國電業工程安設備之監督及管理、電力技術法規之擬定、電力技術法規之擬定、電業設備之監督及管理、電力開發協助金提撥比例之公告、電價與各種收費率及其計算公式之政策研擬核定管理等都應是屬於電業管制機關的權責。因此，可預見未來電力市場的監督管制權責不明功能不彰，而有政府失能的風險。

6. 市場失靈的風險

市場失靈的來源主要有三：電力生產與消費外部性的成本未能妥善處理、市場資訊不完全不透明和市場結構缺乏競爭。以外部性的成本而言，在污染排放方面是否有對污染物課徵污染稅費或設立規範的污染排放權市場，我國電業轉型改革雖然有對公用售電業排碳係數進行規範，但並未對各類化石能源課徵碳稅，而綠能的配比也是自願性質，且多以納稅人的稅捐來進行補貼再生能源業者的生產，因此市場失靈程度仍然相當嚴重。其次，由於新版的電業法並不強調電力市場或交易平台的設立，雖有第十一條規範輸配電業要設立電力交易平台，但時程上亦在台電廠網分工之後，因此，絕大部分的電力交易行為仍是依靠雙邊合約來進行，市場資訊難以公開，資訊無法完全揭露，也對市場的功能產生很大的限制。最後市場失靈的最大來源還是市場結構的不完全，電力產業的拆分重組是電業自由化政策成敗的主要關鍵，然而在我國由於電力工會的堅持與執政決策者的妥協，使得電力產業無法順利進行水平與垂直的重

組拆分，在水平分割發電部分，台電公司的市佔率又偏高，而在售電部分公用售電業又近乎壟斷了整個售電市場，因此市場機制很難健全。在垂直分割方面，雖然電業法有要求台電公司六至九年後要以控股公司方式進行發、輸配售子公司的分割，但如此的垂直分割方式，也不完全合乎可競爭市場的要求，電網公司兼營公用售電業，會造成壟斷與交叉補貼的現象，也妨礙了市場的公平競爭。

7. 電價的風險

電價透過可競爭的市場來決定，經濟效率與社會福祉就很高，廠商會用最低的成本生產，消費者會選擇他要買的電，所以可以導正電力資源的配置，市場價格的資訊也可以引導電源與電網的開發。若投資者認為有利可圖就會去投資，在可競爭的市場運行下經濟效率會提升，包括生產效率、配置效率以及投資決策的動態效率。換言之，當自由化後電力價格的形成不是由可競爭市場中「那一隻看不見的手」決定時，就不是有效率的價格。而只有有效率的價格才能導引資源進行最適的分配、生產、消費和投資，也才能增進社會整體的福祉。然而，我國的電業轉型改革並未建立有效的公平競爭市場，轉型後批發電價與零售電價依然交由電價公式來決定，漲跌幅甚至受到電價平穩基金的干擾，而且公式中多半也只考慮供給面的合理成本和利潤，而非交由可競爭市場中的「那一隻看不見的手」來決定，所以不論定出來的電力價格高與低，都不具經濟效率也不公平，能反應的充其量只是電力供給者的成本和福祉，由於需求面消費者的福祉與效用函數無法納入電價公式，因此決策者常常就以亞鄰各國比較後，維持我國在最低電價的訴求來討好民眾，有時更因政治考量把電價凍漲維持在低檔水準以獲取民心，低電價的

惡習偏好於焉生成很難戒除，也造成了推行電力市場自由化的障礙和失敗風險。除了批發電價和零售電價外，輸配電的價格因為壟斷必須接受管制，好的有效率的輸配電定價可以誘導輸配電業提升供電品質且最佳化電力潮流的運行，緩解輸配電的瓶頸和壅塞，電網的擴建也能合乎經濟效率，可是目前我國傾向使用平均成本定價法，亦即採用所謂的郵票法方式計算輸配電的使用價格，這種價格的管制方式除了會造「成本免疫」的弊病也會造成無效率與無效能的投資外，更會因交叉補貼的而造成電網資源的扭曲與錯誤的配置。

8. 供電可靠性的風險

充足可靠的電力供應是能源安全的重要指標，電業自由化除了追求競爭與效率外，維持電力系統的穩定安全與滿足電力需求和保持供給的不虞匱乏是自由化市場運行的基本要求。供電可靠性可分為短期可靠性與長期的可靠性，短期的穩定安全係指在現有發、輸、配電容量下，市場的運作能否隨時保持實時市場的平衡，且保證電力系統的安全可靠，主要包括電能市場的營運規則和輔助服務市場的設計與運行是否健全；長期的穩定性則指電力系統能否長期保持充裕的可用發電容量以及可用的輸配電容量，以滿足電力供需的長期均衡發展。

供電可靠性的風險來源有三：發電容量裕度、輸配電容量裕度和系統負載增長的速度。發電容量的裕度係指電力系統保持能提供足夠的電力以滿足尖峰負載需求的能力，一般衡量的標準是採用系統的備用容量率，安全的備用容量率通常介於 12-15% 之間，備用容量率受到許多因素影響，除了系統的發電裝置容量外，出力的可靠、故障、檢修排程以及環境的因素如氣溫與洪災等都會影響可靠性。

輸配電容量裕度係指電網的輸送能力是否能保持暢通，不會產生瓶頸或壅塞，由於電網擴建的建設週期很長，而負載的增加與再生能源的佈建卻相當快速，因此往往會造成輸配電容量不足且落後電源興建與負載的成長，從而帶來輸配電容量的限制與電能傳輸的壅塞。短期的電網壅塞可透過再調度市場或節點定價來解決，而長期的壅塞則需納入電網擴建的系統規劃之中。電力負載增長的速度與經濟成長有關，短期也受到氣溫、電價、所得和需求面管理措施的影響，一般而言，電網與電源的開發規劃係以準確的負載預測為依據，若負載預測錯誤，也將會導致供電可靠度的大幅降低，因此如何確保準確的負載預測能力，也是電業自由化後的重要課題。

除了以上三項因素外，我國供電的可靠度在電業自由化改革下，還受到間歇性可再生能源的大量湧入電力系統的影響，風電與光電等間歇性再生能源發電出力具有隨機性、間歇性、波動性與無法保持穩定出力的特性，從而影響整個電力系統的穩定運作，我國未來能源轉型下，再生能源從目前的 3% 提升至 2025 年的 20%，且多為不穩定的風電與光電，因此電力系統安全穩定的風險將大幅提高。

9. 氣候變遷的風險

不論我國第一階段或第二階段的電業轉型改革都會面臨全球暖化效果遞增的衝擊，尤其是暖化伴隨的極端氣候事件對電力設施的衝擊。而在第一階段綠能先行的情況下，再生能源基礎設施面對氣候變遷衝擊的風險脆弱度相當高，須事前規劃因應，而 50% 天然氣配比所需的輸儲運設施也面臨同樣的衝擊風險。我國氣候變遷對電力部門的關鍵風險主要來自於：熱浪衝擊、颱風侵襲、洪災與旱災

及海平面上升（王京明、李永展等，2015）。這些氣候的極端事件都會持續影響電力供應的中斷與供電品質。

總結以上，我國電業自由化之風險辨識結果可整理如表 9 所示：

表 9 我國電業自由化之風險辨識結果共九類 41 項風險



資料來源：本研究繪製。

表 9 中九大類風險因素彼此間並非完全具獨立呈排他性，而是具有階層從屬秩序與相互複合的性質，如同圖 22 能源風險的拓樸類別，初級層次的電力自由化政策風險因素主要為社經與技術範疇的風險，而次級風險因素則包含了電力價格風險與電力系統可靠度的風險。社經風險在本研究中展現為政策變更的風險、電力投資不足

的風險、總體經濟動盪的風險、社會與政治動盪的風險、管制制度與政府失靈的風險和市場失靈的風險，技術範疇的風險主要則為氣候變遷的風險，社經風險除了會嚴重影響電力供給中斷又會間接影響電力的價格，而氣候變遷的風險則會透過大自然環境與意外災害的衝擊而造成電力設施的損毀、電力供給的中斷與人民財產與健康的風險，也會間接影響電力價格與電力系統的可靠安全與脆弱度；最後電力價格與電力系統的脆弱度又會回過頭來反饋影響社經的風險因素，因此整個電力自由化的風險因素彼此間具有高度的從屬與複合之關係，這是我們在進行各項風險因素評估時必須心裡先具有的認知。

表 9 中各項風險因素的細項風險內涵與定義摘要如下，以供專家評估時做為參考：

1. 政黨輪替：此風險因素係指不同政黨有不同的能源政策屬性，因此在民主制度下一旦政黨輪替，電力自由化政策是否會受到嚴重的衝擊？

2. 轉型政策更換：國內兩大政黨對能源與電業轉型皆有不同主張，且同一政黨的能源轉型政策是否也會容易更換，進而衝擊到自由化政策的成敗？

3. 即興式的制訂缺乏遠慮：係泛指電業轉型改革的各項重大政策之制訂過程，是否缺乏系統性的規劃與前瞻，而是常常先有主見後即興式的跳躍決定，以致會嚴重衝擊到自由化政策的順利推展？

4. 既有利益團體的挑戰：此指在兩階段改革的過程中，由於電業法的規範而獲得利益者如既有電業與新生電業或用戶甚至包括決

策者，是否容易阻礙改革的繼續向前？是否會擷取改革的果實而使改革停滯不前？

5. 未提出具體執行計畫：各項轉型政策的執行與制訂是否常常只有目標口號，而缺乏詳細而具體的執行計畫？若未提具體執行計畫與改革的路徑，轉型的成效是否難以監督？轉型的成敗是否會受到衝擊？

6. 非核家園與綠能發展：非核家園與綠能發展是否阻礙了既有火力電廠的投資？是否造成電力供給的短缺？而綠能發展的本身是否也因資金與技術的短缺，而造成投資不足或投資延宕的情況？

7. 排碳係數的衝擊：排碳係數的要求是否會限制了既有火力電廠的投資意願？是否會使既有電業因為要符合排碳係數要求而無法獲得應有的合理利潤去從事各項電力系統設施的投資？

8. 資金與技術的限制：不論是傳統火力或再生能源發電的投資，都需要引進大量的資金，而再生能源又有間歇性與不穩定的問題，因此在技術上需要克服，我國本土的資金與技術水準是否能滿足規劃目標所需的投資要求，以及若無法滿足時，是否有足夠的誘因機制設計能吸引外商的投資意願？

9. 經濟成長與電力需求很難脫鉤：經濟成長與電力需求有密切的正向關係，也一直很難脫鉤，而經濟成長也需要電力的必要投入，因此當經濟動盪時不僅會對電力需求產生衝擊，也影響電力的供給能力，因此經濟成長與否，是否會嚴重衝擊到電力的轉型與電業自由化政策的成敗？

10. 外部環境的影響與景氣循環的衝擊：台灣的經濟是一開放型的經濟，受到進出口的外在環境影響，也受到世界經濟景氣循環的

影響，不可預測的外部經濟環境變化之是否會嚴重衝擊影響我國的經濟成長？

11. 政府的經濟政策：政府的經濟發展政策也影響我國的經濟成長，這些經濟政策如南向政策和前瞻建設等是否能成功帶動經濟成長？是否會嚴重影響電力需求或排擠電力所需的投資資金？

12. 政治改革：執政黨推行許多政治改革諸如司法改革、轉型正義、追討國民黨黨產、否定 92 共識和修憲更改國體等，這些政治改革是否會增加社會與政治的動盪？是否會衝擊到電業自由化的成敗？

13. 社會改革：國民法官制度、年金改革、同婚合法化、廢死政策和一例一修等，這些社會改革是否會增加社會與政治的動盪？是否會衝擊到電業自由化的成敗？

14. 外交關係：否定 92 共識與一中各表的兩岸關係是否會衝擊到台灣的外交關係發展？邦交國的數目是否會逐漸減少，是否會影響對外能源投資與採購以及進出口交易？

15. 政府的信用風險：由於社會與政治的動盪以及外交關係地位的下滑，是否影響到我國政府的債信風險與評等？也影響到外資的投資動向？

16. 民粹之風盛行：民主制度的發展是否已轉向民粹主義？重大能源政策是否未經全民溝通和公民投票而由少數民粹決定？如果民粹之風已然成型，對能源轉型與電力自由化政策的衝擊是否造成嚴重的衝擊？

17. 政府的統管能力與制訂能源政策的能力：政府的統管能力與制訂能源政策的能力是否受到既有科層制下行政官員的官能認知與

意識型態所侷限與影響？政府的效能與效率是否足以擔負或影響著電業自由化的成敗？

18. 公共工程採購制度的僵化與官僚貪腐：公共工程採購制度是否已經僵化？官員貪腐的層出不窮能否杜絕？這些僵化的能源採購制度與貪腐現象是否會大大提升能源轉型的風險？

19. 缺乏獨立的電業管制機構：獨立的電業管制機構之成立是否影響電業自由化之成敗？目前的三級行政單位之電力管制機關的設立是否能有效維護市場公平競爭與確保市場合理之運行、保護生產與消費者福祉、管理外部性、管理可競爭與不可競爭環節的合理運行之規則以及管理和修正電業相關法律與法規的職責？是否能獨立行使管制權力？

20. 中央主管機關取代替管制機關的功能：管制機關必須獨立於行政體系，為一准司法的單位，才能善盡監督與管制的功能和責任，然而我國的電業法將電業管制機關成立於能源局下，隸屬經濟部能源局的管轄，是否會失去其獨立的性質？電業法第三條賦予中央主管機關經濟部的權責中，有許多本應是電業管制機關的職責範圍如電價管制與審核審批權等，如今改隸屬於經濟部，此設計是否限縮管制機關的功能與能力？是否嚴重影響電業自由化的推行與健康發展？

21. 監督管制權責不明功能不彰：目前電業法的監管設計是否會導致未來電力市場的監督管制權責不明功能不彰，而影響電力自由化的成敗？

22. 政府失能：既有的政府組織體系與官僚的電業自由化專業能力以及目前電業法的監管設計制度是否會導致政府失能，無法引領電業自由化的健康發展，是否也影響到電力自由化政策的成敗？

23. 外部性的妥善處理：在污染排放方面是否有對污染物課徵污染稅費或設立規範的污染排放權市場？我國電業轉型改革雖然有對公用售電業排碳係數進行規範，但並未對各類化石能源課徵碳稅，而綠能的配比也是自願性質，且多以納稅人的稅捐來進行補貼再生能源業者的生產，此種設計是否足以有效處理外部性？是否會扭曲並增加電力自由化的轉型風險？

24. 市場資訊不完全：由於新版的電業法並不強調電力市場或交易平台的設立，雖有第十一條規範輸配電業要設立電力交易平台，但時程上亦在台電廠網分工之後，因此，絕大部分的電力交易行為仍是依靠雙邊合約來進行，市場資訊難以公開，資訊無法完全揭露，是否會對電力市場的功能產生很大的限制？是否會對電力自由化的成敗有重大影響？

25. 市場結構缺乏競爭：電力產業的拆分重組是否是電業自由化政策成敗的主要關鍵？我國二階段改革與要求台電公司的拆分方式是否嚴重影響電力自由化政策的成敗？是否會妨礙了市場的公平競爭？

26. 生產效率：電價透過可競爭的市場來決定，經濟效率與社會福祉就很高，目前的電價公式與電力市場的價格決定方式是否會導引廠商會用最低的成本生產？是否具有生產效率？

27. 配置效率：目前的電價公式與電力市場的價格決定方式是否會導引消費者選擇他想要買的電，是否可以導正電力資源的配置？

28. 投資決策效率：目前的電價公式與電力市場的價格決定方式是否能引導需求面管理、電源與電網的有效開發？是否能提供投資決策的進行效率決策？

29. 成本免疫的電價公式：我國使用平均成本定價法，亦即採用所謂的郵票法方式計算電能與輸配電的使用價格，這種價格的管制方式是否會造「成本免疫」的弊病？是否也會造成無效率與無效能的投資？是否會因交叉補貼而造成電力供給側、電網資源與需求側資源的扭曲與錯誤的配置？是否會嚴重影響自由化電力市場的運作？

30. 電價平穩基金的干擾：電業法中設計的電價平穩基金的制度是否會造成扭曲與錯誤的電力資源配置？是否會嚴重影響自由化電力市場的運作功能？是否會使消費者產生路徑依賴而失去面對電力市場風險的因應能力？

31. 低電價的惡習偏好：政府能源決策者常常以亞鄰各國比較後，維持我國在最低電價的訴求來討好民眾，有時更因政治考量把電價凍漲維持在低檔水準以獲取民心和選票，此種彼此傾向低電價的惡習偏好是否很難戒除？是否也造成了推行電力市場自由化的障礙和增加了失敗風險？

32. 短期可靠性：維持電力系統的穩定安全與滿足電力需求和保持供給的不虞匱乏是自由化市場運行的基本要求，現有電力系統的備轉容量以及所設計的市場運作方式能否隨時保持電力供需的平衡？能否保持電力系統即時短期的安全可靠運轉？

33. 長期可靠性：長期的穩定性則指電力系統能否長期保持充裕的可用發電容量以及可用的輸配電容量，以滿足電力供需的長期均

衡發展，目前的電力轉型政策是否能保持電力系統的長期安全可靠運轉？

34. 發電容量裕度：發電容量的裕度係指電力系統保持能提供足夠的電力以滿足尖峰負載需求的能力，一般衡量的標準是採用系統的備用容量率，安全的備用容量率通常介於 12-15% 之間，備用容量率受到許多因素影響，除了系統的發電裝置容量外，出力的可靠、故障、檢修排程以及環境的因素如氣溫與洪災等都會影響。在能源轉型政策下，目前與未來的備用容量率是否能達到理想的標準？

35. 輸配電容量裕度：輸配電容量裕度係指電網的輸送能力是否能保持暢通，不會產生瓶頸或壅塞，由於電網擴建的建設週期很長，而負載的增加與再生能源的佈建卻相當快速，能源轉型大量間歇性再生能源的湧入是否會造成輸配電容量不足且落後電源興建與負載的成長？是否帶來輸配電容量的限制與電能傳輸的壅塞問題？

36. 系統負載增長速度：電力負載增長的速度與經濟成長高度相關，短期也受到氣溫、電價、所得和需求面管理措施的影響，若負載預測錯誤，也將會導致供電可靠度的大幅降低，我國目前在電業法的規範下是否可以確保準確的負載預測能力？是否有負責的機構有能力對未來負載進行預測與資訊的公布？

37. 間歇性再生能源的大量湧入：風電與光電等間歇性再生能源發電出力的大量湧入電力系統是否會影響整個電力系統的穩定運作？我國未來能源轉型下，再生能源從目前的不到 5% 提升至 2025 年的 20%，且多為不穩定的風電與光電，是否會對大幅增加電力系統安全穩定的風險？

38. 熱浪衝擊：我國氣候變遷對電力部門的關鍵風險主要來自於：熱浪衝擊、颱風侵襲、洪災與旱災及海平面上升，其中熱浪衝擊是否會造成電力轉型改革的重大風險？

39. 颱風：我國氣候變遷對電力部門的關鍵風險主要來自於：熱浪衝擊、颱風侵襲、洪災與旱災及海平面上升，其中颱風極端氣候事件是否會形成電力轉型改革的重大風險與障礙？

40. 洪災：我國氣候變遷對電力部門的關鍵風險主要來自於：熱浪衝擊、颱風侵襲、洪災與旱災及海平面上升，其中洪災事件是否會形成電力轉型改革的重大風險與障礙？

41. 海平面上升：我國氣候變遷對電力部門的關鍵風險主要來自於：熱浪衝擊、颱風侵襲、洪災與旱災及海平面上升，其中海平面上升事件是否會形成電力轉型改革的重大風險與障礙？

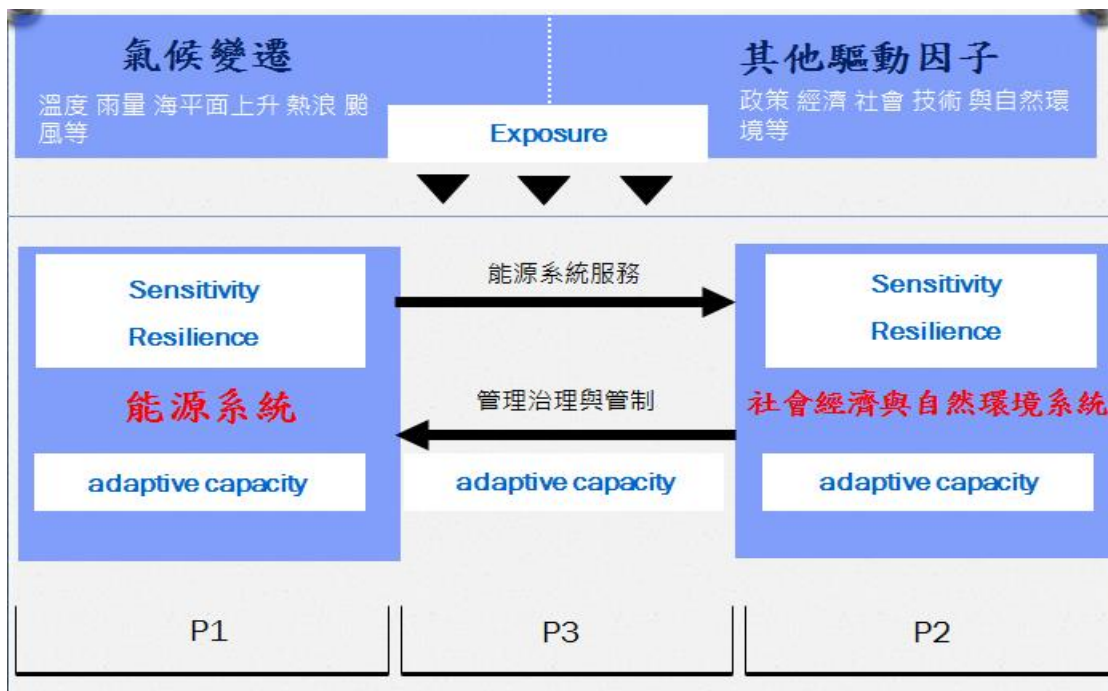
肆、我國電業法自由化風險評估之方法論與評估結果

一、電業自由化風險之質化評估方法

關於電業自由化之風險的評估方法，我們應用風險的系統性評估方法來進行，目前全球最普遍採用的質化評估方法包括下列三種：脆弱度評估法、風險矩陣法以及多準則分析法，敘述如下：

(一) 脆弱度評估法 (vulnerability analysis)

脆弱度係指電力市場或電力體系面對體系外部環境衝擊（電業自由化政策的改變）的易受損程度，脆弱度越高，電力市場系統就越無法面對外在環境改變的衝擊，因此風險就越高。電力市場體系脆弱度的高低決定於三個因子：(1) 電力市場或電力系統在電業自由化衝擊下，其所在之社經系統與環境系統之變化情況與程度；(2) 電力市場或電力系統在電業自由化衝擊下，其本身面對社經系統與環境系統的敏感度 (sensitivity) 及/或強韌度 (resilience)；(3) 電力市場或電力系統在電業自由化衝擊下，其面對社經系統與自然環境系統的調適能力 (adaptive capacity)。以上三者皆須透過其相關關鍵影響因子的分析後才能決定其影響程度或規模之大小，也才能綜合決定電力市場或電力系統脆弱度之高低。以能源系統為例（如圖 24），能源系統脆弱度的高低取決於其暴露度、敏感度與自身的調適能力，暴露度與敏感度與脆弱度成正向相關，而與調適能力呈負向相關。脆弱度分析方法其優點是簡單易讀，可讓決策者快速掌握脆弱度高低的各電力部門（如發、輸、配、售等），也因此可立刻對脆弱度高的部門先行規劃因應，並投入相對較多的資源。



資料來源：本研究設計。

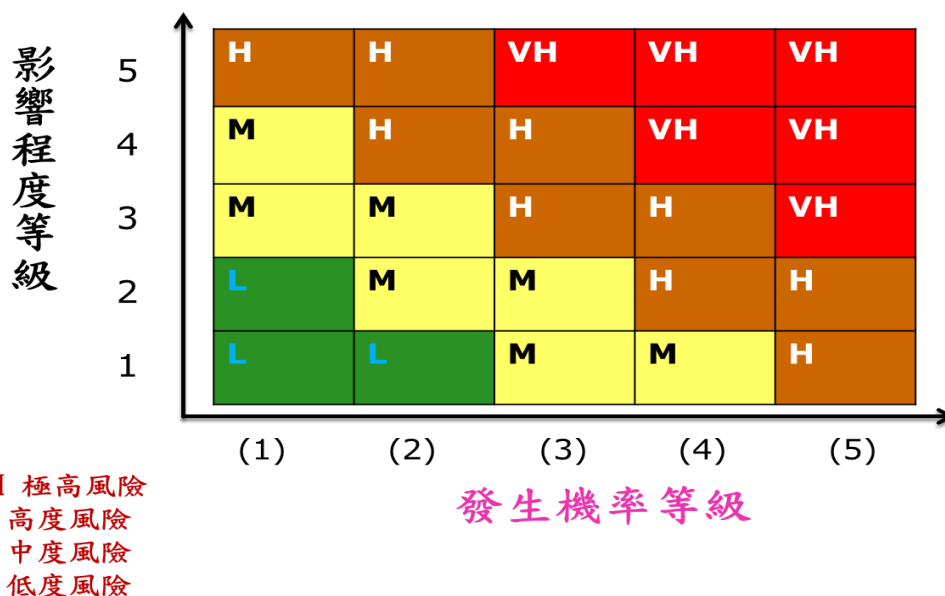
圖 24 能源系統脆弱度評估概念架構

(二) 風險矩陣分析法

現今在風險管理學上最常採用風險矩陣 (risk matrix) 的方式來進行風險分析，矩陣的一維代表風險衝擊程度的大小，另外一維則代表該風險曝露的機率或不確定性程度，而其數值皆是屬質性或半屬量性 (semi-quantitative) 的，通常以五分法或三分法來區隔。在風險管理學上常見的風險矩陣是 (衝擊規模 vs 可能性) 的分析方法，然而在風險相關研究上，(急迫性 vs 風險程度) 與 (信心度 vs 風險程度) 等各種風險矩陣有時亦取決於決策者風險管理態度與所關心的風險屬性，而列為風險決策研究的輔助工具。因此，除了標準的 (衝擊規模 vs 可能性) 風險矩陣外，基於風險危機衝擊的急迫性與不確定性亦可透過 (急迫性 vs 風險程度) 與 (信心度 vs 風險程度) 的矩陣分析。因此，標準的風險矩陣的分析方法是將受電業自由化

政策衝擊下電力市場與電力系統的風險，透過決定風險等級的最重要兩個變數：危害機率（hazard）及脆弱度的高低（vulnerability），將其展開成二維矩陣以便於分析，危害機率一般以事件發生的機率來衡量，而脆弱度的高低則以事件發生後對經濟、社會與環境的可能衝擊或受損的程度來衡量。

如圖 25 所示的風險評量矩陣，將風險事件發生的機率分為五個等級（1~5），從一年中絕少發生（ $\leq 10\%$ ）到幾乎確定會發生（ $> 90\%$ ）分五個均等的級距，至於衡量事件的影響程度則按電力市場的風險事件影響程度量測標準表來度量，而標準表則依事件所導致之嚴重性來訂定，其中衝擊尺度準則，係按風險事件影響程度量測標準分類，在五分制下依衝擊情況的嚴重性程度區分，計分標準為高度衝擊（等級 5）得 5 分、中高度衝擊（等級 4）得 4 分、中度衝擊（等級 3）得 3 分、中低度衝擊（等級 2）得 2 分、低度衝擊（等級 1）得 1 分。表 10 為電力部門風險事件影響程度量測標準，係採用台電公司的風險管理之風險衝擊量測標準劃分。由於風險的高低係等於危害機率（hazard）及脆弱度的高低（vulnerability）兩者的乘積，因此乘積越高者代表風險愈高，必須優先加以處理，在矩陣表列下則是表現在較高等級的危害機率與影響程度的交叉表格上，如圖 25 所示，VH 的表格代表有極高的風險，須列為最優先處理；H 代表高度風險，應列為次優先處理；M 代表中度風險不需優先處理，但須持續監控；L 代表低度風險，暫時不必處理。



資料來源：本研究繪製。

圖 25 電力市場風險評量矩陣

表 10 台電公司風險事件影響程度量測標準

等級	人員傷亡	財物損失	限電程度	民眾抗爭	形象
5	死亡 2 人 (含) 以上	金額 50 億元以上	已實施限電, 限電量 900MW 以上	民眾大規模遊行抗爭	國際新聞媒體報導負面新聞
4	死亡 1 人另 1 人以上有致命之虞	金額 10 億元以上	已實施限電, 限電量 500MW 以上	民眾至中央部會抗爭	台灣新聞媒體廣泛報導負面新聞, 並成為各界關切議題
3	死亡 1 人	金額 5 億元以上	已實施限電, 限電量未達 500MW	民眾透過民代或地方政府向中央部會施壓	台灣新聞媒體報導負面新聞
2	人員有致命之虞	金額 5 千萬元以上	未實施限電, 僅實施「用戶臨時性減少用電措施 (一)」或「用戶臨時性減少用電措施 (二)」	眾多民眾電話抱怨、抗議並透過民代或地方政府向本公司施壓	區域新聞媒體報導負面新聞
1	人員輕度傷殘	金額 1 千萬元以上	尚未實施限電及其他減少用電措施, 但系統備載容量低於 900MW 以下	少數民眾電話抱怨、抗議	地方新聞媒體報導負面新聞

備註：由影響之輕微到嚴重程度劃分為 1 到 5 等級。

資料來源：台灣電力公司 (2015)。

風險矩陣是將風險形成的兩大因子：危害發生的機率與危害發生所造成的衝擊影響程度，以風險矩陣表列方式加以分析。常見的風險矩陣以 5×5 的劃分方式最常被採用，危害發生的機率劃分方式皆分五個等級中值各為 5%、20%、50%、80%與 95%，而衝擊後果嚴重性劃分方式則依各風險主體衝擊的範圍而不同，大體而言皆包括了社會、經濟與環境等面向。

風險矩陣作為風險管理的分析工具是屬於質化定性的分析方法，在 5×5 的風險矩陣下共有 25 種不同的風險量測結果，至於從中選取多少種風險量測結果做為各種風險等級的判定則依風險管理者的風險偏好態度決定，以英國為例，其風險矩陣分析極高風險等級的結果占比為 6/25，高度風險亦為 6/25，中度風險為 7/25，低度風險為 6/25，極高與高度風險加總約占 1/2 屬於風險中性，在預期風險損失的評估上係將 1. 極低的機率×極高的衝擊 2. 極高的機率×極低或低度的衝擊事件不納入優先處理的風險衝擊項目；阿爾巴尼亞電力部門的風險矩陣分析，極高風險等級的結果占比為 8/25，高度風險亦為 8/25，中度風險為 4/25，低度風險為 5/25，極高與高度風險項目加總約占 16/25 屬於風險非常趨避，在預期風險損失的評估上係將 1. 極低的機率×極高或高度的衝擊 2. 極高的機率×極低的衝擊事件全部納入作為優先處理的風險衝擊項目；而台電公司的風險矩陣分析，極高風險的結果占比為 6/25，高度風險亦為 9/25，中度風險為 7/25，低度風險為 3/25，極高與高度風險等級項目加總約佔 15/25 ($>1/2$) 屬於風險趨避，在預期風險損失的評估上係將 1. 極低的機率×極高的衝擊 2. 極高的機率×極低的衝擊事件全部作為優先處理的風險衝擊項目。

由此可知台電在公司經營的風險管理上是屬於面對風險較為保守的風險趨避者，換言之，即使在各項調適預期成本效益分析達成損益兩平時，台電仍願意多支付相當數額的風險貼水以規避風險。我國在追求電業自由化政策下，應強調市場競爭與風險承擔，故應仿效英國的風險中性態度較為妥適。

本研究採風險矩陣質化分析作法如下：

1. 在可能性評分方面：

係按風險事件發生機率分類，在五分制下依事件發生可能性高低區分，計分標準為幾乎確定（等級5）得5分、很可能（等級4）得4分、可能（等級3）得3分、短期內少見（等級2）得2分、幾乎不可能（等級1）得1分。

2. 在衝擊程度評分方面：

係按風險事件影響程度量測標準分類，在五分制下依衝擊情況的嚴重性程度區分，計分標準為高度衝擊（等級5）得5分、中高度衝擊（等級4）得4分、中度衝擊（等級3）得3分、中低度衝擊（等級2）得2分、低度衝擊（等級1）得1分。

能源轉型政策的風險衝擊程度，可分經濟、社會與環境三方面綜合考量，在經濟面的衝擊主要考量能源資產設施與設備的可能損害、電力運輸或輸送的中斷對電業營運以及經濟體系功能的衝擊後果；社會面的衝擊主要評估考量人員生命、健康與福利的風險以及弱勢團體衝擊、供電義務服務的中斷以及對文化或古蹟的衝擊；在環境面的衝擊主要考量能源轉型政策對生物多樣性以及稀有物種的潛在衝擊和生態系統服務的中斷等。

(三) 多準則分析法 (multi-criteria analysis)

由於電業自由化政策導致電力市場與電力系統外部環境變遷衝擊的影響或所產生的機會除了經濟的層面外，亦包含了社會面、環境面、政治面與文化面等諸多面向的可能衝擊，若以單一維度或風險矩陣分析的二維度恐皆有所受限，故目前全世界最新較完整的風險評估方法在資源條件充分支持下，已有採用多準則分析法的案例。

多準則分析過程亦如風險矩陣可透過五分制計分方式進行，計分準則將風險的衝擊評估分成多項準則，例如：**衝擊規模準則**、**可能性準則**以及**急迫性準則**；其中衝擊尺度準則和可能性準則如風險矩陣劃分，而急迫性準則則可依事件發生的輕重緩急作為分析評量的基礎，如表 11 所示，若風險事件發生的機率與時間越急迫則等級越高且評分越高，反之若風險事件發生的機率與時間越低則等級越低且評分越低。

表 11 風險事件發生急迫性等級標準

等級	評量基準
5	90% < 發生機率，或風險可能在未來 3 年內頻繁發生
4	70% < 發生機率 ≤ 90%，或風險可能在未來 3 年內發生
3	30% < 發生機率 ≤ 70%，或風險可能在未來 5 年內不只發生 1 次
2	10% < 發生機率 ≤ 30%，或風險可能在未來 5 年內發生
1	發生機率 ≤ 10%，或只會在特殊情況下發生

備註：1.發生機率係為年發生的頻率，表示 1 年中風險事件發生的可能性。2.發生機率由絕少發生到幾乎確定劃分為 1 到 5 等級。

資料來源：研究團隊自行整理設計。

二、電業自由化風險與策略之量化評估方法

關於電業自由化風險的量化分析方法，一般可採用成本效益分析法。以下說明之。

(一) 風險之成本效益分析法

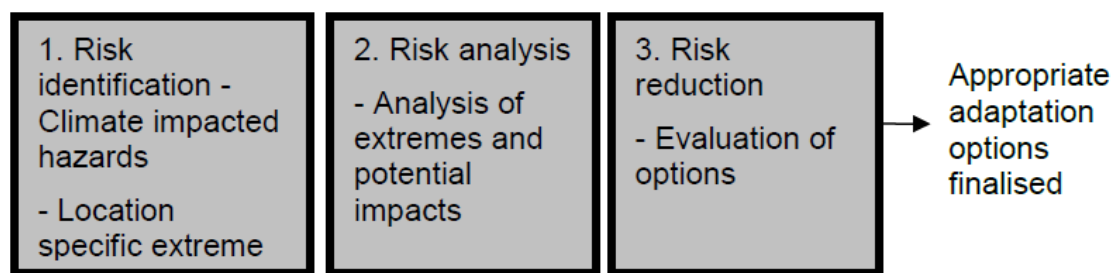
在量化分析方面主要係針對各風險項目，預期未來各項風險項目的衝擊發生後之長期的成本與效益評估，以作為風險管理的依據，成本的推估主要為自由化各項風險所可能產生的各項成本，而效益部分則是因為執行各項風險管控措施後所導致預期經濟、社會與環境系統的損失之減少或福利增加的部分。電業自由化風險的量化分析前提，首先要確認主要要探討的風險種類，針對這些不同風險情境下所產生的成本與效益進行量化評估，有了各項風險衝擊的預期成本與損害後即可進行各項風險管理因應對策的預期成本效益評估，此效益必須要能夠大於歷年來的衝擊總成本現值才能使淨現值 (NPV) 為正值、本益比 (Cost Benefit) 小於 1，也才具有經濟的可行性。

(二) 極端風險事件衝擊之 CATLOG 試算表分析法

電力市場自由化是一種改變電力市場結構的工作，此種變遷之風險量化分析可以採用澳大利亞 Macquarie University 所開發的 CATLOG (Stefan Truck, et.al, 2013) 應用軟體與研究方法，如此可以減省數量分析所需的大量時間與軟體程式的開發，CATLOG 軟體開發的理論邏輯與使用的詳述步驟說明如後：

● 風險管理的程序

關於電力市場自由化之風險量化主要由三個程序所構成：(i) 風險辨識 (risk identification)；(ii) 評估風險 (risk analysis)；(iii) 風險管理決定最適調適選項 (risk management)。以圖形可表示如圖 26：



資料來源：Stefan Trück, et.al (2013)。

圖 26 CATLOG 方法之風險管理架構圖

以下則各別說明前述三個程序。

1. 風險辨識

風險的識別與確認需要由相關專業人員進行諮詢或會診以及回顧相關文獻以了解風險的類型與以及其影響，並且識別確認極端事件以及所處位置的脆弱度。

2. 風險評估（風險分析）

假設在電力市場自由化的過程中，發生極端異常事件，例如，外在環境的劇變導致自由化改革失敗，對社會、環境或經濟造成嚴重損害的損害衝擊。

極端異常事件通常在統計上係使用 Poisson distribution 機率分配，而極端事件所造成的衝擊常採用 Lognormal distribution 或其他右偏分配（如伽瑪、Burr 分配等），極端事件的機率分配通常呈現不對稱情況，且偏態呈現向右而有肥尾的現象。Poisson distribution 是二項式分配（binomial distribution）的特例，當隨機事件在 N 次試驗中成功機率 θ 很低時的二項式分配即為 Poisson distribution。換言之，當 $n \rightarrow \infty$, $\theta \rightarrow 0$, and $n\theta = \lambda$ (constant)；存在數理關係如下：

$$b(x ; n , \theta) = C(n , x)\theta^x(1 - \theta)^{n-x} = C(n , x)\left(\frac{\lambda}{n}\right)^x \left(1 - \frac{\lambda}{n}\right)^{n-x}$$

運用極限定理和自然對數的定義 $\left(1 - \frac{\lambda}{n}\right)^{-\frac{n}{\lambda}} \rightarrow e$ ，我們即可導出波爾森分配的公式如下：

$$b(x ; n , \theta) = \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{x!} \quad (\text{Poisson distribution})$$

波爾森分配是為了紀念它的發現者法國大數學家 Poisson (1781-1840) 而來，通常當 $n > 20$ 且 $\theta < 0.05$ ，Poisson 分配幾乎等同於二項分配。

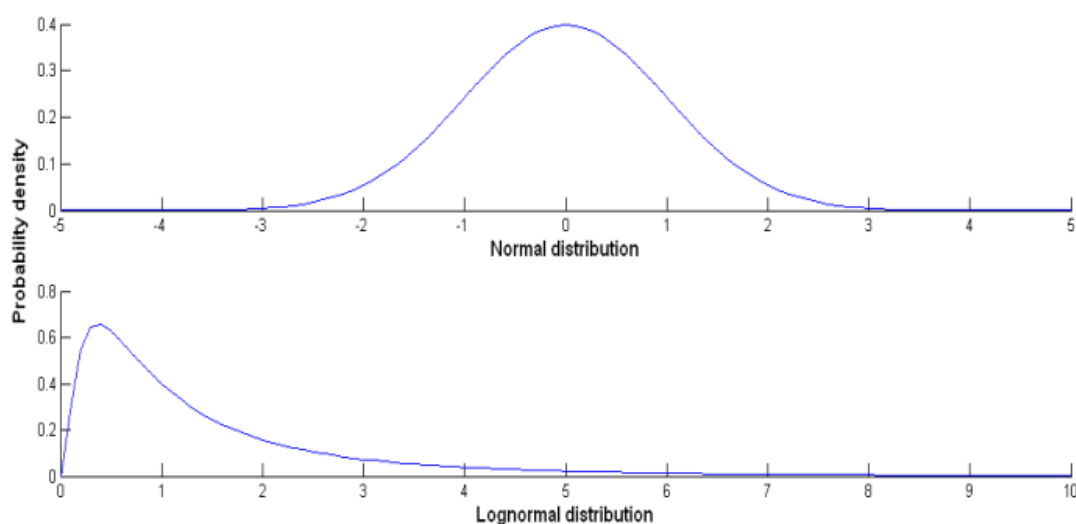
另外，指數分配 (Exponential distribution) 的一般化形式為伽瑪分配 Gamma distribution 分配，而指數分配又是從 Poisson 分配所導出，當波爾森分配被用來求解當一段固定時間內 dt ，隨機事件第 x 次的成功機率時，Poisson 分配即轉化成為指數分配形式，但有三項前提假設必須先成立才会有此結果：(1) 在一段非常短的時間內事件第一次成功機率假設為 $(\alpha \cdot dt) = \lambda$ ；(2) 超過一次的成功機率微不足道可被忽略；(3) 一次成功的機率係獨立事件與先前發生的情況無關。因此，指數分配可用來求解在一段時期 t 內，隨機事件第一次的成功機率，也可被用來求解兩次成功事件間的等待時間 (waiting time)。

$\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} y^{\alpha-1} e^{-y} dy$ for $\alpha > 0$ ，透過部分積分公式可導出：

$$\Gamma(\alpha) = (\alpha - 1) \cdot \Gamma(\alpha - 1) = (\alpha - 1)!$$

傳統上極端事件多以波爾森分配模擬，而損害的衝擊後果則以 Lognormal 分配為主。極端事件的損害衝擊分配經驗上多呈現不對稱的情況，且以右偏居多，而且通常具有厚尾 (heavy tail) 的現象。況且，若極端衝擊造成損失，則損失金額必然大於零，因此，以同

時具有正負值之分配（如標準常態分配）來做為損失值之分配並不恰當，故一般而言，多以右偏分配如對數常態分配（Lognormal）較為適當。



資料來源：Stefan Trück, et.al (2013)。

圖 27 常態分配圖（上圖）與對數常態分配圖（下圖）

3. 極端事件頻率建模

極端事件的頻率理論上通常是具有 Poisson 分配，因此，考慮隨機事件 $N = (N_1, N_2, \dots, N_n)$ 為一個服從具有參數為 λ 的 Poisson 分配（ λ 同時為其分配之平均數與變異數），因此其機率密度函數可表示為：

$$f(N|\lambda) = e^{-\lambda} \frac{\lambda^N}{N!}, \quad \lambda > 0.$$

在貝氏推估過程（Bayesian process）的第一個步驟中，先驗分配（Gamma 分配）的參數 λ 是由專家估計而得。因實際事件的發生，便可以此發生的數據來獲得概似函數 $f(N|\lambda)$ 。第二個步驟則是以先驗分配與概似函數來導出貝氏事後分配（posterior distribution）如下：

$$\hat{\pi}(\lambda | \mathbf{N}) = f(\mathbf{N} | \lambda) \frac{\pi(\lambda)}{f(\mathbf{N})}.$$

詳細過程如以下步驟所示：

步驟 1：事前 Gamma 分配

Bayesian 將未知參數視為隨機的，並假設決策者在觀測資料之前可以賦予該參數一個機率分布，稱為"先驗機率分配" (prior distribution)。本方法假設事前機率分配給定為具有參數為 α 、 β 的 Gamma 分配。

$$\pi(\lambda | \alpha, \beta) = \frac{\left(\frac{\lambda}{\beta}\right)^{\alpha-1}}{\Gamma(\alpha)\beta} \exp\left(-\frac{\lambda}{\beta}\right), \quad \lambda > 0, \beta > 0, \alpha > 0.$$

上式表示將 Poisson 分配的參數 λ 視為一個隨機變數，且具有參數分別為 α, β 的 Gamma 分配。在大部分情況下，若猜測估計值落在一個區間 $[a, b]$ 的機率為 p ，則可利用下式求出 α, β 。

$$\Pr[a \leq \lambda \leq b] = p = F_{\alpha, \beta}^{(G)}[b] - F_{\alpha, \beta}^{(G)}[a]$$

其中 $F_{\alpha, \beta}^{(G)}[b]$ 與 $F_{\alpha, \beta}^{(G)}[a]$ 為參數分別為 b 與 a 之下的累積 Gamma 機率分配函數。在基於事前分配之下，因為 Gamma 分配的期望值 (i.e. 平均數) 為 $\alpha \times \beta$ ，因此基於先驗分配下， λ 的期望值為：

$$\lambda_0 = \alpha \times \beta$$

步驟 2a：概似函數

假設 $\{N_i\}_{i=1}^n$ 為來自母體分配 $f(N, \lambda)$ 的隨機樣本，其中函數 $f(\cdot)$ 已知為 Poisson 函數，但 λ 為未知的母體參數，由於 N_1, N_2, \dots, N_n 為隨機樣本，其聯合機率分配可以寫成：

$$f(\mathbf{N} | \lambda) = \prod_{i=1}^n e^{-\lambda} \frac{\lambda^{N_i}}{N_i!}.$$

對於上式，我們也可以解讀為給定 N_1, N_2, \dots, N_n 下的函數，亦可稱為概

似函數。而概似函數裏面的資料即包含了參數的訊息，例如，若觀察到之過去的極端事件為 $N = [0,0,1,0,1,0,0,0,0,0]$ ，此即表示過去 10 年間有 2 次極端事件。

步驟 2b：事後 Gamma 分配

在 Bayesian analysis，決策者結合先驗分配及資料中所含的參數訊息（以 likelihood 呈現），得出參數的"後驗機率分布"（posterior distribution）。設 θ 的先驗分配為 $p(\theta)$ ，資料提供的 likelihood 為 $f(x|\theta)$ ，則後驗分配為

$$p(\theta|x) = \frac{p(\theta)f(x|\theta)}{\int p(\theta)f(x|\theta)} d\theta$$

因此 CATLog 方法之事後分配如下：

$$\hat{\pi}(\lambda | \mathbf{N}) \propto \frac{\left(\frac{\lambda}{\beta}\right)^{\alpha-1}}{\Gamma(\alpha)\beta} \exp\left(\frac{\lambda}{\beta}\right) \prod_{i=1}^n e^{-\lambda} \frac{\lambda^{N_i}}{N_i!} \propto \lambda^{\hat{\alpha}-1} \exp\left(-\frac{\lambda}{\hat{\beta}}\right),$$

亦即在 Gamma 分配中以 $\hat{\alpha}$, $\hat{\beta}$ 更新參數，其中

$$\alpha \rightarrow \hat{\alpha} = \alpha + \sum_{i=1}^n N_i \quad \text{and} \quad \hat{\beta} = \frac{\beta}{(1 + \beta \times n)}$$

步驟 3：預測分配

經由步驟 2 得知 Gamma 分配的更新參數後，可以依此計算 Poisson 分配的更新參數

$$\hat{\lambda} = \hat{\alpha} \times \hat{\beta}$$

在第 K 年之後， $Gamma(\hat{\alpha}, \hat{\beta})$ 預測分配可以下式更新參數後獲得。

$$\hat{\alpha}_k = \hat{\alpha}_{k-1} + X_k \quad \text{and} \quad \hat{\beta}_k = \frac{\hat{\beta}_{k-1}}{(1 + \hat{\beta}_{k-1})}$$

4. 極端事件衝擊損害建模 (Severity modelling)

厚尾右偏分配已被廣泛地運用在作為模擬損害函數的機率分配，本方法所注重的內容（電力市場變遷所造成的不利影響），由於

其資料並不充分，因此要以實際資料來配適出其機率分配並不容易，因此蒐集專家意見與運用貝氏估計方法在此便顯得特別重要。在貝氏方法中，可徵求專家意見以求得機率分配的參數。

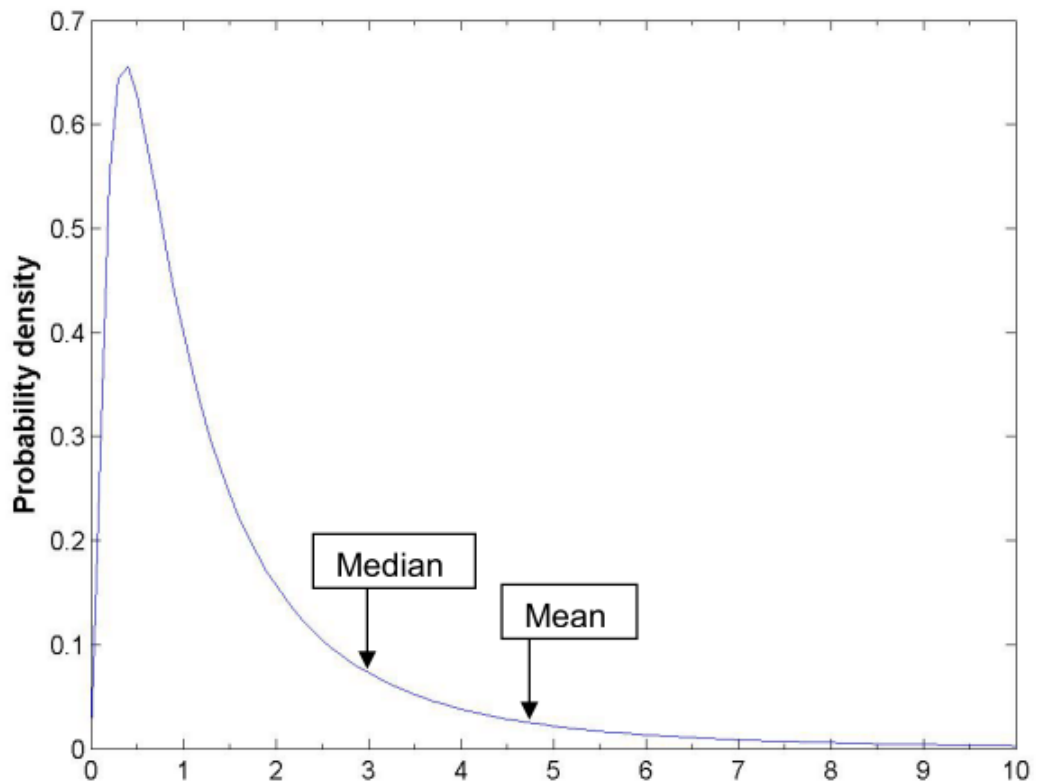
損害分配（通常是各項社會、經濟指標的分配）的參數可由兩個分位數或是由其集中趨勢特徵值如平均數、中位數或眾數導出，雖然平均數的概念較被一般人所了解，但是當分配具有偏斜的情況時，往往容易將平均數與中位數混淆。由於損失具有右偏的特性，因此，意見提供者對於中位數與平均數相對位置的理解，將更有助於本研究資料的蒐集。

另外，一個主要的問題是使用平均數與第 95 個百分位數來配適厚尾分配時，經常是幾個參數的組合就可以滿足給定的限制條件並且導出相同的平均數與第 95 個百分位數。因此，使用者必須去決定這些可能的參數中哪一個是最適的。另一方面，蒐集更多的訊息，例如三個或四個百分位數或是位置參數，將難以導出滿足所有條件的參數值，並導致更多的混淆。因此，本方法以蒐集中位數與第 95 個百分位數，此方法將能準確地配適出一個分配。此方法可運用在後面三個厚尾分配來作為損害嚴重性建模的應用上。

(1) 對數常態分配的累積分配函數為

$$F(x; \mu, \sigma) = \Phi\left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma}\right)$$

其中 Φ 為具有平均數 μ 與標準差 σ 的標準常態分配的累積分配函數，如圖 28 所示。其中位數（第 50 個百分位數） $m = \exp(\mu)$ 以及最壞情況下的第 95 個百分位數 $w = \exp(\mu + 1.65\sigma)$ 。



資料來源：Stefan Trück, et.al (2013)。

圖 28 對數常態分配之中位數及平均數的位置顯示圖

(2) 韋布爾 Weibull 分配的累積分配函數為

$$F(x; g, h) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{g}\right)^h}$$

其中 g 與 h 為 Weibull 分配的參數，其中位數（第 50 個百分位數）

$m = -g \ln(0.5)^{\frac{1}{h}}$ 以及最壞情況下的第 95 個百分位數 $w = -g \ln(0.05)^{\frac{1}{h}}$ 。

(3) Burr 分配的累積分配函數為

$$F(x; c, k) = 1 - (1 + x^c)^{-k}$$

其中 c 與 k 為此分配的參數，其中位數（第 50 個百分位數） $m =$

$(2^{1/k} - 1)^{1/c}$ 以及最壞情況下的第 95 個百分位數 $w = (20^{1/k} - 1)^{1/c}$ 。

最後，關於總和損失 L_t 的計算方法，係依據下列步驟進行：

- A. 由前述導出的損害分配隨機抽出損失值；
- B. 模擬事件的個數與個別損失，並據以計算總和年損失；
- C. 進一步依 Monte Carlo 方法模擬至少 10,000 次以上求出預期總合每年損失。

5. 淨現值、成長率與折現

未進行調適前的累積損失之淨現值 ($DPVL$) 以下述公式計算

$$DPVL = \sum_{t=0}^T \frac{L_t(1+g)^t}{(1+d)^t}$$

其中 L_t 為 t 年時的總損失， g 為其成長率， d 為折現率。

6. 風險縮減 (Risk reduction)

經由各種調適選項以降低各種市場變遷風險，而調適工作的進行必須付出成本，本研究在進行調適成本的分析方面採用成本利益分析 (Cost-Benefit Analysis, CBA)，關於成本折現值 (discounted present value of the costs, $DPVC$) 的計算公式如下式所示：

$$DPVC = C_0 + \sum_{t=0}^T \frac{M_t(1+g)^t}{(1+d)^t}$$

其中 C_0 為期初成本， M_t 為每年的維修成本， g 為其成長率， d 為折現率。

由於調適策略的進行將使的每年的總和損失發生變化，令 L_t^* 表示採用調適選項後每年的損失總合，則新的累積損失之淨現值 ($DPVL^*$) 可以下述公式計算：

$$DPVL^* = \sum_{t=0}^T \frac{L_t^* (1+g)^t}{(1+d)^t}$$

因此，執行調適計畫的淨現值即為

$$NPV_{project} = DPVL - (DPVC + DPVL^*).$$

因此，此淨現值必須大於零，調適選項才具有經濟性。

7. 執行 CATLoG 的步驟

- (1) 估計風險衝擊的次數分配。在此使用 Poisson 分配，而參數的估計是基於專家的建議或是歷史資料。
- (2) 基於專家的判斷的中位數與第 95 百分位數，決定損害嚴重性分配 (severity distribution) 的參數。
- (3) 使用者考慮欲模擬的年數以及決定折現率與成長率。
- (4) 計算 DPVL。
- (5) 運用敏感度分析研究當選擇不同參數時下的 DPVL。
- (6) 輸入風險因應策略項目的期初投資成本以及每年的維修成本。
- (7) 設定風險因應策略項目對極端事件的頻率與嚴重性分配的衝擊或利益。
- (8) 在設定好風險因應策略項目的成本與利益後，運用模擬的方式計算 DPVC 與 DPVL*。
- (9) 進行敏感性分析。

三、我國電業自由化風險評估報告

針對表 9 的 41 項風險，本研究遵循商業慣例以風險矩陣分析法進行了我國電業自由化政策風險的評估，評估結果報告如表 12 所示。

表 12 我國電業自由化風險衝擊項目之風險評估

風險編號	風險描述，事件與結果	風險嚴重性				
		等級	嚴重性	等級	可能性	風險水準
	政策變更的風險					
1	政黨輪替	3	嚴重	3	可能	高風險
2	電力轉型政策更換	3	嚴重	3	可能	高風險
3	即興式的制訂缺乏遠慮	3	嚴重	3	可能	高風險
4	既有利益團體的挑戰	4	很嚴重	4	很可能	極高風險
5	未提出具體執行計畫	3	嚴重	3	可能	高風險
	電力投資不足的風險					
6	非核家園與綠能發展	4	很顯著	5	幾乎確定	極高風險
7	排碳係數的衝擊	2	不嚴重	3	可能	中等風險
8	資金與技術的限制	4	很顯著	4	很可能	極高風險
	總體經濟動盪的風險					
9	經濟成長與電力需求成長很難脫鉤	3	嚴重	4	很可能	高風險
10	受到外部大環境的衝擊和景氣循環的影響	3	嚴重	3	可能	高風險
11	政府的經濟政策	3	嚴重	3	可能	高風險
	社會或政治動盪的風險					
12	政治改革	3	嚴重	3	可能	高風險
13	社會改革	3	嚴重	3	可能	高風險
14	外交關係	2	中等	3	很可能	中等風險
15	政府的信用風險	3	嚴重	3	可能	高風險
16	民粹之風盛行	4	很嚴重	4	很可能	極高風險
17	政府的統管能力與制訂能源政策的能力	4	很嚴重	4	很可能	極高風險
18	公共工程採購制度的僵化和官僚貪腐	4	很嚴重	5	幾乎確定	極高風險
	管制制度與政府失靈的風險					
19	缺乏獨立的電業管制機構	5	非常嚴重	5	幾乎確定	極高風險
20	中央主管機關取代管制機關的功能	4	很嚴重	5	幾乎確定	極高風險
21	監督管制權責不明功能不彰	4	很嚴重	5	幾乎確定	極高風險
22	政府失能	3	嚴重	4	很可能	高風險
	市場失靈的風險					
23	外部性的處理不完善	3	嚴重	3	可能	高風險
24	市場資訊不完全	3	嚴重	4	很可能	高風險
25	市場結構缺乏競爭	5	非常嚴重	5	幾乎確定	極高風險

風險編號	風險描述，事件與結果	風險嚴重性				
		等級	嚴重性	等級	可能性	風險水準
	電價的風險					
26	生產效率	4	很嚴重	5	幾乎確定	極高風險
27	配置效率	4	很嚴重	5	幾乎確定	極高風險
28	投資決策效率	4	很嚴重	5	幾乎確定	極高風險
29	成本免疫的電價公式	4	很嚴重	3	可能	高風險
30	電價平穩基金的干擾	3	嚴重	3	可能	高風險
31	低電價的惡習偏好	3	嚴重	4	很可能	高風險
	電力可靠度的風險					
32	短期可靠性	5	極嚴重	5	幾乎確定	極高風險
33	長期可靠性	3	嚴重	4	很可能	高風險
34	發電容量裕度	5	非常嚴重	5	幾乎確定	極高風險
35	輸配電容量裕度	3	嚴重	4	很可能	高風險
36	系統負載增長速度超出預期	3	嚴重	4	很可能	高風險
37	間歇性再生能源(VRE)大量湧入	3	嚴重	2	短期內罕見	中等風險
	氣候變遷的風險					
38	熱浪衝擊	5	非常嚴重	5	幾乎確定	極高風險
39	颱風	4	很嚴重	4	很可能	極高風險
40	洪災	3	嚴重	4	很可能	高風險
41	海平面上升	4	很嚴重	2	短期內罕見	高風險

資料來源：本研究整理。

根據表 12 的評分結果，表 13 為按台電的風險評量基準所做出的我國電業自由化下的風險矩陣，其根據台電公司風險衝擊評估的項目所劃分，而數值則以五分法的方式來區隔，紅色部分的表格代表有極高風險，需列為最優先處理；橙色部分的表格代表有高度風險，列為次優先處理；黃色部分的表格代表有中度風險，不需優先處理，但要持續監控；綠色部分的表格代表有低度風險，目前暫時不必處理。

表 13 為以「衝擊規模」及「可能性」兩個變數所展開成的二維風險矩陣，由表 13 可知極高風險項目有 17 項、高度風險有 21 項、

中度風險 3 項，無低度風險項目。分別為：

● **極高風險**

- 4.既有利益團體的挑戰
- 6.非核家園與綠能發展
- 8.資金與技術的限制
- 16.民粹之風盛行
- 17.政府的統管能力與制訂能源政策的能力
- 18.公共工程採購制度的僵化和官僚貪腐
- 19.缺乏獨立的電業管制機構
- 20.中央主管機關取代替管制機關的功能
- 21.監督管制權責不明功能不彰
- 25.市場結構缺乏競爭
- 26.生產效率
- 27.配置效率
- 28.投資決策效率
- 32.短期可靠性
- 34.發電容量裕度
- 38.熱浪衝擊
- 39.颱風

● **高度風險**

- 1.政黨輪替能源政策變更
- 2.電力轉型政策更換
- 3.能源政策即興式的制訂缺乏遠慮
- 5.未提出具體執行計畫

- 9.經濟成長與電力需求成長很難脫鈎
- 10.受到外部大環境的衝擊和景氣循環的影響
- 11.政府的經濟政策
- 12.政治改革
- 13.社會改革
- 15.政府的信用風險
- 22.政府失能
- 23.外部性的處理不完善
- 24.市場資訊不完全
- 29.成本免疫的電價公式
- 30.電價平穩基金的干擾
- 31.低電價的惡習偏好
- 33.長期可靠性
- 35.輸配電容量裕度
- 36.系統負載增長速度超出預期
- 40.洪災
- 41.海平面上升
- 中度風險
- 7.排碳係數的衝擊
- 14.外交關係
- 37. 間歇性再生能源(VRE)大量湧入

表 13 我國電業自由化風險評量結果

			發生機率等級					
			非常罕見	不太可能	可能	很可能	幾乎確定	
			1	2	3	4	5	
影響程度等級	極嚴重	5						19,25,32,34,38
	很嚴重	4		41	29	4,8,16,17,39	6,18,20,21,26,27,28	
	中等	3		37	1,2,3,5,10,11,12,13,15,23,30	9,22,24,31,33,35,36,40		
	不嚴重	2			7, 14			
	輕微	1						

極高風險
 高度風險
 中度風險
 低度風險

伍、我國電業自由化之風險策略管理

一、電業自由化風險管理因應策略研擬

本研究僅針對風險矩陣中列為最優先處理的紅色部分之極高風險項目提出策略研擬，其餘的風險項目則可暫時存而不論作為未來研究之課題，等年度末滾動式風險管理重新檢討評估時，若有由高度風險轉為極高風險項目後，可再進行策略研擬。對於各項極高風險之風險管理策略研議，可以條列出許多可行之因應策略，透過多準則分析並考量可控及不可控類型，並依推動可行性及優先順序選取執行。各項極高風險項目的重要因應策略闡述如下：

➤ 4.既有利益團體的挑戰

人不為己天誅地滅！既有利益團體保護自家利益是天經地義的事，政府要因勢利導，將社會中個人追逐的私利轉為公益就必須精心規劃良好的「可競爭市場制度」，透過誘因機制來導引市場參與者在追求最大利潤的目標與私利下，以公平競爭來達成社會福祉的增進，而非放棄公平競爭的市場機制，讓既有利益團體無法仰賴公平競爭而必須以「競租」取代「競爭」，電業自由化就沒有成功的機會，我國過去 30 多年來從壟斷電業結構開放發電業申設轉型為單一買方的市場結構，在既有利益團體的阻礙下，一直無法進入批發競爭市場模式，當引以為戒，不可再犯！

➤ 6.非核家園與綠能發展

事緩則圓！非核與綠能發展不能一步到位，否則成本過劇反而欲速則不達，因此策略上應有轉型過渡之短、中、長期的規劃，「以核養綠」是個不錯的務實策略，在轉型的陣痛期若能將核能

發電作為應變計畫（B計畫），當能減少與降低缺電的風險。

➤ 8. 資金與技術的限制

引進外資與技術是轉型成功的必要條件，製造投資的有利環境，吸引外資和技術進入，需要巧妙的設計安排，除了強化誘因招商以外，建立公平透明的電力市場競爭機制，讓投資者能管理與承擔風險，也是因應資金與技術限制，吸納外資的良方。

➤ 16. 民粹之風盛行

此部分的因應策略無解！這是一個有如囚徒困境（Prisoner's dilemma）的問題。除非能獲得跨黨派的一致協議，不以媒體操弄民意，否則任一方都會鼓動民粹以換取自身或黨派的利益，長期而言，教育人民獨立思考的能力也是扭轉民粹的有效方法，但以我國的教育改革方式和教綱教材的編撰以及對媒體的弱勢監督管制，都已顯示無法擔負這項矯正功能。

➤ 17. 政府的統管能力與制訂能源政策的能力

政府的組織再造欠缺整體規劃，無用部門冗員充斥，有用部門又無法擴增或新編，導致劣幣驅良幣，部會之間過份強調分工與自家資源的鞏固分配，缺乏協調與溝通，統管與整合能力因而喪失。制訂能源政策的能力在長年公共工程採購法的僵化驅使下，偏聽與短視已不可避免，而長期依賴特定智庫的協助，在缺乏競爭的環境下也逐漸讓政府應負責決策的官員喪失了制訂良好能源政策的能力。因應策略可學習商殃變法，將公務員的升遷按事功來敘薪級，也就是按能源政策施行的績效來評核公務員的升遷，當然績效的指標訂定又是另外的難題。

➤ 18. 公共工程採購制度的優化和官僚貪腐

政府採購制度實施至今早已僵化而流於形式，弊病叢生，如何使其活化以增進採購流程的靈活性、公平性、可競爭性與創新性，值得商榷。智庫政策的研究計畫透過採購法如何仍能保持獨立超然的立場以人民的社會福祉為依歸，而非流於行政官僚的附庸，只對長官或既定政策背書，或只協助既定政策的推行業務而成為政府組織部門的分支機構，而不進行政策衝擊分析失去了智庫應有的角色與功能。如何改變國內這種長久養成的既定模式習慣，使官員們不再對採購法形成路徑依賴，而能獨自完成政策的研擬與分析判斷，這需要重新檢討並修正「公共工程採購法」，來適應新的環境變化和日已墮落的採購文化。至於貪腐問題，國際間有很多國家如香港、新加坡等地都有不錯的公務員制度，「高薪養廉」、「陽光法案」和「利益迴避」等都值得我國效法。

➤ **19.缺乏獨立的電業管制機構**

木已成舟！電業法業已將電業管制機構打入能源局下的三級單位，亦使其喪失了獨立性，因應的策略除了對電業法進行再修正外，別無它法！紐西蘭早期曾經嘗試過不設管制機關而進行電業自由化的推行，美其名曰「輕手管制，light-handed regulation」，讓市場參與者自動自發自行組成市場監管委員會，自訂市場與調度規則，然而經過多年嘗試終告失敗，最終還是得迴歸獨立的管制機構來監管市場的運行，以免改革的列車出軌。

➤ **20.中央主管機關取代替管制機關的功能**

此部分的因應策略同上，應重新修正電業法，以區隔兩者應有的權力與職責。

➤ **21.監督管制權責不明功能不彰**

因應策略是儘速成立電業管制機關，並使其脫離行政權的羈絆，由獨立的電業管制機關來制訂監管規則，並行使監督與管制的權力以彰顯其功能。

➤ **25.市場結構缺乏競爭**

市場結構要能滿足可競爭的模式，必須使 HHI 指數小於 2000 左右，亦即不論在發電端或售電端都至少應有 5 家以上市佔率相當的業者來從事公平競爭，因此必須對台電公司進行水平拆分，此外亦應對台電進行垂直切割，將有規模經濟而壟斷的部分（輸配部門）與可競爭的部分（發、售電業）切割。

➤ **26.生產效率**

因應策略是訂定電力交易市場規則，儘速成立可競爭的電力交易平台，以促進與引入競爭來達成生產效率。

➤ **27.配置效率**

同上。

➤ **28.投資決策效率**

同上。

➤ **32.短期可靠性**

電力系統的短期可靠性要靠系統中供給側、需求側與電網側三方資源來共同維持，一般電業自由化的國家係靠各種短期輔助服務市場搭配電能市場來整合這些資源，如日前市場、日內市場、實時市場與各類短期輔助服務市場，但我國並沒有成立這些短期的電力市場，因此若要維持電業轉型的過渡期間能保持短期的可靠性，就必須仿效市場機制，以整合資源規劃的方式來協調整合這三方的資源，以確保系統的備載容量率能達到可靠度的標

準。

➤ 34.發電容量裕度

發電容量裕度指標是系統的備用容量率，電業法中針對售電業雖有備用容量義務的要求，但目前電力系統可靠的總裝置容量太低使得備用容量率無法達標，因此就算規定有義務購買也無法增添系統的備用容量，較有效率的方式是可仿效美國或英國的容量市場機制，透過長期的備用容量市場（三或四年一週期）來滾動式管理各方資源以確保系統的備用容量能滿足系統所需。

➤ 38.熱浪衝擊

氣候變遷的代表性衝擊就是暖化增溫，而熱浪來襲更加深電力系統的脆弱度並導致冷氣需求增加，有效因應策略包括強化或建立早期高溫預警系統、提升發、輸、配電設備抗熱效率與增添絕緣裝置、提高冷氣空調的效能和效率或變更使用法規（如冷氣參考溫度設定為 28 度），實施需求面尖峰負載管理，以及強化人民熱病與健康的預防與管理等。

➤ 39.颱風

面對氣候變遷極端事件的衝擊，在台灣以颱風為典型的代表，颱風對電力系統的衝擊除強風致發、輸、配電設備損壞外，颱風挾帶的強降雨亦會造成複合型災害，包括土石流、洪災、水壩潰堤等。有效的因應策略可包括但不限於下列各項：

- (1) 強化與改善早期土石流預警系統，災害風險知覺的提升，改善天氣預警系統。
- (2) 建置災害潛勢圖以確認高脆弱度地區的電力系統，並進行規劃補強、遷改或新設施的規避。

- (3) 當升級或開發新的輸配電系統時，採取氣候風險評估和具成本效益性等適應措施。如：設計輸配電系統的關鍵的氣候參數門檻（threshold）包括風力和防潮條件參數（汰換裸露設備與線路）；重新評估現有的傳輸線路設計的氣候參數能否應付氣候變遷（例如極端事件的頻率與強度）；以及系統與設備重新設計以增強其韌度與回復力。
- (4) 建置與改善災害管理緊急應變計畫，包括事前的準備、事中的處理與事後的復建程序以及成立緊急應變協調中心。組成技術因應團隊，針對電力設施抵禦洪水或土石流衝擊做防備措施，包括人員的訓練與能力建置，以及設施的監視、維修與更新。
- (5) 發輸配設備廠址硬體防洪建設如：海岸屏障，堤壩，堤防、防水閘門、抽水機、沙包、土牆等。
- (6) 定期檢查高脆弱度的輸配電力基礎設施盤查與設備更新，並尋求降低脆弱度之方法
- (7) 進行大風、雷電、冰雹對輸配系統的衝擊影響評估，並制定因應計畫。
- (8) 提升通訊品質及穩定性（多模式通訊），確保災害發生系統遭受衝擊時訊息能即時傳遞，採取因應策略。
- (9) 強化再生能源設備對颱風衝擊之因應，如強化風機轉子與塔身結構、安裝太陽能板可收折等防颱措施。

二、風險管理策略有效性之評估-以高溫熱浪衝擊風險為例

針對我國電業自由化政策極高風險的 17 項風險項目，我們如果有充分的時間與資源應可以一一具體地來探討各項風險管理的因應策略並進行最適策略的量化評估，但囿於資源、時間與人力限制，本研究僅能挑選一項代表性的極高風險項目為例，來說明如何進行各項因應策略的量化分析評估和找出有效策略的方法。類似風險評估方法，策略有效性的評估亦可分為質化分析與量化分析，質化評估方法由於類似於質化風險衡量分析的方法，就不再重複進行，一般對因應策略的質化分析方法多採用多準則評分法分析，如先設立各項決策準則如：目標的妥適性、策略的時效性、技術可行性、經濟可行性、制度可行性和無悔性等各項準則，然後在主觀評估確定各項準則的權重計分後，進行各項準則下的策略項目評分，最後將各因應策略項目加總，得分最高的優先進行採用（王京明、李永展等，2015）。量化的分析方法則如前節所述，涉及策略有效性的客觀量化評估，我們以下採取了極高風險項目-熱浪衝擊做為代表案例，來說明如何進行因應策略的有效性之量化評估方式。

（一） 高溫熱浪衝擊之風險與因應策略

氣候暖化為當前全球不可避免的趨勢，世界各國亦將如何因應氣候暖化列為施政重點工作之一，氣候變遷下減緩與調適亦是政府與人民的重要課題。未來氣候變遷之衝擊程度與影響於目前仍充滿不確定性，且相關數據基礎調查也曠日費時，因此在此緩不濟急之情況下，需優先建構氣候風險評估與調適管理策略，台電公司扮演著能源部門電力供應者的重要角色，如何做好氣候變遷下調適準備為台電公司當務之急，特別是在夏季電力短缺時尋求氣候暖化導致

熱浪衝擊所造成缺電風險之因應，評估高溫熱浪對電力部門的風險衝擊，適時規劃好所需的因應策略與方法。

本研究採用預期成本效益的量化分析評估方式，以 CATLOG 軟體探討在高溫熱浪的風險情境下，運用隨機成本效益分析的概念篩選出適當之熱浪風險管理因應決策，並比較所研擬出的各項策略因應對策在長期所產生的預期效益。藉由本案例的研究，可望能提供相關電業自由化政策決策者具價值的參考素材，以作為其他各項風險項目量化評估方法的依據和參考。

1. 全球暖化與高溫熱浪

根據 IPCC 於 2013 年發布最新的 AR5 摘要報告中所述，當前氣候暖化為毋庸置疑的，全球平均氣溫已明顯呈加速上升的趨勢，自 1950 年以來，已觀察到許多數十年甚至數千年來前所未有的現象，諸如大氣和海洋溫度上升、雪和冰的數量減少、海平面上升，以及溫室氣體濃度增加的種種跡象，皆是因氣候暖化所造成。自 1850 年起地球表面溫度呈現每三十年持續變暖的趨勢，特別在 1983-2012 年間為過去 1400 年來最暖的 30 年，近百年全球均溫上升了 0.74°C ，增溫速率相當於每十年上升 0.074°C ，近五十年氣溫上升了 1.28°C ，增溫速率相當於每十年上升 0.128°C ，近廿五年氣溫上升了 1.77°C ，增溫速率相當於每十年上升 0.177°C ，由此可知全球氣溫增加趨勢明顯加快。未來預估地表溫度在 IPCC 第五次評估報告 AR5 (Fifth Assessment Report) 大部分情境下 (Representative Concentration Pathways, RCP) 於 2100 年時極可能都上升超過 1.5°C ，甚至推估在 RCP6.0 和 RCP8.5 的高排放情境下很可能會超過 2°C (IPCC, 2013)。

目前臺灣氣候暖化的現象相較於全球更是顯著，就臺灣近百年

的氣溫資料計算，自 1911 年至 2009 年期間上升了 1.4°C ，增溫速率相當於每十年上升 0.14°C ，明顯高於全球平均值 0.074°C ，為全球平均溫度上升趨勢值的 2 倍（IPCC，2007）；又臺灣近三十年（1980~2009）氣溫的增加趨勢明顯加快，增溫速率相當於每十年上升 0.29°C ，亦為百年趨勢值的二倍以上，又因幾個高溫年皆出現於近十年中，顯示臺灣的暖化環境正迅猛增溫中。於未來 2080-2099 年暖化的預估上，在 A1B 情境下臺灣各區域季節平均氣溫暖化增溫約介於 2.5°C 至 2.7°C 間，亦顯著高於全球的增溫趨勢，而北臺灣的增溫幅度由於熱島效應將略高於南臺灣的增溫幅度（許晃雄等，2011）。

由於氣候變遷不僅會使均溫上升，更伴隨夏季極端高溫熱浪事件的發生頻率增加，就能源部門而言，最明顯的影響為夏季用電量的提高，近年來氣候變遷衝擊已導致台灣高溫日數增加且夏季提前到來，以往每年高溫日數集中在 6~9 月，然而近年來的夏日已有提前自 5 月開始的現象。以 2012 年各月份每日平均電力負載的情況來看，5 月的電力負載已十分接近 6 月的電力負載，顯示用電量已隨暖化有提前增加的現象。此外氣候暖化所造成之夏季極端高溫現象，進一步將推升未來的總用電量，又目前核四封存與廢除核電的既定政策下，新的替代電源方案尚無著落，使得未來面臨電力供給不足的壓力，更突顯電力部門因應暖化增溫調適之重要性與急迫性。經濟部能源局指出，根據臺灣整體電力供給及需求的綜合分析推估，在核四封存，現有三座核能電廠都依照時程陸續除役，未來的電源規劃將以天然氣配比 50%、燃煤配比 30% 和再生能源配比 20% 作為替代，然而若規劃中新增的再生能源及天然氣發電機組如未能如期

完工加入發電、老舊機組都如期除役的狀況下，以正常用電需求（用電年成長率 2%）推算，自民國 107 年起，就會面臨嚴重的缺電風險（備用容量降至 15% 以下，備轉容量降至 7% 以下）。如果因為各種因素，讓火力發電機組無法運轉或輸配電線路故障，則全國立刻就有可能面臨嚴重缺電危機（今夏備轉容量數度降至 3% 以下）。今年的夏天連續兩次停電事件（如 815 大停電）都說明了核四封存後電力供應情形吃緊的窘境，在無核四案且不延役其他核電廠情境下，加上高溫熱浪的衝擊，電力系統的轉型充滿了危機。根據台電公司資料顯示，近十年來冷氣度（Cooling Degree Days, CDD）已顯著增加從過去每年平均 4400 度增加到最近十年的 5088 度，以夏季氣溫攝氏 28 度為計算標準，每升高一冷氣度，全國在夏季尖峰時將會增加 230 萬度的耗電量，相當於台電核四完工後兩部機組的供電量。

在現今氣候暖化與電力短缺的趨勢下，電力部門需積極尋求氣候暖化導致熱浪衝擊所造成風險之因應策略，評估高溫熱浪對電力部門的風險衝擊，適時規劃好所需的因應策略與方法，有鑑於此，本研究探討在高溫熱浪的風險情境下，運用風險管理的程序以及量化分析法，進行風險辨識及評估高溫熱浪衝擊電力部門所致之風險，並以隨機成本效益法（stochastic cost benefits analysis）篩選出適當之因應策略，並比較所研擬出的各項因應對策在長期所產生的預期效益。

2. 研究方法

本研究採用澳大利亞 Macquarie University 針對氣候變遷調適風險管理決策所開發的 CATLOG（Stefan Trück, et.al, 2013）隨機成本效益分析應用軟體與研究方法，以減省數量分析所需的時間與人

力，CATLOG 風險管理的架構主要由三個程序所構成：(1) 風險辨識 (risk identification)；(2) 風險分析與評估 (risk analysis and evaluation)；(3) 風險管理 (risk management) 決定最適因應策略選項。以下扼要說明此三個程序及方法。

(1) 風險辨識

風險的識別與確認主要係由相關專業人員進行諮詢或會診以及回顧相關文獻或氣象資料以了解氣候變遷風險的類型、機率分配以及其衝擊損害影響，並且識別確認極端高溫熱浪事件以及電力部門所處狀況及電力系統營運的脆弱度。關於過往高溫熱浪的氣候資料亦需進行蒐集整理分析，以備在進行風險評估與風險管理時的作為可行性與敏感度分析使用。

(2) 風險分析與評估

文獻上定義極端氣候事件通常是基於：A.極端氣象參數，例如極端高溫或雨量；B.相對應的衝擊，例如熱浪衝擊或洪水災害；C.對電力部門在社會、環境或經濟層面所造成損害衝擊。風險分析的步驟如下：

- A. 建立極端高溫熱浪事件機率模型，本研究採用波爾森分配的貝式推估。
- B. 建立極端事件衝擊損害機率模型，由於氣候變遷所造成的損害之資料並不充分，因此要以實際資料來配適出其機率分配並不容易，然而損害分配函數通常具有右偏型態，而右偏分配的參數可由兩個分位數（尾端分布）或是由其集中趨勢特徵值如平均數、中位數或眾數導出。另外，在實證分析上若能蒐集中位數與第 95 個百分位

數，則可以配適出一個最適分配。而此方法可運用在具有右偏及厚尾的各種機率分配上，例如：對數常態分配、韋布爾分配或 Burr 分配，本研究採用對數常態分配作為高溫熱浪損害嚴重性建模的案例應用。

C. 計算損害之淨現值

當高溫熱浪事件發生機率與其損害衝擊的機率模型完成後，就可開始進行每年可能造成的損害與損失金額之模擬估算。每年總和損失的計算方法，將依據下列步驟進行：

- (A) 由前述導出的損害分配隨機抽算每年的損失值；
- (B) 模擬該事件的個數與個別損失，並據以計算總和年度損失；
- (C) 進一步依蒙地卡羅 Monte Carlo 方法模擬 10,000 次以上求出預期之總合每年損失。

(3) 風險管理程序決定最佳因應策略選項

在完成以上風險辨識與風險評估後，決定最佳因應策略選項的步驟如下：

- A. 考慮欲模擬的決策期間年數 (decision time horizon) 以及決定成本效益的折現率與成長率數值。
- B. 計算 BAU 情境預期年度損失 DPVL。
- C. 運用敏感度分析研究當選擇不同參數時下的 DPVL。
- D. 輸入各項因應策略選項的期初投資成本以及每年的運維成本。
- E. 設定因應策略選項對極端事件的發生頻率與衝擊嚴重性分配的損失減緩影響。

F. 在設定好各因應策略選項的成本與衝擊減緩的效果後，運用模擬的方式計算每年「無」或「有」該項因應策略的預期損失 DPVC。

G. 進行因應策略選項的淨現值、本益比以及敏感性分析之推估與計算。

在進行了前述分析後，透過成本效益分析即可找出因應氣候變遷熱浪衝擊下電力部門之各項因應策略選項的優先順序與有效性。

3. 研究結果與討論

(1) 模型輸入資料

由於全球對於「熱浪」一詞尚未有一致的定義，而根據世界氣象組織（WMO）對熱浪定義為：連續 5 日氣溫高於歷年最高溫度平均值 5°C 以上，依照此定義，臺灣地區須連續 5 天出現約 39°C 高溫，才符合熱浪的天氣定義，翻閱歷史紀錄能符合此項條件幾乎絕無僅有，而國內氣象學者所建議符合台灣國情的熱浪制訂標準為例如連續 3 天或 5 天出現 35°C 或 36°C 以上高溫即為熱浪，因此本研究以此依據，設定每日高溫達 35°C 且連續 5 天就算熱浪，表 14 為以台北地區為例最近 10 年熱浪高溫發生的頻率，由表可知 2001-2011 年一共發生了 12 次熱浪侵襲事件，平均每年發生 1.09 次，最低次數為每年發生 0 次，最高次數為每年發生 3 次。

表 14 2001-2011 年台灣高溫熱浪（大於 35°C）發生頻率-
以台北地區為例

單位：次數

年代	連續 3 天	連續 4 天	連續 5 天以上
2001	2	0	1
2002	2	0	2
2003	2	1	3
2004	1	2	0
2005	1	0	0
2006	0	1	2
2007	0	0	2
2008	2	0	0
2009	1	0	1
2010	0	0	1
2011	0	1	0

資料來源：台電公司親洽（2014）。

表 15 為以台北地區為例，對熱浪侵襲事件頻率次數、事件損失的嚴重程度、模擬機率分配種類、模擬年數之基本情境設定。基本情境依據全台的缺電損失，採用台北地區氣溫為例作為代表是資料的限制下不得已的作法，以說明氣候暖化對高溫熱浪的衝擊，並做為專家判斷的依據。全台灣各地的時序溫度資料無法獲得，亦無法經由統計得知台灣高溫熱浪頻率應該與台北有顯著差異，此有待未來資料可獲得時在後續研究中加以檢驗。

就前表可知 2001-2011 年台北地區每日高溫達 35°C 以上且連續 5 天不斷的熱浪事件共發生 12 次，得出在此區間的發生頻率大約每年為 1.09 次，而上、下限的設定則根據過去歷年台北地區高溫熱浪事件發生最多及最少的頻率計算，估計值分別為每年 3 次與 0 次；損失估計的部分以專家對台電氣候變遷風險

衝擊評估項目的評量做為參考，根據多數專家認為高溫熱浪對台電財務損失的影響等級為3，等級3將損失金額量測程度界定於5-10億元之間，5-10億元的熱浪災損，係專家共識同意假設缺電等級在500MW以下時所可能造成的缺電損失。藉此概算該災害事件發生之損失金額的中位數為7億元(對數常態分配下，中位數為 $(\ln 5 + \ln 10) / 2 \approx 7.07$ 億元，我們採整數7億元)，而第95百分位的損失估計則加入第4等級的量測程度做估算參考，預估值設定為20億元；模擬損害的機率分配部分依照前述對台灣氣溫做出的統計分析，其分配型態較符合對數常態分配的選項，故在此則以對數常態分配進行未來災損的模擬。此外並假設在進行各項因應策略的衝擊效果時，同樣假設因應策略選項僅能更改熱浪的災害程度分配機率但無法更改其發生次數的機率分配。

表 15 高溫熱浪事件基本情境 (BAU) 投入資料表

發生頻率	平均 1.09/year、上限=3、下限=0
損害金額的中位數	7 億元 (每次發生)
損害金額的 95 百分位數	20 億元 (每次發生)
損害分配	對數常態分配
模擬期間	50 年
折現率&成長率	分別為 2%、3%

資料來源：王京明、李永展等，(2015)。

表 16 為因應高溫熱浪所做的因應策略選項經專家討論後之相關假設數據資料，其為針對各策略選項的期初投資成本、每年的運轉成本以及進行策略執行後對於損害的降低結果所做出的假設，之後再進一步根據這些假設數據做出因應高溫熱浪的各項因應策略選項之成本效益模擬分析。表中各項因應選項成

本與損害程度係採用王京明、李永展等（2015）之研究報告透過專家評估後所產生，為專家們同意的主觀判斷假設數據，作為 CATLOG 軟體的投入資料。

表 16 高溫熱浪事件之因應策略選項相關假設數據

單位：億元

風險管理因應策略選項	損害降低 (%)	期初成本	OM 成本
1. 不做為等待，BAU 情境。	0	0	0
2. 建議政府規劃與建造冷氣需求較少的建築與更改建築能源尖峰效率規章、冷氣器具能源效率標準等。	15%	2	1
3. 建議政府提高冷氣空調的效能，以因應溫度升高導致冷氣需求的增加。	5%	5	1.5
4. 透過良好的營運管理模式改善電能供給效率如冷氣搭配風扇與通風設備。	3%	1	0.3
5. 裝置絕緣隔熱系統。	10%	10	0.5
6. 依需求條件提高冷氣度的參考溫度（28°C）設定。	6%	0	0
7. 實施需求面尖峰負載管理計畫（如關鍵尖峰時間電價、可停電力與輔助服務合約、電能儲存設備如 compressed air energy storage (CAES) 與 Li-ion 電池系統或 renewable power-to-gas or tri-generation 系統）。	20%	10	2
8. 監控由於溫度較高的電能產出效率降低影響，並提升發電效率及發電量。	20%	15	3
9. 重新設計時間電價表以反映各類用戶尖峰用電成本。	12%	2	1
10. 強化與建立早期高溫預警系統。	5%	2	1
11. 強化員工熱病與健康的預防與管理。	10%	3	1

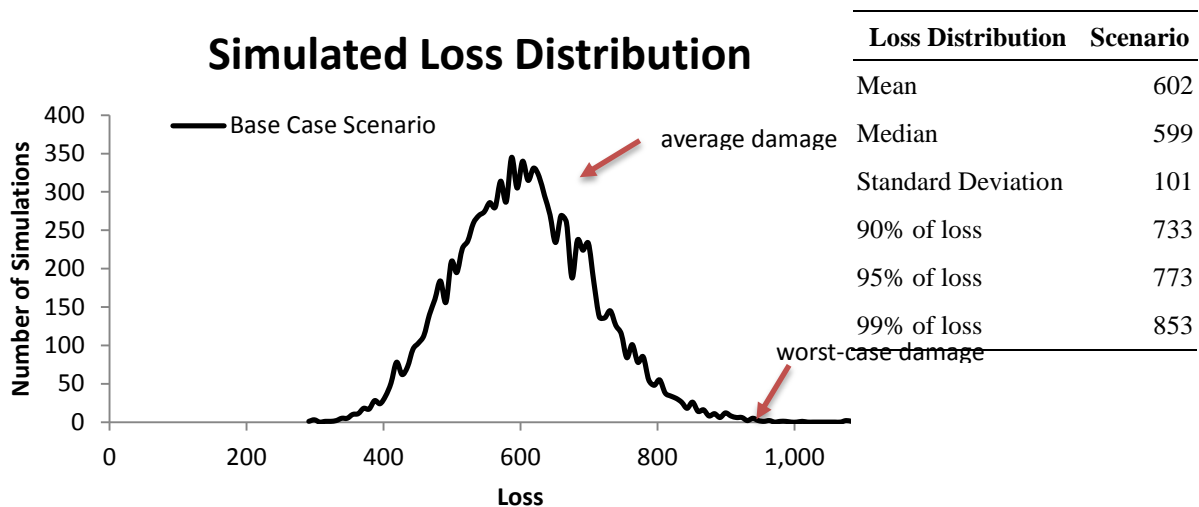
資料來源：王京明、李永展等（2015）。

表 15 及表 16 中各項數據係透過工作坊的方式講解，然後交由相關與會專家討論後以共識決方式決定，與會專家除研究

人員外，主要為台灣電力公司各相關部門的專家群共 19 人，數字為討論後大家同意的主觀判斷假設數據。

(2) 結果分析與討論

圖 29 為台電面臨高溫熱浪事件之災損模擬結果分配圖，此損失分配圖為由 10000 次隨機模擬分析所建構出的 50 年總損失現值的機率分配，進而估算台電公司未來 50 年因高溫熱浪所造成的總災損平均為 602 億元，大於總災損中位數的 599 億元，模擬出的總損失機率分配為右偏，第 99 百分位的總損失估計為 853 億元，最嚴重的災損程度為平均災損約 1.4 倍。由圖可以看出，總損失金額有較高的機率是落在 550-640 億之間的範圍，而總損失金額超過 850 億的發生機率則相當低。



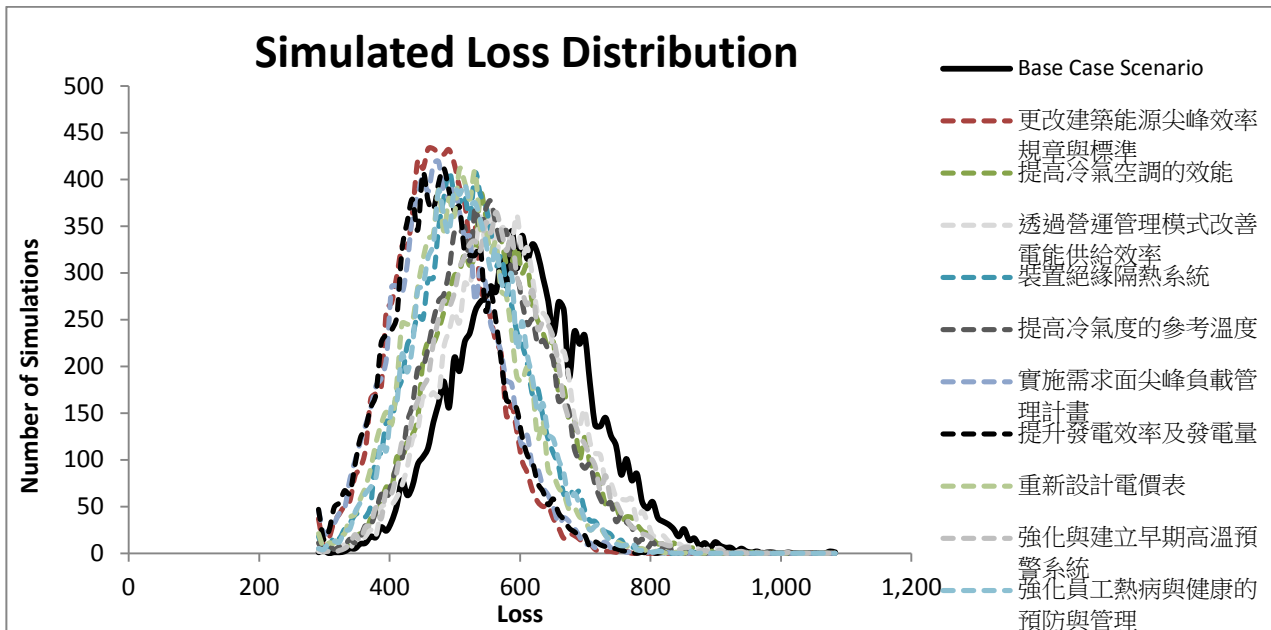
資料來源：王京明、李永展等（2015）。

圖 29 台電面臨高溫熱浪事件的基本情境（不做為與等待）災損模擬結果分配圖

圖 30 為台電面臨高溫熱浪事件進行各策略選項後的災損模擬結果分配圖，分別模擬了 10 個因應策略計畫進行後台電的災損分配，其中更改建築能源尖峰效率規章與標準的策略措施相較於其他策略選項為最能使台電未來 50 年總損失降低的策略措施，實行此項措施後台電公司未來 50 年因高溫熱浪所造成的總災損平均降低至 477 億元，第 99 百分位的總損失亦明顯降低至 661 億元，相較於未做任何因應策略前的最嚴重損失相差了 1.3 倍；其次為提升發電效率及發電量的策略措施，實行此項措施後台電公司未來 50 年因高溫熱浪所造成的總災損平均降低至 480 億元，第 99 百分位的總損失亦明顯降低至 680 億元，相較於未做任何策略措施前的最嚴重損失相差了近 1.25 倍；透過營運管理模式改善電能供給效率此項措施的損失減緩效果為最低，實行此項措施後台電公司未來 50 年因高溫熱浪所造成的總災損平均降低至 575 億元，第 99 百分位的總損失亦明顯降低至 812 億元，其損失減緩效果雖不大，但相較於未做任何措施前的損失仍有降低作用。

另外由圖可知，更改建築能源尖峰效率規章與標準因應策略措施的 50 年總損失分配範圍約介於 300-800 億元之間，有較高的機率是落在 450-500 億元之間的範圍，而總損失金額超過 700 億元的發生機率則相當低；其次提升發電效率及發電量策略措施的 50 年總損失分配範圍約介於 300-800 億元之間，有較高的機率是落在 450-500 億元之間的範圍，而總損失金額超過 700 億元的發生機率則相當低。由上述顯示，相較於台電未做任何措施的 50 年總損失分配範圍 300-1000 億元之間的基本情境下，

進行該措施後的總損失分配範圍不僅明顯縮小，較高機率的損失發生金額範圍與高極端值的損失金額亦會變小，由此明顯得知若在面臨高溫熱浪事件的風險衝擊前，台電有做好因應策略準備將預期會有效降低風險衝擊所帶來的災損程度。

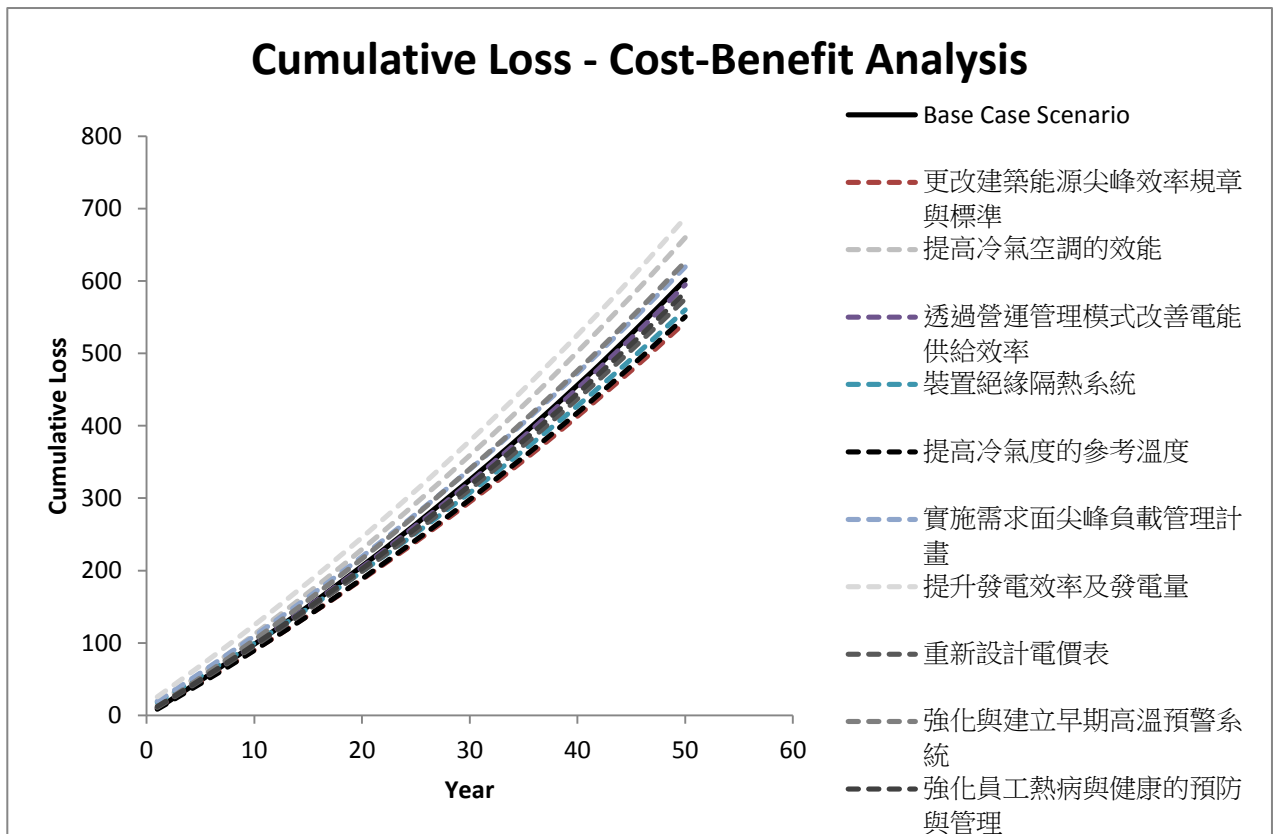


Loss Distribution	Mean	Median	Standard Deviation	90% of loss	95% of loss	99% of loss
Wait&see Base Case Scenario	602	599	101	733	773	853
更改建築能源尖峰效率規章與標準	477	475	74	572	602	661
提高冷氣空調的效能	559	555	92	678	715	787
透過營運管理模式改善電能供給效率	575	571	95	698	738	812
裝置絕緣隔熱系統	518	516	83	626	659	722
提高冷氣度的參考溫度	551	547	89	667	704	766
實施需求面尖峰負載管理計畫	481	477	80	586	618	682
提升發電效率及發電量	480	477	80	585	617	680
重新設計電價表	509	507	82	615	649	719
強化與建立早期高溫預警系統	560	557	92	681	717	789
強化員工熱病與健康的預防與管理	517	514	83	626	657	721

資料來源：王京明、李永展等（2015）。

圖 30 面臨高溫熱浪事件進行各策略選項後的災損模擬結果分配

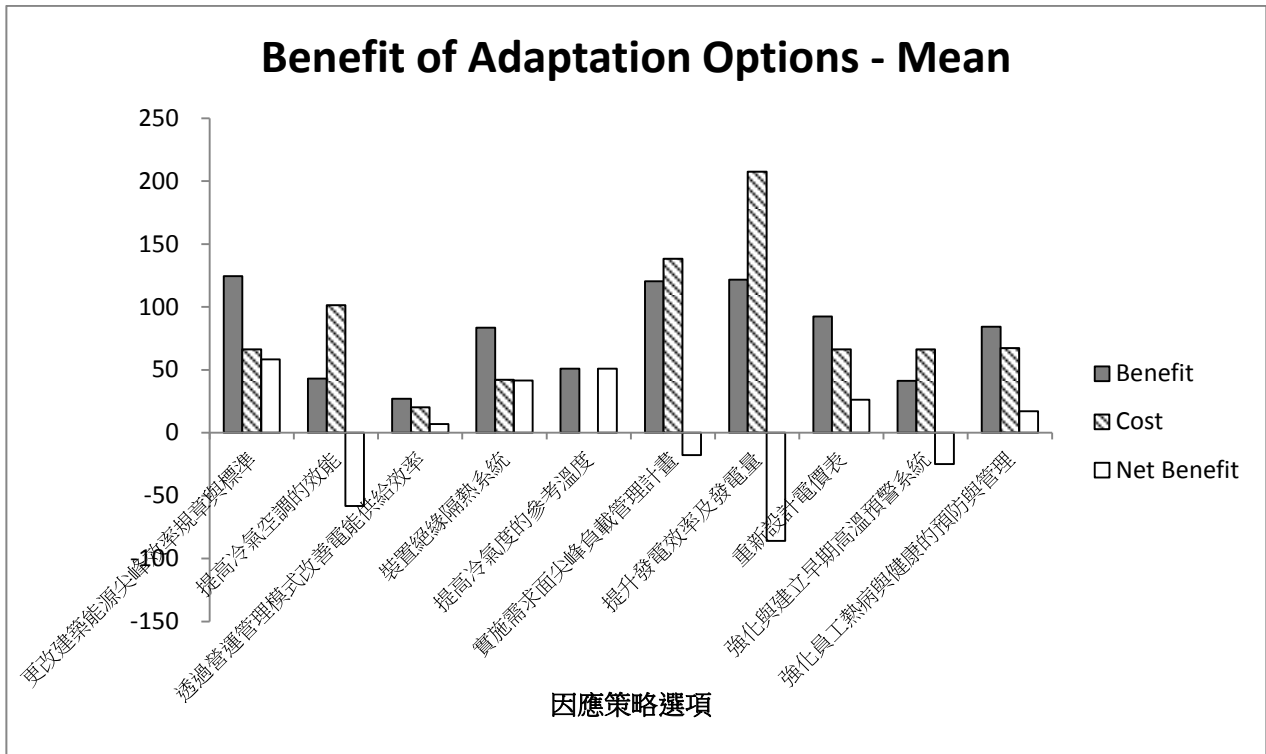
圖 31 為模擬台電公司未來 50 年因高溫熱浪事件所造成的預期累積損失圖，BAU 情境總累積損失從第一年的 9 億元累計至第五十年的 602 億元，其他各種因應策略選項以更改建築能源尖峰效率規章與標準的累計損失最小約 543 億元；提高冷氣空調的效能、實施需求面尖峰負載管理計畫、提升發電效率及發電量、強化與建立早期高溫預警系統這四項策略選項由於假設的投入的成本過高因此未能降低總累積損害的水準，以致累計損失皆大於 BAU 情境，換言之，以 50 年的期間來看，這些高成本的策略選項將不具有經濟合理性，至於其他具有經濟理性的策略選項的累計損失相較於 BAU 情境的情形請參閱圖 31。



資料來源：王京明、李永展等（2015）。

圖 31 台電面臨高溫熱浪事件進行各策略選項後的模擬累積損失圖

圖 32 為因應高溫熱浪事件各種策略選項 50 年 10000 次隨機模擬的預期成本效益經濟分析的結果。策略選項投資的淨現值最高為更改建築能源尖峰效率規章與標準，其次提高冷氣度的參考溫度，再其次為裝置絕緣隔熱系統的調適措施，重新設計電價表亦有相當高的淨現值；提升發電效率及發電量、提高冷氣空調的效能、強化與建立早期高溫預警系統與實施需求面尖峰負載管理計畫這四項策略選項的淨現值為負，其中以提升發電效率及發電量此項策略選項淨現值為最低，代表這四項策略選項在面對高溫熱浪侵襲的衝擊下並無投資可行性，惟需注意的是導致此項研究結果在於除了本研究所假設的成本數據可能過高外，也由於我們僅假設這些策略僅限於因應熱浪風險的衝擊，若這些策略選項有雙重或多重災害降災效果時（例如旱災、風災、洪災或國人健康熱病損失等），其經濟可行性就需重新評估，有可能此四項因應熱浪的策略在加入這些關聯效益後，其淨現值會轉為正值而成為可行的策略方案。

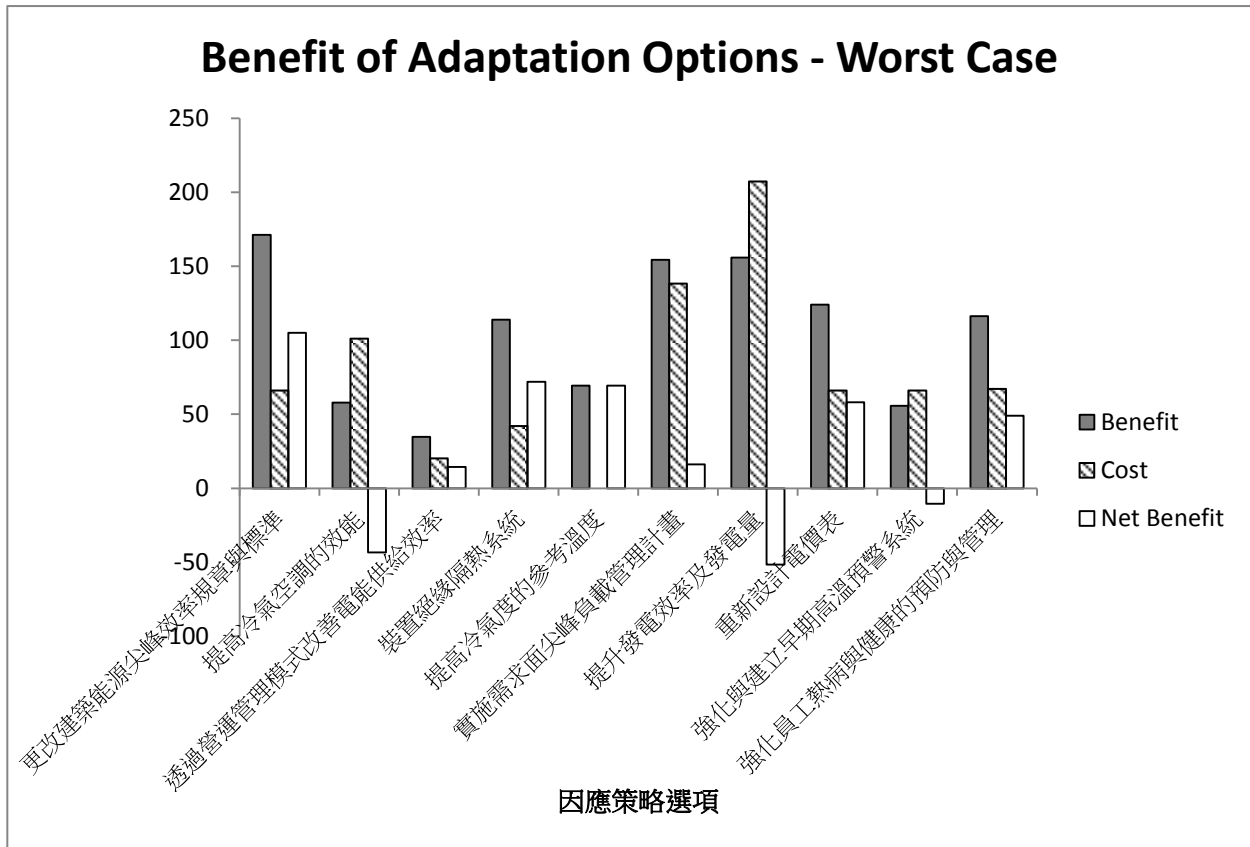


資料來源：王京明、李永展等（2015）。

圖 32 台電面臨高溫熱浪事件各調適選項的預期成本效益分析

圖 33 為因應高溫熱浪事件的各種調適選項第 99 百分位的總損失成本效益經濟分析的結果，此圖可視為熱浪氣候衝擊最壞情況下的各種策略選項的成本效益模擬分析結果。如圖所示，策略選項投資的淨現值高低排列與熱浪平均氣候衝擊的情況類似，最高的前四項分別為：更改建築能源尖峰效率規章與標準、裝置絕緣隔熱系統、提高冷氣度的參考溫度以及重新設計電價表（時間電價）；淨現值為負的有三項分別為：提升發電效率及發電量、提高冷氣空調的效能、強化與建立早期高溫預警系統，其中以提升發電效率及發電量此項策略選項淨現值為最低，代表這三項策略選項無投資可行性，另外實施需求面尖

峰負載管理計畫此策略選項，不同於平均氣候衝擊的情況，其淨現值為正數。

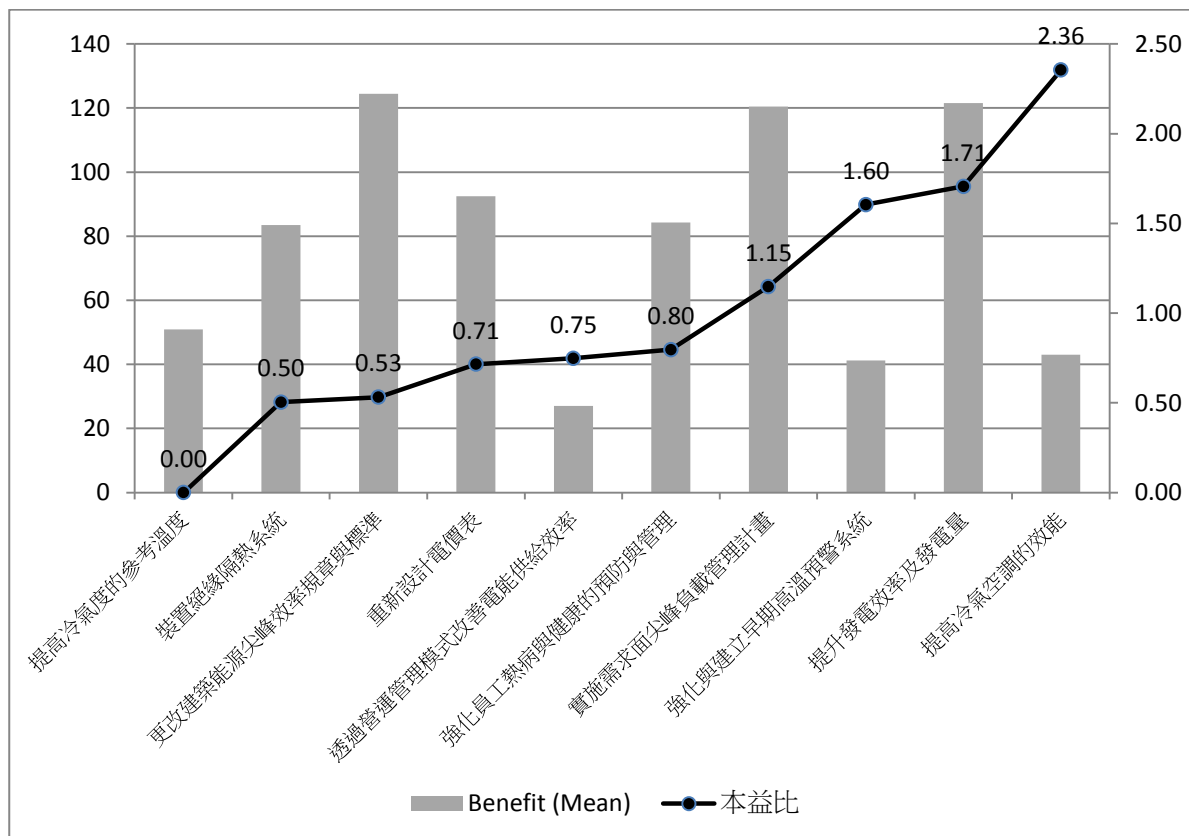


資料來源：王京明、李永展等（2015）。

圖 33 台電面臨高溫熱浪事件各項策略之最壞情況下的成本效益

圖 34 為因應高溫熱浪事件各種策略選項之成本曲線圖，由圖可知除了「實施需求面尖峰負載管理計畫」、「強化與建立早期高溫預警系統」、「提升發電效率及發電量」與「提高冷氣空調的效能」四項策略措施外，其餘策略選項之本益比皆小於 1，代表每項策略選項皆具成本有效性。其中「提高冷氣度的參考溫度」調適選項因投入成本為 0，故本益比為 0 最低，使得其成本有效性最高，其次為「裝置絕緣隔熱系統」策略選項。另外，

「實施需求面尖峰負載管理計畫」、「強化與建立早期高溫預警系統」、「提升發電效率及發電量」與「提高冷氣空調的效能」四項策略措施雖能創造出效益，但其需投入的成本卻已高於產生的效益，四者之本益比皆大於 1，故這四項策略措施不具成本有效性。



資料來源：王京明、李永展等（2015）。

圖 34 台電面臨高溫熱浪事件各策略選項之成本效益圖

綜合上述分析可知，雖然執行提升發電效率及發電量的策略措施能使台電公司未來 50 年因高溫熱浪事件所造成的總災損平均降低，但由於其期初投資成本較其他策略選項為高，又此項措施所投入的成本未能相對有效降低總損害的幅度，且所創

造的效益未高於成本，從預期成本效益經濟分析的結果來看，其並無有效的投資可行性；而更改建築能源尖峰效率規章與標準的策略方案不僅最能使台電未來 50 年總損失降低，且其累計損失為最小，又本益比小於 1，預期成本效益經濟分析之淨現值為最大，故當台電面臨高溫熱浪事件的衝擊風險時，應儘速要求政府相關單位執行更改建築能源尖峰效率規章與標準的措施為最可行與最具成效的因應策略方案。

(3) 小結

由於目前台電的風險管理風險情境及影響在天然災害造成電力設備損毀的風險項目下僅考慮洪災，而對其他的氣候變遷災害衝擊類別並無處理，但台灣除了洪災的衝擊面向之外，目前在高溫熱浪的影響方面，亦為氣候變遷下的主要衝擊，在此課題上須加以重視，本案例研究在這方面列出了「高溫或熱浪導致冷氣需求增加」的風險衝擊評估項目，探討台電在面臨高溫或熱浪的氣候變遷因素下，民眾提高對於冷氣的需求，可能影響台電電能供應的穩定，這在未來核電廠陸續被迫除役或封存下，供電安全風險大幅提高，尤具關鍵意義，故建議台電公司新增此項風險情境，可將本研究針對此風險衝擊在預防及強化方面提出的 10 項策略選項納為此項風險情境的風險處理對策，以作為台電現有風險管理措施的執行方向調整與政策落差填補。

另外，下列 9 項新增的策略選項建議亦可做為未來研究方向，並採用本研究的研究方法進行量化成本效益分析，以對抗熱浪高溫的襲擊，減少停電或缺電危機損害：

- A. 對於增加的夏季製冷的能源需求進行準備；
- B. 建議政府提高家庭、商業和工業的冷氣器具能源效率與能源法規更改；
- C. 建議政府建築物安裝替代能源如 PV、小風機和儲能設備等；
- D. 監控由於溫度較高的傳輸損耗的影響；
- E. 投資高效率的電力基礎設施和電力設備；
- F. 投資於分散式發電如微電網、PV、汽電共生（CHP）和儲能設備；
- G. 建議政府開發、推廣省電家電和商業設備；
- H. 規劃改善相關輔助服務投資（含頻率調節、全黑啟動及電壓支持），包括增加自動發電（AGC）控制機組、全黑機組和增進穩定度之輸配電裝置。更新機組調速機、靜態勵磁機等老舊裝置以及更新機組、川流式改為水庫或調整池發電裝置、必要時可降低電壓支持範圍；
- I. 提升輸配電效率。

本案例研究應針對部分因應對策再進一步對其實用性加以檢視或細部展開以做為未來行動方案的發展執行依據，例如實施需求面尖峰負載管理計畫在目前台電系統缺乏基載機組的情境下，可轉化為削峰不填谷或削峰再加節能方案等具體措施。

此外，本研究在高溫熱浪損害衝擊模擬方面，由於災損歷史資料的匱乏使我們無法如極端事件頻率模擬採用貝氏推估，未來待災損的客觀大數據資料庫建置完成後應可改為貝氏推估。與傳統的確定性成本效益分析相比，本文的氣候變遷衝擊

損失的隨機成本效益評價模型較為優良且考慮的風險範圍較廣，由於考慮到氣候變遷的風險與不確定性並透過專家學者的貝氏統計分析，研究的結果可充分告知決策者的決策風險與因應策略措施的成本效益之完整機率分配，而不是只提供平均統計數據，這是確定性成本效益評價模型所無法完成的，由於要估算損害的機率分配因此模型受限於客觀統計資料的完整性，若無完整的相關時間序列統計資料便無法推估客觀的機率分配，此時僅能靠專家判斷的主觀機率。

台電在面對氣候變遷和電業轉型上扮演重要樞紐角色，涵蓋電業和非電業部門，故降低電力系統脆弱度和提升因應策略能力為未來經營模式之關鍵核心，期望本研究能提供決策者風險管理有效的應用價值。

陸、結論與建議

繼彭博社（2017）與美國商會（2017）對台灣能源轉型改革提出風險報告後，本文也嘗試從電力市場自由化的角度切入來探討我國電業轉型的風險與因應策略，本文的研究結果發現我國電業自由化能源轉型改革呈現出許多高風險因子群，而與前述兩單位所見略同，都指出了未來的供電可靠度、電價扭曲及電力投資與技術不足是主要的關鍵高風險，此外，本研究亦發現能源政策的頻繁變更、社會與政治動盪、不夠獨立的管制制度與政府失能與失靈、市場失靈以及迅猛的氣候變遷衝擊等都會對我國電業轉型與電業自由化帶來極高風險衝擊，須加以因應研擬策略，以降低能源轉型失敗機率。

本文透過風險矩陣分析方法，對我國電業自由化所可能發生的九大風險區塊進行診斷，並針對各風險區塊下之風險因子以五分法方式進行主觀評量，在總共 41 項風險因子中發現極高風險項目有 17 項、高度風險有 21 項、中度風險 3 項，其中極高風險需列為最優先處理項目，其餘部分則列為次優先處理。針對極高風險的項目本文進行策略研擬，以期能有效降低能源轉型的失敗機率及降低電力系統的脆弱度，也提出規劃之有效的因應策略供決策者參考。

各項因應策略的研擬與建議已點出我國現行能源轉型的重大障礙以及應搭配的校正制度或應修正的法規及措施，若能採行將可有效規避或降低電業自由化政策失敗的風險，使能源轉型工程較為順利，期使電業自由化第一及第二階段改革能步入正軌而成功推展。由於時間、資金及人力限制，策略研擬的部分僅點出大方向與原則，至於詳盡的策略評估、執行與掌控則需透過各別具體的個案研究，方能擬定完備的施行計畫，此有待未來有志者承接研究。雖然如此，

本研究還是提出了氣候暖化下高溫熱浪衝擊電業轉型政策的風險以及其因應策略的有效性評估案例，以作為後續研究其他高風險因子管理策略有效性評估的依據。然而，「徒法不足以自行」，如果有好的工具卻沒有正確使用或執行，那這樣的工具也不能造福於人，同樣地，建構了完整的電業自由化與電業轉型風險評估與風險管理和因應策略方案，若不能有效地加以執行與掌控，將來在電業轉型的過程中我國面對各項風險的脆弱度依舊無法有效降低也無法看到優良的因應策略之執行，所以各項高度風險因子的優良因應策略導出後，相關決策單位應該著手規劃具體的計畫執行方案，這包括人事的安排與操作作業的掌控，在人事方面應注重該計畫領導統御人才的選取和計畫執行團隊的素養與育成，在執行操作作業方面則要遵守五大原則：迅速及時原則不可拖泥帶水、靈活調適因應原則要兼具彈性與創新、緊急應變原則要能進行危機管理、善用可用資源與工具原則不浪費公帑與人力和能預判與因應未來變化原則。如此滾動式進行計畫的修正，必可降低我國電業自由化轉型的各項風險。

由於我國電業自由化分兩階段進行，而第二階段又以第一階段的成敗為啟動之條件，且第一階段的完成大概就要花上十年的期間，因此本研究在結論與建議部分特別加強對第一階段現行的「綠能先行」制度做出因應策略的建議如後，供轉型決策者參考。

世界各個國家在能源轉型的過程中，都會如扶養嬰兒般先「餵食」綠能以確保綠電能順利長成壯漢，所以我國現在餵食的新配方奶粉—再生能源憑證（RECs）上路之後，必須能真正地幫助綠電的成長與發展。在再生能源憑證上路之前，我國已有綠電自願認購制度，且行之有年，每度電加 1.06 元，就可以買到「在生產電力過程

中，二氧化碳排放量趨近於零的綠電」，台電還會給一座獎狀表彰對環境的貢獻。然而由於根本沒辦法證明買到的是「純綠電」，綠電每年認購量不到全國用電量的1%，為此政府推出了再生能源憑證認證制度來取代綠電自願認購制度，建立再生能源驗證標準及查核機制，每1,000度的純綠電，就發給你一張憑證，並趕在今年（2017）的五二〇前，發出首批再生能源憑證，盼能加速綠能發展。

但是這種急急忙忙上路的憑證制度，對綠電的發展不會有任何幫助，因為它缺少三個配套設計必須搭配才能往前行，因此本文建議：

1. 建立搭配 REC 電力交易平台

發行多少張再生能源憑證並無助於綠電的推行，發憑證最大重點是要帶入後面的交易市場，讓綠電供給和需求兩端媒合在一起，沒做到這點，再生能源憑證根本是一張廢紙。現行的制度設計沒有提供任何交易動機。舊有的再生能源發電設備所生產的綠電都已經用FIT保證價格預定賣給了台電，只有新增的再生能源發電設備業者才能選用綠電憑證的方式自由選擇買賣對象。但是FIT保證價格預定賣給台電，可以省掉自行尋找買賣憑證的客戶，也無需支付額外的電力輸送或直接拉線供電的費用，何苦為了一個根本不清楚買方在哪裡的綠電憑證而費心神呢！因此，我國若要第一階段綠能先行自由化，就應立即建立可獨立交易的綠電憑證、可公開交易的綠電市場與電力交易平台，才有機會。

2. 建立「電」、「證」分離制度

網綁「綠」與「電」於一張憑證上，大大限縮了綠電憑證的衍生交易使用。一般來說，位居國際主流地位的非網綁式綠電憑證交易是將「綠」與「電」分開，亦即你可以只交易它的正面環境效益（也

就是「綠」)，也可以交易電這個商品本身（也就是「電」）。所以綠電憑證交易性質上是純粹的財務性質之權證交易，財務性的設計是為了擺脫電網傳輸的物理約束，將交易與調度分開以活絡市場，創造達成高效與流動性的交易。我們目前制度的推行，網綁「綠」與「電」於一張憑證上又是事後驗證，也就是你在賣一張 1,000 度電的憑證時，也順便把其低碳減排的權利碳匯給賣了，這樣的設計會限縮了綠電憑證的衍生交易使用。網綁式的綠電憑證無法脫離電網或電能的約束而交易，必須要即產即消以平衡電量，所以網綁式的交易量受限於目前僅有的再生能源發電裝置容量，交易量有限，市場自然無法活絡，亦無效率。

3. 建立綠電的強迫義務制度

就如同兵役制度，自願從軍的永遠是少數，義務則是普遍的多數，自願買賣綠電憑證的制度會有缺乏動機與誘因的問題，目前綠電只佔不到 5%，而 REC 的綠電現貨更只有不到 1%，必須加上各種期貨和創新的綠電衍生性商品才會爆量發展。綠電交易要成功，必須搭配再生能源強制配比制度。在配比義務下，售電業者（例如台電）或者能源大用戶為符合其再生能源配比要求，就會於公開市場的交易平台購買及出售憑證以滿足義務，否則就要繳交罰金或自建再生能源設備發電。在「自願 vs 強制義務」與「現貨 vs 衍生性商品」的強烈對比下，才能繳出好的成績。針對未來電力市場建置不論第一階段的綠電市場或第二階段的灰電市場，皆應考慮如何與綠電義務之整合。

4. 建立 FIT 與 REC 整合與相容制度

目前針對綠能發電，業者可以選以 FIT 價格躉售給台電，亦可自

行尋找用戶透過代輸或直供方式賣給用戶，選 FIT 的方式無法獲得 REC 認證，而選 REC 認證者如果未來找無客戶卻可以再以當時的 FIT 價格賣給台電，如此的制度設計與推行的困難點在於各種制度下再生能源價格的比較，再生能源的業者希望能找到用戶賣出比 FIT 還要高的價格，而用戶則希望能與再生能源發電業者或售電業者簽下比現行售電價格或 FIT 價格還要低的價格，這種高難度的技巧會嚴重阻礙綠能先行的健康發展，因此必須設計一套以可交易市場平台為依據的制度設計來平衡買賣雙方的需求，如英國的差價合約（CFD）或德法的風險貼水 FIT（premium FIT）制度設計方能降低推行的阻礙，否則綠電的發展將寸步難行，最終又會回歸到原點實行舊有的 FIT 制度，緣此，第二階段的電業自由化就無法期盼推行了。依照目前的政策演進架構，對於推動綠電實質上並不友善也無效率，風險不易控管，難見成效。未來若能朝向這四方面的建議調整，並與金管會協調突破 REC 交易金融法規的限制，就能使 REC 從廢紙變黃金。

此外，本研究與專家群皆判定風險排序第一序位為「電力可靠度風險」，因此本文除了上述四項建議外對於後續研究主題與方向亦做出下列重要建議。

5. 探討自由化第一階段我國電力系統「電力可靠度風險」及由其利害關係人之角度來檢視各方承受的後果，包括發電容量裕度、輸配電容量裕度和系統負載增長的速度以及間歇性再生能源的大量湧入之風險作為後續研究重點。

柒、参考文献

1. Checchi, A., Behrens, A. and Egenhofer, C. (2009) “Long-Term Energy Security Risks for Europe: A Sector-Specific Approach”, Brussels: Centre for European Policy Studies (CEPS).
2. Clingendael International Energy Programme – CIEP (2004) *Study on Energy Supply Security and Geopolitics: Final report*, The Hague: CIEP.
3. Doukas, H., Flamos, A. and Psarras, J. (2011) “Risks on Security of Oil and Gas Supply”, *International Scientific Journal: Energy Sources, Part B: Economics, Planning and Policy*, forthcoming.
4. ECA (2009), *Shaping Climate-Resilient Development: a framework for decision-making*, Economics of Climate Adaptation, GF2009.
5. *Energy Security for the EU in the 21st Century: Markets, Geopolitics and Corridors*, edited by Jose’ Mari’ a Mari’n-Quemada, Javi’er Garcí’a-Verdugo, and Gonzalo Escrí’bano, 2012.
6. European Commission (2000) “Green Paper: Towards a European strategy for the security of energy supply”, COM (2000) 769 final, Brussels.
7. European Commission (2001) “Green Paper: Towards a European strategy for the security of energy supply”, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.
8. Garcia-Verdugo and Enrique San-Martin, 2012, *Risk Theory Applied to Energy Security: a Typology of Energy Risks*. Chapter 7 in the book “Energy Security for the EU in the 21st Century”, edited by José María Marín Quemada, Javier García-Verdugo, Gonzalo Escribano (2012). Routledge. London.
9. Hunt, S. (2002), *Making Competition Work in Electricity*, 1st, New York: John Wiley Pub..
10. IEA (2016), *Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems*.
11. Institute for 21st Century Energy • U.S. Chamber of Commerce (2013). “Index of U.S. Energy Security Risk : Assessing America’s Vulnerabilities in a Global Energy Market”, U.S. Chamber of Commerce.
12. International Energy Agency – IEA (2007) *World Energy Outlook 2007: China*

- and India insights*, Paris:OECD/IEA.
13. IPCC (2013), Headline Statements from the Summary for Policymakers, http://www.ipcc.ch/news_and_events/docs/ar5/ar5_wg1_headlines.pdf, cite date: 2017/10/15.
 14. IPCC (2007), Climate Change 2007: Synthesis Report, http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf, cite date: 2017/10/15.
 15. José María Marín Quemada, Javier García-Verdugo, Gonzalo Escribano (2012), “Energy Security for the EU in the 21st Century”, Routledge. London.
 16. Kruyt’ B., D. P. van Vuuren’ H. J. M. de Vries’ H. Groenenberg (2009). Indicators for energy security. *Energy Policy*’ 37(6)’ pp.2166-2181.
 17. Newbery D. (2005) “Electricity Liberalisation in Britain: The Quest for a Satisfactory Wholesale Market Design”, *The Energy Journal*, Elseville pub.
 18. OFGEM (2015), [http : //www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk) 。
 19. Sovacool, B.K. 2011. Evaluating energy security in the Asia pacific: Towards a more comprehensive approach. *Energy Policy*, 39(11):7472-7497.
 20. Trück, S., S. Mathew, A. Henderson-Sellers, R. Taplin, T. Keighley and W. Chin (2013), Climate adaptation decision support tool for local governments: CATLoG, Published by the National Climate Change Adaptation Research Facility 2013.
 21. United Nations Development Program – UNDP (2000) *World Energy Assessment: Energy the Challenge of Sustainability*, New York: United Nations.
 22. 王京明、周韻采、許志義、孫承祥、邱齡慧，2015，我國推動電業自由化之最適市場運作模式研究，台電公司委託研究計畫報告。
 23. 王京明、李永展、蕭代基、柳中明、許志義、洪志銘、羅時芳、歐陽承新、邱齡慧、林祐民、孫承祥，2015，台電因應氣候變遷風險與不確定性下之調適決策與風險管理研析，台灣電力公司。
 24. 王京明、孫承祥，2014，我國電業自由化政策與電業法修正草案之評議，台電工程月刊，795期11月號，頁56-71。
 25. 王京明、杜家雯、郭婷瑋，2008，電業自由化改革之國際間比較與評鑑，初版，台北：財團法人中華經濟研究院，217-236。
 26. 王京明、焦彥雄，2005，雙邊合約電力交易市場規劃與雛型建置，台灣電力

- 公司。
27. 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。
 28. 日本電力交易所，2015，網址：
http://www.jepx.org/pdf/business/jepx_tr_resume.pdf。
 29. 台北市美國商會，2017，台灣白皮書。
 30. 台經院，2015，2015年第1季我國能源安全管理報告書，經濟部能源局委託計畫。
 31. 台灣電力公司，2017，<http://www.taipower.com.tw/>。
 32. 台灣電力公司，2015，台灣電力公司風險管理實施方案，企劃處編印。
 33. 再生能源網，2017，<http://www.re.org.tw/>。
 34. 宋明哲，2012，風險管理新論-全方位與整合，五南出版社，台灣。
 35. 尚金城、譚中富、張會娟、龐博、劉曉林、鄭瑞晨，2014，電力市場風險控制理論與應用，北京：中國電力出版社。
 36. 能源局，2016，電業法修正草案規劃公聽會簡報。
 37. 陳中舜、王京明等，2017，因應電業法修正草案綠能先行原則之綠色電價制度研究(期中報告)，台灣電力公司。
 38. 許晃雄、周佳、吳宜昭、盧孟明、陳正達、陳永明等，2011，臺灣氣候變遷科學報告 2011，行政院國家科學委員會。
 39. 彭博社，2017，<https://udn.com/news/story/9901/2534452>。
 40. 楊秉訓，2013，不確定與經濟決策，翰蘆圖書出版有限公司，台灣。
 41. 電業法，2017，全國法規資料庫，網址：
<http://law.moj.gov.tw/LawClass/LawAll.aspx?PCode=J0030011>。

捌、附件

一、專家問卷調查

敬愛的專家您好：

社團法人台灣三益策略發展協會承接核研所我國電業自由化之風險分析與因應計畫，需要專家們協助針對我國現行電業改革政策進行風險評估。煩請專家們針對下表評估各種可能風險項目衝擊發生之嚴重性及可能性。若需參考評估準則請見說明如後，非常感謝各位專家的協助。

範例 1: 如認為政黨輪替對電業自由化政策變更的風險衝擊程度輕微且政黨輪替發生可能性幾乎確定，則勾選方式如下：

風險編號	風險描述，事件與結果	衝擊嚴重性評分					可能性評分				
		非常嚴重	很嚴重	嚴重	中等	輕微	幾乎確定	很可能	可能	短期內少見	幾乎不可能
1	政黨輪替					✓	✓				

王京明研究員
敬上

附表 1：我國現行電力市場改革之風險衝擊項目風險評估
(請針對各風險項目之嚴重性及可能性分別給予五分制評量計分)

風險編號	風險描述，事件與結果	衝擊嚴重性評分					可能性評分				
		非常嚴重	很嚴重	嚴重	中等	輕微	幾乎確定	很可能	可能	短期內少見	幾乎不可能
政策變更的風險											
1	政黨輪替										
2	電力轉型政策更換										
3	即興式的制訂缺乏遠慮										
4	既有利益團體的挑戰										
5	未提出具體執行計畫										
電力投資不足的風險											
6	非核家園與綠能發展										
7	排碳係數的衝擊										
8	資金與技術的限制										
總體經濟動盪的風險											
9	經濟成長與電力需求成長很難脫鉤										
10	受到外部大環境的衝擊和景氣循環的影響										
11	政府的經濟政策										
社會或政治動盪的風險											
12	政治改革										
13	社會改革										
14	外交關係										
15	政府的信用風險										
16	民粹之風盛行										
17	政府的統管能力與制訂能源政策的能力										
18	公共工程採購制度的僵化和官僚貪腐										
管制制度與政府失靈的風險											
19	缺乏獨立的電業管制機構										
20	中央主管機關取代管制機關的功能										
21	監督管制權責不明功能不彰										
22	政府失能										
市場失靈的風險											
23	外部性的處理不完善										
24	市場資訊不完全										

風險編號	風險描述，事件與結果	衝擊嚴重性評分					可能性評分				
		非常嚴重	很嚴重	嚴重	中等	輕微	幾乎確定	很可能	可能	短期內少見	幾乎不可能
25	市場結構缺乏競爭										
	電價的風險										
26	生產效率										
27	配置效率										
28	投資決策效率										
29	成本免疫的電價公式										
30	電價平穩基金的干擾										
31	低電價的惡習偏好										
	電力可靠度的風險										
32	短期可靠性										
33	長期可靠性										
34	發電容量裕度										
35	輸配電容量裕度										
36	系統負載增長速度超出預期										
37	間歇性再生能源(VRE)大量湧入										
	氣候變遷的風險										
38	熱浪衝擊										
39	颱風										
40	洪災										
41	海平面上升										

附表 2：我國現行電力市場改革之風險類別重要性主觀排序
請針對下列九項風險類別給予不同序位得分，
1（最重要）……9（最不重要）

風險類別	風險類別重要性排序 (序位) 1(最重要)……9(最不重要)
政策變更的風險	
電力投資不足的風險	
總體經濟動盪的風險	
社會或政治動盪的風險	
管制制度與政府失靈的風險	
市場失靈的風險	
電價的風險	
電力可靠度的風險	
氣候變遷的風險	

二、專家問卷調查評估準則

評估準則說明：

1. 在可能性評分方面：

係按風險事件發生機率分類，在五分制下依事件發生可能性高低區分，計分標準為幾乎確定（等級 5）得 5 分、很可能（等級 4）得 4 分、可能（等級 3）得 3 分、短期內少見（等級 2）得 2 分、幾乎不可能（等級 1）得 1 分。

附表 3：風險事件可能性準則量測標準

等級	得分	評量基準
5	5	90% < 發生機率，或風險可能在未來 3 年內頻繁發生
4	4	70% < 發生機率 ≤ 90%，或風險可能在未來 3 年內發生
3	3	30% < 發生機率 ≤ 70%，或風險可能在未來 5 年內不只發生 1 次
2	2	10% < 發生機率 ≤ 30%，或風險可能在未來 5 年內發生
1	1	發生機率 ≤ 10%，或只會在特殊情況下發生

備註：1. 發生機率係為年發生的頻率，表示 1 年中風險事件發生的可能性。2. 發生機率由絕少發生到幾乎確定劃分為 1 到 5 等級。

資料來源：本研究自行整理設計。

2. 在衝擊程度評分方面：

係按風險事件影響程度量測標準分類，在五分制下依衝擊情況的嚴重性程度區分，計分標準為高度衝擊（等級5）得5分、中高度衝擊（等級4）得4分、中度衝擊（等級3）得3分、中低度衝擊（等級2）得2分、低度衝擊（等級1）得1分。

能源轉型政策的風險衝擊程度，可分經濟、社會與環境三方面綜合考量，在經濟面的衝擊主要考量能源資產設施與設備的可能損害、電力運輸或輸送的中斷對電業營運以及經濟體系功能的衝擊後果；社會面的衝擊主要評估考量人員生命、健康與福利的風險以及弱勢團體衝擊、供電義務服務的中斷以及對文化或古蹟的衝擊；在環境面的衝擊主要考量能源轉型政策對生物多樣性以及稀有物種的潛在衝擊和生態系統服務的中斷等。

附表 4：風險事件衝擊損害程度的量測標準

等級	得分	評量基準
5	5	經濟、社會與環境三方面衝擊皆極嚴重或至少兩方面極為嚴重
4	4	經濟、社會與環境三方面衝擊有任何兩方面達嚴重程度以上
3	3	經濟、社會與環境三方面皆有中度的衝擊
2	2	經濟、社會與環境三方面皆有衝擊但不嚴重
1	1	經濟、社會與環境三方面衝擊皆極為有限

三、調查結果

本次訪查有效問卷共 21 份，將 21 份風險項目得分加總平均後
 評分如下：

風險編號	風險描述，事件與結果	衝擊嚴重性 評分	可能性評分
政策變更的風險			
1	政黨輪替	3.4	3.8
2	電力轉型政策更換	4.0	4.0
3	即興式的制訂缺乏遠慮	4.0	4.0
4	既有利益團體的挑戰	3.4	3.7
5	未提出具體執行計畫	3.8	3.7
電力投資不足的風險			
6	非核家園與綠能發展	4.1	4.1
7	排碳係數的衝擊	3.4	3.8
8	資金與技術的限制	3.5	3.7
總體經濟動盪的風險			
9	經濟成長與電力需求成長很難脫鉤	3.3	4.0
10	受到外部大環境的衝擊和景氣循環的影響	3.2	3.7
11	政府的經濟政策	3.5	3.8
社會或政治動盪的風險			
12	政治改革	3.1	3.3
13	社會改革	2.8	3.3
14	外交關係	2.7	3.1
15	政府的信用風險	2.9	3.5
16	民粹之風盛行	4.0	4.2
17	政府的統管能力與制訂能源政策的能力	4.0	4.0
18	公共工程採購制度的僵化和官僚貪腐	3.4	3.9
管制制度與政府失靈的風險			
19	缺乏獨立的電業管制機構	3.9	3.8
20	中央主管機關取代替管制機關的功能	3.6	3.7
21	監督管制權責不明功能不彰	4.0	4.0
22	政府失能	3.7	3.5
市場失靈的風險			
23	外部性的處理不完善	3.1	3.5

風險編號	風險描述，事件與結果	衝擊嚴重性評分	可能性評分
24	市場資訊不完全	3.4	3.6
25	市場結構缺乏競爭	3.5	4.0
電價的風險			
26	生產效率	3.1	3.3
27	配置效率	3.4	3.6
28	投資決策效率	3.6	3.7
29	成本免疫的電價公式	3.7	4.0
30	電價平穩基金的干擾	3.4	3.7
31	低電價的惡習偏好	3.5	3.9
電力可靠度的風險			
32	短期可靠性	4.0	4.0
33	長期可靠性	4.0	4.0
34	發電容量裕度	4.0	4.0
35	輸配電容量裕度	3.7	3.8
36	系統負載增長速度超出預期	3.5	3.3
37	間歇性再生能源(VRE)大量湧入	3.3	3.2
氣候變遷的風險			
38	熱浪衝擊	3.4	3.5
39	颱風	3.2	3.9
40	洪災	3.0	3.3
41	海平面上升	2.8	2.8

風險類別	風險類別重要性排序 (序位) 1 (最重要)9 (最不重要)	風險類別重要性排名
	平均得分	
政策變更的風險	3.3	2
電力投資不足的風險	5.5	5
總體經濟動盪的風險	6.0	8
社會或政治動盪的風險	5.9	7
管制制度與政府失靈的風險	3.7	3
市場失靈的風險	5.4	4
電價的風險	5.7	6
電力可靠度的風險	3.1	1
氣候變遷的風險	6.4	9

附表 5：我國電業自由化風險評量結果

		發生機率等級				
		非常罕見	不太可能	可能	很可能	幾乎確定
		1	2	3	4	5
影響程度等級	極嚴重	5				
	很嚴重	4			2,3,6,16,17,21,32,33,34,	
	中等	3	41	1,4,5,7,8,10,11,12,18,19,20,22,23,24,26,27,28,30,31,35,36,37,38,39,40	9,25,29	
	不嚴重	2		13,14,15		
	輕微	1				

■ 極高風險
■ 高度風險
■ 中度風險
■ 低度風險

四、專家調查風險報告

由附表 5 可知極高風險項目有 9 項、高度風險有 28 項、中度風險 4 項，無低度風險項目。分別為：

- 極高風險
 - 2.電力轉型政策更換
 - 3.能源政策即興式的制訂缺乏遠慮
 - 6.非核家園與綠能發展
 - 16.民粹之風盛行

- 17.政府的統管能力與制訂能源政策的能力
- 21.監督管制權責不明功能不彰
- 32.短期可靠性
- 33.長期可靠性
- 34.發電容量裕度

(註：黑體字的風險項目與本研究看法一致)

● **高度風險**

- 1.政黨輪替能源政策變更
- 4.既有利益團體的挑戰
- 5.未提出具體執行計畫
- 7.排碳係數的衝擊
- 8.資金與技術的限制
- 9.經濟成長與電力需求成長很難脫鉤
- 10.受到外部大環境的衝擊和景氣循環的影響
- 11.政府的經濟政策
- 12.政治改革
- 18.公共工程採購制度的僵化和官僚貪腐
- 19.缺乏獨立的電業管制機構
- 20.中央主管機關取代替管制機關的功能
- 22.政府失能
- 23.外部性的處理不完善
- 24.市場資訊不完全
- 25.市場結構缺乏競爭
- 26.生產效率
- 27.配置效率

- 28.投資決策效率
- 29.成本免疫的電價公式
- 30.電價平穩基金的干擾
- 31.低電價的惡習偏好
- 35.輸配電容量裕度
- 36.系統負載增長速度超出預期
- 37.間歇性再生能源(VRE)大量湧入
- 38.熱浪衝擊
- 39.颱風
- 40.洪災
- 中度風險
- 13.社會改革
- 14.外交關係
- 15.政府的信用風險
- 41.海平面上升

五、期中專家審查意見與回覆

附表 6：期中專家委員意見與回覆

核能研究所期中專家審查會議摘要報告		
名稱	核研所能經策略中心委託計畫 期中審查暨聯合座談會 「我國電業自由化之風險分析與因應」簡報	
時間	106 年 7 月 21 日 AM 09:30-12:05	
地點	核研所 027 館 338 會議室	
會議主持人、主要參與或洽談人員	會議主持人：葛復光（核研所能經中心主任）；主要參與人員：黃揮文（核研所能經中心副主任）、楊豐碩（台經院研究五所所長）、錢玉蘭（台北大學教授）、林師模（中原大學教授）、羅崇功（核研所核工組副研究員）、王京明、邱齡慧（中經院人員）及其他核研所研究人員	
活動摘要	進行「我國電業自由化之風險分析與因應」計畫期中簡報，針對電業自由化文獻回顧、風險辨識及風險評估方法的部分做進度報告。	
決議事項 (心得與建議)	專家委員意見	研究團隊回應與執行情形
	楊豐碩委員	研究團隊回應
	<ol style="list-style-type: none"> 對於我國綠電憑證 REC 設立交易平台之建議，宜釐清其內涵定位，同時與現行綠電認購及 FIT 制度矛盾之解決有何助益宜有所分析。 蒐集國際電業自由化資訊，應綜整各國自由化發展成功或失敗經驗，將其面臨課題予以分類作為風險盤點之基礎。 針對報告所整理之我國電業自由化之風險辨識結果，似乎所涵蓋範圍太廣，過度發散之嫌；此外，目前風險項目及影響因子之層次區分以及影響路徑推論缺乏因果連結。 建議在風險項目辨識可依構面、項目(內涵)、來源(原因)及影響等科目予以重新收斂釐清；其次，在收斂過程可以加入利害關係人辨識之作法來確認較重要之項目之進一步分析(關鍵性風險)。 風險評量矩陣之觀察可以四象限分割來檢視風險之應對方向；另外，參考台電公司風險評估準則，其中衝擊規模可再依政策型或作業型風險項目，區分其影響內容。 	<ol style="list-style-type: none"> 遵照辦理。 遵照辦理。 風險辨識階段涵蓋範圍一定要廣，待風險評量後則會收斂成關鍵性的主要風險。風險評量為下階段研究進行事項，將會依照辦理。 謝謝建議，會參考辦理。
錢玉蘭委員	研究團隊回應	

	<ol style="list-style-type: none"> 1. 本研究內容完整周詳，且針對我國電業自由化的規劃提出深入的評析與批判，極具參考價值。 2. 針對電業自由化的風險辨識項目已經相當多，但建議增加氣候風險。 3. 與國外各國在各方面的比較，加入台灣現況與第一階段自由化預測的規劃。 4. 由於第一階段自由化的作法尚不明確，建議本研究模擬幾種可能作法，評估其對電力市場的影響。 5. 各風險項目彼此可能有正或負向、線性及非線性的關係，要加強辨識相互關係。 6. 五位專家應包括台電、電力經濟專家、國內外產業經濟、氣候變遷專家。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 謝謝。 2. 謝謝並採納建議。 3. 謝謝建議，遵照辦理。 4. 本研究主旨為評估我國電業自由化政策之風險與因應，第一階段綠能先行的改革如今已很明確，至於未來的作法可以假設模擬。 5. 謝謝建議，會納入下階段研究參考。 6. 謝謝建議，遵照辦理。
	林師模委員	研究團隊回應
	<ol style="list-style-type: none"> 1. 研究內容符合原規劃進度，成果豐碩，值得肯定。 2. 國外電業自由化發展現況及分析整理完整，惟對我國之啟示及後續可以參考的地方還可以更具體一些。 3. 風險評估部分整理台電目前的作法，應可再提出研究者建議的作法，改善目前的缺點。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 謝謝。 2. 謝謝建議，遵照辦理。 3. 謝謝建議，遵照辦理。
	羅崇功委員	研究團隊回應
	<ol style="list-style-type: none"> 1. 報告內容詳實，研究範圍廣泛，蒐集資料完整，進度符合預期。 2. 風險指標量化不須所有方法都做，判斷影響程度時，建議設立影響之指標及權重。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 謝謝。 2. 謝謝建議，遵照辦理。

六、期末專家審查意見與回覆

附表 7：期末專家委員意見與回覆

核能研究所期末專家審查會議摘要報告		
名稱	核研所能經策略中心委託計畫 期末審查暨聯合座談會 「我國電業自由化之風險分析與因應」簡報	
時間	106 年 11 月 23 日 PM 15:00-16:50	
地點	核研所 027 館 338 會議室	
會議主持人、主要參與或洽談人員	會議主持人：葛復光（核研所能經中心主任）；主要參與人員：黃揮文（核研所能經中心副主任）、楊豐碩（台經院研究五所所長）、林師模（中原大學教授）、羅崇功（核研所核工組副研究員）、林家德（核研所核工組副組長）、王京明、邱齡慧（中經院人員）及其他核研所研究人員	
活動摘要	進行「我國電業自由化之風險分析與因應」計畫期末簡報，針對電業自由化之風險分析與因應進行期末報告。	
決議事項 (心得與建議)	專家委員意見	研究團隊回應與執行情形
	楊豐碩委員	研究團隊回應
	5. 有關各國電業自由化改革方式綜整(p.99)，其中日本相關資料之開放時程宜再確認。 6. 針對我國電業自由化風險辨識結果(p.140)，其中風險因素仍有前後因果或關聯之情形，建議宜再整清收斂；另外，風險因素內涵亦應其具體定義列述事實，以利能合理辨識風險影響。 7. 對於風險管理策略之研議，可以再考量可控及不可控類型，並依推動可行性及優先順序給予建議。 8. 針對未來電力市場建置，可考慮如何與綠電義務之整合。	5. 遵照辦理，已確認並修正，請參見報告中表 4。 6. 謝謝委員意見，已遵照辦理，追加章節說明九大類風險因素前後因果與關聯之情形，並增加風險因素內涵定義，請參見報告 p.138-p.146。 7. 謝謝委員意見，已納入風險策略研擬之考量，請參見報告 p.170。 8. 謝謝委員意見，已納入結論與建議章節，請參見報告 p.201。
	林師模委員	研究團隊回應
7. 本研究針對電業自由化之風險做了前瞻性及廣泛性的探討，內容充實、具體，值得肯定。 8. 風險辨識項目已確立，但未來仍可在定義上更明確一些。 9. 風險狀態可能是動態變化，因此應經常滾動式檢討及計算，以反映最新狀況。 10. 參考文獻應完整列述。	7. 謝謝委員肯定。 8. 謝謝並採納委員意見，已增加風險因素內涵定義，請參見報告 p.138-p.146。 9. 謝謝委員意見，已納入風險管理架構說明，請參見報告 p.99。 10. 已遵照辦理重新修正內文及參考文獻。	
林家德委員	研究團隊回應	

	<ol style="list-style-type: none"> 4. 可看出研究心力投注甚多，資料收集完整。 5. 風險評估考慮面向周延，是很好的參考資料。 6. 風險指標似乎是電業自由化政策之成功/失敗二分法，若能有更細緻之成功指標，將可使分析內容更清晰。 7. 風險的受體(接收者)若能再按照自由化政策的利害關係人來檢視各方承受的後果，將使報告更具參考價值。 8. 無後續修訂之建議。 9. 若能有後續計畫讓風險內涵更具體，更佳。可考慮後續研究。 	<ol style="list-style-type: none"> 4. 謝謝委員肯定。 5. 謝謝委員肯定。 6. 謝謝委員意見，已重新增加風險因素內涵定義，請參見報告 p.138-p.146。 7. 謝謝委員意見，由自由化政策各階段的利害關係人來檢視各方承受風險的後果，的確為具挑戰性的議題，可作為後續研究方向來努力。 8. 謝謝委員肯定。 9. 贊同委員建議，可將專家判定之風險排序第一序位的「電力可靠度風險」及其細項因子作為後續研究，請參見修正稿結論與建議章節之第5項建議。
	羅崇功委員	研究團隊回應
	<ol style="list-style-type: none"> 3. 資料蒐集及文獻整理完整。 4. 研究嚴謹，層次條理分明。 5. 分析方法策略可行。 6. Page 140 表 9，抽換。 7. Page 158 表 12，編號 41 應為高風險。 	<ol style="list-style-type: none"> 3. 謝謝委員肯定。 4. 謝謝委員肯定。 5. 謝謝委員肯定。 6. 遵照辦理，已更新表 9。 7. 遵照辦理，已修正。